



Elektrizitätswirtschaft Graubünden – Trends 2014

Analyse der Herausforderungen für die Wasserkraft
in Graubünden aufgrund der sich verändernden
Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten

Impressum

Herausgeber	Wirtschaftsforum Graubünden
Autoren	Peder Plaz / Patrick Widmer / Linard Sonder
Reflexionsgruppe	Kurt Bobst (Repower) Stefan Engler (Ständerat GR) Moritz Güttinger (ewz) Beat Hunger (AEV GR) Dr. Jürg Kappeler (Kappeler Concept AG) Urs Meister (Avenir Suisse) Ulrich Moor (ewz) Martin Roth (ewz)
Finanziell unterstützt durch	EWZ und Repower
Titelbild	Bärenburg Kraftwerke Hinterrhein (KHR)
Veröffentlichung	Mai 2014

Disclaimer

Die Ergebnisse und Feststellungen dieser Studie beruhen auf Daten und Fakten aus zumeist öffentlich zugänglichen Quellen sowie auf Erkenntnissen, die im Rahmen anderer Studien und Projekte durch den Verfasser gewonnen werden konnten. Aussagen, welche nicht zum Allgemeinwissen eines Fachgebiets zählen, wurden – wo immer möglich und nachvollziehbar – nach den Ansprüchen an wissenschaftliche Schriften und nach bestem Wissen und Gewissen zitiert. Bei Darstellungen wurden die jeweils beigezogenen Datenquellen vermerkt. Gleichwohl kann das Wirtschaftsforum für die Richtigkeit der gemachten Annahmen keine Haftung übernehmen.

Hinweis für den eiligen Leser:

Als Zusammenfassung des Berichts dient das Kapitel 6 "Lagebeurteilung aus Sicht Graubündens"

Inhalt

Inhalt	1
1 Warum ein Trendbericht?	1
2 Globale Entwicklung	3
2.1 Wirtschaftslage	3
2.2 Energiebedarf	3
2.3 Energiepreise	4
2.4 Entwicklungsprognose der globalen Stromerzeugung	6
2.5 Unterschiedliche Ausgestaltung der Energiepolitik	7
2.6 Schlussfolgerungen für Europa	10
3 Europäischer Strommarkt	13
3.1 Wirtschaftsentwicklung und Stromverbrauch	13
3.2 Energieangebot	14
3.3 Elektrizitätspolitik	15
3.4 Strompreise	26
3.5 Schlussfolgerungen für die Schweiz	28
4 Schweizer Strommarkt	31
4.1 Wirtschaftsentwicklung und Stromnachfrage	31
4.2 Elektrizitätspolitik	32
4.3 Stromangebot	35
4.4 Strompreise	39
4.5 Schlussfolgerungen für Graubünden	41
5 Stromwirtschaft Graubünden	43
5.1 Nachfrage und Stromproduktion	43
5.2 Projekte in Entwicklung	43
5.3 Entwicklung Repower	46
5.4 Grischelectra	47
5.5 Politik Graubünden	48
5.6 Volkswirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft	48
5.7 Strompreisentwicklung	50
5.8 Schlussfolgerungen	56
6 Lagebeurteilung aus Sicht Graubünden	59
6.1 Rentabilität der Wasserkraft	59
6.2 Auswirkungen der Fördermassnahmen für NEE	61
6.3 Handlungsbedarf und Handlungsmöglichkeiten	63
6.4 Empfehlungen des WIFO von 2008	66
6.5 Anpassungen der Ziele und Strategie des Kantons Graubünden	67
7 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung	69
7.1 Rentabilität der Wasserkraft	69
7.2 Handlungsbedarf	70
Literaturverzeichnis	75

1 Warum ein Trendbericht?

Ausgangslage

Markante Umwälzungen auf den Energiemärkten

Das Wirtschaftsforum Graubünden (WIFO) hat im Jahr 2008 einen Bericht zur Situation der Wasserkraft in Graubünden publiziert. Danach wurden weitere Publikationen zum Thema „Wertschöpfung der Energiewirtschaft“ sowie „Trends 2009“ erarbeitet. Alle Publikationen erschienen in einer Zeit, die von sehr volatilen und hohen Strompreisen, von der Lancierung neuer Wasserkraftprojekte, von der Aussicht auf knappe Erdölreserven sowie von einer sehr guten Wirtschaftslage in Europa geprägt war.

In der Zwischenzeit haben einerseits neue Technologien begonnen, Wirkung zu entfalten (z.B. Fracking in den USA, geförderter Zubau neuer erneuerbarer Energien in Europa). Andererseits steht seit dem Zwischenfall in Fukushima in Europa, speziell in der Schweiz und in Deutschland, die Kernkraft ernsthaft zur Disposition. Zudem verharren die südlichen europäischen Staaten in einer tiefen Wirtschaftskrise, welche die Nachfrage der Industrie nach Strom wesentlich dämpft. Hinzu kommt, dass sich der Preis für europäische CO₂-Emissionszertifikate auf einem Tiefststand befindet und diese somit die Funktion als Lenkungsabgabe nicht erfüllen können.

Fragestellung

Auswirkungen auf die Wasserkraft beurteilen

Das Wirtschaftsforum Graubünden interessiert sich vor diesem Hintergrund für die Frage, wie die Veränderungen auf den Energiemärkten sich auf die Nutzung der Wasserkraft in Graubünden auswirken. Zu diesem Zweck sind wir im vorliegenden Bericht den folgenden Fragen nachgegangen:

- Wie haben sich Nachfrage, Angebot und Preise für Elektrizität in den letzten Jahren entwickelt?
- Welches sind die Haupttreiber hinter den zu beobachtenden Entwicklungen?
- Von welchen künftigen Entwicklungen ist auf den Strommärkten und in der Elektrizitätspolitik auszugehen?
- Welche Auswirkungen haben die beobachteten und die zu erwartenden Veränderungen auf die Wasserkraft in Graubünden?
- Welche Chancen und Risiken für Graubünden sind damit verbunden?

Zum Bericht

Einschätzungen des WIFO

Der Bericht wurde durch das Wirtschaftsforum Graubünden aus der Optik der Volkswirtschaft Graubünden und insbesondere aus der Sicht der Wasserkraft Graubünden geschrieben und entsprechend wurden die Themen gewichtet und dargestellt.

Die Arbeiten am Bericht wurden von EWZ und Repower finanziell unterstützt. Für den vorliegenden Bericht und die darin getroffenen Einschätzungen ist jedoch das Wirtschaftsforum Graubünden alleine verantwortlich.

Die Arbeiten des Wirtschaftsforums Graubünden wurden von einer Reflexionsgruppe kritisch begleitet.

2 Globale Entwicklung

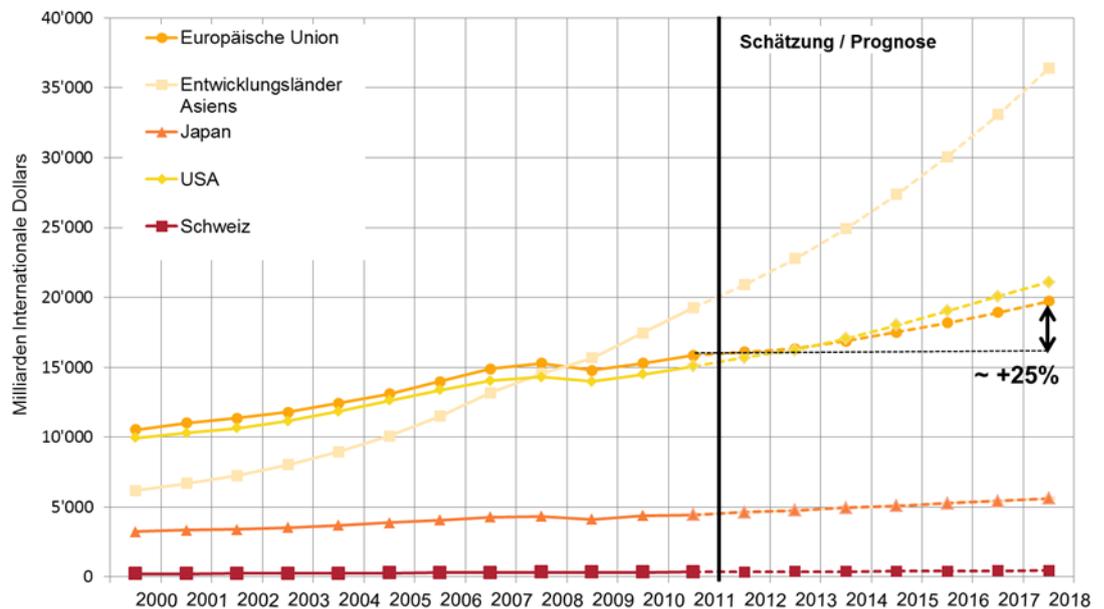
2.1 Wirtschaftslage

Einbruch der Krise aufgeholt

Das Bruttoinlandprodukt befindet sich sowohl in den USA wie auch in Europa wieder auf dem Niveau vor der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2008. Die Schweiz wuchs trotz Krise und Währungsaufwertung stetig auf moderatem Niveau. Die Entwicklungsländer Asiens wuchsen auch während der Krisenjahre ungebremst weiter. Japan erlebte ebenfalls ein moderates Wachstum über die vergangenen Jahre.

Wie Prognosen des Internationalen Währungsfonds IWF zeigen, wird für die Periode bis 2018 vor allem für die Europäische Union und die USA ein deutliches Wirtschaftswachstum von insgesamt rund 25% gegenüber heute angenommen. Auch die Schweiz und Japan dürften gemäss Prognose weiterhin wachsen, jedoch wohl weniger stark. Ein rasantes Wachstum mit Tendenz zu einer Beschleunigung gegenüber dem heutigen Zustand wird für die Entwicklungsländer des asiatischen Raumes erwartet (vgl. Abb. 1).

Abb. 1 Entwicklung des realen BIP in ausgewählten Regionen inkl. Prognosen für die Jahre 2012 bis 2018



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis des Internationalen Währungsfonds IWF, 2013)

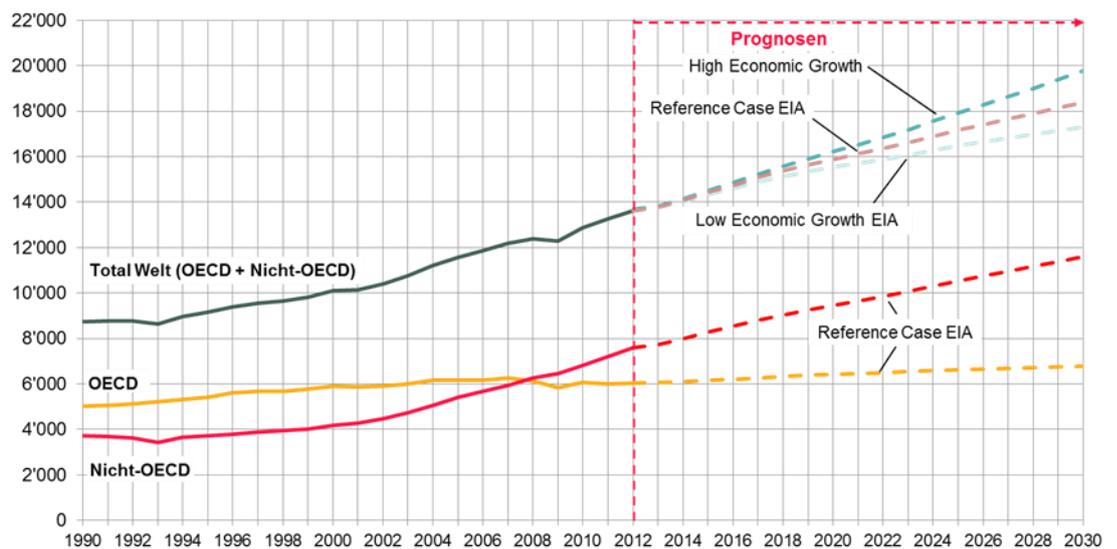
2.2 Energiebedarf

Weiterhin steigende Energienachfrage

Der weltweite Energieverbrauch nimmt weiter zu. Auch die Finanz- und Wirtschaftskrise tat dem Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs nur im Jahr 2009 einen kurzen Abbruch. Während vorwiegend in den Industrieländern (OECD) eine Verlangsamung des Anstiegs des Energieverbrauchs zu erkennen ist, verbrauchen insbesondere die aufstrebenden BRIC-Staaten¹ deutlich mehr Energie. Die U.S. Energy Information Administration (EIA) prognostiziert einen weiterhin steigenden Energieverbrauch bis 2030. Dabei wird erwartet, dass sich die Trends zu einer Verlangsamung des Anstiegs des Energieverbrauchs in den OECD Staaten und ein weiterhin deutlicher Anstieg des Verbrauchs in den Nicht-OECD Staaten fortsetzen werden (vgl. Abb. 2).

¹ Allen voran China

Abb. 2 Energieverbrauch weltweit 1990 bis 2030 mit Szenarien (in Megatonnen Öleinheiten)



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis U.S. Energy Information Administration EIA)

2.3 Energiepreise

Weiterhin hohe Ölpreise. Dagegen eher tiefer U.S. Gaspreis und tiefere Kohlepreise.

Im langjährigen Vergleich stiegen die Kosten der Primärenergieträger in den letzten Jahren an. Dies ist auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen. Mit dem wirtschaftlichen Wachstum und dem Wachstum der Bevölkerung steigt auch die Nachfrage nach Energie. Die zunehmende Nachfrage nach in ihrer Verfügbarkeit begrenzten Ressourcen führt zu einer Verknappung, die wiederum zu höheren Preisen führt. Die instabile politische Lage in einigen Förderländern kann zu Förder- und Lieferengpässen führen, die die Preise für Primärenergieträger zusätzlich verteuern.

Hohe Brennstoffpreise bewirken, dass die zur Neige gehenden einfach zugänglichen Vorkommen durch die Erschliessung neuer, nicht konventioneller Vorkommen, wie Teersande, Schieferöl oder Tiefseeöl kompensiert werden. Hohe erzielbare Brennstoffpreise erlauben einen entsprechend kostenintensiveren Ressourcenabbau, wie es bei der Erschliessung unkonventioneller Vorkommen üblicherweise der Fall ist.

Die U.S. Energy Information Administration (EIA) geht in ihren Prognosen von konstant hohen Preisen aus. Für die Elektrizitätsproduktion in Europa sind derzeit vorwiegend die Kohle- und Gaspreise relevant, da sich diese unmittelbar auf die Strompreise auswirken.²

Der in Europa massgebliche Gaspreis bezieht sich auf russisches Erdgas. Die im Zuge des sogenannten Fracking erschlossenen neuen Erdöl- und Erdgasvorkommen in den USA sorgen für eine hohe Verfügbarkeit und damit für tiefe Gaspreise in den USA.³ Inwieweit Europa von den günstigen Erdgaspreisen in den USA profitieren kann, bleibt derzeit offen. Die (noch) teure Umwandlung von Erdgas in flüssiges Gas (Liquefied natural gas LNG), beschränkte Transportkapazitäten sowie das Interesse Russlands, auch weiterhin Erdgas nach Europa zu exportieren, machen derzeit den Import von amerikanischem Erdgas wirtschaftlich unattraktiv.

² Die europäische Stromproduktion basiert zu einem bedeutenden Teil auf dem Einsatz von Kohle sowie Gas. Der Anteil an Strom aus Kohle ist besonders in Deutschland und Italien beträchtlich.

³ Eine Beschreibung der Fracking-Methode findet sich im Spot 1 im Kapitel 2.5.

Einsatz des Fracking in Europa derzeit unwahrscheinlich

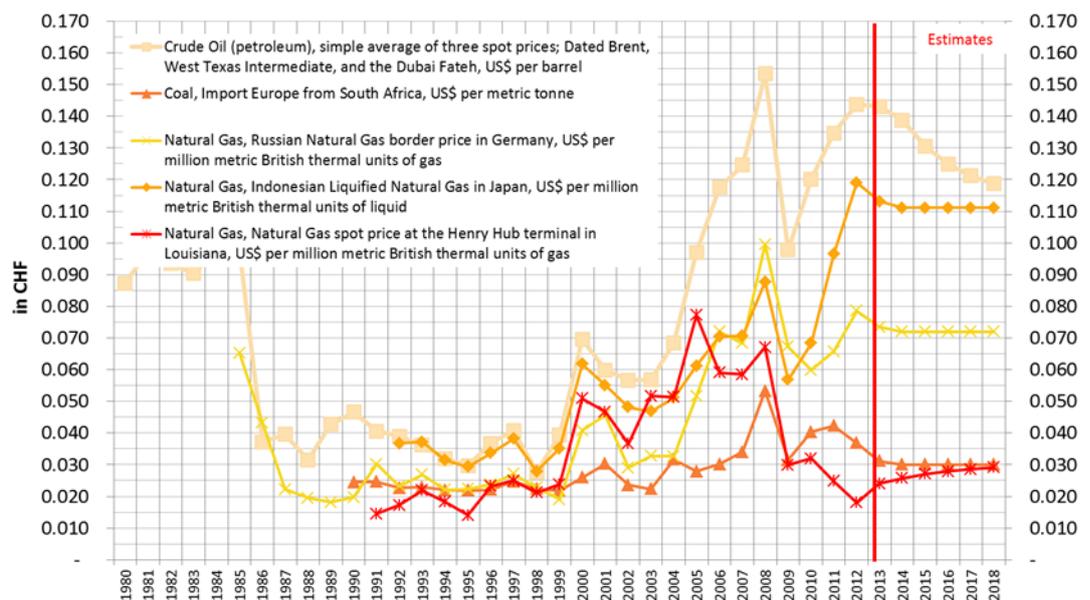
Inwiefern West- und Zentraleuropa von der Fracking-Methode und damit von der Erschließung neuer Vorkommen profitieren können, lässt sich derzeit nur schwer abschätzen. Es bestehen in Europa – besonders in den weniger dicht besiedelten zentral- und osteuropäischen Ländern wie Polen und Rumänien – durchaus Erschließungspotenziale. Auch besteht aus energiepolitischer Sicht dieser Länder ein Interesse an der neuen Technologie. Besonders die Möglichkeit, sich von der Abhängigkeit russischer Energie lösen zu können, erscheint attraktiv. Nicht zuletzt umweltpolitische Bedenken hinsichtlich des Fracking und die dadurch fehlende gesellschaftliche Akzeptanz - insbesondere in Westeuropa - verhindern derzeit die Verbreitung dieser Technologie.⁴

Fracking in USA beeinflusst Stromproduktion in Europa

Obwohl der direkte Einfluss des tiefen amerikanischen Erdgaspreises auf Europa - wenn überhaupt - nur marginal spürbar ist, wirkt sich dieser indirekt jedoch stark auf die europäische Stromproduktion aus. Die tiefen Gaspreise in den USA führten zu einer Reduktion des Bedarfs an Kohle zur Stromproduktion in den USA. Dies wiederum führte dazu, dass der Weltmarktpreis für Kohle in Bewegung geraten ist und sich derzeit auf einem besonders tiefen Niveau befindet. Der tiefe Kohlepreis sowie ausserordentlich tiefe CO₂-Emissionszertifikatepreise ermöglichen in Europa günstigere Produktionsbedingungen für Kohlekraftwerke gegenüber Gaskraftwerken. Diese werden dadurch zunehmend verdrängt.⁵

Aufgrund der aktuellen Entwicklung ist davon auszugehen, dass die Kohlepreise auch weiterhin auf einem eher tiefen Preisniveau verbleiben werden (vgl. Abb. 3).

Abb. 3 Preise für ausgewählte Primärenergieträger pro kWh_{el}



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Internationaler Währungsfonds (IWF))

⁴ Vgl. Badische Zeitung, 4. Februar 2014.

⁵ Diese Entwicklung führt aus klimapolitischer Sicht im Hinblick auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen zu einer paradoxen Situation. Die CO₂-Emissionen in den USA, welche das Kyoto-Protokoll bis heute nicht ratifiziert haben, erreichen im Jahr 2012 ihr tiefstes Niveau seit 1994. Die vermehrte Stromproduktion aus Kohle führt in Deutschland hingegen dazu, dass durch die derzeit günstigen Produktionsbedingungen der Kohlekraftwerke die CO₂-Emissionen wieder zunehmen. Vgl. Bloomberg BNA, 2013.

2.4 Entwicklungsprognose der globalen Stromerzeugung

Starker Anstieg fossiler Stromproduktion zu erwarten

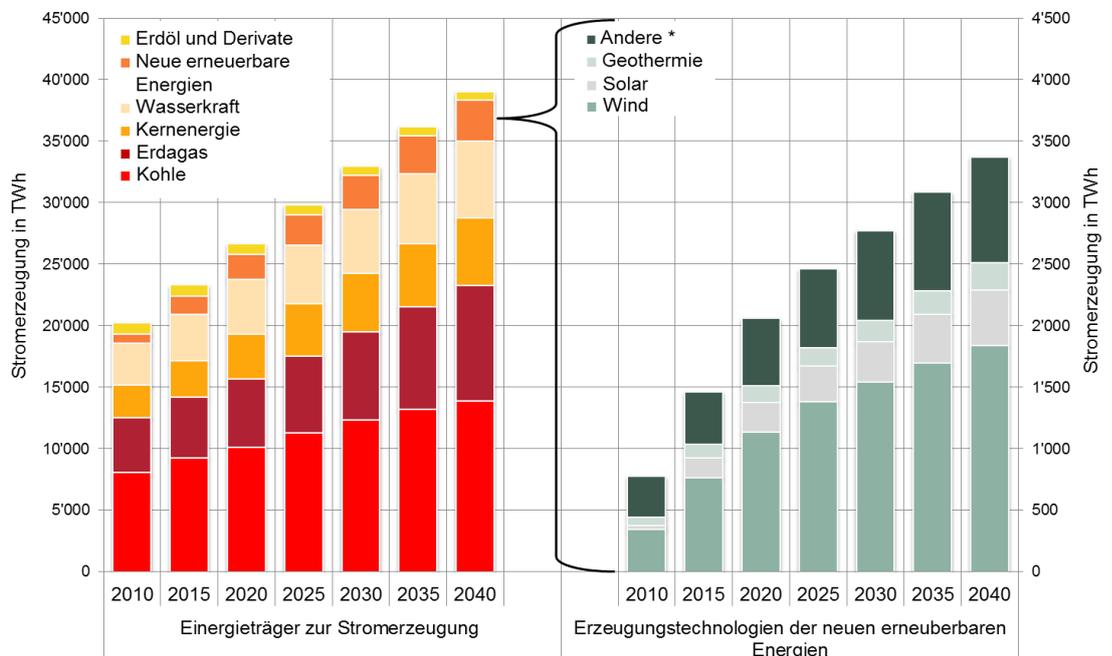
Wie in den vorhergehenden Abbildungen und Ausführungen deutlich wurde, ist davon auszugehen, dass die kommenden Jahrzehnte auch weiterhin durch wirtschaftliches Wachstum geprägt sein werden. Starkes Wachstum ist vor allem im asiatischen Raum zu erwarten. Dort steht insbesondere die Entwicklung Chinas im Mittelpunkt.

Wie Abb. 2 zeigt, ist aufgrund des erwarteten Wachstums auch mit einem zunehmenden Energiebedarf in den kommenden Jahrzehnten zu rechnen. Den obigen Ausführungen entsprechend wird der Energiebedarf insbesondere der asiatischen Länder (ohne Japan) stärker zunehmen, als dies in den entwickelten Industriestaaten Europas sowie Japan der Fall sein dürfte.

Während Erdöl in der Betrachtung des Gesamtenergiebedarfs nach wie vor den wichtigsten Energieträger darstellt, ist die Bedeutung von Erdöl in der Stromerzeugung marginal. Von besonderer Bedeutung sind hingegen die Energieträger Kohle und Gas, welche sowohl heute, wie auch zukünftig, mehr als die Hälfte der weltweiten Elektrizitätserzeugung bereitstellen werden. Die Kernenergie, die Wasserkraft sowie die neuen erneuerbaren Energien werden an Erzeugungsvolumen zulegen. Besonders die neuen erneuerbaren Energien werden in einem globalen Kontext der Elektrizitätserzeugung gemäss Prognose aber auch 2040 lediglich eine untergeordnete Rolle spielen.⁶

Innerhalb der neuen erneuerbaren Energien erfährt vor allem die Windkraft einen massiven Ausbau (siehe Abb. 4). Gemäss EIA dürfte sie von rund 340 TWh Produktionsleistung im Jahr 2010 auf beinahe 1'840 TWh in 2040 zunehmen. Trotz grossen zugesprochenen Potenzialen dürfte sich der Ausbau der Geothermie eher moderat entwickeln. Im Bereich der übrigen Energien (Andere) bergen vor allem Biomasse sowie Abfälle weiteres Ausbaupotenzial.

Abb. 4 Entwicklungsprognose der globalen Stromerzeugung nach Energieträgern und Erzeugungstechnologien 2010 bis 2040.



* Die Kategorie "Andere" umfasst als Sammelbegriff Windkraft, Solarkraft, Geothermie, Abfälle, Biomasse, Gezeiten-, Wellen- und Meereskraftwerke.

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis U.S. Energy Information Administration (EIA), 2013. International Energy Outlook 2013 (Reference Case))

⁶ In diesem Zusammenhang wird auf das Kapitel 3 verwiesen, welches die Entwicklung der Erzeugungsstruktur Europas abbildet. Insbesondere erfolgt damit der Hinweis darauf, dass der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien in Europa einen deutlich höheren Stellenwert genießt als dies im globalen Kontext der Fall ist.

Energiepolitik als Spiegel der Gesellschaft

2.5 Unterschiedliche Ausgestaltung der Energiepolitik

Die Energiepolitik der einzelnen Staaten kann sich stark unterscheiden. Sie ist nicht zuletzt abhängig von den im Hinblick auf die Verfügbarkeit von fossilen Ressourcen gegebenen Bedingungen sowie von den Beschaffungsmöglichkeiten und den sich daraus ergebenden Abhängigkeiten (vor allem die Preisabhängigkeit ist hier zu nennen). Die Erzeugungsstruktur sowie die Verbrauchsgewohnheiten sind stark durch diesen Umstand geprägt. So tendieren beispielsweise Länder mit hoher allgemeiner Verfügbarkeit und Zugang zu Ressourcen dazu, ihre Erzeugungsstruktur auch auf die vorhandenen Ressourcen auszuliegen und zu erhalten. Hingegen sind ressourcenarme Staaten in der Regel eher dazu gezwungen, alternative Erzeugungstechnologien zu entwickeln oder zu beschaffen.

Zudem spielen in der Gesellschaft und Politik vorhandene und keinesfalls über die Zeit konstante Werthaltungen gegenüber der Energiebeschaffung und –nutzung eine wesentliche Rolle. An den in der Folge in aller Kürze dargestellten Beispielen unterschiedlicher Ausgestaltungen der Energiepolitik wird deutlich, dass sich diese Werthaltungen stark unterscheiden können.

Fracking führt zu günstigen Strompreisen

2.5.1 Energiepolitik USA vs. Europa

Die U.S. amerikanische Energiepolitik ist noch immer geprägt durch die ressourcenreichen Erdöl- und Erdgasvorkommen, die im Laufe des letzten Jahrhunderts im Inland erschlossen werden konnten und denen die USA (nicht zuletzt durch günstige Energiepreise) ihr wirtschaftliches Wachstum seit Beginn des letzten Jahrhunderts verdanken.

Mit der hohen Verfügbarkeit wuchs auch der Hunger nach Ressourcen. Dies führte infolge steigender Exploration bei gleichzeitig begrenzten Vorkommen zu einer Abhängigkeit von ausländischer Produktion. Besonders deutlich traten diese Abhängigkeit und ihre Folgen zu Beginn der 70er Jahre und dem Beginn der ersten Ölkrise in Erscheinung.

Trotz Sensibilisierung für Umweltanliegen und den sich daraus ergebenden gesellschaftlichen und politischen Bestrebungen blieben Umweltziele stets der wirtschaftlichen Entwicklung untergeordnet. Zu erwähnen ist, dass die klima- und energiepolitischen Interessen und Bestrebungen der jeweiligen Bundesstaaten der USA sehr unterschiedlich sein können. Dabei halten besonders die ressourcenreichen Bundesstaaten in der Tendenz an einer Politik fest, die eine weiterhin möglichst hohe Inwertsetzung ihrer Ressourcen fördert.⁷

Europa verfügt aufgrund der natürlichen Gegebenheiten hinsichtlich verfügbarer fossiler Ressourcen über eine gegenüber den USA unterschiedliche Ausgangslage. Mit Ausnahme Norwegens hat Europa keine reichen fossilen Ressourcenvorkommen und die Abhängigkeit vom Ausland ist entsprechend hoch. So beläuft sich die aussereuropäische Energieabhängigkeit der EU-27 Staaten auf über 50%.⁸ Einzelne Staaten weisen eine noch höhere Energieabhängigkeit auf. Importe und bestehende Handelshemmnisse verteuern die Energieproduktion und wirken damit auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft ein. Die hohe Auslandsabhängigkeit sowie eine deutlich höhere Sensibilität gegenüber Umweltanliegen führen dazu, dass klima- und energiepolitische Anliegen seit den 70er Jahren in Europa einen relativ hohen Stellenwert genießen. Hinzu kommt ein seit Anbeginn des industriellen Einsatzes der Kernenergie in den 60er Jahren latent vorhandenes Misstrauen gegenüber dieser Technologie, welches nicht zuletzt durch die Katastrophen in Tschernobyl 1986 und jüngst in

⁷ Zum Beispiel gilt der Bundesstaat Kalifornien in klimapolitischen Fragen als besonders offen, wohingegen zum Beispiel der Bundesstaat Texas als Mittelpunkt der Erdölförderung eher eine Politik verfolgt, die weiterhin die Einnahmen aus der eigenen Industrie sicherstellt.

⁸ Die Energieabhängigkeit zeigt inwieweit sich eine Wirtschaft auf Importe verlässt, um seinen eigenen Energiebedarf zu decken. Vgl. Europäische Kommission (Eurostat), 2013.

Fukushima verstärkt wurde und mit den Entscheidungen zum Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und der Schweiz ihren bisherigen Höhepunkt erreicht hat.⁹

Während die Energieproduktion in den USA auch weiterhin und trotz klima- und energiepolitischer Bestrebungen zu einem grossen Teil auf dem Einsatz fossiler Energieträger (Kohle, Gas und Uran) basiert, verfolgt Europa und insbesondere Deutschland einen grundlegenden Umbau der Energieversorgung (Energiewende). Bereits seit den 90er Jahren unterstützt Deutschland den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien, welcher allerdings erst seit dem Jahr 2000, der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und wirtschaftlichen Fortschritten bei den einzelnen Erzeugungstechnologien, richtig an Fahrt aufnimmt.¹⁰

Welche Bedeutung umweltpolitische Anliegen in den USA und in Europa, gegenüber vor allem wirtschaftspolitischen Anliegen erlangen, wird besonders am Beispiel des Fracking deutlich. Während in den USA laufend neue Öl- und Gasvorkommen erschlossen werden können und damit einen regelrechten Gasboom in den USA auslösten, stösst das Fracking insbesondere in Westeuropa auf gesellschaftlichen Widerstand.¹¹

2.5.2 Japan und die Kernenergie

Rückkehr zur Kernenergie?

Die Kernenergie leistete im Jahr 2010 mit einem Anteil von knapp 26% und einer Produktionsleistung von beinahe 288 TWh einen substantiellen Beitrag zur Elektrizitätserzeugung Japans. In der Folge der verheerenden Naturkatastrophe im März 2011 und der dadurch ausgelösten Reaktorunfälle in Fukushima beschloss Japan einen informellen längerfristigen Ausstieg aus der Kernenergie. Bis zur Jahresmitte 2012 gingen alle Reaktoren für Sicherheitsüberprüfungen und Wartungsarbeiten vom Netz. Die Kompensation der weggefallenen Kapazitäten erfolgte durch die Wiederinbetriebnahme stillstehender Öl- und Kohlekraftwerke sowie durch Wärmekraftwerke. Der dadurch entstandene hohe Bedarf an importierten Primärenergieträgern – vor allem Liquefied natural Gas (LNG) - führte zu einem massiven Anstieg der Strompreise.

Trotz ablehnender Haltung der Bevölkerung, erwägt Japans Regierung derzeit einen Wiedereinstieg in die Kernenergie. Nachdem Japans Premierminister Abe am 4. Januar 2013 erklärte, dass die Regierung in einem Zeitraum von drei Jahren über die Zukunft der bestehenden Kernkraftwerke entscheiden werde, gingen bereits zwei Monate nachdem der letzte Reaktor zur Jahresmitte 2012 heruntergefahren wurde, erste Reaktoren wieder ans Netz.¹²
¹³ In dem im Dezember 2013 veröffentlichten Energiekonzept, welches die Energiepolitik Japans der kommenden 20 Jahre umfasst, spricht sich Japan für die Kernenergie aus. Gleichzeitig soll aber in den nächsten 20 Jahren Japans Abhängigkeit von der Kernenergie soweit möglich verringert werden. Nach der abgeschlossenen Sicherheitsüberprüfung sollen die Kernkraftwerke wieder in Betrieb genommen werden.¹⁴

Trotz des Widerstands der japanischen Wirtschaft und insbesondere der Energiekonzerne, schreitet der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien voran. Besonders die 2012 eingeführte garantierte Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen setzt Anreize zum Ausbau der Technologie. Die Vergütung pro kWh Strom aus Photovoltaikanlagen mit mehr als 10 kW installierter Leistung fällt mit 42 Eurocent im Vergleich zu europäischen Fördermodellen relativ hoch aus. Im Vergleich zu Deutschland fällt sie rund doppelt so hoch aus und auch in der

⁹ Vgl. hierzu zum Beispiel die zu Beginn der 70er Jahre auftretende Protestbewegung gegen das damals geplante Kernkraftwerk im schweizerischen Kaiseraugst, welches nach 20 jähriger Planungszeit und Kosten in Milliardenhöhe im Jahr 1988 schliesslich am gesellschaftlichen und politischen Widerstand scheiterte.

¹⁰ Vgl. Maubach, 2013.

¹¹ Vgl. zum Preiseffekt des Fracking auch Kapitel 2.3.

¹² Süddeutsche.de, 2012.

¹³ Spiegel Online, 2012.

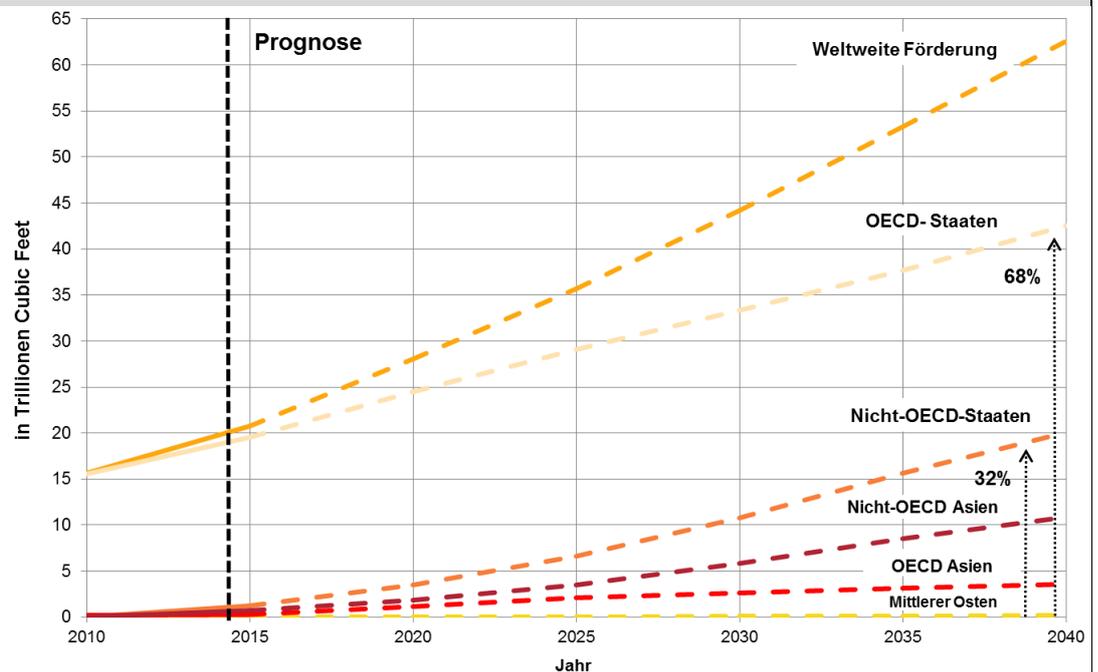
¹⁴ Japan Atomic Industrial Forum, Inc., 2013.

Schweiz und Italien liegen die Vergütungen deutlich tiefer.¹⁵ Obwohl der Ausbau der erneuerbaren Energien massiv zunimmt - Japan gilt bereits heute hinter Deutschland als zweitgrösster Solarmarkt – darf diese Tatsache nicht darüber hinweg täuschen, dass Japan auch weiterhin durch eine fossile Energieproduktion geprägt sein wird.

SPOT 1 FRACKING

In der Erschliessung unkonventioneller Erdöl- und Erdgasvorkommen kommt die Technologie des Fracking (engl. hydraulic fracturing) zum Einsatz. Dabei erfolgen im Unterschied zur konventionellen Fördermethode auch horizontale Bohrungen um das im Gestein eingeschlossene Öl und Gas zu fördern. Unter hohem Druck wird eine Mischung aus Wasser, Chemikalien und Sand in das Bohrloch eingeleitet, die dafür sorgt, dass Risse im Gestein entstehen und das Öl, resp. Gas entweichen kann.

Abb. 5 Prognose der weltweiten Förderung unkonventioneller Gasvorkommen



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis U.S. Energy Information Administration, 2013)

Diese neue Bohr- und Fördertechnik führte in den USA zu einem Boom an Gas aus Schiefergestein. Das sich aus den vermuteten Vorkommen ergebende Potenzial ist sehr hoch. Wie Abb. 5 zeigt, nimmt der Abbau von unkonventionellem Öl und Gas gemäss Prognose der Energy Information Administration (EIA) im Verlaufe der kommenden Jahrzehnte deutlich zu. Besonders in den Staaten der OECD und in der Hauptsache in den Vereinigten Staaten, Kanada, Nordeuropa sowie Australien/Neuseeland nimmt der Abbau zu. Diese Staaten umfassen im Jahr 2040 rund 68% der gesamten Förderung. Unter den Nicht-OECD-Staaten zählen besonders China sowie Russland zu den wichtigen Förderstaaten. Die Förderung unkonventioneller Vorkommen bleibt in den OPEC-Staaten des Mittleren Ostens hingegen bis 2040 marginal.¹⁶

¹⁵ Erneuerbare Energien. Das Magazin, 2012.

¹⁶ Vgl. U.S. Energy Information Administration, 2013.

Schwellenländer prägen in Zukunft globale Energiepolitik

2.6 Schlussfolgerungen für Europa

Das globale wirtschaftliche Wachstum dürfte sich gemäss der oben beschriebenen Prognosen auch in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter fortsetzen. Ein besonders starker Wachstumstrend wird vor allem für den asiatischen Raum angenommen, wohingegen die entwickelten Industriestaaten der OECD eher moderat weiter wachsen werden.

Mit dem Wachstum nimmt auch der Bedarf an Energie weiter zu. Die Nutzung von Energie erfolgt zunehmend effizienter. Insgesamt wird die Nachfrage nach Energie allerdings auch weiterhin zunehmen. Die erwartete Zunahme der Energienachfrage erfolgt entsprechend dem erwarteten wirtschaftlichen Wachstum. Bei weiterhin zunehmender Nachfrage nach in ihrem Umfang begrenzten fossilen Ressourcen ist davon auszugehen, dass die Weltmarktpreise für diese Ressourcen im langfristigen Trend ansteigen werden.¹⁷

Die langfristig zu erwartende Verteuerung der Primärenergieträger, vorwiegend klima- und energiepolitische Veränderungen (Reduktion der Treibhausgasemissionen¹⁸, Versorgungssicherheit, Importabhängigkeit) sowie die sich daraus ergebenden Möglichkeiten neuer Technologien (Neue erneuerbare Energien, Liquefied natural gas, Fracking, Carbon capture and storage¹⁹) bringen die bisherige Organisation und Struktur der Energieversorgung und -märkte in Bewegung. Dabei zeigt sich, dass sich vor allem Europa mit dem grundlegenden Umbau des Energiesystems (Energiewende) energiepolitisch deutlich von der in den Vereinigten Staaten verfolgten Energiepolitik unterscheidet. Obwohl in den USA die Umsetzung klimapolitischer Ziele durchaus erkennbar ist, bleibt die Organisation und Struktur der Energieversorgung weiterhin von einer Politik möglichst „günstiger“ Energiepreise dominiert.

Die Ausgestaltung der globalen Klima- und Energiepolitik - insbesondere die U. S. amerikanische Energiepolitik (Fracking) - beeinflusst die europäische Energiepolitik massgeblich. Europas Bestrebungen eine Energiewende herbeizuführen, stossen bei der Frage der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft an ihre Grenzen. Die Umsetzung klima- und energiepolitischer Bestrebungen führen in der Regel zu einer Verteuerung der Energieversorgung. Eine striktere Umsetzung klima- und energiepolitischer Ziele als dies im globalen Vergleich der Fall ist, bedeutet letztendlich einen Wettbewerbsnachteil für international agierende Akteure. Die Kosten der Energiewende sind somit in dieser Betrachtungsweise nur soweit tragbar, wie die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht durch zu hohe Energiepreise gefährdet ist.²⁰

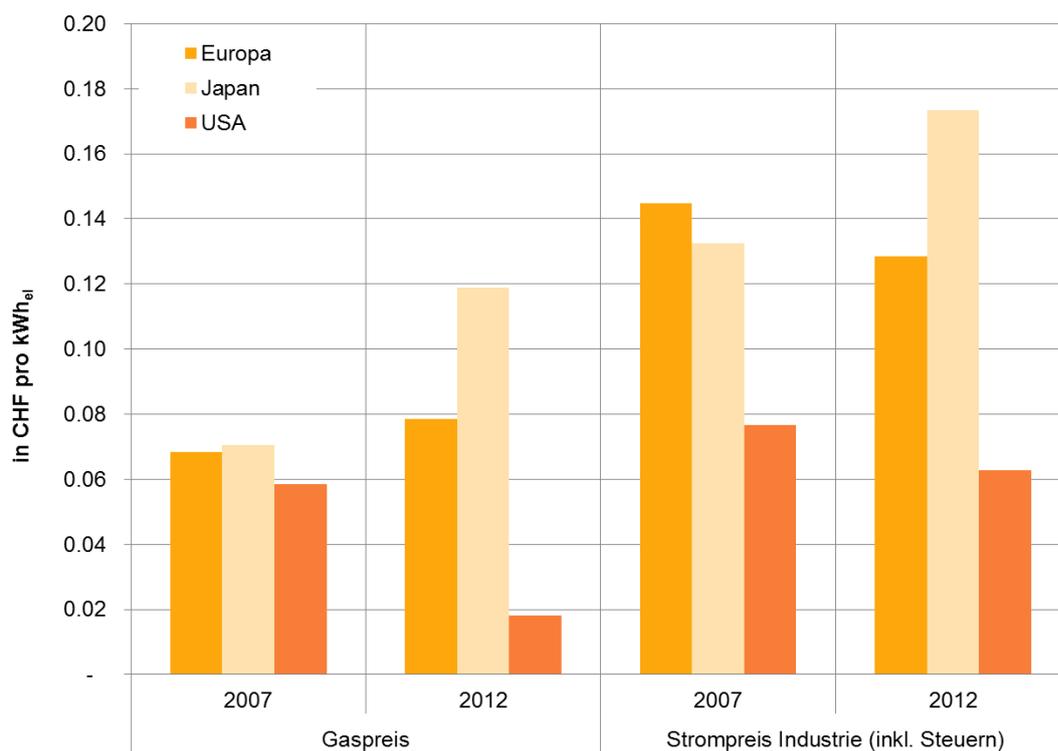
¹⁷ Der Umstand langfristig steigender Preise für fossile Primärenergieträger führt in einer ersten Betrachtung der Stromerzeugung dazu, dass nicht fossile Erzeugungstechnologien an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen.

¹⁸ Vgl. Kapitel 3.3.1.

¹⁹ Carbon capture and storage (CSS) bezeichnet die Möglichkeit, CO₂-Emissionen in die Atmosphäre zu reduzieren, indem das entstehende CO₂ abgespalten und unterirdisch eingelagert wird. Die Technologie befindet sich noch im Entwicklungsstadium.

²⁰ Diese Problematik verdeutlicht sich besonders anschaulich in der derzeit laufenden Diskussion zwischen Deutschland und der Europäischen Union um die Gewährung von Rabatten bei der EEG-Umlage für ausgewählte Industriebranchen. Vgl. Energate Messenger, 2014.

Abb. 6 Vergleich von Gas- und Strompreisen in den Regionen Japan, Europa sowie den USA in den Jahren 2007 und 2012



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Internationaler Währungsfonds (IWF); Departement of Energy and Climate Change United Kingdom (DECC))

3 Europäischer Strommarkt

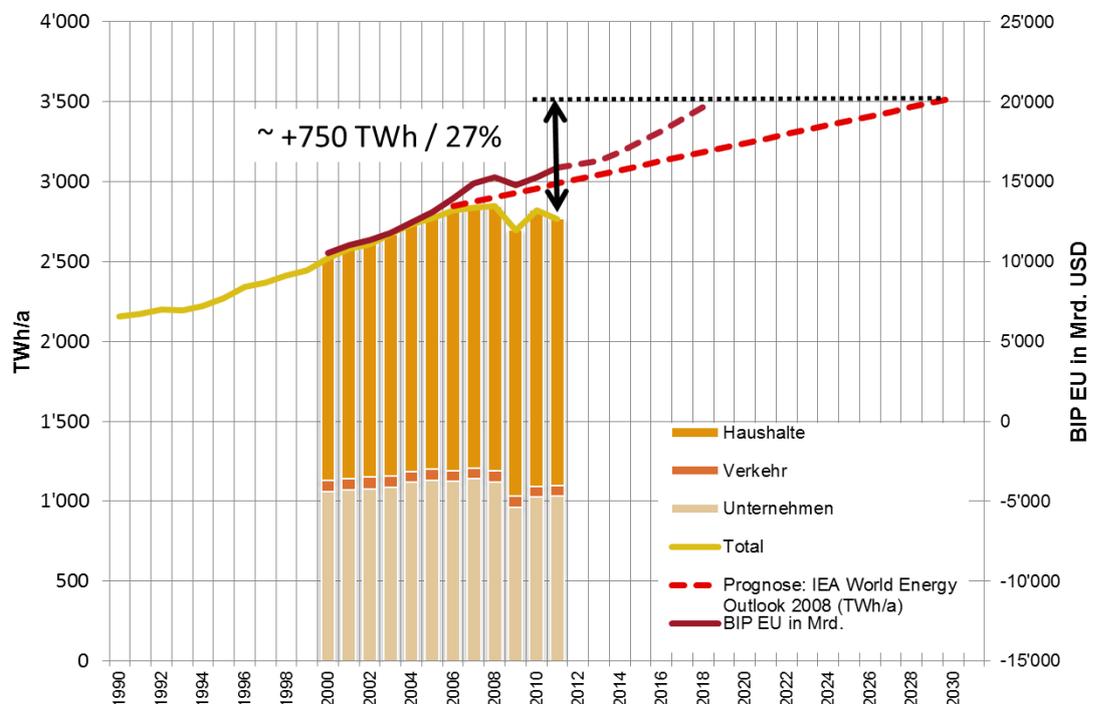
3.1 Wirtschaftsentwicklung und Stromverbrauch

Stromverbrauch
entkoppelt sich vom
Wirtschaftswachstum

In Europa entwickelte sich der Stromverbrauch bis anhin gleichmässig mit dem wirtschaftlichen Wachstum. Stieg das wirtschaftliche Wachstum an, nahm der Stromverbrauch entsprechend zu. Liess das Wachstum nach, sank auch der Verbrauch. Dieser Zusammenhang lässt sich über die vergangenen Jahrzehnte zurückverfolgen.

Wie Abb. 7 zeigt, nimmt der Stromverbrauch seit den Jahren der Finanz- und Wirtschaftskrise eher ab, während das wirtschaftliche Wachstum weiterhin zunimmt. Dies entgegen der Prognose des World Energy Outlook 2008 der IEA, welche von einem Anstieg des Verbrauchs um 750 TWh oder 27% bis 2030 ausgeht. Die Tendenz der Entkoppelung des Stromverbrauchs von der wirtschaftlichen Entwicklung ist nicht zuletzt – neben strukturellen Effekten wie der Tertialisierung²¹, - auf eine effizientere Nutzung der Elektrizität zurück zu führen.²²

Abb. 7 Entwicklung des Stromendverbrauches der EU-27



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Internationale Energie Agentur (IEA); Internationaler Währungsfonds (IWF); Europäische Kommission (Eurostat))

Inwieweit sich Energieeffizienzmassnahmen auf den Stromverbrauch auswirken werden, ist derzeit schwer abzuschätzen. Hierbei ist zu beachten, dass Einsparpotenziale im Gesamtenergieverbrauch nicht selten zu einer „Verstromung“ der Energie führen. Zum Beispiel werden Ölheizungen vermehrt durch elektrische Wärmepumpen ersetzt.

²¹ Mit Tertialisierung wird der Prozess der zunehmenden Verlagerung der Wirtschaftsaktivitäten einer Volkswirtschaft in den tertiären Wirtschaftssektor beschrieben. Ressourcen- und produktionsintensive Industrien des sekundären Sektors werden zunehmend in Schwellenländer ausgelagert. Dies vor allem aufgrund vorteilhafter Produktionsbedingungen (günstigere Faktorpreise und tiefere Auflagedichte) in den Schwellenländern gegenüber den Industriestaaten.

²² Eine Studie der Bank UBS prognostiziert unter Berücksichtigung eines moderaten Wirtschaftswachstums sowie der Umsetzung von Effizienzmassnahmen und mit Betonung der erwähnten Tertialisierung, eine Abnahme der Stromnachfrage um 10% bis 2020 in Europa. Vgl. UBS 2012, UBS Investment Research – Power demand has peaked, -10% to 2020, Zürich.

Grosses Potenzial zur Reduktion schädlicher Umweltbelastungen wird dem Ausbau der Elektromobilität (e-Mobilität) im Verkehr zugesprochen. Der derzeitige Stromverbrauch in Verkehrssektor bezieht sich in der Hauptsache auf den Bahnverkehr und ist in der Betrachtung des gesamten Stromverbrauchs marginal. Eine Abschätzung, wie schnell sich die neuen elektrischen Fahrzeuge im Markt durchsetzen werden, ist derzeit mit grosser Unsicherheit behaftet. Aktuelle Prognosen gehen von einer eher moderaten Marktdurchdringung im unteren einstelligen Prozentbereich der e-Mobilität bis 2020, resp. 2030 aus, vorausgesetzt, dass keine Technologiesprünge auftreten.²³ Setzt sich die e-Mobilität durch, wäre mit einer Zunahme der Nachfrage um einen Viertel oder mehr gegenüber dem Stromendverbrauchs niveau von 2011 zu rechnen.²⁴

3.2 Energieangebot

Starker Ausbau von
Wind- und Solarkraft

Abb. 8 zeigt die mögliche Entwicklung der Stromerzeugungsstruktur der EU-28 Staaten in einem Zeitraum bis ins Jahr 2050. Aus der Prognose wird ersichtlich, dass trotz des Anstiegs Deutschlands, die Kernenergie auch weiterhin einen wesentlichen Anteil an der europäischen Elektrizitätserzeugung haben dürfte. Ihr Anteil sinkt von 31% im Jahr 2000 auf 20% im Jahr 2025, und bleibt bis zum Jahr 2050 konstant. Einen signifikanten Rückgang erlebt gemäss Prognose dagegen die Stromerzeugung aus Kohle. Ihr Anteil nimmt von 31% im Jahr 2000 auf 8% im Jahr 2050 ab. Die Erzeugung aus Erdöl und Derivaten ist bereits zum heutigen Zeitpunkt nicht mehr relevant. Erdgas hingegen wird nach einem moderaten Wachstum bis 2050 wiederum den Produktionsanteil des Jahres 2000 erreichen (17% in 2000; 2050 bei 18%).

Im Bereich der erneuerbaren Energien werden voraussichtlich vorwiegend die neuen erneuerbaren Energien an Produktionsvolumen gewinnen. Insbesondere die Produktionsanteile von Windkraft, Solarkraft und Biomasse nehmen zu. Die Wasserkraft verbleibt über die Zeit auf einem konstanten Niveau. Dies liegt vor allem daran, dass das Potenzial der Wasserkraft vielerorts bereits auf hohem Produktionsniveau ausgeschöpft ist und das weitere Ausbaupotenzial daher beschränkt ist. Zudem spielen nicht zuletzt Umwelt- und Landschaftsschutzaspekte eine wesentliche Rolle in der Frage des Wasserkraftzubaues.²⁵ Trotz grosser vermuteter Potenziale, fällt der Ausbau der Geothermie in den heutigen Planüberlegungen bescheiden aus.²⁶

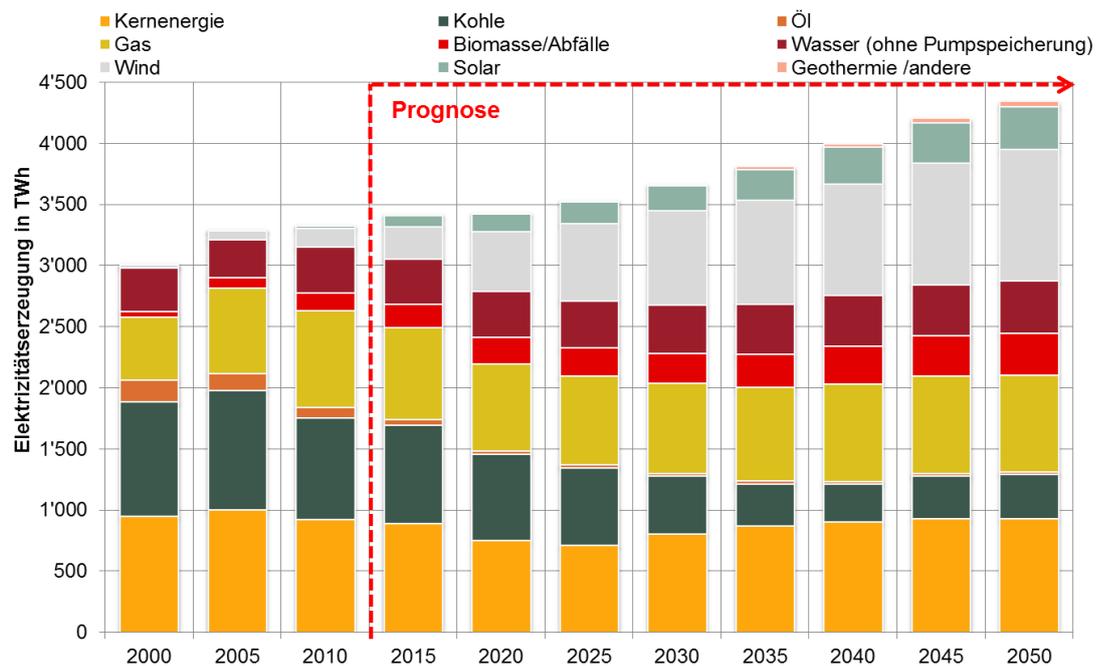
²³ Das schweizerische Bundesamt für Strassen (ASTRA) geht beispielsweise von einer Marktdurchdringung der e-Mobilität von ca. 2.5% im Jahr 2020 aus. Dies entspricht rund 100'000 Fahrzeugen. Bundesamt für Strassen (ASTRA), 2012.

²⁴ Bei einem vollständigen Umstieg auf Elektromobilität ist nach einer Schätzung des Wirtschaftsforums Graubünden mit einer Zunahme des Stromverbrauchs in Europa von mindestens 600 TWh/a auszugehen. Das Verbrauchspotenzial errechnet sich unter der Annahme eines durchschnittlichen Nettoverbrauchs von 12 kWh pro 100 Kilometer Fahrstrecke für ein Fahrzeug der BMWi3 Klasse, für 250 Millionen Personenwagen (PKW), die pro Jahr im Durchschnitt 15'000 Kilometer Fahrstrecke zurücklegen. Zu beachten sind weitere Potenziale bei Lastwagen (LKW). Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), 2010.

²⁵ Weltweite Ausbaupotenziale der Wasserkraft bestehen vor allem in den Nicht-OECD-Staaten. Vgl. Abb. 4, in welcher die Entwicklungsprognose der Wasserkraft deutlich höher ausfällt sowie im weiteren U.S. Energy Information Administration, 2013.

²⁶ Ein Vergleich von Abb. 7 und Abb. 8 zeigt eine signifikante Abweichung zwischen dem Verbrauchsvolumen in Abb. 7 und dem Erzeugungsvolumen in Abb. 8. Diese Abweichung ist vorwiegend darauf zurückzuführen, dass Abb. 7 den Elektrizitätseinsatz abbildet, während sich Abb. 8 auf die Bruttostromerzeugung bezieht. Vgl. zum Beispiel Europäische Kommission (Eurostat) zur Bruttostromerzeugung und Stromendverbrauch.

Abb. 8 Entwicklungsprognose der Elektrizitätserzeugungsstruktur (Bruttostromerzeugung) der EU-28 Staaten in TWh p. a.



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Europäische Kommission, 2013. EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends 2050. Reference Scenario 2013)

3.3 Elektrizitätspolitik

Forcierte Energie-
wende und Binnen-
markt

Die Energie- und Elektrizitätsmärkte Europas befinden sich in einer Phase des Wandels. Ausgelöst und wesentlich geprägt wird dieser Wandel durch die Politik. Sie nimmt eine zentrale Rolle in den Märkten ein und bestimmt die geltenden Rahmenbedingungen. Dabei gestaltet sich die Situation ambivalent. Einerseits durchlaufen die Elektrizitätsmärkte Europas seit 1999 einen Prozess der Liberalisierung und damit der Öffnung. Andererseits nimmt gleichzeitig der Umfang der staatlichen Regulierung insbesondere durch die aktive Ausgestaltung der Klima- und Energiepolitik zu.

3.3.1 Klima- und Energiepolitik

Reduktion von
Treibhausgasemissi-
onen und Ausbau
der erneuerbaren
Energien im Mittel-
punkt der Politik

Im Mittelpunkt der Klimapolitik steht die Reduktion der Treibhausgasemissionen (zusammengefasst als CO₂-Emissionen). Sie gelten als Hauptursache der Erderwärmung und damit des Klimawandels.²⁷ Ihren politisch verpflichtenden Rahmen findet die Reduktion der Treibhausgasemissionen im sogenannten Kyoto-Protokoll. Zur Erreichung des Ziels einer signifikanten Reduktion der CO₂-Emissionen dienen vor allem die CO₂-Abgabe sowie die Förderung der (neuen) erneuerbaren Energien.

Mit der Verabschiedung der EU-Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie; RES-Richtlinie) vom 23. April 2009 entstand eine europaweite und rechtlich verbindliche Basis zur Förderung der (neuen) erneuerbaren Energien. Die Mitgliedstaaten der EU verpflichteten sich, einen individuell vereinbarten Anteil an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch (in den Bereichen Strom, Wärme/Kälte und Verkehr) zu erreichen, so dass bis 2020 der Anteil in der gesamten Europäischen Union 20% betragen wird. Die Mitgliedstaaten erstellen sogenannte nationale Aktionspläne zur Umsetzung der Zielvereinba-

²⁷ Vgl. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2013.

rungen.²⁸ Mit dem Entscheid Deutschlands, aus der Kernenergie auszusteigen, gewinnt insbesondere die Förderung der (neuen) erneuerbaren Energien zusätzlich an Bedeutung.

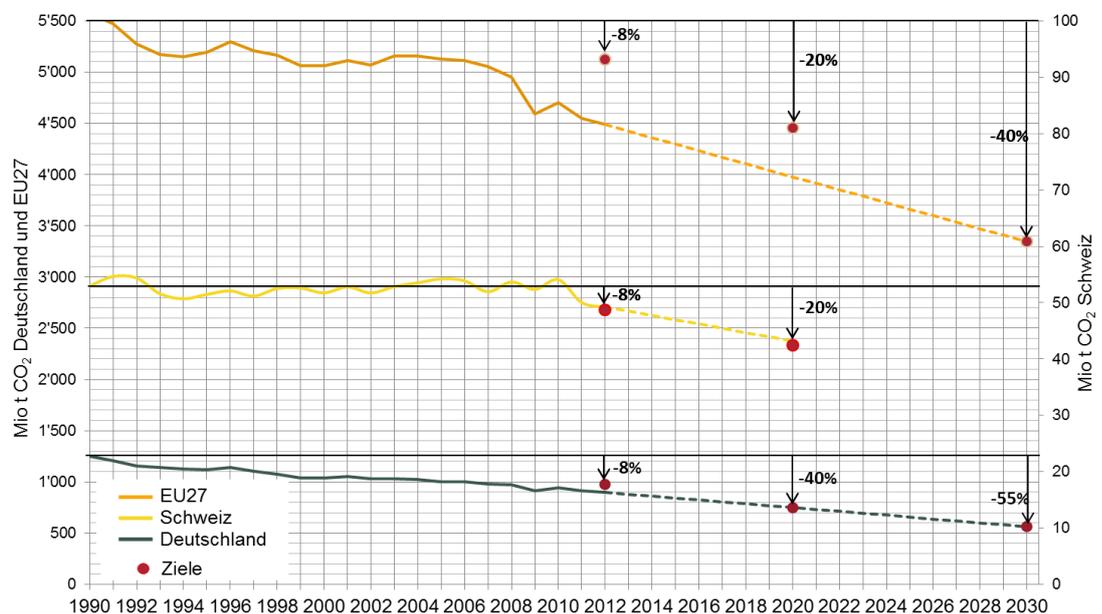
CO₂-Abgaben

CO₂-Abgaben zur
Einpreisung externer
Effekte

Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokoll haben sich 191 Staaten verpflichtet, in der Periode von 2008 bis 2012 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen - insbesondere der Emission von Kohlendioxid (CO₂) - von 5.2% unter das Niveau von 1990 zu erreichen.²⁹ Mit dem Auslaufen des Protokolls 2012 konnten sich die Staaten auf eine Weiterführung der Verpflichtungsperiode („Kyoto II“) bis 2020 verständigen.³⁰ Russland, Kanada, Japan sowie Neuseeland sind in der Folge aus dem Protokoll ausgetreten.³¹

Die Vereinigten Staaten haben das Kyoto-Protokoll bis heute nicht ratifiziert. Neben den Kyoto-Zielen haben Staaten wie Deutschland ehrgeizigere Minderungsziele festgelegt, um ihrer Pionierrolle im Klimaschutz gerecht zu werden.

Abb. 9 Überblick CO₂-Emissionen und deren Kyoto- bzw. Eigenreduktionsziele



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis EEA / EU-Recht / Kyoto-Protokolle)

Als zentrales Instrument zur Erreichung der Minderungsziele existiert in der EU, Norwegen, Island und Lichtenstein seit 2005 das European Emission Trading System (EU-ETS, siehe Abb. 10). Die Schweiz nimmt am EU-ETS nicht direkt teil, steht aber seit 2011 in Homogenisierungsverhandlungen. Schweizer Unternehmen können über das Kyotosystem (CMD/JI-Kyoto-Kompatibilitäts-System) einen in der revidierten CO₂-Verordnung festgeschriebenen Anteil ihrer Emissionen mit Emissionsminderungszertifikaten im Ausland decken, wenn diese den Qualitätskriterien der Schweiz entsprechen.

Das Handelssystem erfasst rund 45% aller Treibhausgasemissionen in der EU. Dabei unterstehen mehr als 11'000 CO₂-Emittenten der Stromerzeugung (thermische Erzeuger ab 20

²⁸ Vgl. Europäische Union (EU), 2009.

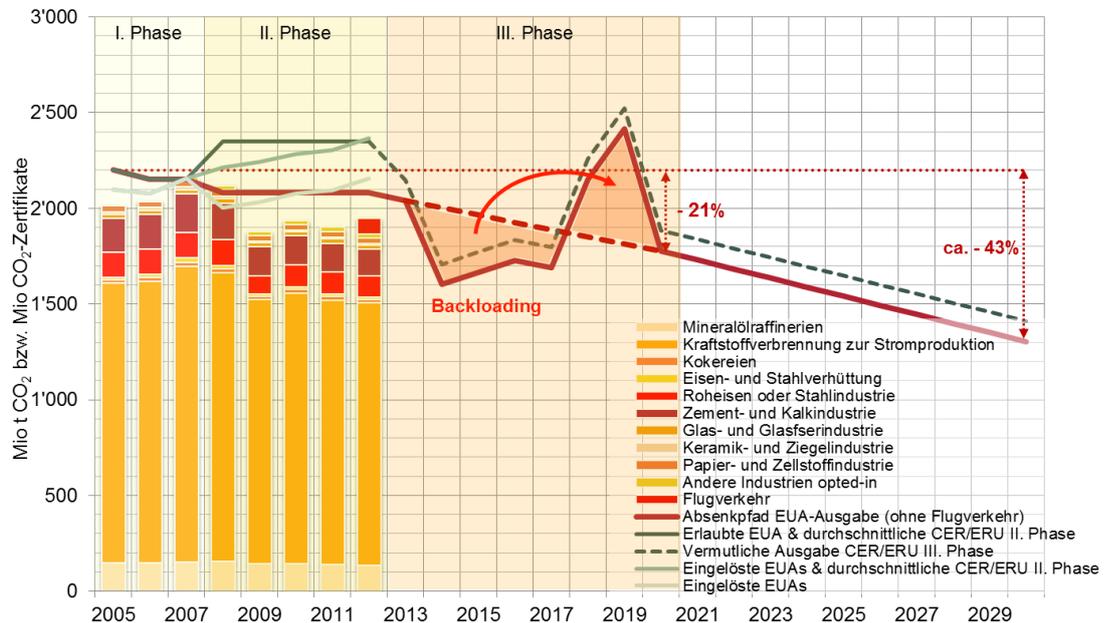
²⁹ Die Europäische Union und die Schweiz verpflichteten sich zu einem Reduktionsziel von 8% in der Periode von 2008 bis 2012.

³⁰ Die Europäische Union sowie die Schweiz verpflichteten sich, unter der Bedingung, dass andere Industriestaaten sich ebenfalls verpflichten, zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 30% bis 2020 gegenüber dem Niveau von 1990. Die „eigentliche“ Verpflichtung beläuft sich auf 20%. Vgl. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2012.

³¹ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2012.

MW installierter Leistung), energieintensive Industriebranchen sowie seit 2012 ebenfalls Bereiche der Aviatik dem EU-ETS System.³² Nicht erfasst sind hingegen die übrigen Branchen sowie Haushalte und die Landwirtschaft.

Abb. 10 Die Funktionsweise des EU-ETS Zertifikatsystems



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis European Environment Agency (EEA), 2013; EU-Recht; United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2012)

Die dem EU-ETS unterliegenden Teilnehmer sind verpflichtet, ihre innerhalb eines Jahres verursachten CO₂-Emissionen durch einen ausreichenden Besitz von Emissionszertifikaten (EUA-Emissionsrechte) zu decken. Die Gesamtmenge an ausgegebenen Emissionsrechten pro Handelsphase ist dabei begrenzt und nimmt im Laufe der Zeit ab. Die Teilnehmer erhalten je nach Branchen alle oder einen Teil der benötigten Zertifikate unentgeltlich zugeteilt. Ein weiterer Teil der Zertifikate wird verauktioniert. Dieser Anteil wurde in der III-Phase erheblich gesteigert. Durch Angebot und Nachfrage entsteht so ein Markt für Emissionsrechte, auf dem Teilnehmer ihre nicht benötigten Zertifikate (Minderausstoß durch tiefere Auslastung oder Effizienzmassnahmen) an Nachfrager veräußern können.

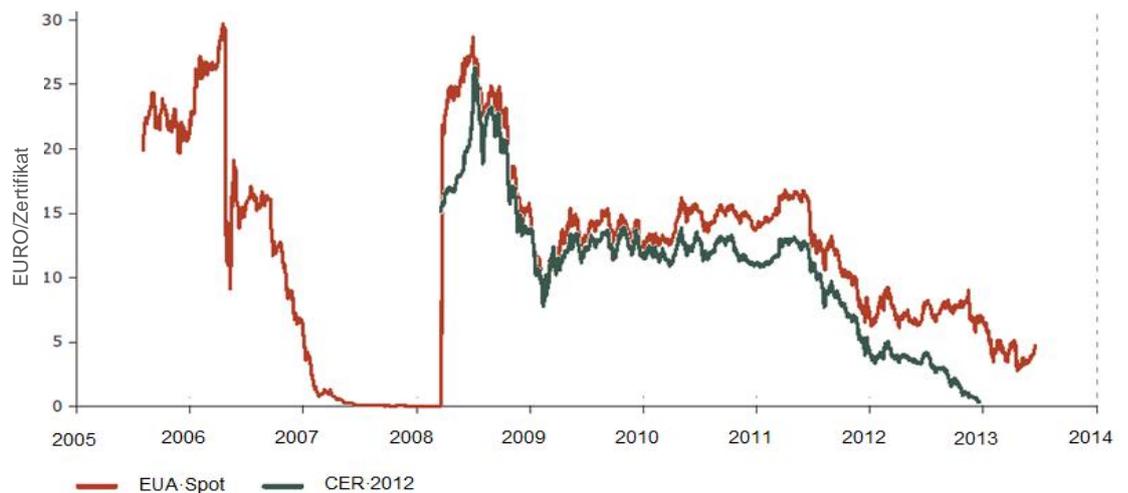
Bei der Einführung des Handelssystems war ein langfristiges Preisniveau von 25 bis 30 Euro pro Tonne CO₂-Emissionen (EU-ETS) beabsichtigt. Für die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft allgemein sowie von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken wäre ein Preis von rund 40 Euro nötig.³³ Per 8. Januar 2014 betrug der Preis eines CO₂-Emissionszertifikates an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig im Primärmarkt 4.69 Euro und im Sekundärmarkt 4.73 Euro.³⁴

³² Als energieintensive Industriebranchen sind erfasst: Die Eisen- und Stahlverhüttung, Kokereien, Raffinerien, Cracker, Zement- und Kalkherstellung, Glas-, Keramik- und Ziegelindustrie sowie die Papier- und Zelluloseproduktion. In der Aviatik sind alle Flüge erfasst, welche innerhalb eines Mitgliedstaates abheben oder landen. Vgl. Richtlinie 2009/29/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.

³³ Neue Zürcher Zeitung am Sonntag (NZZ am Sonntag), 2013. Avenir Suisse errechnet in einer aktuellen Studie sogar einen Preis von 55 Euro pro Tonne CO₂-Emissionen. Avenir Suisse, 2014.

³⁴ European Energy Exchange (EEX), 2013. Daten abgerufen am 8. Januar 2014.

Abb. 11 Bisherige Preisentwicklung der EUAs und CERs in den ersten beiden Handelsperioden



Quelle: European Environment Agency (EEA), 2013.

Ursache der bestehenden Überschüsse (etwa 2'000 Mio ETS-Zertifikaten was einem Jahresverbrauch entspricht) liegen in einer Überallokation in den ersten Handelsperioden, der wirtschaftlichen Rezession, der tieferen Auslastung der konventionellen Kraftwerken aufgrund den neuen erneuerbaren Energien, einer unerwartet starken Umsetzung von Effizienzmassnahmen sowie nicht zuletzt in der Möglichkeit, seit der II. Handelsphase ausserhalb der EU erbrachte CO₂-Kompensationsleistungen im ETS System anrechnen zu lassen (CER³⁵/ERU³⁶ über das CMD/JI-Kyoto-Kompatibilitäts-System). Die CER/ERU-Mengen welche erlaubt wurden konnten von den Teilnehmerstaaten selber für eine Handelsperiode festgelegt werden (DE 22%, EU Ø 14%³⁷) und sind nicht jährlich beschränkt.

Um diese Überschüsse zu reduzieren, wurde ein sogenanntes Backloading verabschiedet, welches die Rückhaltung von Zertifikaten und eine spätere Marktzuführung vorsieht.³⁸ Damit wird ein temporärer Knappheitszustand erreicht, welcher die Zertifikatspreise anheben sollte. Ob diese Aktion wirklich nachhaltig höhere Preise für Emissionsrechte mit sich zieht ist fragwürdig, da die absolute Menge an Zertifikaten am Ende der Handelsphase gleich bleiben wird und die Verschiebung von 900 Mio ETS-Zertifikaten über drei Jahre (2014-2016) nicht einmal Ende 2016 zu einer effektiven Unterdeckung führt. Die europäische Kommission erwägt darum in der IV. Handelsperiode ab 2021 eine Revision des Handelssystems mit der Einführung einer flexiblen Marktstabilitätsreserve. Mit diesem Werkzeug sollte es möglich sein, Über- sowie Unterallokationen flexibler entgegenzuwirken und gegebenenfalls Zertifikate aus dem System zu entfernen oder hinzuzufügen.

Aufgrund der ausserordentlich tiefen CO₂-Emissionszertifikatspreise in Verbindung mit tiefen Weltmarktpreisen für Kohle können derzeit Kohlekraftwerke zu sehr tiefen Preisen Elektrizität produzieren. Gaskraftwerke hingegen verlieren trotz vorteilhafterer CO₂ Bilanz zunehmend an Vollaustattungsfähigkeit.

Ausstieg aus der Kernenergie

Nicht alle Staaten steigen aus

In der Folge der Naturkatastrophe und den dadurch ausgelösten Reaktorunfällen im japanischen Fukushima vom 11. März 2011 beschlossen Deutschland und die Schweiz aus der Kernenergie als Stromproduktionstechnologie auszusteigen.

³⁵ Certified Emission Reductions

³⁶ Emission Reduction Units

³⁷ Vgl. European Environment Agency (EEA), 2013.

³⁸ Neu Zürcher Zeitung (NZZ), 2013.

Der Ausstieg aus der Kernenergie erfolgt in Deutschland gestaffelt, wobei unmittelbar im Anschluss an den Ausstiegsentscheid vom 30. Juni 2011 acht Kernkraftwerke (8.4 GW installierte Leistung) dauerhaft vom Netz gingen und die verbleibenden Kraftwerke (12.1 GW installierte Leistung) gestaffelt bis zum Jahr 2022 abgeschaltet werden.³⁹

In Europa erscheint der Ausstieg aus der Kernenergie eher ein westeuropäisches Phänomen zu sein. Deutschland, die Schweiz sowie Belgien haben den Ausstieg beschlossen. Österreich sowie Italien verfügen über keine Kernkraftwerke und ein Zubau erscheint derzeit als unwahrscheinlich. In Bulgarien, Schweden, den Niederlanden, Slowenien, Tschechien und Ungarn bestehen aktuell keine Projekte zum Ausbau der Kernenergie, eine grundsätzlich ablehnende Haltung gegenüber der Kernkraft besteht derzeit aber nicht. Mögliche Projekte können allerdings für Polen und Rumänien ausgemacht werden. In Finnland (1`600 MW), Frankreich (1`600 MW) und in der Slowakei (zwei Reaktoren mit insgesamt 880 MW Leistung) befinden sich Reaktoren im Bau.⁴⁰ Zum Vergleich: Die gesamte in der Schweiz per 31.12.2012 installierte Leistung an Kernenergie umfasst 3`278 MW.⁴¹

Förderung der (neuen) erneuerbaren Energien

Starker Ausbau von
Wind und Solarkraft

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Deutschlands trat am 1. Januar 2000 in Kraft. Das Gesetz bezweckt vor allem die Förderung des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien.⁴² Diese sind aufgrund ihres technologischen Reifegrades und den in der Regel damit verbundenen hohen Investitionskosten bei den aktuellen Marktpreisen häufig nicht wettbewerbsfähig. Daher bestehen in einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise wenige Anreize, in diese Technologien zu investieren. Um dennoch entsprechende Investitionsanreize zu schaffen, garantiert das EEG den Betreibern entsprechender Anlagen die vorrangige Abnahme und die garantierte Vergütung des produzierten Stroms.

Die garantierte Einspeisevergütung führte, wie Abb. 12 zeigt, zu einem markanten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG im Jahr 2000. Stammten im Jahr 2000 noch rund 10 TWh Strom aus EEG geförderten Energiequellen, sind es 2013 bereits rund 134.5 TWh. Im Jahr 2017 wird eine Produktion von rund 203 TWh erwartet.⁴³

Mit dem rasanten Ausbau wuchsen auch die Vergütungsansprüche. Dies vor allem darum, weil das deutsche Förderregime keine Kostendeckelung des Fördervolumens vorsieht. Verursachte die Förderung der neuen erneuerbaren Energien im Jahr 2000 Kosten in der Höhe von 1.2 Mia. Euro, waren es im Jahr 2013 bereits rund 18.5 Mia. Euro.⁴⁴

Was aus umweltpolitischer Sicht als Erfolg gewertet wird - nirgendwo erfolgte der Ausbau der erneuerbaren Energie mit einer solchen Geschwindigkeit wie in Deutschland - führt in den Strommärkten zu Ungleichgewichten. Durch die garantierte Einspeisevergütung und die vorrangige Abnahme bestehen für die Produzenten kaum Anreize zu einer möglichst marktnahen Produktion. Aufgrund des Vergütungssystems haben die Produzenten vor allem ein Interesse daran, möglichst hohe Produktionsleistungen zu erreichen und dadurch hohe Vergütungserträge zu erhalten. Die nicht marktnahe Produktion führt dazu, dass vor allem aufgrund der „Dargebotsabhängigkeit“ von Windkraft und Photovoltaik Situationen von Über-

³⁹ Der Anteil der Kernenergie an der gesamten Elektrizitätserzeugung in Deutschland betrug bis zur Naturkatastrophe in Fukushima rund 30%. Im Jahr 2012 beträgt dieser Anteil noch rund 20%. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013.

⁴⁰ International Atomic Energy Agency (IAEA), 2014.

⁴¹ Bundesamt für Energie (BFE), 2013.

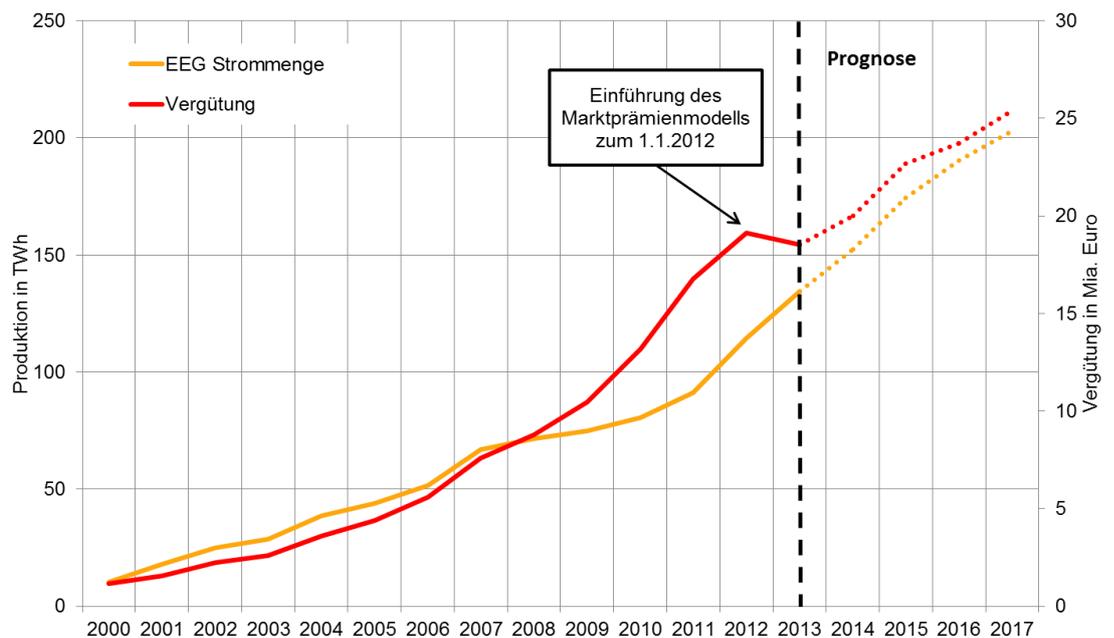
⁴² Als neue erneuerbare Energien werden vor allem Windkraft, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie und Kleinwasserkraft verstanden.

⁴³ Bezogen auf einen Verbrauch im Jahr 2020 von 612 TWh (Referenz Szenario des nationalen Aktionsplans Deutschlands im Rahmen der EU-Richtlinie 2009/28/EG) beträgt der Anteil der neuen erneuerbaren Energien rund 33% an der gesamten Stromerzeugung. Vgl. Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), 2011.

und Unterproduktionen entstehen können, welche weitere Regulierungen nötig machen, um eine sichere und marktnahe Produktion aufrecht erhalten zu können. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang die marktnahe Ausgestaltung der Förderinstrumente sowie die derzeit zur Diskussion stehende Installation von Kapazitätsmärkten.

Die Förderung der neuen erneuerbaren Energien stellt hinsichtlich der Subventionierung von Erzeugungstechnologien keinen Einzelfall dar. Mit Ausnahme der Grosswasserkraft erfahren alle Erzeugungstechnologien gewisse Förderleistungen und Beihilfen. Zu nennen sind dabei beispielsweise die Förderung des Kohletagbaus, wirtschaftliche Beihilfen für Investitionen in Erzeugungstechnologien oder die nicht vollständig internalisierten (gesellschaftlichen) Stilllegungs- und Endlagerungskosten der Kernenergie.

Abb. 12 Entwicklung der produzierten EEG berechtigten Strommenge und deren Vergütung in Deutschland



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (aus Basis EEG-Mittelfristprognose 2013-2017 Trendszenario sowie EEG Jahresabrechnungen)

Mit der zur Mitte des Jahres 2014 geplanten Verabschiedung der EEG Novelle verfolgt die deutsche Bundesregierung eine grundlegende Reform des EEG. Ziel der geplanten Reform ist die Reduktion des rasanten Kostenanstiegs des EEG. Die wichtigsten Inhalte der EEG Reform werden in der Folge zusammengefasst:

- Gesetzliche Festlegung des Ausbaukorridors der erneuerbaren Energien (40 – 45% Anteil an der Stromversorgung bis 2025; 55 – 60% bis 2035).
- Technologiespezifische Ausgestaltung der Förderinstrumente.
- Streichung von Förderboni (Grünstromprivileg und Managementprämie) sowie durchgehend degressive Förderbeiträge.
- Bis spätestens 2017 erfolgt die Festlegung der Förderhöhe über Ausschreibungen.
- Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung.⁴⁵

Bei einer Umsetzung ist davon auszugehen, dass sich die Förderung der neuen erneuerbaren Energien marktorientierter und kostengünstiger gestalten lässt, als dies bis anhin der Fall war. Wie die gesetzliche Festlegung des Ausbaukorridors zeigt, bleibt der ambitionierte Ausbaupfad der neuen erneuerbaren Energien auch weiterhin Teil der deutschen Energiepolitik.

⁴⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.

SPOT 2 **DAS SCHWEDISCHE QUOTENMODELL**

Mit der Förderung der neuen erneuerbaren Energien beabsichtigt Schweden bis 2020 deren Anteil gegenüber dem Produktionsniveau von 2002 (rund 7 TWh) um 25 TWh zu erhöhen. Um dieses Ziel zu erreichen, besteht seit 2003 ein sogenanntes Quotenmodell für (neue) erneuerbare Energien in Schweden. Der Quotenregelung unterstellt sind:

- Energieversorgungsunternehmen (Quotenpflicht bezieht sich auf den Stromabsatz)
- Energieintensive Unternehmen (Quotenpflicht bezieht sich auf den Stromverbrauch)
- Verbraucher, welche Strom selbst produzieren, importieren oder an der Nordic Power Exchange erwerben (Quotenpflicht bezieht sich auf den Stromverbrauch)

Diese Unternehmen benötigen eine entsprechende Menge an Zertifikaten (Grüne Zertifikate), um die vorgegebene Quote erreichen zu können. Anderenfalls droht eine Strafzahlung.⁴⁶

Die quotenpflichtigen Unternehmen reichen jährlich (bis zum 1. März) einen Bericht über den im vergangenen Jahr erfolgten Verkauf oder Verbrauch von Elektrizität an die zuständige Aufsichtsbehörde ein. Bis zum 31. März sind die Quotenpflichten entsprechend zu erfüllen. Am 1. April des Jahres erfolgt die Löschung der eingebrachten Zertifikate sowie im Falle einer Nicht-Erfüllung die Begleichung einer Strafzahlung.

Stromproduzenten in Schweden (ab 2012 auch in Norwegen), deren Stromerzeugung den Anforderungen der neuen erneuerbaren Energien entspricht, erhalten pro erzeugte MWh Elektrizität ein Zertifikat.⁴⁷ Die Vergabe von Zertifikaten ist auf eine Laufzeit von 15 Jahren oder dem Erreichen des Jahres 2035 beschränkt.

Quotenpflichtige Energieunternehmen, energieintensive Unternehmen sowie Verbraucher können zur Erfüllung der Quote entweder selbst in Erzeugungstechnologien investieren, welche Zertifikate erhalten oder die benötigten Zertifikate an entsprechenden Handelsmärkten erwerben.⁴⁸

Der Vorteil des Quotenmodells besteht in der marktnahen Ausgestaltung des Förderinstruments. Die Geschwindigkeit des Zubaus wird über die Festlegung der Quote gesteuert. Gegenüber der kostendeckenden Einspeisevergütung stellt ein Quotenmodell primär einen Zwang zum Zubau von neuen erneuerbaren Energien dar und schafft dadurch einen Markt und letztendlich Investitionsanreize, vor allem für die Erstellung von besonders ergiebigen Erzeugungsanlagen an produktionsoptimalen Standorten. Die kostendeckende Einspeisevergütung hingegen schafft durch die Subventionierung der Erzeugung primär Produktionsanreize, unabhängig von den bestehenden Bedürfnissen des Marktes.

Seit dem 1. Januar 2012 nimmt Norwegen ebenfalls am schwedischen Quotenmodell teil. Das gemeinsame Abkommen läuft bis zum Jahr 2036 und beabsichtigt den Ausbau von über 26 TWh Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien sowohl in Schweden und in Norwegen.⁴⁹

Um der Bedeutung des bestehenden Quotenmodells Norwegen/Schweden ein höheres Gewicht zu verschaffen, ist eine Ausdehnung auf weitere Länder denkbar, darunter u.a. auch auf die Schweiz.

⁴⁶ Swedish Energy Agency, 2011.

⁴⁷ Folgende Erzeugungstechnologien qualifizieren sich zur Förderung: Windkraft, Solarkraft, Wellenkraftwerke, Geothermie, beschränkt Biotreibstoffe, Torf (sofern in Wärmekraftkopplungsanlagen verbrannt), Wasserkraft (Kleinwasseranlagen bis 1.5 MW installierte Leistung per 2003, neue Anlagen, Wieder in Betrieb genommene Anlagen, bestehende Anlagen deren installierte Leistung erhöht wurde, Anlagen, welche unter ökonomischen Gesichtspunkten nicht betrieben werden können, aufgrund staatlicher Anordnung oder eines massiven Umbaus). Vgl. Swedish Energy Agency, 2011.

⁴⁸ Swedish Energy Agency, 2011.

⁴⁹ Swedish Energy Agency, 2011.

Lösung des „Missing-Money-Problems“ nötig

Kapazitätsmärkte

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem forcierten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien verändert sich die Produktionsstruktur in den Strommärkten. Die Stromproduktion erfolgt mit dem Anstieg von „dargebotsabhängigen“ Erzeugungstechnologien wie der Windkraft und Photovoltaik zunehmend un stetig. Die volatile Produktionsleistung der neuen erneuerbaren Energien macht insbesondere in Zeiten tiefer Produktionserwartungen (Winter) sowie bei Produktionsausfällen aufgrund ungünstiger Wetterlagen die Bereitstellung von „Reservekapazitäten“ notwendig.

Derzeit übernehmen die kurzfristige Bereitstellung von „Reserveleistungen“ vor allem Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Gaskraftwerke. Möglich ist die Erbringung von „Reserveleistungen“ auch von Kohlekraftwerken sowie von Biomassenanlagen mit geeigneten Regeleigenschaften.

Der zunehmende Anteil an neuen erneuerbaren Energien in der Produktion bewirkt einen Preissenkungseffekt im Markt. Die im Stromgrosshandel erzielbaren Preise richten sich nach dem „Merit-Order-Marktmodell“, welches sich an den Grenzkosten der Produktion der jeweiligen Erzeugungstechnologien orientiert (vgl. Spot 3).⁵⁰ Dabei drängen die neuen erneuerbaren Energien, die über besonders tiefe Grenzkosten der Produktion verfügen, die teureren konventionellen Kraftwerke zunehmend aus dem Markt, was in der Regel zu tieferen Marktpreisen führt („Merit-Order-Effekt“). Als Folge davon verfügen die konventionellen Kraftwerke über eine in der Tendenz tiefere Auslastung und können daher weniger Deckungsbeiträge erwirtschaften um ihren Betrieb aufrecht zu erhalten. Hält das Niveau von besonders tiefen Marktpreisen über einen längeren Zeitraum an, führt dies dazu, dass die bestehenden Kraftwerke unrentabel werden und den Betrieb einstellen. Zudem bleiben Neuinvestitionen und Sanierungsleistungen aus (Missing-Money-Problem). Die Folge davon ist, dass langfristig eine systemische Knappheit an ausreichenden Erzeugungsmöglichkeiten entstehen kann, welche die Gewährleistung der Stromversorgung beeinträchtigt.⁵¹

Das heutige Marktmodell, welches im Strommarkt Anwendung findet, ist als „Energy-Only-Market“ ausgestaltet. Das heisst dass der erzielbare Marktpreis lediglich die unmittelbare Produktion von Strom abbildet. Mehrwerte, welche sich beispielsweise durch eine besonders umweltverträgliche Produktion ergeben, werden nicht im Marktpreis abgebildet. Dazu zählt auch die reine Vorhalteleistung einer potenziellen Erzeugungsmöglichkeit im Bedarfsfall.

Die möglicherweise langfristig drohende systemische Knappheit aufgrund dauerhaft tiefer Marktpreise sowie die nicht gegebene Abgeltung von Vorhalteleistungen im derzeitigen Marktmodell eröffnen die Diskussionen um die Installation von sogenannten „Kapazitätsmärkten“. Diese sollen die Verfügbarkeit von ausreichenden Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit garantieren. Dabei können unterschiedliche Mechanismen zur Anwendung gelangen. Grundsätzlich lassen sich die Mechanismen dahingehend unterscheiden, ob sie preis- oder mengenbasiert ausgestaltet sind (vgl. Tab. 1). Bei preisbasierten Mechanismen werden die benötigten Kapazitäten durch Ausschreibungen oder durch die Zahlung von Prämien für die Vorhaltung von Kapazitäten durch den Netzbetreiber beschafft. In mengenbasierten Mechanismen bestehen Verpflichtungen für Versorger zur Vorhaltung von Kapazitäten als Reserve. Die Versorger beschaffen sich die vorgeschriebenen Kapazitäten in der Folge selbst. Dies führt dazu, dass sich Märkte für die Vorhaltung von Kapazitäten entwickeln können.⁵²

⁵⁰ Ausgehend von der Produktionstechnologie mit den tiefsten Grenzkosten der Produktion werden solange weitere Leistungen zugeschaltet bis die Nachfrage gedeckt werden kann. Dasjenige Kraftwerk, welches gerade noch benötigt wird um die Nachfrage zu decken, bestimmt durch seine spezifischen Grenzkosten den Marktpreis.

⁵¹ Vgl. Avenir Suisse, 2013.

⁵² Vgl. Avenir Suisse, 2013.

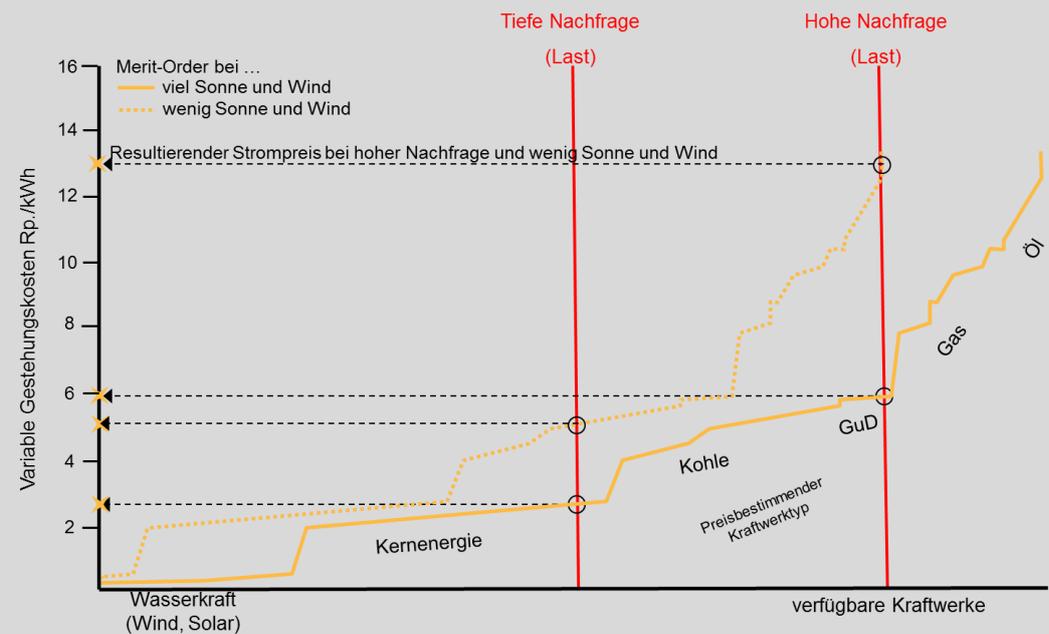
SPOT 3 MERIT-ORDER-MARKTMODELL

Im Stromgrosshandel erfolgt die Preisbildung nach der Logik des Merit-Order-Modells. Der von den Produzenten angebotene Verkaufspreis orientiert sich im Modell der Merit-Order an den kurzfristigen Grenzkosten der Produktion. Die kurzfristigen Grenzkosten konventioneller Kraftwerke werden hauptsächlich durch die Rohstoffkosten der benötigten Primärenergieträger (Kohle und Gas) und die produktionsabhängigen staatlichen Abgaben (z.B. CO₂-Zertifikate) bestimmt.

Der Stromgrosshandelspreis ergibt sich theoretisch aus den variablen Gestehungskosten desjenigen Kraftwerks, welches gerade noch benötigt wird, um die Stromnachfrage decken zu können. Während vor allem die neuen erneuerbaren Energien über tiefe variable Gestehungskosten verfügen, verfügen Kohle- und Gaskraftwerke über relativ hohe variable Gestehungskosten und werden dadurch üblicherweise zu den preisbestimmenden Grenzkostenkraftwerken. Lauf- und Speicherkraftwerke verfügen in der Regel über tiefe variable Gestehungskosten und agieren daher als „Preisnehmer“ im Markt.

Wie in Abb. 13 ersichtlich, entstehen aus der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Sonne und Wind verschiedene Merit-Order Kurven. Zwei mögliche Kurven und zwei mögliche Stromnachfragen (Lasten) wurden hier illustrativ dargestellt. Daraus wird der Preissetzungsmechanismus ersichtlich: Bei geringer Nachfrage (Sommerwochenende) ergibt sich im Beispiel je nach Menge an Sonne und Wind ein Preis von 2.5 bzw. 5 Rp./kWh. Bei hoher Nachfrage (Winterarbeitstag) ergeben sich Preise von 6 Rp./kWh bei viel Wind und Sonne und 13 Rp./kWh bei wenig Wind- und Solareinspeisung.

Abb. 13 Exemplarische Darstellung des Merit-Order-Marktmodells



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (eigene Darstellung)

Tab. 1 Überblick über bereits installierte oder diskutierte Kapazitätsmärkte in Europa*

	Strategische Reserve	Kapazitätszahlung	Kapazitätsmarkt
Kurzbeschreibung	Produzenten werden vom Regulator gezwungen, bei den Kraftwerken Reservekapazitäten vorzusehen, indem die volle Leistung nicht abgerufen wird.	Fixe Beiträge an Kraftwerksbetreiber für Beibehalt bzw. Ausbau von benötigter gesicherter Leistung.	Regulator auktioniert „Kapazitätsbedürfnisse“. Dies führt zu Prämieinnahmen für die reaktionsfähigen Marktteilnehmer (Produzenten und Verbraucher)
Prinzip	Preisbasiert	Preisbasiert	Mengenbasiert
Installiert	Schweden Finnland Polen	Spanien Portugal Italien Griechenland	Irland Ostküste USA
In Diskussion	Belgien	Deutschland	Deutschland Frankreich England

* In den Staaten, in welchen die Einführung von Kapazitätsmärkten zur Diskussion steht sowie in den übrigen, nicht genannten Staaten bestehen derzeit lediglich „Energy-Only-Markets“.

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Avenir Suisse, 2013).

Aus aktueller Betrachtung erscheint die Bedrohung durch eine langfristig mögliche systemische Knappheit an Erzeugungskapazitäten aufgrund des „Missing-Money-Problems“ als eher unwahrscheinlich, obwohl sich im gegenwärtigen Marktumfeld Spitzenlastkraftwerke nur schwer rentabilisieren lassen. Im Gegenteil führen der massive Zubau an neuen erneuerbaren Energien sowie die - bedingt durch tiefe Kohle- und CO₂-Preise – nur träge verlaufende Stilllegung veralteter und schlecht regelbarer Kohlekraftwerke dazu, dass derzeit vermehrt Überkapazitäten im Markt verfügbar sind.

Aus Sicht der Speicherwasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerke ist zu bezweifeln, dass Kapazitätsmärkte in ihrer heutigen Ausgestaltung die Wirtschaftlichkeit wesentlich erhöhen werden. Zum einen deshalb, weil Kapazitätsmärkte eher die Tendenz tiefer Preise (Preisbegrenzungstendenz sowie Verringerung der Preisvolatilität) verstärkt, als sie dieser entgegenwirken. Zudem bringt die Teilnahme an diesen Märkten auch Abhängigkeiten mit sich, welche die optimale Vermarktung der Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke beeinträchtigen können.⁵³

3.3.2 Marktliberalisierung in der EU

Mit der Verabschiedung des Dritten Energiepakets der EU im Jahr 2013 erfuhren die Strom- und Gasmärkte Europas einen weiteren Schritt der Liberalisierung. In der Hauptsache verfolgt die Marktliberalisierung eine Trennung der Stromerzeugung von der Übertragung und Verteilung. Die Trennung von Produktion und Netz (sogenanntes Unbundling⁵⁴) garantiert

⁵³ Vgl. Avenir Suisse, 2013.

⁵⁴ Als Unbundling wird die organisatorische, rechtliche und/oder finanzielle Trennung der Stromerzeugung und Vertrieb vom Netzbetrieb verstanden. In der Schweiz muss gemäss Art. 10 Abs. 3 StromVG mindestens eine buchhalterische Trennung der Verteilnetze von den übrigen Tätigkeitsbereichen sichergestellt werden. Vgl. Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG, RS. 734.7).

den ungehinderten Zugang von Drittanbietern zu den Netzen (Third-Party-Access) und damit einen diskriminierungsfreien Marktzugang. Mit diesem Vorgehen werden bestehende Gebietsmonopole aufgelöst und der Wettbewerb unter den Anbietern gefördert. Die Verbraucher erhalten einen freien Marktzugang und damit das Recht, den Stromanbieter selbst wählen zu können. Mehr Wettbewerb durch die Marktliberalisierung soll in der Folge zu günstigeren Strompreisen für Endkunden führen.

Für die Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes sind insbesondere der grenzüberschreitende Stromhandel sowie der Ausbau der Stromnetze wichtige Instrumente. Sie schaffen die Grundlagen für eine grenzüberschreitende Koordination von Produktion und Verteilung innerhalb Europas.

Märkte koppeln (Market Coupling)

Engpässe und Strom gekoppelt handeln

Die in Europa voranschreitende Strommarktliberalisierung verfolgt das Ziel der Schaffung eines einheitlichen europäischen Strombinnenmarktes, in welchem Strom grenzüberschreitend gehandelt und ausgetauscht werden kann. Im Mittelpunkt stehen dabei die Schaffung von Handelsplattformen (Strombörsen) sowie der langfristige Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes.

Derzeit bestehen im Grenzraum zwischen den einzelnen Marktgebieten Netzengpässe. Netzengpässe ergeben sich vor allem da die bestehende Netzinfrastruktur nicht auf den grenzüberschreitenden internationalen Stromhandel ausgerichtet ist. Es stehen daher insbesondere im Grenzraum nur begrenzte Übertragungskapazitäten zur Verfügung. Die Engpässe sollen durch den langfristigen europäischen Netzausbau abgebaut werden.

Im heutigen grenzüberschreitenden Stromhandel werden die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten im Grenzraum von den nationalen Übertragungsnetzbetreiber-gesellschaften verwaltet und vermarktet. Die Vermarktung der Kapazitäten findet getrennt vom Stromgrosshandel statt. Handelsteilnehmer müssen somit einerseits Stromliefergeschäfte an der Börse tätigen und gleichzeitig die für die Übertragung nötigen Kapazitäten bei den Netzbetreiber-gesellschaften beschaffen. Dies führt zu Ineffizienzen in der Stromallokation und damit zu unterschiedlichen Stromgrosshandelspreisen in den jeweiligen Marktgebieten.

Im Rahmen des sogenannten „Market Coupling“ wird die Möglichkeit eines integrierten grenzüberschreitenden Stromhandels geschaffen. Das bedeutet, dass der Strom gekoppelt mit den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten gehandelt wird. Dies führt theoretisch zu einer effizienteren Ausnutzung der bestehenden Netzengpässe.⁵⁵ Die unterschiedlichen Marktgebiete werden dadurch aneinander gekoppelt und bilden eine Marktzone. In der Folge ist davon auszugehen, dass sich die Strompreise der Marktgebiete angleichen sollten.

Netze ausbauen

Netzengpässe beseitigen

Im Zuge der Marktliberalisierung und der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes ist mit einer Zunahme des grenzüberschreitenden europäischen Stromhandels zu rechnen. Zudem schafft der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien neue Anforderungen an die Netzinfrastruktur (insbesondere erhöhte Einspeise- und Verteilungsleistungen). Die bisherige Netzinfrastruktur ist vor allem auf die Stromerzeugung grosser zentraler Kraftwerke und die einseitige Flussrichtung von der Erzeugung zum Verbraucher ausgelegt. Zudem ist die bisherige Netzinfrastruktur in ihrer Konzeption nicht auf hohe grenzüberschreitende Übertragungs- und Verteilungsleistungen ausgelegt.⁵⁶ Insbesondere im internationalen Kontext ist sie lediglich auf die Erbringung von beschränkten Verbundleistungen (Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit) ausgelegt. Daher bestehen in den Grenz-

⁵⁵ Eine tatsächlich mittel-, bis langfristig verbesserte Ausnutzung der Grenzkapazitäten lässt sich bisher noch nicht bestätigen.

⁵⁶ Vgl. Wüstenhagen, 2014.

räumen zwischen einzelnen Versorgungsgebieten nur beschränkte Übertragungskapazitäten, die in Zeiten hoher Beanspruchung zu Engpässen führen können.

Mit dem längerfristigen Ausbau der europäischen Übertragungsnetze bis 2050 (Pan-European Transmission Network) sollen die bestehenden Engpässe überwunden und der grenzüberschreitende Stromaustausch optimiert werden. Vor allem der Stromaustausch auf der Nord-Süd-Achse sowie West-Ost-Achse (Electricity-Highways) steht dabei im Vordergrund.⁵⁷

Der Netzausbau geht mit hohen Investitionskosten einher und die Finanzierung des Netzausbaus gestaltet sich daher entsprechend träge. Um den Ausbau der Grenzüberschreitenden Netze voranzutreiben würden sich sogenannte Merchant Lines anbieten. Merchant Lines sind grenzüberschreitende Stromleitungen, welche von privaten Investoren errichtet werden und vom Regulierungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber ausgenommen werden. Die privat errichteten Stromleitungen unterliegen ebenfalls nicht den Netzzugangsbestimmungen Dritter und können daher exklusiv von den Besitzern der Stromleitung genutzt werden.⁵⁸

Die Refinanzierung der Investition erfolgt nicht wie bei den den Übertragungsnetzbetreibern unterstellten Leitungen durch die Netznutzungsgebühren, sondern direkt aus der Ausnutzung von Preisunterschieden in den verbundenen Marktgebieten.

Die sich ergebenden Ertragsmöglichkeiten durch die Errichtung einer Merchant Line schaffen Anreize für Investitionstätigkeiten in grenzüberschreitende Netzinfrastrukturen, welche ansonsten womöglich nicht oder nur sehr träge stattfinden würden.

3.4 Strompreise

Rückblick

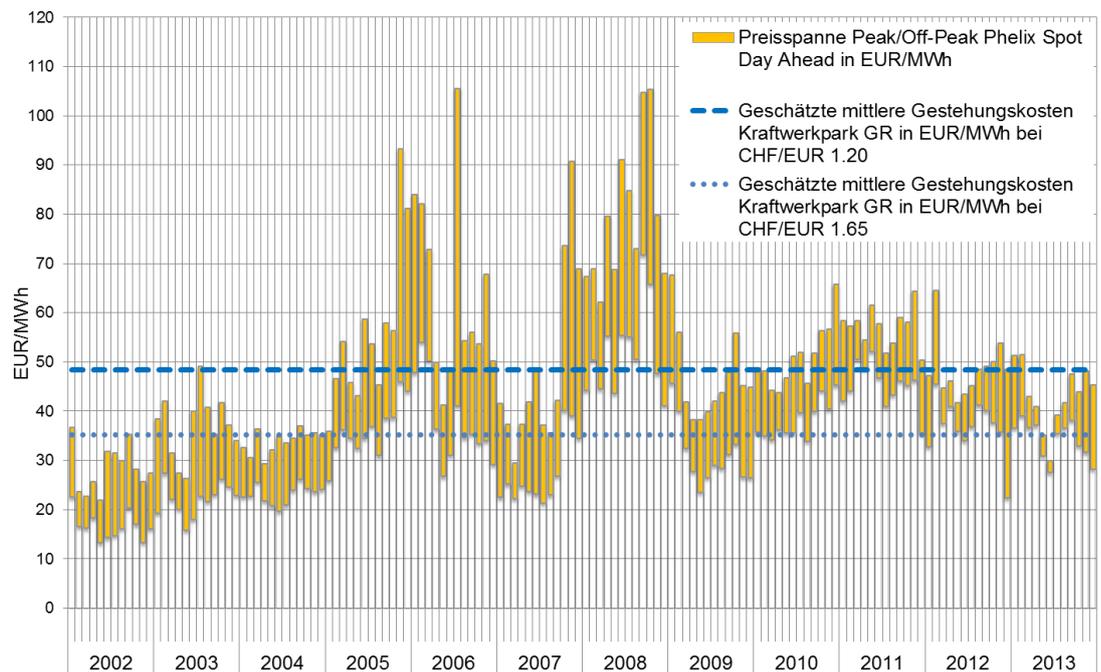
Strompreise sinken
auf breiter Front

Die Strompreise der letzten Jahre sind das Resultat der Veränderungen auf den Strommärkten und zeigen folgende wesentlichen Entwicklungen (vgl. Abb. 14):

- Die mittleren jährlichen Strompreise weisen hohe Schwankungen auf.
- Die hohen Strompreise von 2006 und 2008 konnten danach nicht mehr erreicht werden.
- Der Jahresdurchschnitt der Strompreise liegt heute im Bereich oder zum Teil sogar unter den Gestehungskosten der typischen Wasserkraftwerke in Graubünden.
- Der Abwärtstrend scheint vorläufig ungebrochen.
- Die Preisspanne zwischen Peak-load und Base-load hat sich deutlich verkleinert.

⁵⁷ Vgl. E-Highway2050, 2013.

⁵⁸ Merchant Lines gründen in der Schweiz auf einer Ausnahmeregelung. Der Umfang der Exklusivnutzung (Kapazität und Nutzungsdauer) sowie den Übergang in den Bestand der Übertragungsnetzbetreiber wird von der El-Com verfügt. Vgl. insbesondere Art. 6 Verordnung des UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz. (VAN). SR. 734.713.3.

Abb. 14 Entwicklung der Strompreise in Deutschland (Phelix Spot Day Ahead)⁵⁹

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis EEX Leipzig / SNB / diverse Geschäftsberichte Kraftwerkgesellschaften in Graubünden)

Für diese Resultate sind insbesondere folgende Ursachen verantwortlich (vgl. Abb. 15):

- **Schwache Wirtschaftsentwicklung:** Die schwache Wirtschaftsentwicklung in Europa der letzten Jahre hat nachgedämpft gewirkt und damit die Überkapazitäten der Stromproduktion verschärft.
- **Zubau Wind- und Solarkraft in Deutschland:** Der massive Zubau von Wind- und Solarkraft in Deutschland bei gleichzeitiger Unfähigkeit (in Zeiten hoher Produktion aus den stochastisch produzierenden neuen erneuerbaren Energien) die Produktion aus Kern- und Kohlekraftwerken wesentlich zu senken, führt zu tiefen Preisen in Zeiten mit viel Sonne und Wind. Insbesondere die Solarkraft, welche relativ regelmässig über die Mittagszeit zur Verfügung steht, hat deshalb dazu geführt, dass die Preise im Peak-load wesentlich gesunken sind. Aus heutiger Sicht ist zu sagen, dass der Peak-load keine grosse Relevanz mehr für die Bewertung der Speicherwasserkraft besitzt.
- **Günstiger Strom aus Kohlekraft:** Zwar hat sich der Handel mit CO₂-Zertifikaten technisch bewährt. Weil aber im CO₂-Zertifikatemarkt zu viele Zertifikate zur Verfügung stehen, ist der Preis pro Tonne CO₂-Emissionen auf rund 3 – 5 Euro gesunken.⁶⁰ Angestrebt wurde bei Einführung des CO₂-Handels ein Preis von > 20 Euro pro Tonne CO₂-Emissionen. Die USA haben im gleichen Zeitraum markant in die Fracking-Technologie investiert und verfügen heute über eine sehr gute und günstige inländische Gasausbeute. Dies hat dazu geführt, dass Kohlekraftwerke in den USA vom Netz genommen und durch Gaskraftwerke ersetzt werden. Damit sind die internationalen Kohlepreise gesunken. Beides zusammen hat dazu geführt, dass in Europa derzeit die Kohlekraftwerke

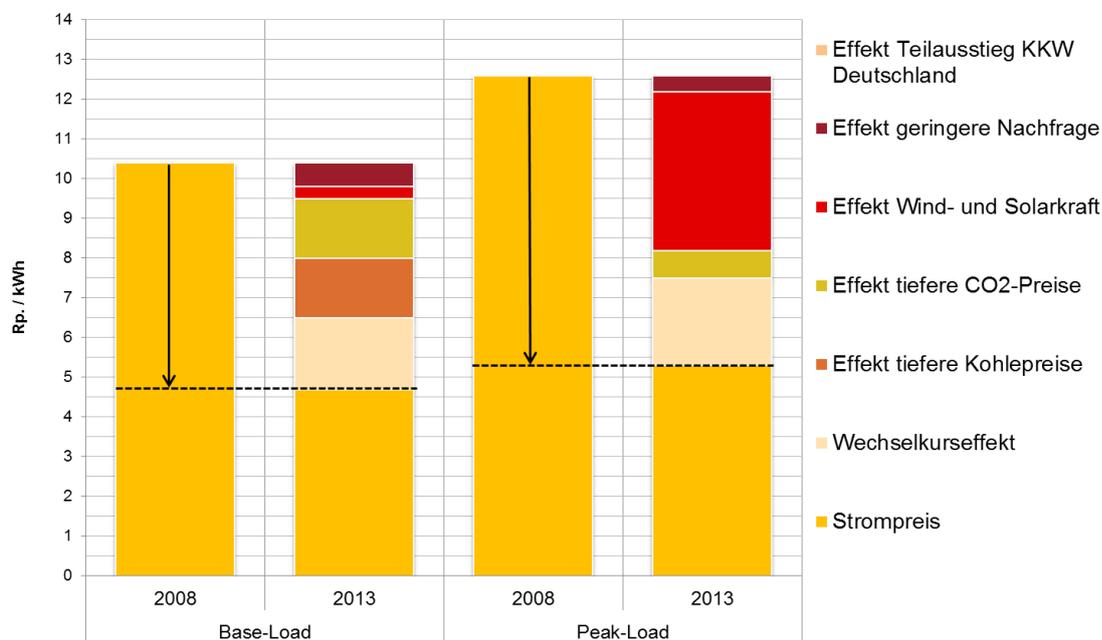
⁵⁹ Für die Bündner Wasserkraft ist primär der Strompreis in der Schweiz relevant. Weil die Schweiz jedoch wesentlich Strom ex- und importiert wird der Strompreis in der Schweiz letztlich von den Strompreisen in Deutschland und Italien mitdefiniert. Für unsere Betrachtungen basieren wir deshalb zum Teil auf Daten aus Deutschland (Phelix) als Indikator auch für die Entwicklung im CH-Markt, da dieser Index mehr Auswertungsmöglichkeiten bietet.

⁶⁰ Die Anzahl Zertifikate wurde vor 10 Jahren für die Handelsperioden festgelegt und der Absenkpfad seither nicht mehr angepasst (vgl. Kapitel 3.3.1).

wettbewerbsfähig sind und oft als Grenzkraftwerk agieren. Entsprechend sind die mittleren Strompreise in Europa deutlich gesunken.

- **Starker Franken:** Für die Schweiz zusätzlich relevant ist die Entwicklung des Schweizer Franken im Vergleich zum Euro.

Abb. 15 Vergleich des mittleren Strompreises der Jahre 2008 und 2013



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (eigene grobe Einschätzungen)

3.5 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Schweiz kann sich dem europäischen Strommarkt nicht entziehen

Der Wandel der Elektrizitätsmärkte Europas wird geprägt durch die seit 1999 laufende Marktliberalisierung mit dem Ziel der Schaffung eines integrierten europäischen Strombinnenmarktes sowie durch klima- und energiepolitische Bestrebungen. Die Installation eines CO₂-Zertifikatehandelssystems sowie die Förderung der neuen erneuerbaren Energien bilden dabei die wesentlichen Treiber klima- und energiepolitischer Bestrebungen. Die jeweiligen Instrumente beabsichtigen unterschiedliche Wirkungen auf die Organisation und Struktur der Elektrizitätsversorgung und führen in der Folge zu unterschiedlichen Beeinflussungen des Marktes. Während die finanzielle Belastung von CO₂-Emissionen vor allem auf eine Reduktion des Einsatzes CO₂-intensiver Produktionstechnologien abzielt, soll mit der Förderung der neuen erneuerbaren Energien der Einsatz besonders umweltschonender Technologien gefördert werden.

Mit der forcierten Förderung der neuen erneuerbaren Energien und im Zuge der wirtschaftlichen Rezession in Europa hat der CO₂-Zertifikatehandel als klimapolitisches Instrument an Gewicht verloren. Dieser Umstand bildet im Wesentlichen die Ursache für die derzeit in den Strommärkten beobachtbaren Verwerfungen. Einerseits führt der zunehmende Anteil an neuen erneuerbaren Energien mit marginalen variablen Gestehungskosten dazu, dass es vermehrt zu tiefen Preisen im Stromgrosshandel kommt („Merit-Order-Effekt“). Der Preiszerfall der CO₂-Emissionszertifikate - bedingt durch ein Überangebot an verfügbaren Zertifikaten - in Kombination mit den relativ tiefen Weltmarktpreisen für Kohle sorgt dafür, dass vermehrt Kohlekraftwerke den Vorrang vor den in der Regel weniger CO₂-intensiven aber teure-

ren Gaskraftwerken erhalten.⁶¹ Dieser Effekt verursacht eine Absenkung des durchschnittlichen Preisniveaus.

Die Schweiz ist aufgrund ihrer geografischen Lage und der technischen Gegebenheiten in den europäischen Strommarkt integriert. Die Schweiz, bzw. die Schweizer Elektrizitätswirtschaft gilt aufgrund ihrer Grösse und ihres Kraftwerkparks im Markt als „Preisnehmerin“⁶² und übernimmt vor allem im europäischen Stromtransit eine wichtige Rolle. Aus der Integration in den europäischen Strommarkt erwachsen einerseits Opportunitäten aber auch Abhängigkeiten von den Entwicklungen im Ausland, die nur sehr bedingt von der Schweiz beeinflusst werden können.

Für die schweizerische Stromproduktion aus Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerken ist durch die Installation von Kapazitätsmärkten mit negativen Auswirkungen zu rechnen. Zum einen wäre die Installation eines schweizerischen Kapazitätsmarktes aufgrund der geringen Grösse der Schweiz nur wenig sinnvoll. Auf der anderen Seite hat eine Integration in einen gesamteuropäischen Kapazitätsmarkt zur Folge, dass die Schweiz zwar an diesem partizipieren kann, jedoch die preis- und auch volatilitätsbegrenzende Tendenz und damit die Fortsetzung stetig tiefer Marktpreise die Opportunitäten einer Teilnahme stark einengen. Zudem können die Teilnehmer auch zur Bereitstellung von Leistungen verpflichtet werden, die einer optimalen Inwertsetzung zuwiderlaufen können.

Die Schweiz ist als Nicht-Mitglied der EU und derzeit ohne geltendes Strommarktabkommen mit der EU nur marginal an der Ausgestaltung des europäischen Strommarktdesigns beteiligt. Die klima- und energiepolitischen Entscheidungen der EU und deren Auswirkungen auf die Elektrizitätsmärkte beeinflussen jedoch direkt auch die Geschicke der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft und deren Akteure. Besonders die Wasserkraft ist von den derzeitigen europäischen Entwicklungen betroffen. Tiefe CO₂-Emissionspreise und Kohlepreise sowie die Förderung der neuen erneuerbaren Energien beeinträchtigen die Ertragslage der inländischen Wasserkraft. Während ältere und oftmals zu einem grossen Teil amortisierte Kraftwerke über relativ günstige Gestehungskosten verfügen, lassen sich vor allem neue und umfassend sanierte Anlagen mit hohen Investitions- und Kapitalkosten im gegebenen Umfeld nicht ausreichend rentabilisieren. Entsprechende Projekte werdend deshalb sistiert oder gar verworfen.

⁶¹ Hierbei ist anzumerken, dass das System der finanziellen Belastung von CO₂-Emissionen durchaus als wirksam zu bezeichnen ist, die mit Fehlern behaftete Festlegung der verfügbaren Anzahl an Zertifikaten allerdings zu einem Überangebot führt, welche letztendlich die Wirksamkeit des Systems wesentlich beeinträchtigt.

⁶² Avenir Suisse, 2013.

4 Schweizer Strommarkt

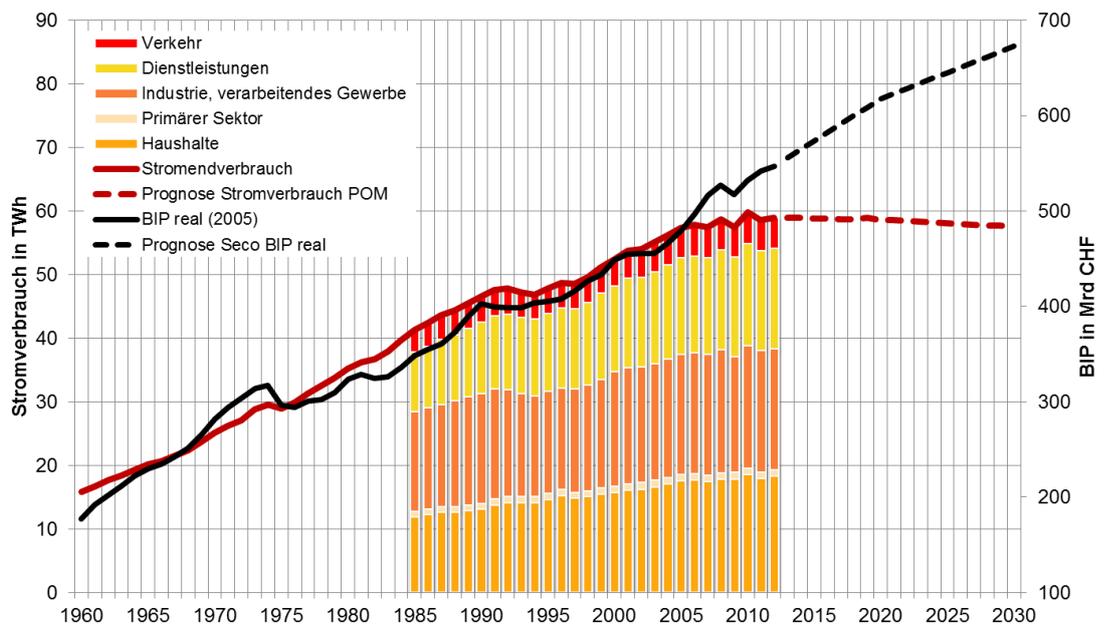
4.1 Wirtschaftsentwicklung und Stromnachfrage

Wachstum der Stromnachfrage flacht sich ab

Die Nachfrage nach Elektrizität nimmt seit ungefähr der Mitte des vergangenen Jahrhunderts stetig zu. Wurden im Jahr 1960 noch rund 18 TWh Strom verbraucht, sind es im Jahr 2012 rund 63.5 TWh.⁶³ Der Stromendverbrauch stieg damit gleichmässig mit dem wirtschaftlichen Wachstum an. In den 90er Jahren erfuhr die Schweiz aufgrund einer Immobilienkrise und anschliessender wirtschaftlicher Rezession eine Phase mit rückläufigem Stromendverbrauch. Ebenfalls sorgte die Finanz- und Wirtschaftskrise ab 2008 für weniger Verbrauch. In der Schweiz entfallen rund 30% des Stromverbrauchs auf die Haushalte, weitere rund 62% auf Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen sowie die verbleibenden rund 8% auf den Verkehr. Im Bereich Verkehr wiederum entfallen rund zwei Drittel auf den Bahnverkehr.

Wie die in Abb. 16 eingefügten Prognosen des Stromverbrauchs und der wirtschaftlichen Entwicklung (BIP) zeigen, wird von einem weit grösseren wirtschaftlichen Wachstum ausgegangen (+ 50% bis 2050) als dies beim Stromverbrauch der Fall ist. Diese Erkenntnis ergibt sich vor allem aus der Tatsache, dass in den Prognosen des Stromverbrauchs die Umsetzung von Effizienzmassnahmen besonders betont wird.

Abb. 16 Entwicklung und Prognose der Stromnachfrage insgesamt und nach Sektoren sowie des Bruttoinlandprodukts (BIP real).



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (aus Basis Bundesamt für Energie (BFE); Prognos AG, 2012)

Eine Betrachtung verschiedener Prognosen (vgl. Abb. 17) zeigt, dass hinsichtlich der langfristigen Prognose des Elektrizitätsverbrauchs unterschiedliche Erwartungen bestehen. Im Grundsatz lässt sich die Bandbreite unterschiedlicher Szenarien auf zwei Annahmen zurückführen. Sogenannte „Massnahmenszenarien“ gehen im Wesentlichen von einer Fortschreibung der heutigen Rahmenbedingungen (Energiepolitik, Stand der Technologie, etc.) in die Zukunft aus. In den in der nachfolgenden Abbildung gezeigten Prognosen bilden diese jeweils die obere Bandbreite ab. Die Prognosen reichen dabei von einem starken Anstieg der Elektrizitätsnachfrage (z.B. VSE 1995 und 2006) bis hin zu einem eher moderaten Wachs-

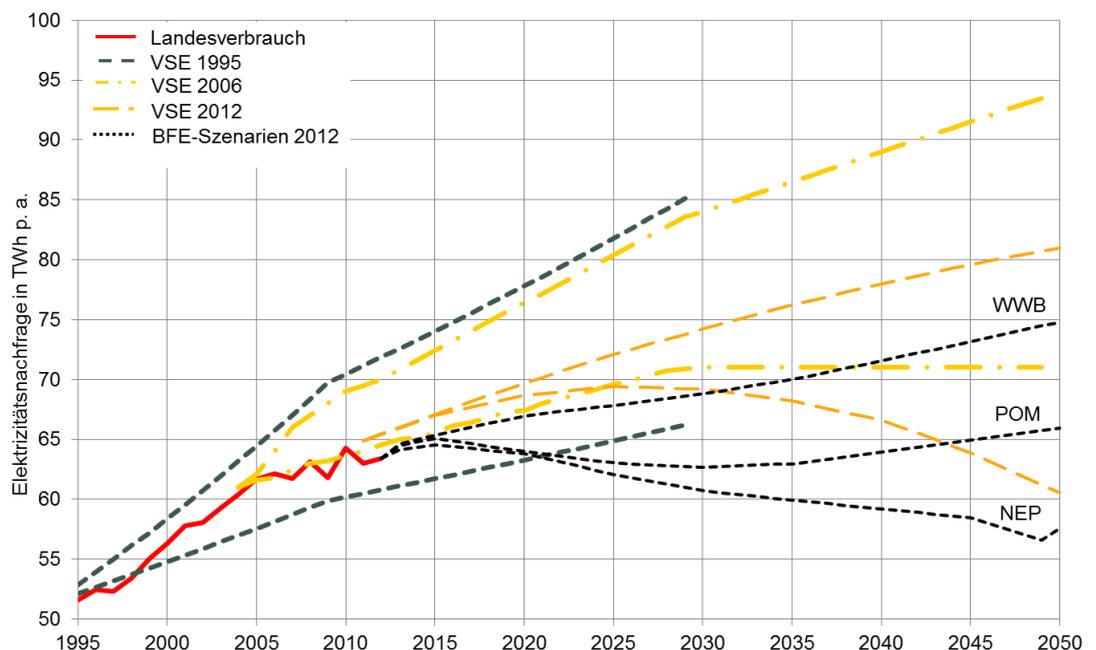
⁶³ Der erwähnte Landesverbrauch bezieht sich auf den Verbrauch ohne Verluste. Vgl. Bundesamt für Energie (BFE), 2013.

tum (BFE, Szenarien WWB und POM).⁶⁴ Alle Szenarien gehen jedoch von einem Wachstum des Strombedarfs aus, welches deutlich tiefer liegt, als das BIP-Wachstum.

Die untere Bandbreite decken in der Regel Szenarien ab, welche annehmen, dass es hinsichtlich der heutigen gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen zu einem Paradigmenwechsel kommen wird. In der Konsequenz bedeutet dies eine verstärkte Umsetzung von Effizienzmassnahmen und einem allgemeinen Rückgang der Stromnachfrage durch einen Minderverbrauch (Suffizienzverhalten).⁶⁵

Abb. 17 zeigt, dass sich der effektive Landesverbrauch auf deutlich tieferem Niveau entwickelte, als noch in den VSE Szenarien von 2006 angenommen wurde. Derzeit bewegt sich der Landesverbrauch eher an der unteren Bandbreite des VSE Szenarios von 2012. Bezogen auf die Energieperspektiven des Bundes ist aufgrund der derzeitigen Entwicklung eher davon auszugehen, dass sich der Landesverbrauch in Richtung der Szenarien „Politische Massnahmen“ (POM) sowie „Neue Energiepolitik“ (NEP) entwickeln wird.

Abb. 17 Prognosen Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz bis 2050 und effektiver Landesverbrauch



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 1995; 2006; 2012; Prognos AG, 2012; eigene Berechnungen)

4.2 Elektrizitätspolitik

4.2.1 Energiestrategie 2050

Ausstieg aus der Kernenergie

Der Bundesrat kündigte im Mai 2011 den Ausstieg aus der Kernenergie an, der im September 2011 mit der Bestätigung des Parlamentes Gültigkeit erlangte. Der Beschluss sieht vor, dass keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden und die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer „sicherheitstechnischen“ Laufzeit abgeschaltet werden. Das letzte verbleibende Kernkraftwerk (Leibstadt) wird damit voraussichtlich 2034 vom Netz gehen.

⁶⁴ Die Prognosen des Bundesamtes für Energie umfassen die Szenarien „Weiter wie bisher“ (WWB), „Politische Massnahmen“ (POM) sowie das Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP).

⁶⁵ Zu erwähnen ist, dass vor allem Prognosen von Umwelt- und Naturschutzorganisationen die Annahme eines Paradigmenwechsels betonen und daher in der Regel einen signifikanten Rückgang der Energie- und Elektrizitätsnachfrage prognostizieren.

Mit der Botschaft vom 4. September 2013 hat der Bundesrat ein erstes Massnahmenpaket für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 vorgelegt. Mit diesem soll der langfristige Umbau der Energieversorgung in der Schweiz bis 2050 eingeleitet werden.⁶⁶ Die folgende Tabelle (Tab. 2) zeigt die langfristigen Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 hinsichtlich des Gesamtenergie- und Elektrizitätsverbrauchs sowie des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Tab. 2 Produktions- und Verbrauchsziele der Energiestrategie 2050 des Bundes

	IST 2011	Ziel 2020	Ziel 2035	Ziel 2050
Elektrizität aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraft)	1'607 GWh	4'400 GWh	14'500 GWh	24'200 GWh
Elektrizität aus Wasserkraft*	34'675 GWh	k.A.	37'400 GWh	38'600 GWh
Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Person	2000: 33 MWh 2011: 30 MWh	Minus 16% gegenüber Stand 2000	Minus 43% gegenüber Stand 2000	Minus 54% gegenüber Stand 2000
Durchschnittlicher Elektrizitätsverbrauch pro Person	2000: 7.3 MWh 2011: 7.4 MWh	Minus 3% gegenüber Stand 2000	Minus 13% gegenüber Stand 2000	Minus 18% gegenüber Stand 2000

* Bei Pumpspeicherkraftwerken ist lediglich der Anteil aus natürlichen Zuflüssen an der Produktion in den Zielen enthalten.

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Bundesrat, 2013; Bundesamt für Energie (BFE), 2013; eigene Berechnungen)

In den Produktions- und Verbrauchszielen der Energiestrategie 2050 des Bundes wird deutlich, dass der Ausbau der Wasserkraft unter Annahme realistischer Umsetzungswahrscheinlichkeiten (Umwelt- und Landschaftsschutz, gesellschaftliche Akzeptanz) gegenüber heute auf rund 10-15% begrenzt ist. Ebenfalls wird deutlich, dass bei Verbrauchseinsparungen im Gesamtenergiebereich deutlich grössere Potenziale liegen, als dies im Bereich des Elektrizitätsverbrauchs der Fall ist. Dies liegt vor allem daran, dass Einsparungen im Gesamtenergieverbrauch oftmals „verstromt“ werden.⁶⁷

Zur Erreichung einer langfristigen Verbrauchsreduktion werden in der Energiestrategie 2050 Massnahmen im Bereich Energieeffizienz für folgende Themen formuliert:

- **Gebäude:** Erhöhung CO₂-Abgabe, Verstärkung des Gebäudeprogramms; Kantone verschärfen Mustervorschriften im Energiebereich (MuKE); harmonisiertes Fördermodell oder Gebäudeenergieausweis der Kantone (GEAK).
- **Industrie und Dienstleistungen:** Einbezug der Unternehmen in Zielvereinbarungsprozesse und in Anreizmodelle.
- **Mobilität:** Verschärfung des CO₂-Emissionszielwerts für Personenwagen; Einführung eines CO₂-Zielwerts für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper.
- **Elektrogeräte:** Ausweitung und periodische Verschärfung der Effizienzvorschriften.

⁶⁶ Vgl. Bundesrat der Schweiz, 2013.

⁶⁷ Zum Beispiel werden Ölheizungen zunehmend durch elektrische Wärmepumpen ersetzt. Auch ist in diesem Zusammenhang der mögliche Ausbau der Elektromobilität zu nennen.

- **Stromlieferanten:** Verpflichtung von Stromlieferanten zu Effizienzzielen mittels weissen Zertifikaten.

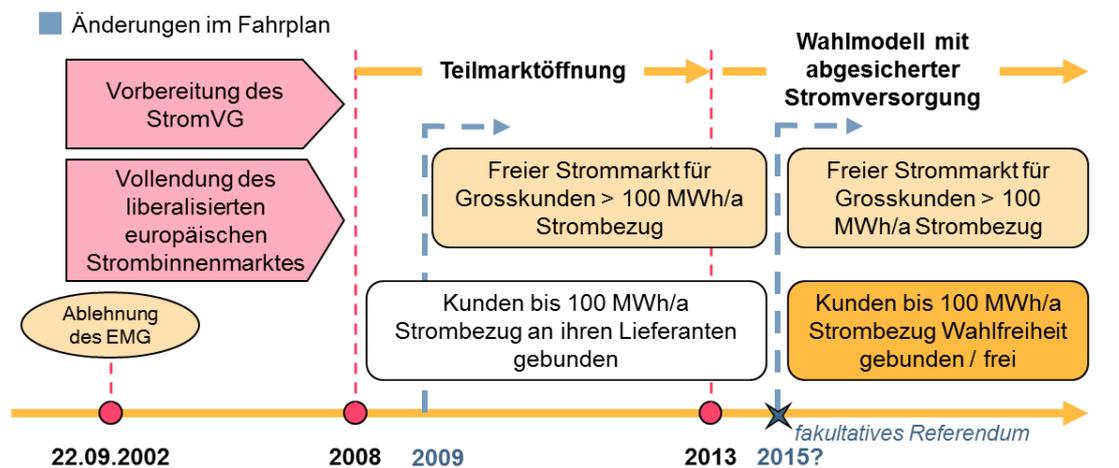
Gleichzeitig wird der Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben. Hierbei stehen vor allem die Optimierung der Einspeisevergütung (KEV), die Anpassung der Rahmenbedingungen für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen sowie für Gaskombikraftwerke (GuD) und der Ausbau der Netzinfrastruktur im Vordergrund.⁶⁸

4.2.2 Marktliberalisierung

Marktliberalisierung verzögert sich

Auf die Liberalisierungsbestrebungen in Europa reagierend, erfuhr auch der Schweizer Elektrizitätsmarkt eine Öffnung. Mit der Einführung des revidierten Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Jahr 2008 wurde der freie Netzzugang zu Netzen Dritter gewährleistet. Die freie Anbieterwahl beschränkt sich vorerst auf Grossverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von 100 MWh oder mehr. Eine Marktöffnung für Kleinverbraucher (Haushalte und Gewerbe) war fünf Jahre nach in Kraft treten des Gesetzes unter Vorbehalt des fakultativen Referendums mittels Bundesbeschluss vorgesehen.⁶⁹ Die Marktöffnung für Kleinverbraucher ist bis anhin nicht erfolgt und ist nicht vor 2018 zu erwarten.

Abb. 18 Überblick Marktliberalisierung in der Schweiz



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (eigene Darstellung)

4.2.3 Strommarktabkommen Schweiz-EU

Strommarktabkommen in Verhandlung

Die Schweiz verfolgt die Öffnung des Strommarktes nicht nur innerhalb der Landesgrenzen, sondern verhandelt aktuell auch mit der Europäischen Union (EU) über ein Strommarktabkommen, das in der Hauptsache die optimale Integration der Schweiz⁷⁰ in den europäischen Strombinnenmarkt sicherstellen soll. Inhalt der Verhandlungen bilden im Wesentlichen die folgenden Punkte:

- Sicherstellung der Versorgungssicherheit der Schweiz
- Trennung von Stromproduktion und Netzbetrieb
- Freier Marktzugang und diskriminierungsfreier Zugang zu Netzen Dritter (Third-Party-Access)
- Zugang zum und Regulierung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Market-Coupling)

⁶⁸ Vgl. Bundesrat der Schweiz, 2013.

⁶⁹ Vgl. insbesondere Art. 34 Abs. 3 des Bundesgesetzes über die Stromversorgung (StromVG, RS. 734.7).

⁷⁰ Sicherstellung der Rolle der Schweiz als Stromtransitland sowie die bestmögliche Inwertsetzung der schweizerischen Wasserkraft im europäischen Kontext.

- Angleichung der Betriebs- und Sicherheitsstandards
- Einsitznahme der Schweiz in den EU-Gremien ENTSO-E und ACER
- Übernahme des *Acquis Communautaire* der Europäischen Union⁷¹

Mit der Annahme der Volksinitiative gegen Masseneinwanderung vom 9. Februar 2014 wurden die Beziehungen der Schweiz und der Europäischen Union zumindest kurzfristig in Frage gestellt. Nachdem das unmittelbar in Folge der Abstimmung herrschende Klima der Unsicherheit dazu führte, dass Verhandlungen im Rahmen des Strommarktabkommens seitens der EU sistiert wurden, dürfte im Rahmen eines Treffens zwischen Bundesrätin Doris Leuthard und den deutschen Vizekanzler Sigmar Gabriel zugesicherte Unterstützung Deutschlands zu einer Wiederaufnahme der Gespräche zwischen der Schweiz und der EU und damit zu einer Fortführung der Verhandlungen führen. Ein definitiver Entscheid der EU bleibt allerdings vorbehalten.⁷² Die erneute Annäherung zwischen der Schweiz und zumindest Deutschland ist ein Hinweis dafür, dass die Schweiz nicht zuletzt wegen ihrer netztechnischen Integration in den europäischen Stromkontext eine wichtige Rolle spielt. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang das Interesse Deutschlands und auch Frankreichs an einen Stromtransit durch die Schweiz um den italienischen Markt mit Elektrizität beliefern zu können.

4.3 Stromangebot

Ausbau der neuen erneuerbaren Energien prioritär; GuD sowie Importe als Ergänzung

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie, der Formulierung der Energieperspektiven 2050 sowie der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 werden mögliche Entwicklungspfade von Energieproduktion und -verbrauch skizziert. Die tatsächliche Entwicklung des schweizerischen Kraftwerkparks ist letztendlich abhängig von der politischen Umsetzung der Energiestrategie und der Signale durch die Strompreise.

Durch den gestaffelten Ausstieg aus der Kernenergie werden bis zum Jahr 2034 3'278 MW an Produktionskapazitäten (40% der derzeitigen Landeserzeugung) abgebaut, welche in der Folge durch alternative Erzeugungstechnologien und oder Stromimporte ersetzt werden müssen. Dazu wurden in den Energieperspektiven 2050 unter anderem drei mögliche Varianten formuliert, die in der Folge kurz umschrieben werden:

- **Variante C:** Die entstehende Stromlücke, die durch den Wegfall der Kernenergie entsteht, wird im Inland kompensiert. Reicht die inländische Produktion nicht aus, erfolgt ein Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) im Inland.
- **Variante C&E:** Ein Ausbau der erneuerbaren Energien wird verstärkt. Reichen die zugebauten Kapazitäten sowie der bestehende Kraftwerkpark nicht mehr aus, erfolgt ein Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) im Inland.
- **Variante E:** Ein Ausbau der erneuerbaren Energien wird soweit möglich forciert. Reichen die vorhandenen Kapazitäten nicht aus, wird auf Importe zurückgegriffen.

Zusammengefasst bestehen die Entwicklungspfade aus einem Ausbau konventioneller Erzeugungstechnologien (GuD sowie Wasserkraft) und dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien sowie Importen. Die nachfolgenden Darstellungen geben einen Überblick über den derzeitigen Stand des Ausbaus der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien.

Ausbau konventionelle Erzeugungstechnologien

Derzeitige Gaskraftwerksprojekte in Frage gestellt.

Bei den konventionellen Erzeugungstechnologien zeigt sich, dass erwartungsgemäss vor allem Wasserkraftprojekte vorangetrieben werden. Projekte für Gaskombikraftwerke (GuD) befinden sich mehrheitlich im Stillstand oder wurden komplett aufgegeben. Dieser Umstand ist vor allem auf die derzeitige Gesetzeslage der Schweiz (CO₂-Gesetz) zurückzuführen,

⁷¹ *Acquis Communautaire* bedeutet die Übernahme des europäischen Konsens, welcher im EU-Recht Ausdruck findet.

⁷² Vgl. *Energate Messenger*, 2014; *Tagesanzeiger*, 2014.

welche derzeit eine Rentabilisierung von Gaskraftwerken in der Schweiz nur sehr schwer möglich macht.⁷³ Erschwerend kommen die aus Sicht der Gaskraftwerke besonders tiefen Weltmarktpreise für Kohle sowie die sich ebenfalls auf einem ausserordentlich tiefen Niveau befindenden CO₂-Emissionszertifikatepreise hinzu.

Tab. 3 Überblick über die derzeit bestehenden Ausbauprojekte konventioneller Erzeugungstechnologien sowie deren aktueller Projektstatus.

Gesellschaft und Ort	Kraftwerktyp / Einsatz	Neue bzw. zusätzliche Leistung / Jahresproduktion	Geschätzte Investitionen / Voraussichtliche Inbetriebnahme	Aktueller Stand der Umsetzung (Dezember 2013)	
Alpiq, Cleuson-Dixence	Speicherkraftwerk / Spitzenenergie	1'150 MW / 1'620 GWh	CHF 250 Mio. (Reparatur Röhre) / 2010	In Betrieb	●
Energiedienst, Rheinfelden	Flusskraftwerk / Bandenergie	100 MW / 600 GWh	CHF 475 Mio. / 2010	In Betrieb	●
Alpiq, Monthey	Gaskombikraftwerk / Band- / Spitzenenergie	55 MW / 396 GWh	CHF 100 Mio. / 2009	In Betrieb	●
Alpiq, Nant de Drance	Pumpspeicherkraftwerk / Spitzenenergie	900MW / 2'500 GWh	CHF 1'800 Mio. / 2017	In Bau	●
KLL (Axp), Linthal 2015	Pumpspeicherkraftwerk / Band- / Spitzenenergie	1'000 MW / 2'960 GWh	CHF 2'100 Mio. / 2015	In Bau	●
Alpiq, FMHL+, Hongrin-Léman	Pumpspeicherkraftwerk / Spitzenenergie	240 MW / 1'000 GWh	CHF 331 Mio. / 2015	In Bau	●
Repower, Lago Bianco	Pumpspeicherkraftwerk / Spitzenenergie	1'000 MW	CHF 2'500 Mio. / k.A.	Konzessionsentscheid Kanton für 2014 erwartet	●
BKW, Grimsel 5	Vergrosserung Staumauer	0 MW / 2'294 GWh (+240 GWh)	CHF 306 Mio. / 2022	In Planung	●
BKW, Grimsel 3	Pumpspeicherkraftwerk / Spitzenenergie	660 MW / 2'294 GWh	CHF 660 Mio. / 2018	Konzessionsbewilligung erhalten / Projekt sistiert	●
BKW, Utzensdorf	Gaskombikraftwerk / Band- / Spitzenenergie	400 MW / 3'000 GWh	CHF 350 Mio. / 2016	Baugesuch verschoben	●

⁷³ Zu nennen ist hier insbesondere die vollumfängliche CO₂-Kompensationspflicht, welche zu mindestens 50% im Inland stattfinden muss. Vgl. Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011. RS. 641.71.

Alpiq, Chavalon	Gaskombikraftwerk / Band- / Spitzenenergie	440 MW / 2'200 GWh	CHF 500 Mio. / 2013	Baugenehmigung seit 2009. Abhängig von Energiestrategie 2050. Projektstillstand	●
Groupe E, Cornaux II	Gaskombikraftwerk / Band- / Spitzenenergie	420 MW / 2'500 GWh	CHF 450 Mio. / 2018	Baugesuch eingereicht. Projektstillstand	●
Services industriels Genève, Lignon	Gaskombikraftwerk / Band- / Spitzenenergie	60 MW / 283 GWh	CHF 210 Mio. / 2012	Projekt sistiert	●
BKW, Grimsel 3	Pumpspeicherkraftwerk / Band- / Spitzenenergie	1'080 MW / k. A.	CHF 660 Mio. / 2018	Projekt sistiert	●
<i>Alpiq, KKW Niederamt</i>	<i>Kernkraftwerk / Bandenergie</i>	<i>1'600 MW / 10'000 GWh</i>	<i>CHF 7'000 Mio.</i>	Kernkraftausstieg durch Bund beschlossen	●
<i>Axpo/BKW, Beznau</i>	<i>Kernkraftwerk / Bandenergie</i>	<i>1'600 MW / 10'000 GWh</i>	<i>CHF 7'000 Mio.</i>		●
<i>Axpo/BKW, Mühleberg</i>	<i>Kernkraftwerk / Bandenergie</i>	<i>1'600 MW / 10'000 GWh</i>	<i>CHF 7'000 Mio.</i>		●

● Neu in Betrieb ● Aktuelle Projekte ● Verworfen/sistierte Projekte

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Geschäftsberichte diverser Kraftwerksgesellschaften; diverse Zeitungsartikel)

Ausbau neue erneuerbare Energien

Umbau der schweizerischen Erzeugungsstruktur geplant

Einen wesentlichen Anteil zur Kompensation der wegfallenden Erzeugungsleistung der Kernenergie soll der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien leisten. Wie Tab. 2 zeigt, soll sich die Leistung der neuen erneuerbaren Energien vor allem ab 2020 massiv erhöhen. Bezogen auf die angestrebte Leistung im Jahr 2020, soll sich diese bis 2035 mehr als verdreifachen und bis 2050 beinahe versechsfachen.

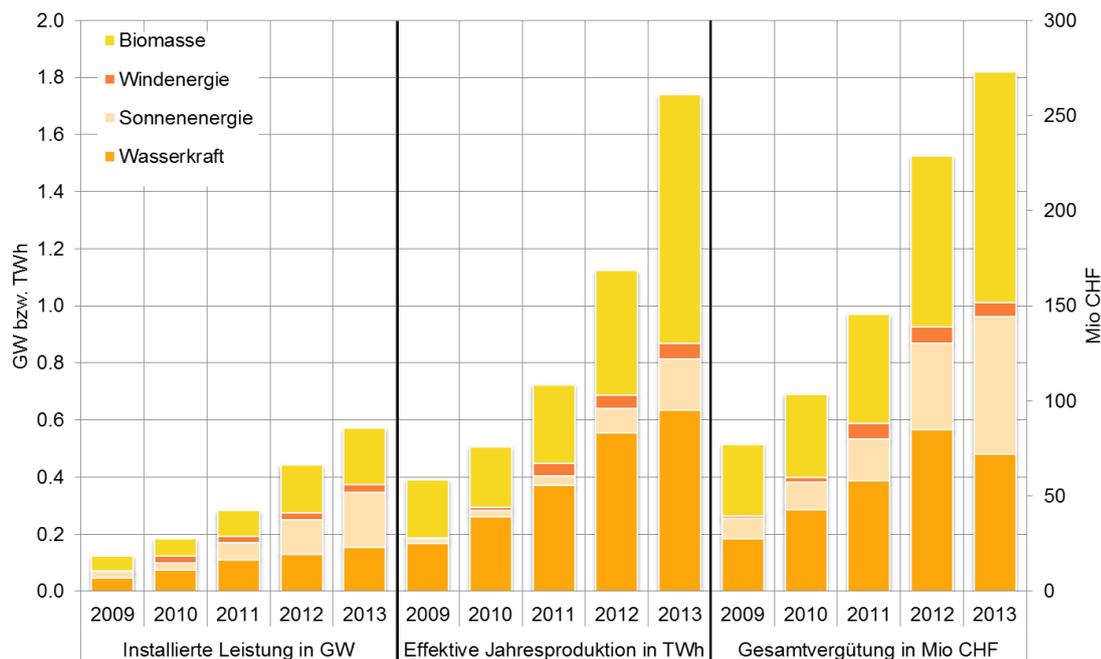
Zur Erreichung der Ausbauziele ist vorgesehen, die seit 2009 bestehende Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) weiter zu erhöhen.⁷⁴ Das Instrument des im Gesetz festgelegten maximalen Netzzuschlags wurde dabei per 1. Januar 2014 von 1 Rp./kWh auf 1.5 Rp./kWh erhöht. Die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket des Bundes sieht die weitere Erhöhung des Netzzuschlages auf 2.3 Rp./kWh vor.⁷⁵

Die nachfolgende Abb. 19 zeigt die bisherige Entwicklung der neuen erneuerbaren Energien im Rahmen der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV).

⁷⁴ In der Schweiz ist die zur Verfügung stehende Fördersumme zum Ausbau der neuen erneuerbaren Energien begrenzt. Ebenfalls bestehen maximale Förderquoten pro Erzeugungstechnologie. Aufgrund dieser Beschränkungen ergeben sich Wartelisten für den Erhalt von Förderleistungen.

⁷⁵ Vgl. Bundesrat der Schweiz, 2013.

Abb. 19 Entwicklung der neuen erneuerbaren Energien im Rahmen der KEV



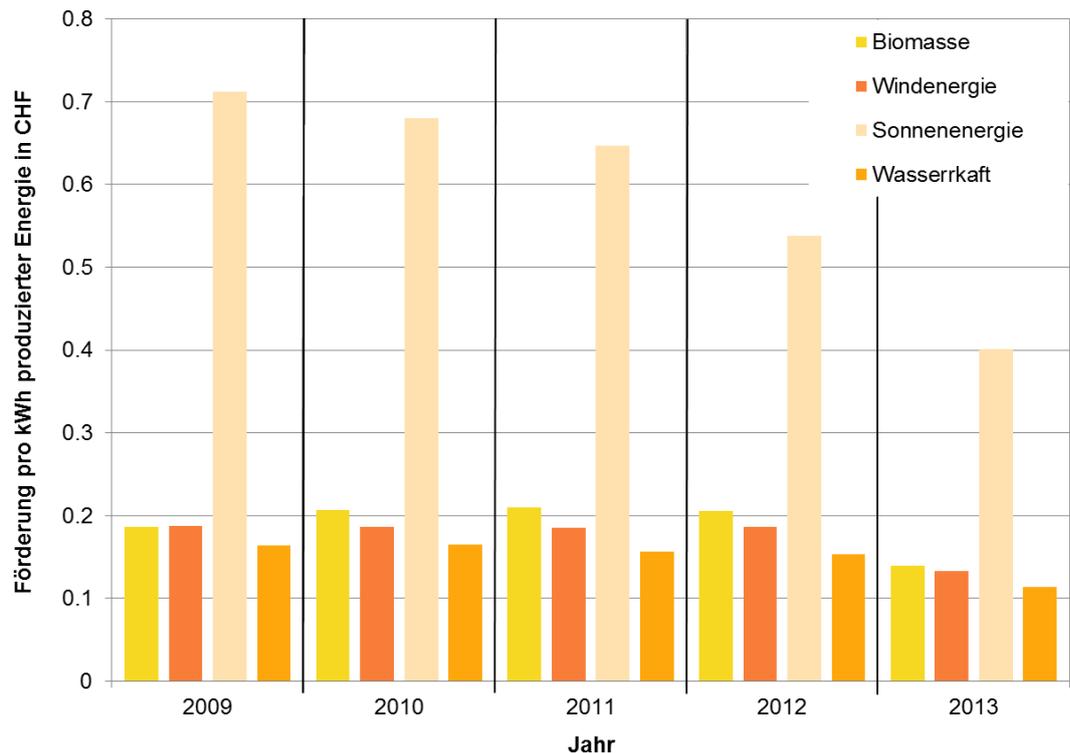
Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis KEV Statistik).

Durch die oben erwähnte gesetzliche Festlegung des maximalen Netzzuschlags erfährt die Kostendeckende Einspeisevergütung eine Deckelung der insgesamt zur Verfügung stehenden Fördermittel. Folglich bestehen derzeit Wartelisten für die Förderung von Ausbauprojekten. Innerhalb des Förderbudgets erfolgt eine technologiespezifische Zuteilung der Fördermittel. Höchstens 50% der gesamten Fördersumme stehen der Förderung der Wasserkraft (bis 10 MW Leistung) zur Verfügung. Jeweils 30% der Förderung von Photovoltaik, Windenergie, Biomasse und Geothermie. Die Zuteilung erfolgt nach dem Prinzip „first come - first served“ bis 100% des Fördervolumens erreicht sind.⁷⁶

Hinweise zur Beurteilung der Effektivität der Förderung liefert die Beziehung zwischen der produzierten Strommenge, die jede einzelne Technologie erzielt und den dafür eingesetzten Fördermitteln. Wie Abb. 20 zeigt, haben sich besonders die eingesetzten Fördermittel pro Kilowattstunde produzierter Energie der Photovoltaik von 2009 bis 2013 beinahe halbiert. Sie liegen allerdings deutlich über den eingesetzten Fördermitteln für die anderen Technologien. Dies ist vor allem auf die geringere Ergiebigkeit der Photovoltaik im Vergleich zu den anderen Technologien zurückzuführen.

⁷⁶ Vgl. Swissgrid.ch

Abb. 20 Eingesetzte Förderfranken pro erzeugte Kilowattstunde Energie



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis KEV Statistik).

Europäische Strommarktpreise beeinflussen das Schweizer Preisniveau.

4.4 Strompreise

Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer einzigartigen geografischen Lage in Europa eine besondere Rolle innerhalb des europäischen Stromverkehrs ein. Die Schweiz zeichnet sich als ausgesprochenes Stromtransitland aus („Stromdrehscheibe“). Sie importiert im Jahresverlauf vorwiegend Strom aus Frankreich (und Österreich) und exportiert Strom nach Italien. In den Wintermonaten wird die Schweiz aufgrund des ansteigenden Verbrauchs in den kälteren Monaten sowie der eingeschränkten Produktion aus Wasserkraft zum Nettoimporteur.

Die Schweiz stellt jedoch nicht nur hinsichtlich ihrer geografischen Lage eine Besonderheit dar. Auch hinsichtlich ihrer aktuellen Erzeugungsstruktur ist die Schweiz besonders. In der Regel erfolgen rund 55% der Landeserzeugung durch die Wasserkraft (Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke). Die restliche Erzeugung (40%) erfolgt durch den Einsatz der Kernenergie. Fossil-thermische sowie neue erneuerbare Energien leisten mit gegenwärtig rund 5% Anteil lediglich einen marginalen Beitrag an der Landeserzeugung. Diese besondere Erzeugungsstruktur führt in einer theoretischen Betrachtung dazu, dass im Schweizer Markt in einer Situation der Isolation lediglich zwei unterschiedliche Strompreise erzielt werden können. In einer Situation, in welcher ausreichend Produktionsleistung verfügbar ist, lassen sich aufgrund des hohen Anteils der relativ kostengünstigen Wasserkraft und Kernenergie eher tiefe Preise erzielen. Sind hingegen nicht ausreichende Produktionsleistungen verfügbar, können aufgrund der nur marginal verfügbaren Fossil-thermisch sowie Pumpspeicherkapazitäten unendlich hohe Knappheitspreise entstehen oder der Regulator müsste Produktion und Verbrauch in Extremfällen steuern können.⁷⁷

⁷⁷ Diese Situation würde vor allem in den Wintermonaten auftreten, wenn für die Deckung einer erhöhten Nachfrage nicht ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen würden. Die beschriebene Situation stellt einen Ausnahmefall dar, da die Schweiz in der Regel über ausreichende Kapazitäten verfügt.

Die Möglichkeit des Stromaustauschs mit dem Ausland entschärft die Herausforderung Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen, da auf aus Schweizer Sicht saisonal ergänzende Produktionskapazitäten im Ausland zugegriffen werden kann. Dies führt gleichzeitig zur Angleichung der Preise in den beiden miteinander verbundenen Marktgebieten. Die Schweiz nimmt daher in den Sommermonaten, wenn in der Gesamtbetrachtung eher ein Angebotsüberschuss besteht, das Preisniveau des Exports nach Deutschland an (in der Regel relativ tiefes Preisniveau), wohingegen in den Wintermonaten, wenn die Schweiz selbst zum Nettoimporteuer wird, sich die Preise eher am italienischen Markt ausrichten (in der Regel eher hohes Preisniveau).⁷⁸

Abb. 21 Ausrichtung des Schweizer Strompreises (Swissix) an den Märkten Deutschland (Phelix) und Italien (Iplex)



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis European Energy Exchange (EEX), Gestore die Mercati Energetici (GME))

Das ausserordentlich tiefe Preisniveau in Deutschland, welches sich nicht zuletzt durch den forcierten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien verursacht wird, sorgt auch in der Schweiz für relativ tiefe Preise. Die garantierte Einspeisevergütung für neue erneuerbare Energien im Rahmen des EEG führt daher dazu, dass die deutschen Stromendverbraucher, auf die die EEG-Umlage letztendlich umgelegt wird, die relativ tiefen Strompreise in der Schweiz finanzieren. Das derzeitige Umfeld tiefer Strompreise kommt besonders den inländischen Stromverbrauchern zu Gute. Die Konsummöglichkeiten der Haushalte nehmen zu und die Industrie sowie das Gewerbe profitieren von tieferen Produktionskosten und gewinnen damit an Wettbewerbsfähigkeit. Weniger günstig wirkt sich das tiefe Preisumfeld auf die inländischen Elektrizitätsproduzenten aus. Für sie nehmen die erzielbaren Deckungsbeiträge ab und bedrängen dadurch die Ertragslage.

Eine vertiefte Auseinandersetzung mit den Strompreisen und deren Konsequenzen für die Wasserkraft in Graubünden findet sich in Kapitel 3.4 und Kapitel 5.7.

⁷⁸ Vgl. Avenir Suisse, 2013.

Ausbau der Wasserkraft erwünscht aber unsicher

4.5 Schlussfolgerungen für Graubünden

Die Entwicklung der schweizerischen Elektrizitätsversorgungsstruktur wird in den kommenden Jahren vor allem durch den Ausstieg aus der Kernenergie und der Kompensation der wegfallenden Erzeugungskapazitäten geprägt sein. Dabei sind durch die Kombination von erneuerbaren Energien, Gas- und Dampfkraftwerken sowie Importen unterschiedliche Entwicklungspfade denkbar.

Graubünden ist als Nettostromexporteur mit praktisch ausschliesslicher Produktion aus Wasserkraft nur bedingt vom Wegfall der Kernenergie betroffen. Auch dürften der Bau von Gaskombikraftwerken sowie der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien den Kanton Graubünden im Vergleich zur restlichen Schweiz nur marginal betreffen.⁷⁹ Von wesentlicher Bedeutung sind allerdings der Ausbau der Wasserkraft sowie die Entwicklung der internationalen Strommärkte und dabei insbesondere die Ausgestaltung der zukünftigen Fördermodelle für die neuen erneuerbaren Energien. Dabei gelten für Graubünden dieselben Schlussfolgerungen wie für die gesamte Schweiz (vgl. Kapitel 3.5).

⁷⁹ In der 2011 veröffentlichten Potenzialstudie „Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft“ wird bei einem Mehrproduktionsziel von 1'050 GWh/a gemäss Energieperspektiven 2050 des Bundes von einem möglichen Potenzial von rund 600 GWh/a ausgegangen. Vgl. Kappeler, 2011.

5 Stromwirtschaft Graubünden

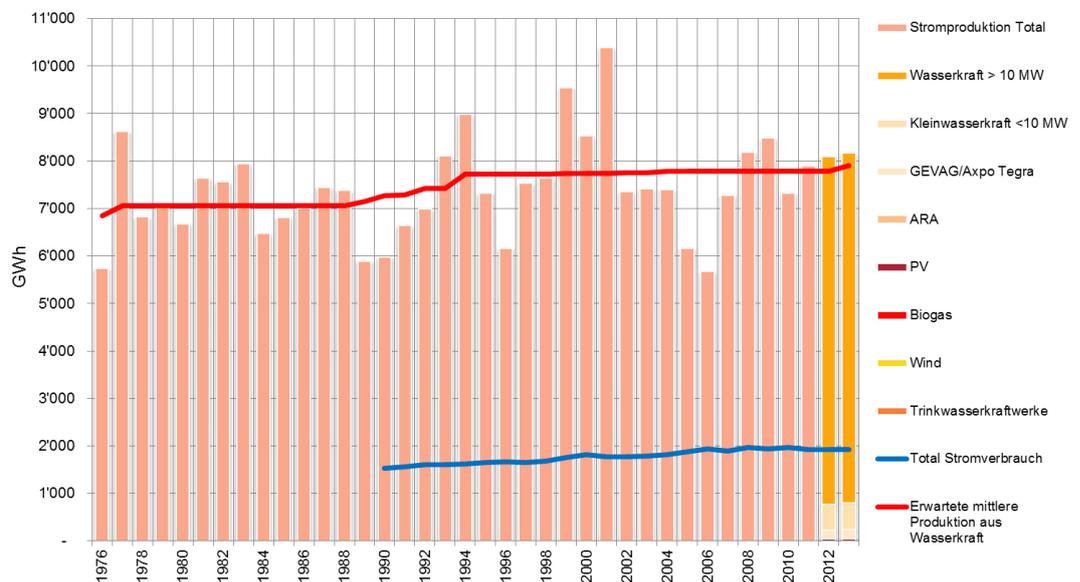
5.1 Nachfrage und Stromproduktion

Wasserkraft nach wie vor dominant

Die erwartete mittlere Stromproduktion im Kanton Graubünden beläuft sich auf rund 7'900 GWh pro Jahr und war in den letzten Jahren mehr oder weniger konstant. Die tatsächliche Stromproduktion schwankt in Abhängigkeit des Wasseraufkommens und allfälliger Revisionen an den bestehenden Kraftwerksanlagen (vgl. Abb. 22). Nach wie vor entfällt mit 95% der grösste Teil der Stromproduktion auf die Grosswasserkraftwerke (> 10 MW installierte Leistung).

Der Verbrauch (vgl. Abb. 22) ist seit 1990 kontinuierlich gewachsen und erreichte im 2012 rund 2'000 GWh bzw. ca. 25% der Stromproduktion. Dabei verbraucht der Haushalt inkl. Gewerbe, Landwirtschaft und Dienstleistungen etwa 82%, die Bahnen 5% und die Industrie 13% der nachgefragten Strommenge.

Abb. 22 Stromproduktion und -verbrauch in Graubünden (in GWh)



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Amt für Energie und Verkehr Graubünden (AEV))

5.2 Projekte in Entwicklung

Ausbau von 15 – 20% realistisch

Sowohl die Regierung des Kantons Graubünden wie auch das Bundesamt für Energie gehen davon aus, dass in Graubünden ein Ausbaupotenzial für die Stromproduktion besteht.

Das AEV geht zudem von einem realistischen Ausbaupotenzial für die Grosswasserkraft von 860 GWh aus. Basierend auf einer Studie⁸⁰ zu den Ausbaupotenzialen für neue erneuerbare Energien kommt das AEV zudem zum Schluss, dass bei den neuen erneuerbaren Energien ein realistisches Ausbaupotenzial von rund 660 GWh besteht.⁸¹

In Tab. 4 werden die in den letzten Jahren diskutierten grösseren Neu- und Ausbauprojekte und deren aktuellen Status dargestellt.

⁸⁰ Vgl. Kappeler, 2011.

⁸¹ Vgl. Kanton Graubünden, 2012-2013.

Tab. 4 In den letzten Jahren angekündigte Projekte in Graubünden und deren Realisierung

Projekt	Kraftwerks- gesellschaft	Leistung / Jahres- produktion	Geschätzte Investitionen	Aktueller Stand der Umset- zung (Dezember 2013)	
Windanlage Haldenstein	Calandawind	3 MW / 4.5 GWh	k.A.	In Betrieb seit 2013	●
Val Strem	Energia Alpi- na	2 MW / 6 GWh	CHF 10 Mio.	In Betrieb seit 2010	●
Taschinas	Repower	11 MW / 41 GWh	CHF 58 Mio.	In Betrieb seit 2011	●
KW Susasca	OESS-SA	+ 2.9 MW / +17.2 GWh	CHF 15 Mio.	In Betrieb seit 2010	●
WasserWelten	Flims Electric	4 MW / 19 GWh	CHF 30 Mio.	In Betrieb seit 2013	●
Ausbau Tschar	Axpo	+ 10 MW / +18 GWh	CHF 46 Mio.	Sanierung und Erweiterung. Baubeginn 2015.	●
Überleitung Lugnez	Zevreila	+80 GWh	CHF 110 Mio.	Konzessionsbewilligung durch Kanton 2013 erfolgt. Geplante Inbetriebnahme 2018.	●
Tasnan	COET	6.6 MW / 19 GWh	CHF 23 Mio.	Im Bau. Geplante Inbe- triebnahme 2014.	●
Litzirüti- Pradapunt	Axpo	17 MW / 80 GWh	CHF 150 Mio.	Projektphase	●
Martina-Prutz	EKW (CH Beteiligung von 14%)	88 MW / 400 GWh	CHF 60 Mio.	Konzession erteilt. Baube- ginn 2014.	●
Val d'Err	BKW	6 MW / 22 GWh	CHF 25 Mio.	Konzessionsgesuch einge- reicht. Baubeginn 2014. Geplante Inbetriebnahme 2015.	●
Küblis – Chlus - Rhein	Repower	53 MW / 220 GWh	CHF 350 Mio.	Einreichung Konzessions- gesuch 2014. Geplante Inbetriebnahme 2018.	●
Lago Bianco	Repower	1'000 MW / Pumpsp.	CHF 2'500 Mio.	Konzessionsgenehmigung durch Regierung erteilt. Baubeginn frühestens 2019.	●
Tiefencastel Plus	EWZ	2.7 MW / 11 GWh	CHF 23-25 Mio	Konzessionsgenehmigung vorhanden	●

Ausbau Val Russein	Axpo	+ 5-11 MW / + 13-28 GWh	CHF 90 Mio.	Vorbereitung Konzessions- gesuch. Geplante Inbe- triebnahme 2015.	●
Wasserkraft Adont	EWZ	3 MW / 11 GWh	CHF 18 Mio.	Bevölkerung orientiert. Geplante Inbetriebnahme 2017.	●
Windpark Sur-selva	Altaventa & EWZ	100 MW / 170 GWh	CHF 200 Mio.	Windmessungen werden voraussichtlich 2014 abge- schlossen.	●
Rehabilitierung Chamuera	Repower	+ 5 MW / +17 GWh	k.A.	Projektphase	●
Albula Plus	Axpo	15 MW / 57 GWh	CHF 100 Mio.	VERWORFEN	●
Tomülbach	Repower	10 MW / 30 GWh	CHF 30 Mio.	VERWORFEN	●

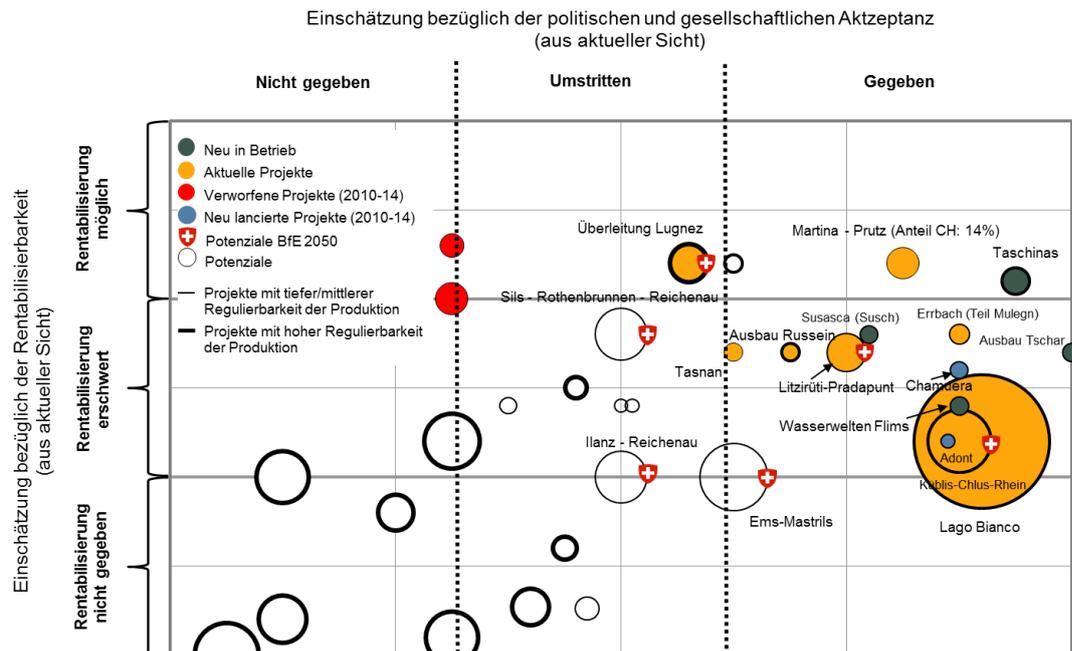
● Neu in Betrieb ● Aktuelle Projekte ● Verworfen/sistierte Projekte

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Geschäftsberichte diverser Kraftwerkgesellschaften, diverser Zeitungsberichte, Amt für Energie und Verkehr Graubünden (AEV))

Energiestrategie
2050 stellt neue
Potenziale zur Dis-
kussion

In Abb. 23 hat das Wirtschaftsforum Graubünden die bedeutenderen Potenziale für Wasserkraftwerke hinsichtlich der wirtschaftlichen und politischen Machbarkeit eingeschätzt. Sofern die Strompreise dauerhaft auf tiefem Niveau verharren, dürften die abgebildeten Projekte aus wirtschaftlicher Optik ernsthaft gefährdet sein. Umgekehrt geht der Bund in der Energiestrategie 2050 davon aus, dass verschiedene der Potenziale in Graubünden ausgeschöpft werden, u.a. die Potenziale Ems-Mastrils, Sils-Rothenbrunnen-Reichenau und Ilanz – Reichenau.

Abb. 23 Beurteilung des Wirtschaftsforums Graubünden hinsichtlich der wirtschaftlichen und politischen Machbarkeit der Wasserkraftprojekte in Graubünden



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis Geschäftsberichte Kraftwerkgesellschaften, Zeitungsberichte, Amt für Energie und Verkehr Graubünden (AEV))

5.3 Entwicklung Repower

Die Repower AG ist im Jahr 2013 besonders von drei wesentlichen Entwicklungen betroffen:

- Geänderte Beteiligungsverhältnisse
- Annahme der Initiative „Ja zu sauberem Strom ohne Kohlekraft“
- Sinkende Strompreise

Änderungen im Akti-onariat

Erstens haben sich die Beteiligungsverhältnisse der bisherigen Aktionäre Alpiq, Axpo sowie des Kantons Graubünden verändert. In der Folge des Restrukturierungsprogramms hat Alpiq ihre Beteiligung an der Repower AG in Höhe von 24.6% verkauft. Die Axpo sowie der Kanton Graubünden haben zum 28. März 2013 die Anteile der Alpiq AG übernommen. Die Axpo hält neu 33,7%, (bisher 21.4%) der Kanton Graubünden neu 58.3% (bisher 46%) an der Repower AG. Der Kanton Graubünden als auch die Axpo beabsichtigen nicht, das neue Beteiligungsverhältnis längerfristig aufrecht zu erhalten. Daher wird kurz- bis mittelfristig angestrebt, einen neuen strategischen Partner zu finden.⁸²

Obwohl die kantonale Beteiligung an der Repower AG nicht mehr zu den unmittelbar für die Erbringung öffentlicher Aufgaben notwendigen Strukturen zählt (Verwaltungsvermögen), beabsichtigt die Bündner Regierung derzeit dennoch keine Veräusserung der Beteiligung, mit Ausnahme der oben erwähnten Übernahme der Aktienanteile der Alpiq.⁸³ Begründet wird dies durch die strategische Bedeutung von Kraftwerksbeteiligungen für die langfristige Umsetzung der kantonalen Energie- und Beteiligungsstrategie.⁸⁴

Ausstieg aus Kohle-kraftwerkprojekte

Zweitens ist es dem Kanton Graubünden mit der Annahme der Initiative „Ja zu sauberem Strom ohne Kohlekraft“ nicht mehr möglich, sich an Unternehmen zu beteiligen, welche Investitionen in Kohlekraftwerke tätigen. In der Eignerstrategie vom 19. November 2013 (RB

⁸² Vgl. Repower AG, 2013.

⁸³ Längerfristig wird ein Beteiligungsanteil des Kantons Graubünden von 49% angestrebt. Vgl. Kanton Graubünden, 2013.

⁸⁴ Vgl. Kanton Graubünden, 2012-2013.

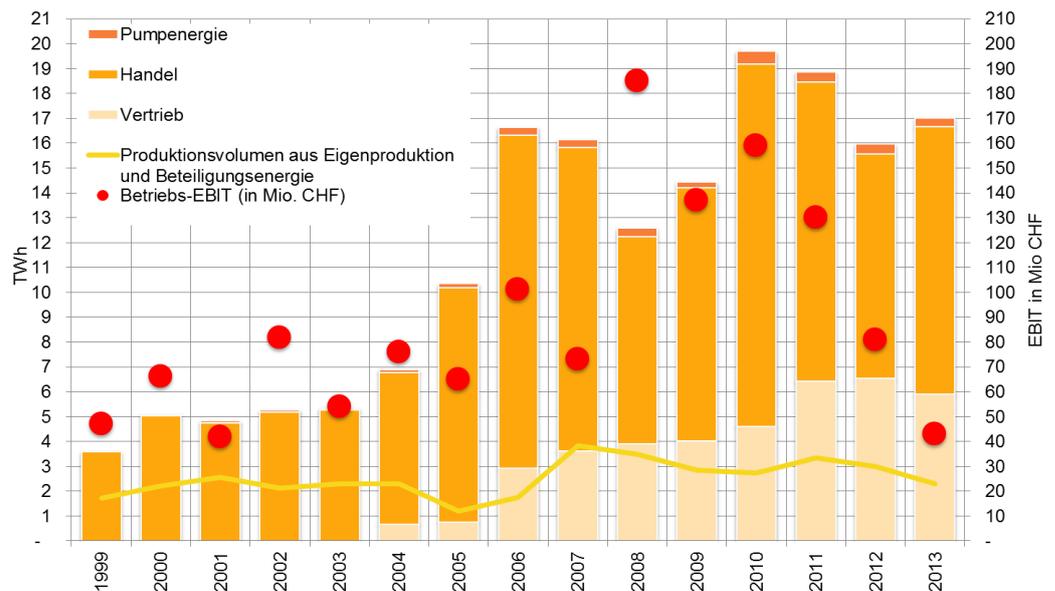
Herausforderndes
Geschäft

Nr. 1106) hält die Bündner Regierung fest, dass sie erwartet, dass sich Repower nicht an Kohlekraftwerken beteiligt (Punkt 2.7) sowie geordnet und verbindlich aus dem Kohlekraftwerkprojekt in Saline Joniche in Kalabrien aussteigt (Punkt 2.8).⁸⁵

Drittens ist Repower wie alle Elektrizitätsgesellschaften operativ stark durch die sinkenden Strompreise gefordert. Zusätzlich zu einer Restrukturierung der Organisation mussten auf verschiedenen Projekten namhafte Wertberichtigungen vorgenommen werden.⁸⁶

Bei leicht abnehmendem Umsatz und Stromabsatz erlebte Repower einen Gewinneinbruch (siehe Abb. 24). Zurückzuführen ist dies insbesondere auf die rückläufige Mengenentwicklung sowie die tiefen erzielbaren Erträge, vor allem im Absatz von Elektrizität aus Wasserkraft. Auch belasten in diesem Zusammenhang erfolgte Wertberichtigungen⁸⁷ das Ergebnis.

Abb. 24 Überblick finanzielle Entwicklung sowie Stromabsatz und Stromhandel Repower



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis diverser Geschäftsberichte der Repower AG)

5.4 Grischelectra

7.5% der Wasser-
kraftproduktion bei
Grischelectra

In der Grischelectra werden derzeit rund 600 – 650 GWh Strom zur Vermarktung eingebracht (7.5% der Produktion in Grosswasserkraftwerken in Graubünden). Davon stammen rund 90% aus den Energiebezugsrechten des Kantons Graubünden. Der vereinbarte Aufpreis von 0.8 Rp./kWh ermöglicht es, das Strompaket zu rund 6.7 Rp./kWh abzusetzen. Dieser Preis lag beispielsweise im 2008 deutlich unter den erzielbaren Werten an der Strombörse. Im Jahr 2013 und aufgrund der zu erwartenden Entwicklung an den Strommärkten dürfte es sich hingegen mittelfristig um einen äusserst attraktiven Durchschnittspreis handeln.

⁸⁵ Vgl. Kanton Graubünden, 2013.

⁸⁶ Vgl. Repower AG, 2013.

⁸⁷ Wertminderungen bei Kleinwasserkraftwerken sowie Wertanpassungen auf Forderungen vor allem aus dem Vertriebsgeschäft in Italien.

Wesentliche Ent-
scheidung getroffen

5.5 Politik Graubünden

Die Energie- und Elektrizitätspolitik nahm in den letzten Jahren einen hohen Stellenwert in Graubünden ein, was nicht zuletzt mit der Sondersession zur Energiepolitik des Grossen Rates im Jahr 2012 dokumentiert wird.

Wesentliche Weichenstellungen wurden in den folgenden Bereichen getroffen:

- Die maximalen Wasserzinsen konnten in Zusammenarbeit mit den Gebirgskantonen für die Periode von 2011 bis 2014 auf CHF 100 und für die Periode von 2015 bis 2019 auf CHF 110 pro Bruttokilowatt Leistung erhöht werden.
- Mit dem Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden hat die Regierung eine Strategie für die Strompolitik definiert.⁸⁸
- Mit dem Kauf der Beteiligung von Alpiq an der Repower ist der Kanton Graubünden zum Mehrheitsaktionär der Repower geworden.
- Mit der Annahme der Kohleinitiative hat der Kanton den Auftrag gefasst, entweder auf die Beteiligung an der Repower zu verzichten oder darauf hinzuwirken, dass Repower Investitionen in Kohlekraftwerke unterlässt. Mit der Eignerstrategie hat der Kanton seine Position festgelegt und mit dem Entscheid von Repower, aus dem Projekt Saline Joniche auszusteigen, wird der Volkswille erfüllt.⁸⁹

Zukünftige Herausforderungen in der Politik Graubündens dürften sein:

- Tiefere Steuererträge
- Ausbau der neuen erneuerbaren Energien, vor allem der Solar- und Windkraft
- Veränderungen im Gesamtenergiebereich, vor allem im Gebäudebereich (z.B. MuKE)
- Risiken aufgrund verschlechterter Rahmenbedingungen für Grosswasserkraft

Grosse Bedeutung
für den Staatshaushalt
Graubündens

5.6 Volkswirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft

Die Elektrizitätsproduktion aus der Wasserkraft ist für den Kanton Graubünden vor allem aus volkswirtschaftlicher Sicht von grosser Bedeutung. Neben zahlreichen Arbeitsplätzen führen die Beteiligung an und die Konzessionierung von Wasserkraftwerken zu umfangreichen Einnahmen in Form von finanziellen Einnahmen sowie Naturalleistungen. Folgende Einnahmequellen lassen sich benennen:

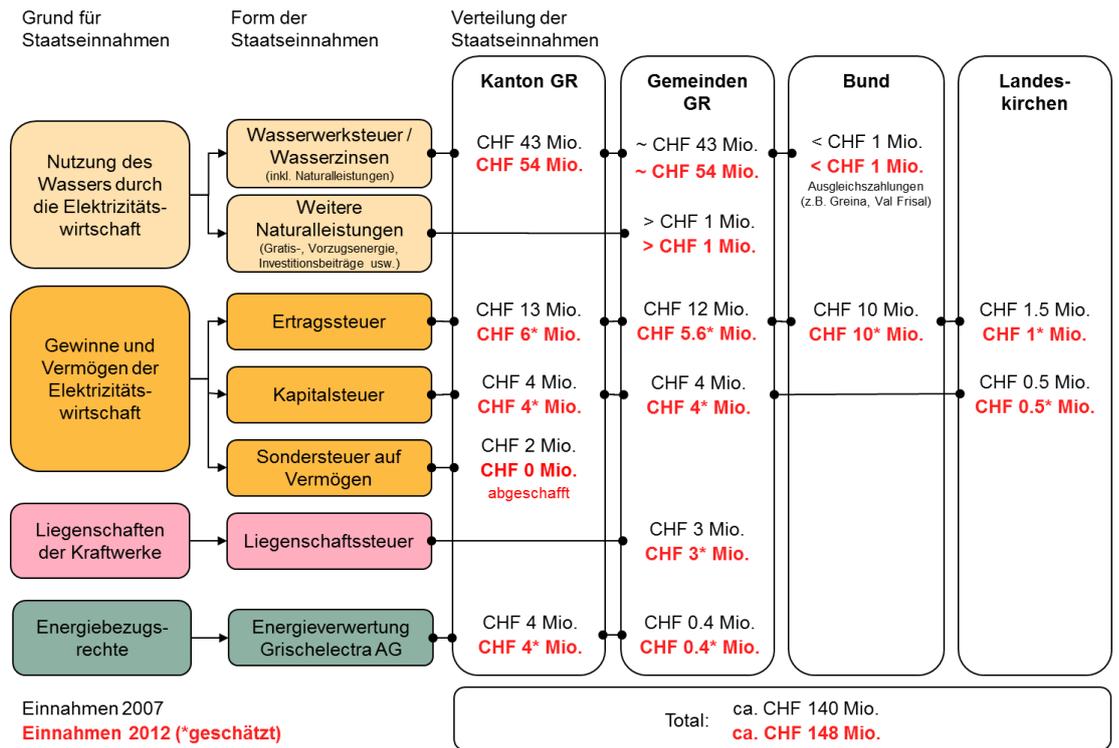
- Energiebezugsrechte
- Wasserwerksteuer und Wasserzins
- Kapital- und Gewinnsteuer
- Direkte Beteiligungserträge (Finanzielle sowie Naturalleistungen)
- Liegenschaftssteuern

Abb. 25 gibt eine Übersicht über die aktuellen staatlichen Einnahmen aus der Wasserkraft.

⁸⁸ Detaillierte Ausführungen im Zusammenhang mit dem Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden finden sich in Kapitel 6 und insbesondere in Kapitel 6.5.

⁸⁹ Vgl. Kanton Graubünden, 2013

Abb. 25 Staatliche Einnahmen aus der Wasserkraft in Graubünden



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (auf Basis verschiedener Geschäftsberichte Kanton Graubünden)

Öffentliche Hand nimmt hinsichtlich der Wasserkraft die Sicht des Produzenten ein.

Die Einnahmen aus der Wasserkraft bilden sowohl für den Kanton Graubünden als auch für viele Gemeinden eine wichtige Einnahmequelle zur Finanzierung der Haushalte. Das Einnahmepotenzial aus der Wasserkraft ist abhängig von den Entwicklungen der europäischen Elektrizitätsmärkte. Für eine optimale Vermarktung und damit die Rentabilität der Wasserkraft ist besonders die Entwicklung der Stromgrosshandelspreise entscheidend. Können möglichst hohe Absatzpreise (Margen bei Pumpspeicherkraftwerken) erzielt werden, steigert dies in der Regel die Rentabilität der Wasserkraft und maximiert damit auch die Einnahmepotenziale der öffentlichen Hand.

Ein hohes Preisniveau der Stromgrosshandelspreise begünstigt auf der einen Seite die Ertragslage aus der Wasserkraft für die öffentliche Hand, auf der anderen Seite bedeuten hohe Energiepreise in der Regel eine Belastung der Verbraucher. Vor allem Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen büssen durch hohe Energiepreise an Wettbewerbsfähigkeit ein. Aus standortpolitischer Sicht entsteht daher das Bedürfnis nach möglichst tiefen Stromgrosshandelspreisen.⁹⁰

Wie Abb. 22 zeigt, beläuft sich die mittlere erwartete Elektrizitätsproduktion aus der Wasserkraft auf rund 7'900 GWh im Jahr. Sie übersteigt damit den gesamten Stromverbrauch um

⁹⁰ In dieser Betrachtung muss zwischen den unterschiedlichen Verbrauchergruppen unterschieden werden. Aufgrund der nicht vollständig erfolgten Marktliberalisierung in der Schweiz, können lediglich Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von 100 MWh oder mehr am freien Markt teilnehmen und so von den derzeit tiefen Stromgrosshandelspreisen profitieren. Verbraucher mit einem Jahresverbrauch bis 100 MWh (Gewerbe und Haushalte) verbleiben auch weiterhin im Modell der Grundversorgung und können daher nicht von der Entwicklung an den Stromhandelsmärkten profitieren. Gemäss Weisung 3/2012 der EICom vom 14. Mai 2012 betreffend Gestehungskosten und langfristiger Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung wird auf die Umsetzung des 2. Satzes des Artikels 4 Absatz 1 StromVV verzichtet. Dies kommt daher, dass auch bei tieferen Stromgrosshandelspreisen die Gestehungskosten der eigenen Produktion an die Verbraucher weitergegeben werden dürfen. Vgl. Eidgenössische Elektrizitätskommission (EICom), 2012.

beinahe den Faktor vier und die Stromnachfrage von Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen um den Faktor 8 (rund 1`000 GWh jährliche Nachfrage).⁹¹

Zu beachten ist weiter, dass sich der von Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen nachgefragte Strom an den Preisen der Bandenergie und somit eher am unteren Rand des Strompreisbandes orientiert. Der Stromabsatz aus der Wasserkraft hingegen orientiert sich an der Spitzenenergie und damit eher am oberen Rand des Strompreisbandes.

Diese einfachen Überlegungen zeigen, dass sich erwartungsgemäss die Vorteile eher hoher Strommarktpreise um ein Vielfaches stärker in Graubünden niederschlagen als diejenigen von besonders tiefen Strompreise.

Letztendlich sorgen die Einnahmen aus der Wasserkraft dafür, dass höhere Steuerbelastungen vermieden werden können, welche als Kompensation im Falle fehlender Einnahmen aus der Wasserkraft zur Finanzierung des Staatshaushaltes eingeführt werden müssten. Alleine dieser Umstand dürfte die Mehrbelastung der Verbraucher durch höhere Strompreise kompensieren.

5.7 Strompreisentwicklung

Sehr unterschiedliche Szenarien denkbar

Für die Volkswirtschaft Graubünden entscheidend ist der Strompreis. Dieser beeinflusst die Wasserkraft hinsichtlich:

- Wettbewerbsfähigkeit
- Wasserzinsen
- Steuern
- Risiken

Die wichtige Frage ist deshalb, wohin sich der Strompreis künftig bewegen wird und was dies für die Investitionen in die Wasserkraft in Graubünden bedeutet.

Die Vergangenheit hat gezeigt, dass eine Einschätzung der Strompreisentwicklungen nicht möglich ist, da die Preise sehr direkt auf Veränderungen von Marktregeln reagieren. Zwar sind die Einflussfaktoren auf die Strompreise weitgehend bekannt. Wie sich diese Faktoren entwickeln, ist jedoch nur schwer einschätzbar. Insbesondere die Veränderung der politischen Spielregeln für die Märkte kann kaum vorweggenommen werden. Die Statistik zeigt zudem, dass auch die Preise für Terminkontrakte nicht als verlässlicher Indikator für die Entwicklung der Spot-Preise verwendet werden können.

Die Elektrizitätsgesellschaften versuchen deshalb mit Fundamentalmodellen einerseits die Nachfrage und andererseits das verfügbare Angebot für die Zukunft zu simulieren. Sie bilden dabei verschiedenste Szenarien ab. Daraus ist zum Teil erkennbar, wie die Preise auf gewisse Parameterannahmen reagieren könnten. Es ist aber nicht abschliessend einschätzbar, welches Szenario gültig sein wird.

Für die nächsten 10 bis 20 Jahre dürfte aus heutiger Sicht die Entwicklung der folgenden Einflussfaktoren entscheidend sein:

- Höhe der Abgaben auf CO₂-Emissionen (CH, Europa, weltweit)
- Ausgestaltung der Regeln für die Marktmechanismen und die staatliche Förderung von erneuerbaren Energien
- Wirtschaftliche Entwicklung der Europäischen Union und der Schweiz
- Entwicklung des Wechselkurs CHF/EUR
- Verfügbarkeit von Speichermöglichkeiten für die Aufnahme der stochastischen Energien (Wind- und Solarkraft)
- Verstromung des Verkehrs
- Bevölkerungswachstum

⁹¹ Vgl. Amt für Energie und Verkehr Graubünden (AEV).

- Energieeffizienz in den Unternehmen
- Entwicklung des Gas- und Kohlepreises und der dahinter liegenden Mechanismen (z.B. Kosten der Verflüssigung von Erdgas für den globalen Transport)

Die Vielfalt von Einflussfaktoren und deren mögliche Kombinationen zeigen, dass für Preisprognosen verschiedenste Szenarien zu bilden wären und damit die Vorhersagen für die Strompreise eine hohe Streuung aufweisen würden. Zur Illustration der Bedeutung von Szenarien zeigen wir zwei davon mit Bezug auf Deutschland (als den für die Schweiz relevanten Markt) und kommentieren deren Vorhersagen.

Im Szenario „Aktuelle Parameter“ wurde eine Situation simuliert, in der die Politik keine wesentliche Richtungsänderung vornimmt und sich die Speichertechnologien bis 2030 nicht durchzusetzen vermögen. Insbesondere wird in diesem Szenario auch davon ausgegangen, dass die Kohlekraft wettbewerbsfähig bleibt. Im Szenario „Hohe CO₂-Abgaben“ wird demgegenüber eine Situation simuliert, in der die Politik primär die CO₂-Emissionen stärker belastet aber gleichzeitig den Ausbau von Wind- und Solarkraft weiterhin fördert (vgl. Tab. 5). Die beiden Szenarien dienen nur als illustrative Beispiele für die Bandbreite möglicher Entwicklungen. Sie sind weder als Extrem- noch als Referenzszenarien zu betrachten, denn in beiden Szenarien wurden keine Rückkoppelungseffekte berücksichtigt und die Szenarien sind deshalb lediglich als zwei von Hunderten von denkbaren Situationen im Jahr 2030 zu betrachten.

Tab. 5 Annahmen für die illustrativen Szenarien in Deutschland

Parameterannahmen für das Simulationsjahr 2030	Szenario „Aktuelle Parameter“	Szenario „Hohe CO ₂ -Abgaben“
Stromnachfrage und Nachfragestruktur	Gleich wie 2012	
Wetter	Gleich wie 2012	
Wind- und Solarkraft in Deutschland	Verdoppelung gegenüber Kapazitätsbestand im 2013	
Kernkraftausstieg in Deutschland	Ist abgeschlossen	
Preise pro Tonne CO ₂ -Emissionen	5.00 Euro	80.00 Euro ⁹²
Speichertechnologien	Keinen signifikanten Einfluss auf Strompreise	
Alle anderen Faktoren	Gleich wie 2013	

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden

Zum Verständnis der Wirkungsweise der beiden wesentlichen Treiber - „CO₂-Preise“ und „Ausbau von Wind- und Solarkraft“ - der folgenden Modellbetrachtungen werden diese kurz beschrieben.

CO₂-Zertifikatspreis als wesentlicher Bestandteil des Stromhandelspreises

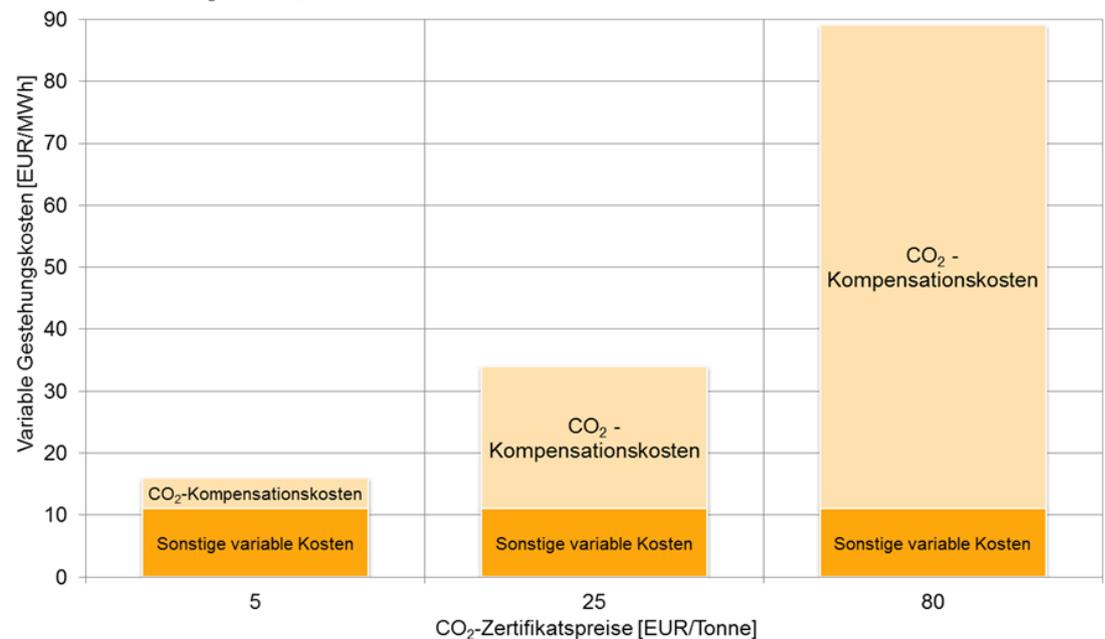
Vor allem aus der Stromproduktion basierend auf dem Einsatz fossiler Energieträger (Kohle und Gas) ergeben sich CO₂-Emissionen, welche durch eine Emissionsabgabe (vgl. Kapitel 3.3.1) finanziell abgegolten werden müssen. Diese internalisierten Kosten sind produktionsrelevant und gehören zu den variablen Gestehungskosten. Bei fossilen Energieträgern können sie ein Vielfaches der sonstigen variablen Kosten ausmachen. Sie verteuern damit die Grenzkosten der Produktion und verschlechtern die Wettbewerbsfähigkeit. Da fossile Kraft-

⁹² Die im Szenario „Hohe CO₂-Abgaben“ unterstellten 80 Euro / Tonne CO₂ bezeichnen eine starke Verschärfung der globalen Klimapolitik. Diese Annahme lehnt sich an das Szenario C („Neue Energiepolitik“) des Schlussberichts der Studie „Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050“ des Bundesamtes für Energie (BfE) an, welche für das Jahr 2030 einen Preis von rund 73 Euro / Tonne CO₂ annimmt. Vgl. Bundesamt für Energie (BfE), 2013.

werke in der Merit-Order üblicherweise die Grenzkostenkraftwerke bilden, bestimmen sie damit die im Markt erzielbare Preisobergrenze.⁹³ Der CO₂-Emissionspreis hat somit einen wesentlichen Einfluss auf die Stromhandelspreise.

Wie in Abb. 26 dargestellt liegen die variablen Kosten für ein Braunkohlekraftwerk bei 5 EUR/Tonne CO₂ bei etwa 15 EUR/MWh. Wenn die gesetzliche CO₂-Abgabe 80 EUR/Tonne CO₂ beträgt, steigen die variablen Kosten auf ca. 90 EUR/MWh. Das bedeutet, dass - falls das Braunkohlekraftwerk als Referenzkraftwerk agiert - der resultierende Strompreis bei 15 EUR/MWh oder einem Vielfachen davon liegen kann.

Abb. 26 Auswirkung von CO₂-Preisen auf die Grenzkosten der Produktion eines Braunkohlekraftwerkes.



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (Eigene Simulation basierend auf diversen Quellen).

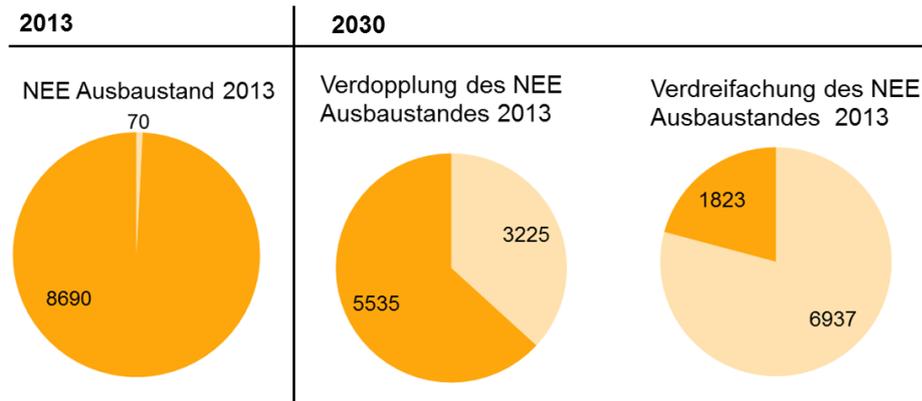
Der Kapazitätsausbau von NEE führt kurzfristig zu Teilmarktversagen

Der zweite wesentliche Treiber umfasst den natürlichen Schwankungsbereich der Verfügbarkeit von Wind- und Solarkraft. Die Stromproduktion aus Wind- und Solarkraft richtet sich nach der jeweiligen Wetterlage. Sie ist damit unstetig und unflexibel. Aufgrund von Erfahrungswerten (Meteodaten) lässt sich der Schwankungsbereich der Verfügbarkeit von Wind- und Solarkraft abschätzen. Dieser reicht von einer maximalen Erzeugungsleistung der neuen erneuerbaren Energien von rund 80% der installierten Leistung bis hin zu rund 10%, im schlechtesten Fall. Mit zunehmendem Ausbau von Wind- und Solarkraft bedeutet dies, dass ceteris paribus die verfügbare Leistung von Wind- und Solarkraft im Jahr 2030 in vielen Stunden grösser sein wird als die Last und damit die Nachfrage vollständig mit neuen erneuerbaren Energien gedeckt werden kann (Abb. 27). In solchen Fällen ist mit Preisen im Bereich von 0 Euro/MWh oder sogar mit negativen Preisen zu rechnen. Es stellt sich nun die Frage, bei wie vielen der 8'760 Std. des Jahres diese Situation eintritt, in welcher theoretisch der Strom in Deutschland gratis abgegeben werden müsste⁹⁴.

⁹³ Detaillierte Ausführungen zum Marktmodell der Merit-Order finden sich im SPOT 3.

⁹⁴ Der Markt wird automatisch Gegenreaktionen auf Elektrizität ohne Grenzkosten hervorrufen (Export, Power-to-gas, E-Mobility, Speicherung, etc.). Diese Gegenreaktionen werden die Anzahl Stunden ohne Preise verringern oder gar ganz aufheben.

Abb. 27 Anzahl Stunden bei verschiedenen Ausbauszenarien an denen die Last vollständig von Solar- und Windkraft getragen werden kann.



Legende:

- Anzahl Stunden in denen die gesamte Nachfrage durch Wind- und Solarproduktion gedeckt werden kann.
- Anzahl Stunden in denen die gesamte Nachfrage **nicht** durch Wind- und Solarproduktion gedeckt werden kann.

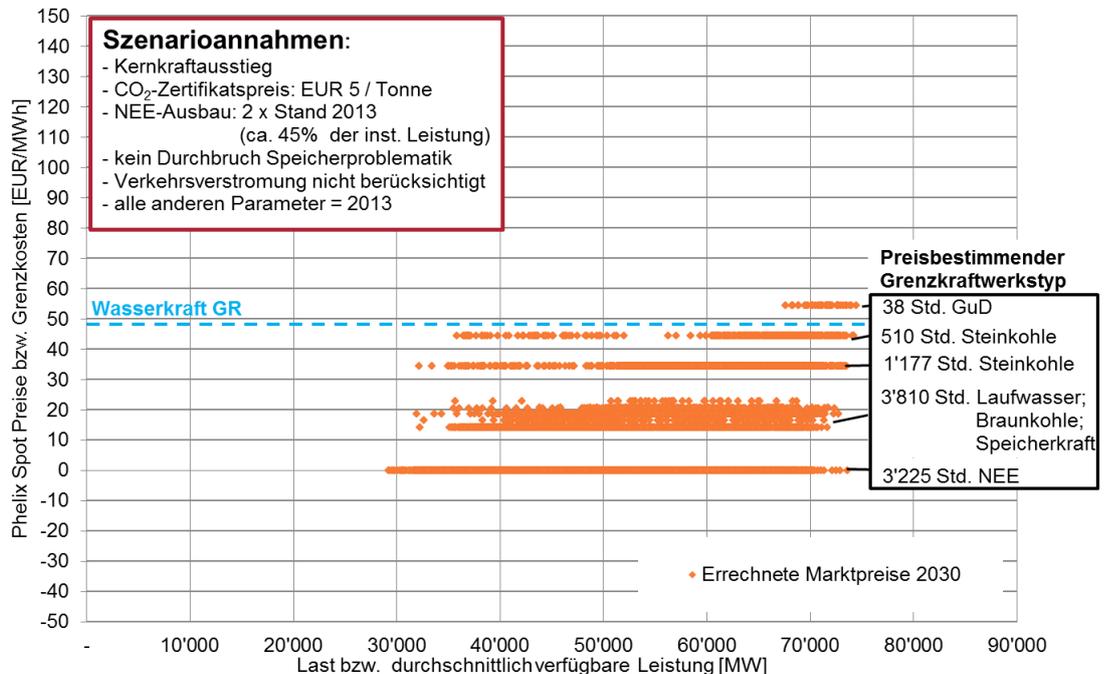
Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (Eigene Simulation basierend auf diversen Quellen).

Szenario „Aktuelle Parameter“

Tiefer Durchschnittspreis, tiefe Preisspanne

Aus Abb. 28, welche das Szenario „Aktuelle Parameter“ mit tiefen CO₂-Preisen für das Jahr 2030 simuliert, ist ersichtlich, dass während 3'225 Stunden die Wind- und Solarkraft die nachgefragte Last decken kann. Während 5'000 Stunden dürften Kohlekraftwerke (Braun- und Steinkohle) preisbestimmend sein.

Abb. 28 Simulationsergebnisse für das Szenario „Aktuelle Parameter“ im 2030 im Markt Deutschland.



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (Eigene Simulation basierend auf diversen Quellen).

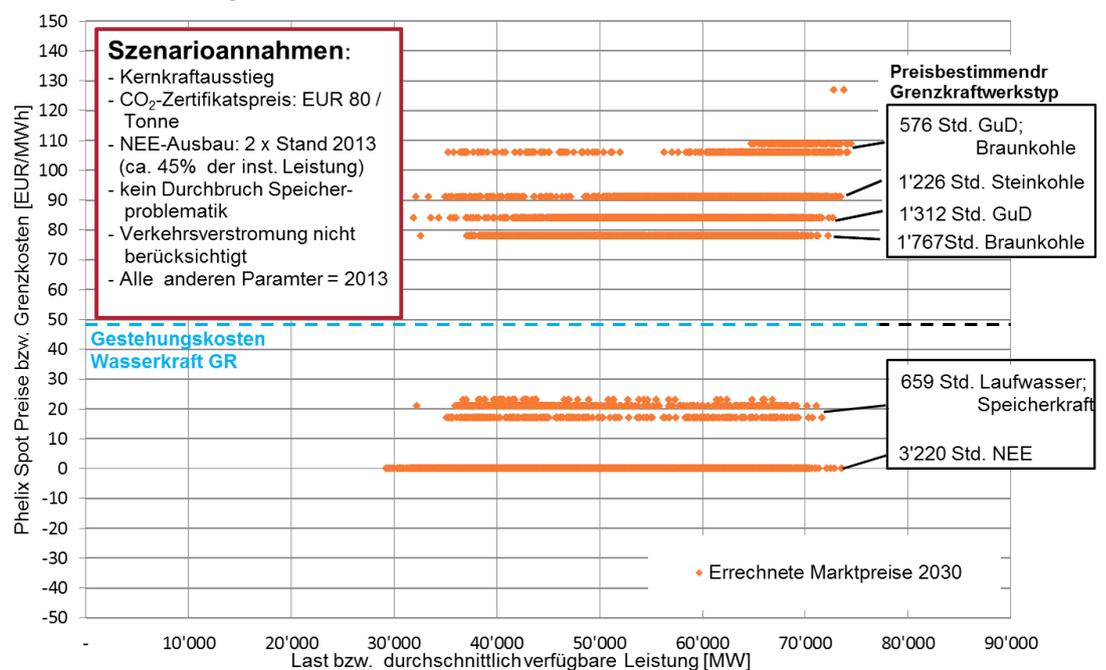
Nur während rund 550 Std. wären die Gaskraftwerke preissetzend. Da die Kohlekraftwerke zu Grenzkosten von rund 20 bis 40 Euro / MWh produzieren würden, ist von rund 5'000 Std. in diesem Preisband auszugehen. Das würde bedeuten, dass der Jahresdurchschnittspreis bei rund 14 Euro / MWh zu liegen kommen würde, dies bei einer mehrheitlichen Preisspanne von rund 20 Euro / MWh. In einem solchen Fall wären weder neue Pumpspeicherkraftwerke denkbar noch wären die bestehenden Wasserkraftwerke in Graubünden rentabel zu führen.

Szenario „Hohe CO₂-Preise“

Hohe Spitzenpreise,
breite Preisspanne

Im Gegensatz dazu zeigt Abb. 29, dass bei Annahme eines hohen Preises von 80 Euro pro Tonne CO₂-Emission rund 4'300 Stunden im Preisband von 80 bis 90 Euro / MWh liegen würden. Gleich wie im Szenario „Aktuelle Parameter“ würden jedoch weiterhin 3'225 Stunden nahe bei null oder sogar negativ ausfallen. Im Gegensatz zum Szenario „Aktuelle Parameter“ würde dieses Ergebnis bedeuten, dass die Wasserkraft in Graubünden rentabel wäre und eine ansprechende Ressourcenrente ermöglicht würde. Zudem wäre davon auszugehen, dass Pumpspeicherkraftwerke profitabel betrieben werden könnten.

Abb. 29 Simulationsergebnisse für das Szenario „Hohe CO₂-Preise“ im 2030 im Markt Deutschland.



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (Eigene Simulation basierend auf diversen Quellen)

Die beiden illustrativen Simulationen zeigen auf, dass auch ohne Extremszenarien sowohl eine gute wie auch eine schlechte Zukunft für die Wasserkraft in Graubünden denkbar sind und dass die verschiedenen Preistreiber einen entscheidenden Einfluss auf den Wert der Stromproduktion aus Wasser haben. In Tab. 6 ist dargestellt, welche Parameter sich wie auf die Werthaltigkeit der Lauf-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke auswirken.

Tab. 6 Übersicht einiger wichtiger Parameter und ihrer tendenziellen Wirkung auf die Rentabilität der Wasserkraft

Parameter	Wirkung auf Wettbewerbsfähigkeit von ...		
	Laufwasserkraft (bzw. Jahresmittelwert des Stroms)	Speicherwasserkraft (bzw. Produktionsfenster zu Spitzenpreisen)	Pumpspeicherkraft (bzw. Preisspanne)
Marktdesign			
Steigung des Euro gegenüber dem Schweizer Franken	● Anstieg des Wechselkurses von CHF 1.20 auf 1.60 würde aus heutiger Sicht den Strompreis um rund 2 Rp./kWh erhöhen.		● Da der tiefere Einkaufspreis relativ weniger stark steigen würde als der höhere Verkaufspreis, würde sich die Spanne ausweiten.
Verfügbarkeit von alternativen Speichermöglichkeiten (zu Pumpspeicherwerken) für die Aufnahme der stochastischen Stromerzeugung	● Der Druck auf die tiefen Preise würde eher abnehmen, da zu Zeiten mit schlechten Preisen die Energie gespeichert würde.	● Die Spitzenpreise würden eher sinken, da mehr Strom zur Verfügung steht um Spitzen zu brechen.	● Die Preisspanne würde tendenziell abnehmen.
Einführung von Kapazitätsmärkten in Europa	● Tendenziell sinken die hohen Preise und damit die Preisspanne (Es entsteht aber ein paralleler Markt für Kapazitäten wo die Speicherwasserkraft und die Pumpspeicherkraft teilnehmen kann.)		
Nachfrage			
Verstromung des Verkehrs	● Eine Nachfragezunahme wirkt tendenziell preistreibend.		Unklare Wirkung abhängig von verschiedenen Elementen.
Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum	● Eine Nachfragezunahme wirkt tendenziell preistreibend.		● Ceteris paribus, Geschäftsausdehnung (Menge)
Energieeffizienz in der Wirtschaft	● Sinkende Preise aufgrund Nachfragerückgang		● Ceteris paribus, Geschäftskontraktion (Menge)
Angebot			
Steigende Gas- und Kohlepreise aufgrund steigender Energiekonsum Schwel­länder	● Leichte Preiszunahme zu erwarten.	● Preiszunahme zu erwarten.	● Preisspanne dehnt sich eher aus.

Weiterer Ausbau von Wind- und Solarkraft	● Sinkende Durchschnittspreise insb. zu Zeiten mit Wind und Sonne.	● Produktionsfenster werden markant eingeschränkt. Preise im Produktionsfenster „Spitzenenergie“ wenig betroffen.	● Preisspanne dehnt sich eher aus.
Höhe der Abgaben auf CO ₂ -Emissionen	● Leichte Preiszunahme zu erwarten.	● Preise im Produktionsfenster nehmen parallel zur Verteuerung des CO ₂ zu.	● Preisspanne dehnt sich eher aus.
Aus Sicht der Wasserkraftproduzenten: ● positiv, ● neutral, ● negativ			

Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden

Abschliessend bleibt die Frage, ob Graubünden sich nun auf tiefe Strompreise und tiefe Preisspannen einstellen muss oder die Zukunft sich doch wieder aufhellen könnte.

Für Szenarien mit eher tiefen Preisen sprechen derzeit folgende Beobachtungen:

- Der Zubau von **Wind- und Solarkraftwerken** ist gesellschaftlich erwünscht und dürfte unabhängig vom gewählten Fördermodell vorangetrieben werden.
- Die Erhöhung der **CO₂-Preise** in Europa wird immer durch die Industrie bekämpft werden und kann nicht unabhängig vom Weltgeschehen erfolgen. Derzeit ist nicht erkennbar, dass die Weltgemeinschaft einen wesentlichen Kurswechsel in der CO₂-Besteuerung einschlagen wird.
- Das **Nachfragewachstum** nach Strom hat sich in allen Industrieländern trotz Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum abgeflacht.
- Eine wesentliche **Erholung des Euro** gegenüber dem Franken ist nicht in Sicht.

Für Szenarien mit hohen Preisspannen und eher hohen Preisen für die Spitzenkraft sprechen hingegen folgende Überlegungen.

- Die weltweite **fossile Energienachfrage** nimmt – getrieben von den Schwellenländern – markant zu. Damit dürften sich mittel- bis langfristig die Preise für Öl, Gas und Kohle eher erhöhen.
- Längerfristig besteht ein Interesse in Europa, den **CO₂-Ausstoss zu vermindern**. Daher werden entweder die CO₂-Preise steigen müssen oder es werden Kohlekraftwerke per Dekret aus dem Markt genommen. Zudem: Je mehr neue Wind- und Solarkraftwerke im Markt sind, desto weniger sind Kohlekraftwerke notwendig, da die Spitzen eher über Gas- und Wasserkraft abgedeckt werden könnten und kaum noch Mittellast benötigt wird.
- Der **Ausstieg aus der Kernkraft** in Deutschland und der Schweiz wird einen preissteigernden Effekt haben.
- Eine **wirtschaftliche Erholung Europas** ist langfristig wahrscheinlich.
- Eine Nachfragezunahme durch die **(teilweise) Verstromung des Individualverkehrs** ist aus heutiger Sicht langfristig wahrscheinlich.

5.8 Schlussfolgerungen

Wichtige politische Weichenstellungen in den nächsten Jahren zu erwarten

Es ist nicht abschliessend beurteilbar wie die Strompreise und die Preisspannen in Zukunft aussehen werden. Es bestehen gute Argumente sowohl für tiefe Preise mit tiefen Preisspannen wie auch für hohe Spitzenpreise mit hohen Preisspannen.

Viele Fragen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft bleiben derzeit noch offen. Besonders über die Ausgestaltung der Klima- (CO₂-Reduktion) und Energiepolitik (Marktdesign) besteht derzeit grosse Unsicherheit. Die entscheidenden Weichenstellungen werden hierbei durch die Politik vorgenommen. Aus heuti-

ger Sicht ist davon auszugehen, dass die Politik sich in den nächsten Jahren intensiv mit diesen Fragen befassen müssen und damit zumindest mittelfristig die Unsicherheiten bezüglich der politischen Regeln eher abnehmen dürften. Das bedeutet, dass die Investitionssicherheit auf mittlere Sicht eher wieder gestärkt werden könnte und voreilige Entscheide in der heutigen Situation eher zu vermeiden sind, es sei denn, man möchte spekulativ Chancen nutzen und ist bereit, gewisse Risiken einzugehen.

Technologische Durchbrüche sowie fundamentale Veränderungen der Nachfragestruktur dürften eher in einem Zeitraum von mehr als 10 Jahren zu erwarten sein. Hierbei dürfte insbesondere die Entwicklungen bezüglich der allfälligen Verstromung des Verkehrs, der Verfügbarkeit von Speichersystemen sowie der Möglichkeit für CO₂-Sequestrierung und LNG entscheidend sein.

6 Lagebeurteilung aus Sicht Graubünden

Mehrere
Fragestellungen

Für die Beurteilung der Lage der Wasserkraft Graubündens haben wir uns folgende Fragen gestellt:

- Wie ist die langfristige Entwicklung der Rentabilität der Wasserkraft einzuschätzen?
- Wie wirken sich die wichtigsten Fördermassnahmen (Schweiz / Deutschland) auf die Rentabilität der Wasserkraft in der Schweiz aus?
- Welcher Handlungsbedarf und welche Handlungsmöglichkeiten bestehen für die Wirtschaftspolitik Graubünden im Hinblick auf die Rentabilität (Chancen und Risiken)?
- Wie sind die Empfehlungen des Wirtschaftsforums Graubünden aus dem 2008 im Lichte der neuen Erkenntnisse zu beurteilen / anzupassen?
- Wie sind die im Rahmen des Berichts über die Strompolitik des Kantons Graubünden formulierten Ziele und Strategien vor dem Hintergrund der neuen Erkenntnisse zu beurteilen?

Wir gehen in den folgenden Kapiteln 6.1 bis 6.5 auf die Fragen näher ein.

6.1 Rentabilität der Wasserkraft

Status quo

Magere Jahre zu
erwarten

Bei der Wasserkraft sind - vereinfachend dargestellt - die Geschäftsfelder „Pumpspeicherung“, „Speicherkraft“ und „Laufwasserkraft“ zu unterscheiden. Bei den Speicherkraftwerken besteht je nach Werk mehr oder weniger Regelbarkeit. Je höher die Regelbarkeit, desto eher kann ein Kraftwerk auf eine marktnahe Produktion ausgerichtet werden. Speicherkraftwerke, bei welchen die Regelbarkeit gering ist, verhalten sich nach ähnlichen Gesetzmässigkeiten wie die Laufwasserkraftwerke. Die Pumpspeicherung ist auf möglichst hohe Preisspannen angewiesen, um bei tiefen Preisen Wasser pumpen und bei hohen Strompreisen Strom produzieren zu können. Die Laufwasserkraft ist darauf angewiesen, dass die Jahresmittelwerte der Strompreise insgesamt über den Gestehungskosten zu liegen kommen.

Die Einschätzung der Rentabilität kann für diese drei Produktionsarten je nach eintreffendem Marktszenario unterschiedlich ausfallen.

Sofern die Politik am heutigen Rahmen nichts verändert, keine Technologiesprünge erfolgen und die übrigen derzeit beobachtbaren Trends fortgeschrieben werden können, ist von folgender Entwicklung der Rentabilität auszugehen:

- **Laufwasserkraft:** Die Jahresmittelpreise bleiben tief und könnten sogar noch leicht sinken. Die Preise dürften in die Nähe oder sogar unter die Gestehungskosten der bestehenden Laufwasserkraft fallen. Die Gestehungskosten für neue Laufwasserkraftwerke liegen in der Regel deutlich über den aktuellen Preisen und sind damit nicht rentabilisierbar.
- **Pumpspeicherwasserkraft:** Die Preisspannen bleiben eher bescheiden und damit sind Pumpspeicherwerke im Stile von Lago Bianco vorerst nicht wirtschaftlich betreibbar.
- **Speicherwasserkraft:** Ein Produktionsfenster für die Speicherwasserkraft könnte bestehen bleiben und damit wären zumindest die bestehenden Anlagen nicht gefährdet. Investitionen in den Ausbau und neue Anlagen wären jedoch mit grossen Fragezeichen verbunden und in der Regel aus heutiger Sicht nicht rentabilisierbar.

Die Einschätzung der Rentabilität der drei Produktionsarten erfolgt nicht nur hinsichtlich der unterschiedlichen technischen Charakteristiken, sondern auch hinsichtlich des Lebenszyklus der einzelnen Anlagen. Kraftwerke, welche aufgrund ihres Alters bereits weitgehend amortisiert sind und bei denen sich daher die Belastung durch die Abschreibungen und Zinsen nur marginal auf die Gestehungskosten auswirken, sind auch in einem Umfeld mit tendenziell tiefem Preisniveau eher zu rentabilisieren als neuere oder umfassend sanierte Kraftwerke mit einer höheren Belastung der Gestehungskosten durch die Kapitalkosten.

Mögliche Trendbrecher

Trendbrüche wahrscheinlich

Es ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren politische Veränderungen am Marktdesign vorgenommen werden. Zudem nehmen wir an, dass die Wahrscheinlichkeit für technologische Sprünge hoch ist. Folgende Themen könnten sich daher wesentlich auf die Preisentwicklung auswirken:

- **Stochastische Energie** (Wind und Sonne): Der Zubau von Neuen Erneuerbaren Energien wird weiterhin erfolgen und im Jahresdurchschnitt preisdämpfend wirken. Gleichzeitig dürfte die Volatilität der Preise mit zunehmendem Ausbau der stochastischen Energien eher ansteigen.
- **CO₂-Abgaben**: Die Belastung der CO₂-Emissionen könnte steigen und damit die obere Grenze der Preisspannen eher erhöhen.
- **Market-Coupling**: Die EU dürfte die Koppelung der Netzkapazitäten weiter vorantreiben was dazu führt, dass zwischen den Märkten ein grösserer Ausgleich stattfindet.
- **Speichertechnologien**: Der heutige Engpass bei der Speicherung - insbesondere der stochastisch erzeugten Energie - dürfte zumindest teilweise durch neue Speicherangebote entschärft werden. Dies würde dazu führen, dass die untere Grenze der Preisspanne eher angehoben und die Preisspanne insgesamt enger wird.

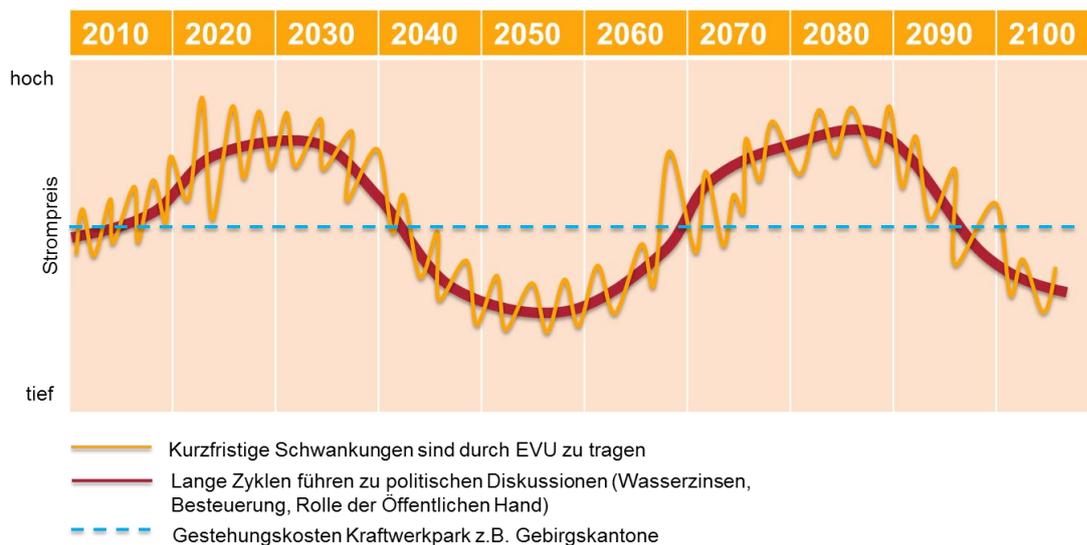
Ob die verschiedenen Geschäftsfelder der Wasserkraft künftig rentabel sind, hängt nicht von einem einzelnen Faktor sondern von der Kombination verschiedener Faktoren ab. Da nicht vorhersehbar ist, welche Kombination sich durchsetzen wird, ist es aus heutiger Sicht nicht möglich, die künftige Rentabilität abschliessend zu beurteilen.

Langfristige Sicht

Abschliessende Einschätzung nicht möglich

Die historische Erfahrung zeigt, dass sich in der Vergangenheit immer wieder Zyklen mit tendenziell tiefen sowie auch hohen Strompreisen ergaben. Kurzfristige Ausschläge nach oben und unten sind dabei jederzeit möglich.

Abb. 30 Umgang mit kurzfristigen Trends und langfristigen Veränderungen.



Quelle: Wirtschaftsforum Graubünden (eigene Darstellung)

Für die sehr langfristige Beurteilung (Betrachtungszeitraum von 80 Jahren) der Rentabilität der Wasserkraft und die daraus folgenden strategischen Überlegungen sowohl der Produzenten als auch der Politik sind besonders Entscheidungen darüber zu treffen, welche Trends und Entwicklungen eher kurzfristiger Natur sein werden und welche zu einer eher

längerfristigen und fundamentalen Änderung der Rahmenbedingungen führen werden.⁹⁵ Insbesondere die Rolle und die Handlungsalternativen der öffentlichen Hand sind vorwiegend vor dem Hintergrund der langfristigen Entwicklung zu diskutieren. Kurzfristige Marktentwicklungen hingegen liegen eher in der Verantwortung der Produzenten (vgl. Abb. 30).

Fazit

Risikomanagement
notwendig

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass sowohl Elektrizitätsgesellschaften wie auch die öffentliche Hand als Konzessionsgeberin Unsicherheiten ausgesetzt sind und im Sinne eines Risikomanagements Strategien für den Umgang mit diesen Unsicherheiten entwickeln müssen.

6.2 Auswirkungen der Fördermassnahmen für NEE

Wind- und Solarkraft
entscheidend

Die entscheidenden aktuellen politischen Weichenstellungen im Bereich der Förderung sind das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) in Deutschland, welches insbesondere den Zubau von Wind- und Solarkraft stark unterstützt hat, und die Richtlinie 2003/87/EG der Europäischen Union, welche die Spielregeln der Abgaben auf CO₂ (Emissionshandel) in der Elektrizitätsproduktion massgeblich definiert.

Förderung von Wind- und Solarkraft

Preissenkende Wirkung

Das EEG hat dazu geführt, dass Deutschland einen rasanten Zubau von Wind- und Solarkraft vorgenommen hat. Diese stochastische Energie wird nun insbesondere zur Mittagszeit an sonnigen Tagen eingespeisen und hat dadurch einen wichtigen Teil des Produktionsfensters der Spitzenenergie der Wasserkraft geschlossen und somit einen Teil des Geschäftes der Speicherwasserkraft und der Pumpspeicherkraftwerke vernichtet. Zudem führt die aus Wind und Sonne verfügbare Energie zu tieferen Jahresmittelpreisen, welche die Laufwasserkraft gefährden.

Da die Produktion aus Sonne und Wind langfristig am Markt bleiben wird und höchstwahrscheinlich weiter ausgebaut wird, ist davon auszugehen, dass diese Veränderung auf lange Sicht irreversibel ist. Der Effekt wird etwas abgemildert werden sobald die Kernkraftwerke in Deutschland und in der Schweiz vom Netz genommen werden. Es stellt sich dann aber die Frage, ob diese Produktionen in anderen europäischen Ländern kompensiert werden. Falls Deutschland sich dazu durchringt, auch die Kohlekraftwerke vom Netz zu nehmen oder zumindest deren Produktion über die CO₂-Abgaben zu verteuern, könnte der Preiseffekt von Wind und Sonne teilweise kompensiert werden.

Die KEV in der Schweiz folgt der gleichen Logik wie das EEG und führt zu den gleichen Effekten. Im Ausmass ist die KEV jedoch weniger entscheidend als das EEG.

Die Reform des EEG ermöglicht einen Blick in die angestrebte zukünftige Entwicklung der Förderung der neuen erneuerbaren Energien. Es zeigt sich, dass sich das starre Modell der kostendeckenden Einspeisevergütung zunehmend zu einer marktnahen (Direktvermarktungsgebote, Abschaffung von Privilegien und Boni, Fernsteuerungspflicht) und vermehrt effizienten Förderung (degressive Förderbeiträge, Auktionsmodelle) der neuen erneuerbaren Energien entwickelt. Hinsichtlich der Preisentwicklung an den Stromgrosshandelsmärkten dürfte sich an der grundsätzlichen Herausforderung durch den weiteren Ausbau der neuen erneuerbaren Energien nichts ändern.

⁹⁵ Die bisherige Konzessionsdauer für Wasserkraftanlagen beträgt max. 80 Jahre.

Handel mit CO₂-Zertifikaten

Veränderung im Zertifikatehandel erst ab 2020 wahrscheinlich

Der Handel mit CO₂-Zertifikaten hätte dazu führen sollen, dass Strom aus fossilen Energieträgern (Kohle, Gas und Öl) relativ zu anderen Erzeugungstechnologien verteuert wird. Da das System zu viele Zertifikate vorsieht⁹⁶, sind die Zertifikate heute kaum gefragt und damit haben sich die fossilen Energieträger nicht verteuert. Bei Einführung des Systems wurde von Ziel-Zertifikatspreisen von rund 20 bis 25 Euro pro Tonne CO₂ ausgegangen. Heute werden die Zertifikate zu rund 3 bis 5 Euro gehandelt. Weil sich in der gleichen Zeitspanne insbesondere die Kohlepreise weiter verbilligt haben, sind derzeit Kohlekraftwerke rentabel und verdrängen die Gaskraftwerke. Diese Konstellation führt zu einer sinkenden oberen Grenze der Preisspanne und vernichtet einen Teil des Wertes der Elektrizität aus Wasserkraft.

Im Gegensatz zum ersten Effekt (Wind und Sonne), kann dieser Effekt rückgängig gemacht werden, wenn die Zertifikate weiter eingeschränkt werden bzw. fixe Abgaben auf CO₂-Emissionen eingeführt werden würden.

Fazit

Quotenmodell bevorzugt

Aus Sicht von Graubünden als Wasserkraftproduzent sind die Einführung von hohen CO₂-Abgaben auf fossilen Energieträgern sowie die Abschaltung von Kernkraft- und Kohlekraftwerken wirtschaftlich interessant. Bei der Förderung von neuen erneuerbaren Energien wäre für Graubünden ein Quotenmodell nach dem Vorbild Norwegen/Schweden deutlich besser als das in Deutschland und in der Schweiz praktizierte Modell der kostendeckenden Einspeisevergütung. Auch aus gesamtschweizerischer Optik wäre volkswirtschaftlich das Quotenmodell aus Norwegen/Schweden der heutigen KEV vorzuziehen.⁹⁷

Bleibt das heutige Fördermodell der kostendeckenden Einspeisevergütung bestehen, muss die Forderung Graubündens im Sinne der Standesinitiative „Werterhaltung Wasserkraft“ lauten, dass auch die Grosswasserkraft in den Genuss von Fördermitteln für die erneuerbare Energien kommt.⁹⁸

SPOT 4 ÜBERLEGUNGEN ZUM WERT DER WASSERKRAFT IN GRAUBÜNDEN

Oft wird in der Diskussion davon gesprochen, dass der Wert der Wasserkraftwerkanlagen durch den Strompreiserfall markant eingebrochen ist. Gemeint ist in diesem Zusammenhang der erzielbare Ertragswert.

Es ist in diesem Zusammenhang festzuhalten, dass die Berechnung eines Ertragswertes für ein Kraftwerk, welches auf einen sehr langfristigen Horizont von 80 Jahren abgeschrieben wird, immer nur spekulativer Natur sein kann. Denn es kann kaum davon ausgegangen werden, dass in einem so langen Zeitraum die entscheidenden Parameter vorausgesehen werden können und diese konstant bleiben. Trotzdem kann der Ertragswert eine praktische Funktion ausfüllen, wenn man beispielsweise eine Heimfallverzichtsentschädigung oder einen Kaufpreis für eine Beteiligung an ein Kraftwerk festlegen möchte. Wir gehen davon aus, dass künftig - wegen der Unmöglichkeit einen Ertragswert zu definieren – andere Entschädigungsmodelle für den Heimfallverzicht bzw. für den Einkauf in eine Gesellschaft gefunden werden müssen (vgl. Kapitel 6.3 Abschnitt „Heimfall“).

Wenn man aber von einem fixen Wert ausgehen möchte, kann man die Effekte der Preisveränderungen wie folgt illustrieren:

Nehmen wir an, dass ein Investor bei einer Investition in ein Kraftwerk eine Gesamtkapitalrendite von 5% erreichen möchte. Dies würde bedeuten, dass wenn er pro erzeugte kWh 1 Rp. Gewinn vor Zinsen

⁹⁶ Bzw. ein zu wenig steiler Absenkungspfad für die CO₂-Emissionen vorgesehen und eine wirtschaftliche Rezession nicht einkalkuliert war.

⁹⁷ Obwohl ein Anschluss an das Marktgebiet Norwegen/Schweden für die Schweiz denkbar und sehr prüfenswert wäre, ist festzuhalten, dass aus rein egoistischer Sicht Graubündens ein Alleingang der Schweiz auch seinen Reiz hätte, da in diesem Fall neue Kapazitäten eher in Graubünden realisiert werden würden, denn in Norwegen oder Schweden.

⁹⁸ Vgl. Die Südostschweiz, 2013.

und Steuern (EBIT) erwirtschaften würde, er max. 20 Rp. investieren dürfte. Bei einer Produktion in der Grössenordnung des Kraftwerkparks Graubünden von rund 7'900 GWh pro Jahr würde dies einem investierbaren Kapital von rund CHF 1.6 Mrd. pro Rappen/kWh EBIT-Marge entsprechen.

Im 2008 resultierte schätzungsweise eine potenzielle EBIT-Marge von 8 Rp., wodurch der Kraftwerkpark Graubünden einen Ertragswert von CHF 12.8 Mrd. aufgewiesen hätte. Im 2013 resultierte schätzungsweise im Durchschnitt eine potenzielle EBIT-Marge von 1 Rp.. Dies hätte bedeutet, dass der Kraftwerkpark noch einen Ertragswert von CHF 1.6 Mrd. aufgewiesen hätte bzw. ein Wertverlust von CHF 11.2 Mrd. seit 2008 eingetreten wäre.

Die Summen werden einfacher fassbarer, wenn man nicht die theoretischen Ertragswerte betrachtet sondern das jährliche Einnahmepotenzial interpretiert: Im 2008 hätte die Reingewinnmarge (nach Zinsen) rund 6 Rp. betragen und dies hätte potenzielle Einnahmen von CHF 474 Mio. für die Kraftwerkseigentümer bedeutet. Dieses Geld hätte für Dividenden und Neu-/Ausbauinvestitionen eingesetzt werden können.

Zum Vergleich: Der frei verfügbare Betrag von CHF 474 Mio. hätte ungefähr den gesamten Einnahmen aus der direkten Steuer des Kantons Graubünden entsprochen. Im 2013 resultierte hingegen ein Verlust (nach Zinsen) von schätzungsweise -1 Rappen/kWh bzw. CHF 79 Mio., welcher durch die Elektrizitätsgesellschaften bzw. deren Konsumenten zu tragen war.

In obigen Darstellungen sprechen wir von „potenziellen“ Gewinnen und Verlusten. Denn mit den aktuellen Marktregeln können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weder das Gewinnpotenzial voll ausschöpfen noch müssen sie die Verluste ganz tragen. Denn sie sind gesetzlich verpflichtet, ihre Preise für den Endkonsumenten im nicht liberalisierten Teil des Marktes aufgrund ihrer Gestehungskosten zu berechnen.

Die hier aufgezeigten Werte sollen einen Eindruck der Hebelkraft und der Risiken geben, die in Strompreisänderungen für die Volkswirtschaft Graubünden (insb. nach den Heimfällen) langfristig stecken.

6.3 Handlungsbedarf und Handlungsmöglichkeiten

An vielen Fronten gefordert

Die Volkswirtschaft Graubünden hat als bedeutender Produzent von Strom aus Wasserkraft einen hohen Handlungsbedarf, die Marktregeln so anzupassen, dass die Wasserkraft wieder einen Wert erhält bzw. die notwendigen Investitionen in Wasserkraftwerke weiterhin getätigt werden können.

Zwar ist Graubünden in einem europäischen Markt eingebunden, den Graubünden kaum beeinflussen kann. Trotzdem bestehen einige entscheidende Möglichkeiten, welche Graubünden im Verbund mit den Gebirgskantonen beeinflussen kann. Es sind dabei folgende Themenbereiche betroffen:

- Nationale Förderpolitik im Zusammenhang mit dem Klimawandel
- Liberalisierungsschritte der Schweiz im Bereich des Stromhandels
- Kanton Graubünden als Miteigentümer von Wasserkraftwerken und Elektrizitätsunternehmen
- Kanton und Gemeinden als Konzessionsgeber

In der Folge wird auf die genannten Punkte kurz eingegangen.

Nationale Förderpolitik im Zusammenhang mit dem Klimawandel

Neue Mechanismen anstreben

Die Wasserkraft Graubünden ist primär von der Ausgestaltung der Förderung des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien und der CO₂-Abgaben auf die Elektrizitätsproduktion betroffen. Während der Kanton Graubünden auf europäischer Ebene die entsprechenden Politiken nicht beeinflussen kann, kann der Kanton auf nationaler Ebene Einfluss nehmen. Hierbei hat der Kanton erstens ein Interesse daran, dass die KEV durch ein effizienteres Modell abgelöst wird, welches - dem Wesen nach - dem norwegisch/schwedischen Quotenmodell folgt. Vorteil dieses Modells ist insbesondere, dass der Zubau von erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft) ohne direkte Subventionen vom Markt erzwungen werden kann. Davon würden bestehende Erneuerungs- und Ausbauprojekte in Graubünden höchstwahrscheinlich profitieren. Für Graubünden wäre dabei jedoch entscheidend, dass der Zubau von erneuer-

baren Energien im Rahmen der vorgegebenen Quote in der Schweiz stattfinden muss. Im Kontext eines europäischen Marktes wäre hingegen ein international ausgestaltetes Quotenmodell vorteilhaft.

Zweitens ist für Graubünden ein rascher Ausstieg der Schweiz aus der Kernkraftproduktion von Vorteil. Für die Wasserkraft sind drittens hohe CO₂-Abgaben auf die Elektrizitätsproduktion interessant, sofern sie dazu führen, dass auch die Stromproduktion aus fossiler Energie (das heisst Import) davon betroffen ist.

Hingegen ist die Idee, die Wasserkraft verstärkt mit staatlichen Beiträgen zu unterstützen, eher kritisch zu beurteilen. Denn sie könnte die Legitimation von Konzessionsabgaben untergraben und damit langfristig der Volkswirtschaft Graubünden eher schaden als helfen. Wenn schon müsste überlegt werden, wie die Wasserzinsen in einer neuen Rolle geltend gemacht werden können.

Der Kanton Graubünden kann sich gegenüber dem Bund für die erwähnten Positionen einsetzen und versuchen, politische Mehrheiten dafür zu finden.

Markt und Liberalisierung

Liberalisierung vorantreiben

Aus Sicht Graubündens ist – solange die EU bei der Stromversorgung auf Marktmechanismen setzt – eine Ausrichtung der Förderung und aller Regeln an Marktmechanismen positiv zu werten. Von daher hat Graubünden ein Interesse an der vollständigen Marktöffnung des Strommarktes in der Schweiz sowie an einem Stromabkommen mit der EU. Entsprechend sollte sich der Kanton in Bern dafür einsetzen, dass diese politischen Massnahmen rasch vorangetrieben werden.

Derzeit wird in verschiedenen Ländern über Kapazitätsmärkte nachgedacht. Aus Sicht Graubündens sind Kapazitätsmärkte ein zweischneidiges Schwert. Auf der einen Seite würden europäische Kapazitätsmärkte Pumpspeicherwerke in der Schweiz eher ermöglichen und könnten auch helfen, zusätzliche Deckungsbeiträge für die Speicherwasserkraft zu generieren. Andererseits ist bei der Einführung von Kapazitätsmärkten davon auszugehen, dass die Spitzenpreise in den Märkten – von welchen die Speicherwasserkraft tendenziell profitiert – eher gebrochen werden und damit das Erlöspotenzial der Speicherwasserkraft reduziert wird.

Eine unilaterale Einführung von Kapazitätsmärkten in der Schweiz (ohne Koordination mit Deutschland und Italien) wäre ineffizient, da die Wirkung durch den europäischen Stromimport und -export neutralisiert würde, aber die Kosten in der Schweiz anfallen würden.⁹⁹

Aus heutiger Sicht wird die Auswirkung von Kapazitätsmärkten auf die Rentabilität der Wasserkraft in der Schweiz durch die Betreiber von Wasserkraftwerken als negativ bewertet.

Kanton als Eigentümer von Wasserkraftwerken

Abwartendes Verhalten angezeigt

Es ist aus heutiger Sicht kaum beurteilbar, ob das Eigentum an Kraftwerken sich langfristig auszahlen wird. Aus diesem Grund kann weder gesagt werden, dass der Kanton sich von solchen Beteiligungen verabschieden, noch dass er zukaufen soll.

Die Situation kann von Kraftwerk zu Kraftwerk verschieden sein. Tendenziell weisen bestehende Kraftwerke tiefere Gestehungskosten und damit deutlich tiefere Risiken auf als neue Kraftwerke. Wir gehen davon aus, dass vorläufig ein Festhalten an den bestehenden Kraftwerken als Grundstrategie verfolgt werden soll. Bei Investitionen in neuen und bestehenden Kraftwerken ist Vorsicht geboten. Ein abwartendes Verhalten könnte sich hier auszahlen, da einige der heute bestehenden Unklarheiten bezüglich dem staatlichen Marktdesign vermutlich in den nächsten fünf Jahren geklärt werden könnten.

⁹⁹ Vgl. Avenir Suisse, 2013.

Kanton als Miteigentümer der Repower

Graubünden hat weiterhin strategische Interessen an Repower

Im Unterschied zur Wasserkraftproduktion sind die Risiken einer Elektrizitätsgesellschaft nicht einseitig verteilt. Die aktuellen Unsicherheiten an den Märkten können durchaus auch unternehmerische Chancen bieten. Von daher muss sich der Kanton überlegen, welche Rolle die Repower ausserhalb der Produktion spielen soll und welches die geeignete Trägerschaft für diese Rolle ist. Es ist aus heutiger Sicht zu vermuten, dass insbesondere das Dienstleistungsgeschäft rund um die Energiewirtschaft in Zukunft attraktiv sein könnte. Graubünden hat aus wirtschaftspolitischer Sicht in jedem Fall ein Interesse an einer starken, aus Graubünden heraus operierenden, Gesellschaft.

Gemeinden und Kanton als Konzessionsgeber

Alternative zu heutigem System prüfen

Wenn die Strompreise während längerer Zeit unter den Gestehungskosten zu liegen kommen, wird der politische Druck auf die Senkung der Konzessionsabgaben an Kanton und Gemeinden zunehmen. Graubünden hat hierbei unterschiedliche Interessen. Bei den bestehenden Kraftwerken, bei denen die Risiken weitgehend an die Elektrizitätsunternehmen der anderen Kantone ausgegliedert sind (über deren Partnerwerketeiligungen), hat der Kanton Graubünden ein Interesse daran, die Konzessionsabgaben beizubehalten. Es ist in diesem Zusammenhang auch nicht ausgeschlossen, dass den Konzessionsgebern zusätzliche Anteile an Partnerwerken angeboten werden. Solche Angebote gilt es aus Sicht Graubündens ernsthaft zu prüfen.

Wenn es um Aus- und Neubauten von Kraftwerken geht, bei denen zusätzliche Wertschöpfung in Graubünden entstehen kann, liegt das Interesse Graubündens darin, diese Ausbauten zu ermöglichen und allenfalls auch bei den Konzessionsabgaben ein Stück weit entgegen zu kommen, indem diese zumindest teilweise flexibilisiert werden.¹⁰⁰

Auch hier dürfte die Verhandlungsposition von Kraftwerk zu Kraftwerk unterschiedlich sein.

Wasserzinsen als Abgabe des Konsumenten

Sollten sich für die Wasserkraft ungünstige Szenarien ergeben, wäre in einem Extremfall zu prüfen, ob die Wasserzinsen als Abgabe in Form eines Zuschlages auf den Endpreis dem Konsumenten belastet werden könnten (statt als Konzessionsabgabe dem Produzenten).

Selbstverständlich handelt es sich hierbei um eine reine Sicherungsmassnahme der Einnahmen für die Bergkantone aus der Wasserkraft, bei gleichzeitiger Minimierung der Verluste aus der Wasserkraftproduktion für die Betreiber von Kraftwerken. Diese Idee dürfte deshalb auch politisch sehr umstritten sein. Sollten aber die Strompreise während längeren Zeithorizonten unter den Gestehungskosten zu liegen kommen, bestehen zu diesem Extremfall letztlich nur folgende Alternativen: a) Die Konzessionsgeber verzichten auf einen Teil ihrer Einnahmen aus Wasserzinsen und halten so die Betreiber und Finanzgeber der Kraftwerke schadlos. Dieses Szenario ist aber nur schwer denkbar. Denn aus Sicht der Konzessionsgeber führt die Nutzung der Wasserkraft für die Stromproduktion zu gesellschaftlichen Opportunitätskosten, die zu entschädigen sind. b) Die Konzessionsgeber verzichten nicht auf ihre Einnahmen aus Wasserzinsen. Die Konsequenz daraus ist, dass Erneuerungsinvestitionen auch bei bestehenden Anlagen nicht mehr oder nur in minimalen Umfang getätigt würden und dass allenfalls Kraftwerksgesellschaften finanziell zulasten der Betreiber und der Kapitalgeber saniert werden müssten. Der Neu- und Ausbau von neuen Wasserkraftwerken wäre in solchen Szenarien ohnehin undenkbar.

¹⁰⁰ Eine Flexibilisierung der Wasserzinsen für Neu- und Ausbauinvestitionen führt zu fluktuierenden Einnahmen für die öffentliche Hand. Sollten die Konzessionsgeber regelmässige fixe Einnahmen vorziehen, können sie dies beispielsweise über die Einzahlung der fluktuierenden Einnahmen in einem Fonds und den Bezug von fixen Renten aus diesem Fonds bewerkstelligen.

Heimfall

Ausübung birgt Herausforderungen

Das Wirtschaftsforum Graubünden hat in seiner 2008 veröffentlichten Studie Strom - Bündner Exportprodukt mit Zukunft bereits eine breite Auslegeordnung zu den Handlungsfeldern und Politikziele beim Heimfall präsentiert. Diese gelten im Grundsatz auch weiterhin. In der vorliegenden Studie wird nicht vertieft auf das Thema eingegangen. Gleichwohl erlauben wir uns im Sinne einer Abrundung des Berichtes folgende (nicht abschliessenden) Hinweise anzubringen.

- Die Marktrisiken für die Eigentümer von Kraftwerken und Inhaber von Energiebezugsrechten/-pflichten dürften auch langfristig hoch sein, da mit neuen Umwälzungen in den Strommärkten zufolge des technologischen Fortschritts zu rechnen ist. Deshalb müssen die Konzessionsgeber bei der Ausübung des Heimfalls ihre Risikofähigkeit und ihre Risikomanagementstrategien festlegen.
- Der Umgang mit den Heimfällen ist kraftwerkspezifisch zu definieren, da die Risiko-/Ertragssituation und die Risikofähigkeit der Konzessionsgemeinden je nach Kraftwerk sehr unterschiedlich ausfallen können.
- Die Entschädigung des Konzessionsgebers sollte sich in der Regel an den jährlich anfallenden tatsächlichen Erträgen orientieren (Earn-out Modelle statt Einmalentschädigungen). Damit entfällt die Schwierigkeit, eine auf 80 Jahre gerechnete spekulative Bewertung vorzunehmen.
- Bei der Ausübung (oder Verzicht) des Heimfalls bzw. Wiederveräusserung von Beteiligungen an das Kraftwerk oder von Energiebezugsrechten, muss der faire Preis im Markt gefunden werden. Das bedeutet, dass die Konzessionsgeber ein Auktionsverfahren oder Ähnliches für die Preisfindung organisieren müssten.
- Die Betriebsführung von Kraftwerken ist für den Betriebsführer mit Vorteilen verbunden. Die Konzessionsgeber sollten diesen Vorteil im Sinne der Volkswirtschaft Graubünden separat von der Veräusserung von Beteiligungen oder Energiebezugsrechten an Partnerkraftwerken in Wert setzen.
- Die Ausübung des Heimfalls wird die Konzessionsgeber fordern. Es sollten deshalb auf Seiten der Konzessionsgeber frühzeitig die Voraussetzungen geschaffen werden, um den Heimfall professionell verhandeln und organisieren zu können.

Fazit

Beschränkte Möglichkeiten proaktiv angehen

Der Kanton Graubünden hat beschränkte Einflussmöglichkeiten. Auf nationaler Ebene muss er jedoch in Zusammenarbeit mit den Interessengenenossen alles daran setzen, die Gestaltung der Regeln (z.B. Quotenmodell, Mechanismus der staatlichen Abgaben, CO₂-Abgaben) mit zu beeinflussen.

In Graubünden selber muss er sich insbesondere mit seiner Rolle als Eigentümer der Repower und von Wasserkraftwerken im Sinne des Risikomanagements ernsthaft auseinandersetzen.

Als Konzessionsgeber müssen Kanton und Gemeinden überprüfen, inwiefern es möglich ist, bestehende und neue Kraftwerke unterschiedlich zu behandeln und insbesondere bei den neuen Kraftwerken die Abgaben ein Stück weit zu flexibilisieren. Empfehlenswert wäre, Extremszenarien durchzuspielen und zu überprüfen, wie Graubünden sich politisch in solchen Fällen positionieren müsste.

6.4 Empfehlungen des WIFO von 2008

Vieles bleibt gleich

Die Empfehlungen des Wirtschaftsforums Graubünden in der Studie „Strom – Bündner Exportprodukt mit Zukunft“ wurden in einem Umfeld formuliert, in dem die meisten Vorzeichen auf langfristig steigende Strompreise gesetzt waren. Trotzdem hat das Wirtschaftsforum Graubünden auch damals bereits darauf hingewiesen, dass jegliche Wirtschaftspolitik im Energiebereich so ausgerichtet sein muss, dass sie sowohl in einer Welt mit hohen Preisen

als auch in einer Welt mit tiefen Strompreisen funktioniert. Kernelemente der Empfehlungen waren einerseits die Flexibilisierung der Konzessionsabgaben und andererseits die Auseinandersetzung mit dem Umgang mit den potenziellen Erträgen aus der Ressourcenrente. Weiter wurde Repower als strategische Beteiligung zur Verlängerung der Wertschöpfungskette angesehen.

Im neuen Umfeld hat die Flexibilisierung der Konzessionsabgaben insbesondere für die Energiewirtschaft wesentlich an Bedeutung und Aktualität gewonnen. Insbesondere bei neuen Kraftwerken und im Zusammenhang mit der Gestaltung des Heimfalls werden diese Modelle kaum umgangen werden können.

Fazit

Risikomanagement und politischer Einfluss auf Markt gewinnen an Bedeutung

Der Umgang mit den potenziellen Erträgen aus der Ressourcenrente hat derzeit markant an Aktualität verloren. Aus heutiger Sicht sollte sich die Politik primär dafür einsetzen, dass die Marktregeln in der Schweiz so gestaltet werden, dass längerfristig überhaupt wieder eine Ressourcenrente entstehen kann.

Repower als strategische Beteiligung bleibt für Graubünden wichtig. Dabei gewinnt die Auseinandersetzung mit den Geschäftsfeldern ausserhalb der Produktion und damit die Diversifikation an Bedeutung.

Weil in den nächsten Jahren mit markanten Systemveränderungen zu rechnen ist, hat das Thema Risikomanagement wesentlich an Bedeutung gewonnen und der Kanton ist im Bereich der Strommärkte auf ein umfassendes Know-how angewiesen, um die richtigen Schritte zu tun.

6.5 Anpassungen der Ziele und Strategie des Kantons Graubünden

Alternative zu heutigen Regeln prüfen

Mit der Vorlage des Berichts über die Strompolitik des Kantons Graubünden hat die Regierung dem Bedürfnis der Politik Folge geleistet und die Ziele und Strategie hinsichtlich der Strompolitik aktualisiert. Sie formuliert darin Ziele hinsichtlich der folgenden Themenbereiche:

- Wasserkraftproduktion aus grossen Werken
- Produktion aus neuen erneuerbaren Energien, kleinen Wasserkraftwerken und Wärmekraftkopplung
- Handel und Vertrieb
- Stromnetz und Versorgungssicherheit
- Effizienz im Strombereich
- Heimfall und Neukonzessionierung
- Partnerwerkbesteuerung
- Energieintensive Industrieunternehmen
- Cleantech¹⁰¹

Mit Anerkennung und Bestätigung der energie- und volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraft lassen sich im Wesentlichen zwei Stossrichtungen hinsichtlich der Ziele der bündnerischen Strompolitik ausmachen:

1. Ausbau der Wasserkraftproduktion aus grossen und kleinen Werken.¹⁰²
2. Verstärkte Beteiligung von Kanton und Gemeinden an den Kraftwerksgesellschaften.

¹⁰¹ Vgl. Kanton Graubünden, 2012-2013.

¹⁰² Der Ausbau der Grosswasserkraft (> 10 MW) soll bis zum Jahr 2035 um 860 GWh/a erhöht werden. Der Ausbau der Kleinwasserkraft (< 10 MW) beträgt bis zum Jahr 2035 rund 135 GWh/a. Vgl. Kanton Graubünden, 2012-2013; Kappler, 2011.

Unter Berücksichtigung der neuen Erkenntnisse sowie insbesondere der in Kapitel 6.3 gemachten Aussagen hinsichtlich des Kantons als Eigentümer von Kraftwerken, Miteigentümer der Repower AG sowie als Konzessionsgeber kann vor allem in Bezug auf die Tendenz zu einer verstärkten Beteiligung an Kraftwerksgesellschaften gesagt werden, dass die derzeitige Situation durchaus zu einer vertieften Beurteilung von Risiken und Opportunitäten anhält. Dabei ergeben sich in der Unterscheidung zwischen neuen und älteren Wasserkraftwerken sowie der Pumpspeicherkraftwerke verschiedene Risiko- und Chancenlagen, welche im Einzelfall zu eruieren sind.

Mit dem Hinweis auf die Unterscheidung zwischen neuen, älteren sowie Pumpspeichern ergeben sich auch verschiedene Möglichkeiten zur Partizipation an der Wertschöpfung durch die öffentliche Hand. Hier gilt es verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten der Partizipation der öffentlichen Hand an der Ressourcenrente Wasser zu entwickeln und zu diskutieren.

7 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Marktsituation hat sich seit 2008 wesentlich geändert

Seit der Publikation des Berichtes des Wirtschaftsforums Graubünden „Strom - Bündner Exportprodukt mit Zukunft im 2008“ war der europäische Strommarkt starken Umwälzungen unterworfen. Stichworte sind der Ausstieg aus der Kernenergie in der Schweiz, die starke Ausdehnung von Wind- und Solarkraft in Deutschland und die schwache wirtschaftliche Entwicklung in Europa.

Auch künftig ist davon auszugehen, dass strukturelle Veränderungen auf den Strommärkten stattfinden werden. Die wichtigsten Treiber sind die Entwicklung von Speichermöglichkeiten, die Entwicklung der Primärenergieträgerpreise (und deren Beeinflussung durch den Gasboom in den USA), die Klima- und Strommarktliberalisierungspolitik in Europa und allenfalls die Verstromung des Verkehrs.

Wir haben im vorliegenden Bericht die aktuellen Trends und deren Bedeutung für die Volkswirtschaft Graubünden analysiert und kommen zu den nachfolgend beschriebenen Schlüssen.

7.1 Rentabilität der Wasserkraft

Entwicklung der europäischen Marktbedingungen

Mind. 5 magere Jahre werden prognostiziert

Nachdem im 2008 die wirtschaftlichen Aussichten für die Wasserkraft vermeintlich sehr gut waren, ist nun von einer getrüben mittelfristigen Zukunft auszugehen.

Während die bestehenden Kraftwerke nicht unmittelbar bedroht erscheinen, sind neue Investitionen in Kraftwerke ernsthaft in Frage gestellt.

In den nächsten 5 Jahren ist mit tiefen Preisen und einer engen Preisspanne zu rechnen, wodurch sowohl die Laufwasserkraft als auch die Speicherwasserkraft an Wert verlieren. Neue Grosskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind mit der aktuellen Marktsituation nicht rentabilisierbar.

Längerfristig (10 Jahre plus) sind einerseits Szenarien mit genügend grossen Produktionszeitfenstern für die Speicherkraft zu guten Strompreisen und breiten Preisspannen denkbar, welche Investitionen in Pumpspeicherwerke ermöglichen. Andererseits sind aber auch Szenarien denkbar, bei denen die Strompreise insgesamt nahe oder sogar unter den Gesteungskosten der bestehenden Wasserkraft zu liegen kommen und zu geringe Preisspannen für die Pumpspeicherkraft aufweisen.

Attraktive Szenarien dürften insbesondere dann eintreten, wenn die EU es schafft, eine kohärente Energiepolitik zu formulieren und umzusetzen, welche primär

- die fossilen Energieträger bei der Stromerzeugung stärker belastet,
- die Fördermechanismen für neue erneuerbare Energien marktnäher ausgestaltet und keine Technologieverzerrung zulässt,
- die Märkte so organisiert, dass Investitionsentscheide über Preissignale ermöglicht werden.

Langfristige Rentabilität der Wasserkraft im Schweizer Kontext

Langfristig bestehen gute Argumente für die Wasserkraft

Wir gehen trotz derzeit eher pessimistischen Aussichten langfristig davon aus, dass die Grosswasserkraft (trotz mittelfristig schwierigen Aussichten) auch in Zukunft eine wesentliche Rolle in der Stromproduktion in der Schweiz behalten wird, da sie sowohl technisch, ökologisch und wirtschaftlich auch bei einem massiven Ausbau der neuen erneuerbaren Energien grundsätzlich sinnvoll bleibt. Entscheidend wird es sein, ob relevante CO₂-Abgaben auf Stromproduktion aus fossilen Energien erhoben werden und ob im schweizeri-

schen und europäischen Stromhandel ein Marktdesign durchgesetzt wird, welches keine wettbewerbsverzerrenden Elemente beinhaltet.

Es ist davon auszugehen, dass richtungweisende Entscheide dazu in den nächsten fünf Jahren erfolgen und deshalb wenigstens ein Teil der Unsicherheiten bis 2020 beseitigt werden kann. Insbesondere kann – zumindest aus heutiger Sicht - nicht davon ausgegangen werden, dass bis 2020 die Preise für CO₂-Zertifikate sich wesentlich erholen werden. Von daher ist auch davon auszugehen, dass während den nächsten Jahren Kraftwerksinvestitionen eher zurückgestellt werden, bis klare Tendenzen für den Umgang mit den CO₂-Abgaben und dem Marktdesign in der Schweiz und in Europa erkennbar werden.

Pumpspeicherkraft

Huhn oder Ei bei der Pumpspeicherkraft

Aufgrund des aktuellen Marktumfeldes und Marktdesigns ist es nicht möglich, grosse Pumpspeicherwerke in den Schweizer Alpen zu rentabilisieren.¹⁰³ Trotzdem wäre die Technologie gerade im Hinblick auf den geplanten Ausbau von Wind- und Solarkraft in Europa aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen naheliegend.

Denn wenn keine Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden, müsste die Wind- und Solarproduktion mit alternativen Speichermöglichkeiten aufgefangen werden. Auch wenn heute insgesamt nicht absehbar ist, ob solche Technologien in nützlicher Zeit marktfähig werden, ist erfahrungsgemäss zumindest davon auszugehen, dass in einem Zeitraum von 80 Jahren (Lebenszyklus eines Pumpspeicherkraftwerks) wesentliche technologische Durchbrüche wahrscheinlich sind. Zudem besteht die Gefahr, dass auf Technologien gesetzt wird (Stichwort „Batterien“), die eine schlechte ökologische Bilanz aufweisen.

Das Dilemma ist nun: Wenn keine Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden, werden sich alternative Technologien rascher durchsetzen, allenfalls auf Kosten der Umwelt. Wenn die Pumpspeicherwerke gebaut werden, kann in Europa auf diese Technologie für die Abdeckung von kurzzeitigen Über- oder Unterproduktionen gesetzt werden und der Bedarf für alternative Speicher nimmt ab.

Die Frage stellt sich, wer für diese Leistung in welcher Form bezahlt. Und diese Frage muss im europäischen Kontext gelöst werden.

7.2 Handlungsbedarf

Um die Rentabilität der Wasserkraft auch in einem anspruchsvollen Marktumfeld zu ermöglichen, sind die Bündner/Schweizer Politik, die Elektrizitätsgesellschaften und die Konzessionsgeber gemeinsam gefordert, nach konstruktiven Lösungen zu suchen. Möglich Ansatzpunkte dazu sind folgende:

7.2.1 Durch Graubünden/Schweiz veränderbar

Förderung von Neuen Erneuerbaren Energien

Umstieg auf Quotenmodell anstreben

In der Schweiz sollte das bestehende Fördermodell für neue erneuerbare Energien nach dem Vorbild Schwedens in ein Quotenmodell umgewandelt werden bzw. sich die Schweiz an den Marktraum Schweden / Norwegen mit ihrem Quotenmodell anschliesst. Graubünden und die Gebirgskantone sollten sich hierfür einsetzen.

Das Quotenmodell bringt insbesondere folgende Vorteile:

- Es entsteht ein Zertifikatemarkt für „Grünen Strom“ in der Schweiz, welcher allen erneuerbaren Kraftwerken Prämieinnahmen ermöglicht.

¹⁰³ Sollte sich das Marktumfeld verändern und vermehrt Knappheitssituationen auftreten, könnten Pumpspeicherkraftwerke in diesem veränderten Umfeld durchaus rentabel werden. (vgl. Szenario „Hohe CO₂-Preise“).

- Es findet keine Marktverzerrung zwischen den Produzenten erneuerbarer Energien statt.
- Es werden auch bei den erneuerbaren Energien die effizientesten Kraftwerke gebaut.
- Auch wenn in der EU die CO₂-Preise nicht ansteigen, kann der Zertifikatemarkt diesen Mangel in der Schweiz ausgleichen, indem er zusätzliche Einnahmen ermöglicht.

Verbesserung der Rentabilität der Grosswasserkraft

Need-to-have	Bei Investitionen in Wasserkraftwerke muss vermehrt die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund stehen. Bei Genehmigungen und Kraftwerkplanungen sollten deshalb Behörden und Initianten diesen Punkt stärker gewichten („Das Nötige vor dem Wünschbaren“).
Staatliche Abgaben bei Neuinvestitionen flexibilisieren	Bei neuen Investitionen sollten staatliche Abgaben stärker (auf Basis der Strompreisentwicklung) flexibilisiert werden, um damit die Investitionsrisiken zu senken. Mit flexibilisieren ist gemeint, dass Steuern und Konzessionsabgaben in Abhängigkeit der Rentabilität der Kraftwerkanlagen definiert werden. Das bedeutet, dass wenn das Kraftwerk nicht rentabel geführt werden kann, auch weniger Abgaben anfallen. Umgekehrt bedeutet dies, dass bei sehr guten Marktsituationen die öffentliche Hand auch stärker am Gewinn beteiligt wird.
Neuer Mechanismus für Wasserzinsen prüfen	Sollten die Strompreise dauerhaft unter den Gestehungskosten des schweizerischen Wasserkraftwerkparkes zu liegen kommen, wird die Schweizer Politik sich überlegen müssen, ob ob die Wasserzinsen statt als Konzessionsabgabe des Produzenten, als Abgabe des Konsumenten in Form eines Zuschlages auf den Endpreis belastet werden sollen. Aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft ist eine solche Lösung kaum erstrebenswert und dürfte politisch umstritten sein. Auch aus Sicht Graubündens, ist eine Lösung über ein Quotenmodell oder die Erhöhung der CO ₂ -Abgaben auf der Stromproduktion, einer Veränderung des Systems der Wasserzinsen bei weitem vorzuziehen.

Umgang mit Heimfällen

Fit werden im Risikomanagement	<p>Investitionen in Wasserkraftwerke sind sehr langfristiger Natur und es ist nicht möglich, auf solche lange Fristen abschliessend zu planen. Das heisst, alle Investitionen sind mit erheblichen Risiken verbunden.</p> <p>Es stellt sich deshalb immer die Frage, wer die Risiken trägt und wie mit diesen umgegangen wird.</p> <p>Wenn die Konzedenten in Graubünden mit Hinblick auf die Heimfälle sich stärker an den Kraftwerken beteiligen möchten, müssen zunächst folgende Fragen durch die Konzedenten beantwortet werden:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Über welche Risikofähigkeit verfügen wir? b. Welche Risiken sind wir bereit einzugehen? c. Wie gehen wir mit diesen Risiken um? <p>Die Antworten auf diese Fragen bilden letztlich die Basis für die Verhandlungen beim Heimfall.</p> <p>Diese Auseinandersetzung ist deshalb wichtig, weil Kraftwerkanlagen letztlich auf Bündner Boden stehen und auch wenn die Konzedenten sich nicht stärker einbringen würden, trotzdem ein Teil des Risikos bei Ihnen verbleibt. Denn wenn Kraftwerke vorübergehend oder längerfristig stillgelegt würden, werden automatisch die Konzedenten mitgefordert, über den weiteren Umgang mit den Anlagen (Rückbau oder Erhalt) mitzubestimmen.</p> <p>Damit betrieblich optimale Erneuerungsinvestitionen und nicht nur die minimal notwendigen Investitionen gemäss gesetzlichen/vertraglichen Vorgaben bis zum Heimfall vorgenommen werden, muss überprüft werden, wie aus solchen Investitionen resultierende Restwerte zum Zeitpunkt des Heimfalls behandelt werden. Je besser Restwerte geltend gemacht werden, desto höher sind die Chancen, dass solche Investitionen trotz unsicherer Marktlage vorgenommen werden.</p>
--------------------------------	--

Es ist auch denkbar, dass – wenn die ungünstige Situation für die Wasserkraft über Jahre anhält – Kraftwerke oder Anteile an Kraftwerken günstig auf den Markt kommen. Der Kanton Graubünden und die Konzessionsgemeinden sollten solche Angebote als Chancen betrachten und zumindest ernsthaft prüfen. Um solche Angebote zu prüfen, müssen aber wiederum die oben aufgeworfenen Fragen geklärt sein.

7.2.2 Durch Graubünden/Schweiz nur beschränkt beeinflussbar

Europäischer Emissionshandel

CO₂-Zertifikate müssen verknappt werden

Die fossilen Primärenergieträger für die Stromerzeugung müssen stärker mit CO₂-Abgaben belastet werden. Primär müssen dazu die verfügbaren CO₂-Zertifikate im europäischen CO₂-Handel verknappt werden, damit das ursprüngliche Ziel einer Verteuerung des CO₂ erreicht wird. Die Schweiz bzw. Graubünden können diese Entscheidung jedoch nicht beeinflussen.

Es ist bis 2020 auch nicht davon auszugehen, dass wesentlichen Änderungen vorgenommen werden. Zu hoffen bleibt, dass diese Verknappung mit der IV. Phase des Emissionshandels ab 2020 vorgenommen wird.

Hierbei ist allerdings zu erwähnen, dass sich die CO₂-Emissionspolitik nicht auf den europäischen Kontext beschränkt, da die höheren Strompreise durch die Produktionskostenbelastung wiederum die Produktionskosten international tätiger Unternehmen erhöhen und deren Wettbewerbsfähigkeit einschränken. Eine besonders strikte europäische Klimapolitik erschöpft sich also im Vergleich zur globalen Klimapolitik. Inwiefern eine global ausgestaltete Klimapolitik umgesetzt werden kann, darf besonders unter Beachtung der eher mässigen Erfolge der Weltklimakonferenzen und besonders im Rahmen des Kyoto-Protokolls in Frage gestellt werden.

Umbau des europäischen Kraftwerkparks

Langfristiger Ausstieg aus Kern- und Kohlekraft im Sinne der Wasserkraft

Ein Ausstieg aus der Kernkraft in der Schweiz und aus Kern- wie Kohlekraft in Europa liegt im Interesse der Wasserkraft.

Falls tatsächlich wie geplant die Wind- und Solarkraft in Europa stark ausgebaut werden, ist davon auszugehen, dass als Gegenreaktion darauf vermehrt Kohle- und Kernkraftkapazitäten zur Disposition stehen werden. Wenn diese Kapazitäten konsequent vom Markt genommen werden, dürften sich zumindest die Spitzenpreise erholen. Die aktuelle Entwicklung zeigt hingegen, dass besonders in der Übergangsphase weitere Überkapazitäten entstehen können, weil der mit hoher Geschwindigkeit stattfindende Ausbau der neuen erneuerbaren Energien die Stilllegung der Kernkraftwerke sowie alter Kohlekraftwerke überkompensiert.

Graubünden und die Schweiz können hierbei nur auf den Kraftwerkpark in der Schweiz Einfluss nehmen. Aus wirtschaftlicher Sicht Graubündens ist der rasche Ausstieg aus der Kernkraft anzustreben. Es wird sich dabei aber die Frage stellen, wie die Versorgungsschwankungen aufgefangen werden.

Stromabkommen mit der EU

Stromabkommen anstreben

Die Schweizer Stromproduzenten sind im europäischen Strommarkt mit und ohne Stromabkommen tätig. Denn der Schweizer Strommarkt ist aufgrund der physikalisch zwingenden Im- und Exporte technisch und wirtschaftlich mit dem europäischen Strommarkt verknüpft.

Für die Schweiz und Graubünden im Besonderen bedeutet die Einbettung in den europäischen Strommarkt Opportunitäten aber auch eine Abhängigkeit von der europäischen Marktentwicklung. Diese lässt sich durch die Schweiz nur sehr bedingt beeinflussen und stellt in der heutigen Ausgestaltung vor allem die Grosswasserkraft vor grosse Herausforderungen.

Der Kanton Graubünden wie auch andere Wasserkraftkantone können an der Ausgestaltung der europäischen Marktentwicklung lediglich als Teil der nationalen Politik teilnehmen. Ein

Strommarktabkommen mit der EU würde sicherlich die Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt fördern und ihre Handlungsmöglichkeiten in der Ausgestaltung der Marktentwicklung erhöhen. Dennoch wird die Schweiz wohl nicht das nötige Gewicht erreichen, um vornehmlich nationale Interessen ausreichend in Europa durchsetzen zu können. Umgekehrt kann auch bei einem Scheitern des Stromabkommens die Schweiz nicht vom europäischen Strommarkt ausgeschlossen werden. Es ist aber zu vermuten, dass die Bedingungen für Unternehmen aus der Schweiz tendenziell unattraktiver ausfallen, als wenn ein Strommarktabkommen zustande kommt.

Literaturverzeichnis

- Agency, E. E. (2013). Trends and projections in Europe 2013 - Tracking progress towards Europe's climate and energy targets until 2020. Copenhagen K: EEA Report.
- Amt für Energie und Verkehr Graubünden (AEV). (n.d.). Elektrizitätsverbrauch. Chur.
- Avenir Suisse. (2013). Diskussionspapier. Keine Energiewende im Alleingang. Wie die Schweiz mit Ökostrom und Kapazitätsmärkten umgehen soll.
- Avenir Suisse. (2013). Würden Wasserkraftwerke von Kapazitätsmärkten profitieren? Zürich.
- Avenir Suisse. (2014). Die EU-Klimapolitik hilft der Schweizer Wasserkraft auch in Zukunft nicht. Zürich.
- Badische Zeitung. (2014, Februar 4). Neue Umweltministerin erteilt Fracking eine Absage.
- Bank UBS. (2012). UBS Investment Research - Power demand has peaked, -10% to 2020. Zürich.
- Bloomberg BNA. (2013, Oktober 22). Carbon Dioxide Emissions Down 3.8 Percent in 2012, Lowest Level Since 1994, EIA Says.
- Bundeministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). (2013). Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung.
- Bundesamt für Energie (BfE). (2013). Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Schlussbericht. Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE). (2013). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012. Bern.
- Bundesamt für Strassen (ASTRA). (2012). Elektromobilität 2012. Bericht des Bundesamt für Strasse ASTRA.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). (2014). Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin.
- Bundesrat der Schweiz. (2013). Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative "Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstieginitiative)" vom 4. September 2013.
- Die Südostschweiz. (2013, August 29). Klares Ja zur Standesinitiative.
- E-Highway2050. (2013). Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050.
- Eidgenossenschaft, S. (Stand 1. Januar 2013). Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011. RS. 641.71.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom). (2012). Weisung 3/2012 der EiCom. Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung.
- Energate Messenger. (2014, Februar 19). Almunia will einzelne Branchen vor EEG-Umlage schützen.
- Energate Messenger. (2014, Februar 24). Schweiz und Deutschland wollen Stromankommen.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI). (2010). Potenziale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Köln.
- Energy research Centre of the Netherlands (ECN). (2011). NREAP Database.
- Erneuerbare Energien. Das Magazin. (2012, Juni 19). Regierung beschliesst Einspeisetarif.
- Europäische Kommission (Eurostat). (2013). Energieabhängigkeit.
- Europäische Kommission. (2013). EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends 2050. Reference Scenario 2013.
- Europäische Union (EU). (2009). Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.
- European Energy Exchange (EEX). (2013).
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2013). Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers.
- International Atomic Energy (IAEA). (2014). Power Reactor Information System (PRIS).
- Japan Atomic Industrial Forum, Inc. (2013, Dezember 16). Revised Strategic Policy Committee's Position on the new Basic Energy Plan.
- Kanton Graubünden. (2012-2013). Botschaft der Regierung an den Grossen Rat. Heft Nr. 6/2012-2013. Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden. Chur.
- Kanton Graubünden. (2013). Eignerstrategie des Kantons Graubünden für die Repower AG von der Regierung beschlossen am 19. November 2013 (RB Nr. 1106). Chur.
- Kappler, J. (2011). Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft. Potenzialstudie 2011. Chur.

Maubach, K.-D. (2013). Energiewende. Wege zu einer bezahlbaren Energieversorgung.
Neu Zürcher Zeitung (NZZ). (2013, November 9). Reperatur des CO2-Handels.
Neue Zürcher Zeitung am Sonntag (NZZ am Sonntag). (2013, November 3). Erdöl hat dramatisch an Bedeutung verloren.
Prognos AG. (2012). Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050. Basel.
Repower. (2009). Geschäftsbericht 2008. Poschiavo.
Repower. (2011). Geschäftsbericht 2010. Poschiavo.
Repower AG. (2013). Axpo und Kanton Graubünden haben Übernahme der Repower-Aktien von Alpiq vollzogen. Poschiavo.
Repower AG. (2013). Geschäftsbericht 2012. Poschiavo.
Schweizerische Eidgenossenschaft. (2008). Verordnung des UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz. (VAN). SR. 734.713.3.
Schweizerische Eidgenossenschaft. (Stand 1. Juli 2012). Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) vom 22. Dezember 1916. RS 721.80.
Spiegel Online. (2012, Juni 16). Premiere nach Fukushima: Japan fährt Atommeiler wieder hoch.
Süddeutsche.de. (2012, März 27). Wie Japan ohne Atomstrom lebt.
Swedish Energy Agency. (2011). The Electricity Certificate System 2011.
Tagesanzeiger. (2014, Februar 21). Leuthard stösst in Berlin auf Wohlwollen.
U.S. Energy Information Administration. (2013). International Energy Outlook 2013.
United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2012). Doha amendment to the Kyoto Protocol.
Wüstenhagen, R. (2014). Die Energiewende: Status quo und Ziele. In T. Reichmuth (Ed.), Die Finanzierung der Energiewende in der Schweiz (pp. 15-32). Zürich: Verlag Neue Zürcher Zeitung.

BERICHTSINHALT IN 60 SEKUNDEN

Das Wirtschaftsforum Graubünden zeigt im vorliegenden Bericht die aktuellen Trends auf den Strommärkten und deren Bedeutung für die Grosswasserkraft in Graubünden auf. Die Haupteckdaten sind:

- Nachdem 2008 die wirtschaftlichen Aussichten für die Wasserkraft vermeintlich sehr gut waren, ist nun von einer getrüben mittleren Zukunft auszugehen.
- Während die bestehenden Kraftwerke nicht unmittelbar bedroht erscheinen, sind neue Investitionen in bestehende und neue Kraftwerke ernsthaft in Frage gestellt.
- Bis 2020 ist mit tiefen Preisen und enger Preisspanne zu rechnen, wodurch die Laufwasserkraft und die Speicherwasserkraft an Wert verlieren. Neue Grosskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind mit der aktuellen Marktsituation nicht rentabilisierbar.
- Längerfristig (nach 2020) sind einerseits Szenarien mit genügend grossen Produktions-Zeitfenstern für die Speicherkraft zu guten Strompreisen und breiten Preisspannen denkbar, welche auch Investitionen in Pumpspeicherwerke ermöglichen. Andererseits sind aber auch Szenarien denkbar, in denen die Strompreise insgesamt nahe oder sogar unter den Gestehungskosten der bestehenden Wasserkraft zu liegen kommen und zu geringe Preisspannen für die Pumpspeicherkraft aufweisen.
- Wir gehen jedoch davon aus, dass die Grosswasserkraft (trotz mittelfristig schwierigen Aussichten) auch in Zukunft eine wesentliche Rolle in der Stromproduktion in der Schweiz behalten wird, da sie sowohl technisch, ökologisch wie auch wirtschaftlich - auch bei einem markanten Ausbau der neuen erneuerbaren Energien - sinnvoll bleibt.

Die Bündner/Schweizer Politik, die Elektrizitätsgesellschaften und die Konzessionsgeber haben nur beschränkte Einflussmöglichkeiten, um die Rentabilität der Wasserkraft zu verbessern und sollten deshalb unter anderen die folgenden Themen gemeinsam proaktiv angehen:

- In der Schweiz sollte das bestehende Fördermodell für neue erneuerbare Energien nach dem Vorbild Schwedens in ein Quotenmodell umgewandelt werden.
- Bei Investitionen in Wasserkraftwerke muss vermehrt die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund stehen. Bei Genehmigungen und Kraftwerkplanungen sollten Behörden und Initianten diesen Punkt stärker gewichten (Das Nötige vor dem Wünschbaren).
- Es ist zu prüfen, ob bei neuen Investitionen staatliche Abgaben stärker (auf Basis der Strompreisentwicklung) flexibilisiert werden können, um damit die Investitionsrisiken zu senken.
- Die Konzessionen in Graubünden sollten in Hinblick auf die Heimfälle über ihre Risikofähigkeit und ihre Strategien im Umgang mit Risiken nachdenken. Denn abschliessende Antworten über die langfristige Rentabilität der Wasserkraft können nicht gegeben werden.

Folgende Voraussetzungen würden die Rentabilität der Wasserkraft überdies am schnellsten verbessern, können aber kaum von den Akteuren in Graubünden beeinflusst werden:

- Die fossilen Primärenergieträger für die Stromerzeugung müssen stärker mit CO₂-Abgaben belastet werden. Primär müssen dazu die verfügbaren CO₂-Zertifikate im europäischen CO₂-Handel verknappert werden, damit das ursprüngliche Ziel einer Verteuerung des CO₂ erreicht wird.
- Ein Ausstieg aus der Kernkraft in der Schweiz und aus Kern- wie Kohlekraft in Europa liegt im Interesse der Wasserkraft.