

Exkurs 8: Möglichkeiten von Elektrizitätsimporten aus erneuerbaren Energien

Christof Timpe (Öko-Institut e.V.)

Dominik Seebach (Öko-Institut e.V.)

mit Beiträgen von Almut Kirchner (Prognos AG)

November 2006

Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkungen	2
2. Wesentliche Rahmenbedingungen	2
2.1. Dimension der erwarteten Deckungslücke	2
2.2. Wichtigste Trends im europäischen Strommarkt	3
2.3. Ausbaupfade und Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien in Europa	6
2.4. Staatliche Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien	10
2.5. Problematik der intermittierenden Erzeugung	11
3. Grundsätzliche Möglichkeiten für Stromimporte aus erneuerbaren Energien	12
3.1. Potenzielle Exportländer und einsetzbare Technologien	12
3.2. Denkbare Geschäftsmodelle	13
3.2.1. Physischer Strombezug	13
3.2.2. Nutzung von Zertifikaten	14
3.2.3. Beschaffung über langfristige Bezugsverträge	15
3.2.4. Beschaffung über Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen	16
3.2.5. Übersicht über die möglichen Geschäftsmodelle	17
4. Physischer Strombezug – Möglichkeiten und Grenzen	18
5. Abwicklung über Zertifikate – Möglichkeiten und Grenzen	21
6. Empfehlung	24
6.1. Beteiligungen vs. langfristige Lieferverträge	25
6.2. Zertifikate vs. physischer Bezug	25
7. Literatur	28

1. Vorbemerkungen

Im Rahmen des Vorhabens „Energieperspektiven Schweiz 2035/2050“ wurden verschiedene Szenarien für die Energieversorgung des Landes entwickelt. In diesem Zusammenhang wurde deutlich, dass ab dem Jahr 2018 eine Deckungslücke bei der Beschaffung von Strom für den Bedarf der Schweiz auftreten kann. Um diese Lücke zu schließen, kommen verschiedene Optionen in Frage. Mit der hier angebotenen Expertise sollen speziell die Möglichkeiten für *Importe von Strom aus erneuerbaren Energien* in die Schweiz dargestellt und diskutiert werden.

Für die Übertragung ausländischer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in die Schweiz kommen verschiedene Verfahren in Betracht, die in Abschnitt 3 diskutiert werden. Zudem ergeben sich verschiedene Möglichkeiten bezüglich der Rolle Schweizer Akteure hinsichtlich der Eignerschaft an den Kraftwerken.

Zu beachten sind bei derartigen Überlegungen in erster Linie technische und wirtschaftliche Aspekte. In Bezug auf die jeweiligen Lieferregionen können auch politische Aspekte eine Rolle spielen. Besonderes Augenmerk gilt den erneuerbaren Energien, deren Erzeugung nicht oder nur in geringem Maße steuerbar ist. Kraftwerke mit intermittierender Stromerzeugung erfordern eine deutlich stärkere Ausregelung der Differenzen zwischen dem zeitlichen Verlauf von Erzeugung und Bedarf als steuerbare Anlagen.

Bei dem vorliegenden Bericht handelt es sich um eine orientierende Darstellung der wesentlichen Sachfragen, die mit einem Stromimport aus erneuerbaren Energien verbunden wären. Verschiedene technische und wirtschaftliche Fragestellungen bedürften für eine umfassende Bewertung einer vertieften Bearbeitung. Gemäß einer Vereinbarung mit dem Auftraggeber betrachtet die vorliegende Expertise ausschließlich Fragestellungen mit räumlichem Bezug außerhalb der Schweiz. Grundsatzfragen etwa zu den verfügbaren Netzkapazitäten für den Import in die Schweiz und die inländische Übertragung sowie Möglichkeiten und Restriktionen durch EU-Recht sind an anderer Stelle zu behandeln. Ebenso können die relevanten Fragen zur Leistungsfähigkeit der europäischen Stromnetze hier nur angerissen, jedoch nicht vertieft werden.

Auf der Grundlage der Diskussion in den folgenden Abschnitten wird in Kapitel 6 eine Bewertung der Optionen vorgenommen und eine vorläufige Empfehlung ausgesprochen. Eingedenk der vorstehend genannten Einschränkungen soll diese als Grundlage für die politische Diskussion und ggf. weitere Untersuchungen dienen.

2. Wesentliche Rahmenbedingungen

2.1. Dimension der erwarteten Deckungslücke

Im Rahmen der „Energieperspektiven Schweiz 2035/2050“ wurden verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Stromverbrauchs in der Schweiz bis zum Horizont 2035 entwickelt. Der Bandbreite dieser Bedarfsentwicklungen kann die absehbare Entwicklung des Beschaffungsportfolios (eigene Anlagen plus Bezugsrechte) gegenübergestellt werden. Hierbei sind die Besonderheiten des Schweizer Kraftwerksparks zu berücksichtigen: Der Anteil von Wasserkraftanlagen mit Speicherbecken an der einheimischen Erzeugung beträgt etwa 55% sowohl in Bezug auf die installierte Leistung wie auch bezogen auf die Stromerzeugung im Kalenderjahr. Aufgrund des jahreszeitlich schwankenden Dargebots in den Laufwasserkraftwerken liegen die inländischen Erzeugungsmög-

lichkeiten bereits heute in einigen Monaten des Winterhalbjahres geringfügig unter dem inländischen Verbrauch (Elektrizitätsstatistik 2003, Energiestatistik 2004).

In Abhängigkeit von den verschiedenen Verbrauchsszenarien ist etwa ab dem Jahr 2018 eine Deckungslücke bei der Strombeschaffung für den inländischen Verbrauch zu erwarten, die bis 2035 bis zu 22 TWh/a betragen könnte, dies entspricht mehr als einem Viertel des erwarteten inländischen Verbrauchs (Prognos 2006). Während auch in 2035 noch ausreichend Spitzenlast-Kraftwerke zur Verfügung stehen werden, öffnet sich die Deckungslücke insbesondere im Bereich der Grund- und Mittellast. Im Grundlastbereich könnte die Lücke bis zum Jahr 2035 etwa 3.400 MW betragen. Dies ist eine signifikante Größenordnung und entspricht etwa der heute installierten Übertragungsleistung der direkten Verbindungsleitungen zwischen Skandinavien und dem westlichen Mitteleuropa.

Zu beachten ist allerdings, dass die Deckungslücke in dieser Größenordnung im BAU-Szenario auftritt. In diesem Szenario ist eine substanzielle Veränderung der energiepolitischen Rahmenbedingungen ausgeschlossen. Wahrscheinlicher ist ein Import erneuerbarer Elektrizität zur ganzen oder teilweisen Deckung der Lücke in den energiepolitisch ambitionierteren Zielszenarien, in denen die Lücke nurmehr 12,7 TWh (1.700 MW) bzw. 5,8 TWh (1.000 MW) beträgt.

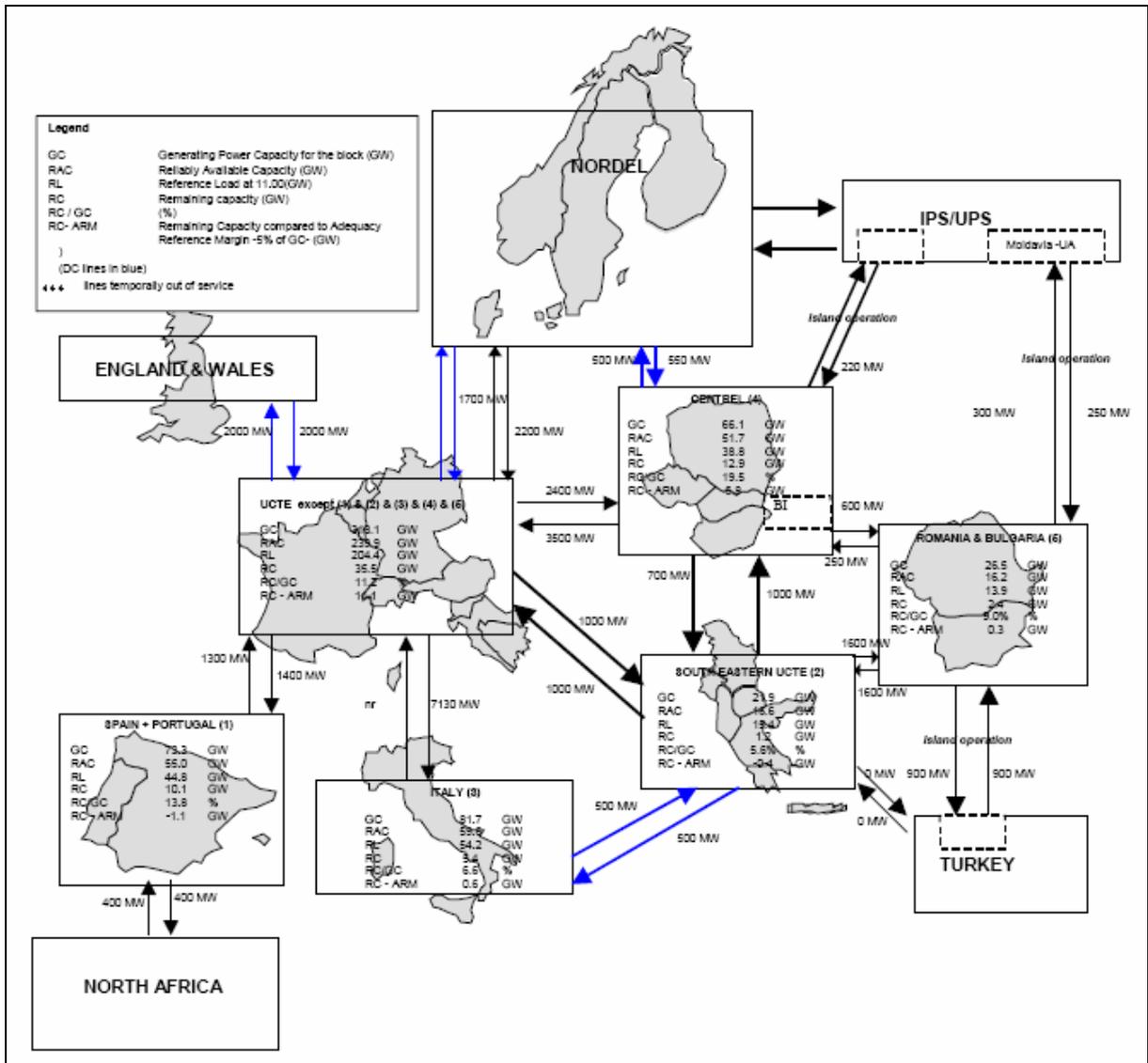
Der Schweiz steht eine Bandbreite von Optionen zur Verfügung, um diese Lücke zu schließen. Diese reicht vom Bau neuer Kraftwerke im Inland über die Schaffung neuer Bezugsrechte aus dem Ausland bis hin zur Forcierung der Stromeinsparung. In der hier vorgelegten Expertise soll ausschließlich untersucht werden, welche Möglichkeiten für den Strombezug aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland bestehen. In Abhängigkeit von der gewählten Gesamtstrategie kann diese Option einen unterschiedlich großen Anteil zur Schließung der erwarteten Deckungslücke beitragen. Dabei ist zu beachten, dass zur Deckung des Bedarfs der Schweiz in erster Linie ein Grundlastband erforderlich ist.

2.2. Wichtigste Trends im europäischen Strommarkt

Die Liberalisierung der Märkte für Elektrizität wurde im Bereich der EU durch die erste Strommarkt-richtlinie im Jahr 1996 eingeleitet und durch die sog. „Beschleunigungsrichtlinie“ aus dem Jahr 2003 weiter entwickelt. Nach den Feststellungen der EU-Kommission in ihren „Benchmarking Reports“ bleibt die reale Marktöffnung jedoch in vielen Ländern hinter den gesetzten Zielen zurück. Insbesondere der grenzüberschreitende Stromhandel wird durch Engpässe in den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie durch uneinheitliche Verfahren bei deren Allokation erschwert. Die EU hat verschiedene Regelungen zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Stromhandels erlassen und entsprechende Fragestellungen unter in den „Florenz-Prozess“ eingebracht, mit dem die Öffnung der europäischen Energiemärkte weiter vorangetrieben werden soll. Die Regulierungsbehörden europäischer Länder arbeiten u.a. in der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) zusammen, um die Barrieren im Netzzugang und im grenzüberschreitenden Stromhandel zu beseitigen.

Als jüngste Initiative treibt ERGEG die Entwicklung integrierter regionaler Teilmärkte in Europa voran (ERGEG 2006). Diese regionalen Märkte werden als wichtiger Schritt zur angestrebten Integration in einen einheitlichen Europäischen Binnenmarkt für Elektrizität gesehen. Die Schweiz wird in dieser Initiative einer Region zugeordnet, die neben der Schweiz Deutschland, Frankreich, Österreich, Italien, Slowenien und Griechenland umfasst. Dem gegenüber rechnet die UCTE die Schweiz zu einem mitteleuropäischen Block von Ländern, zu dem neben außer der Schweiz, Deutschland, Frankreich, Österreich und Slowenien auch die Benelux-Länder gehören.

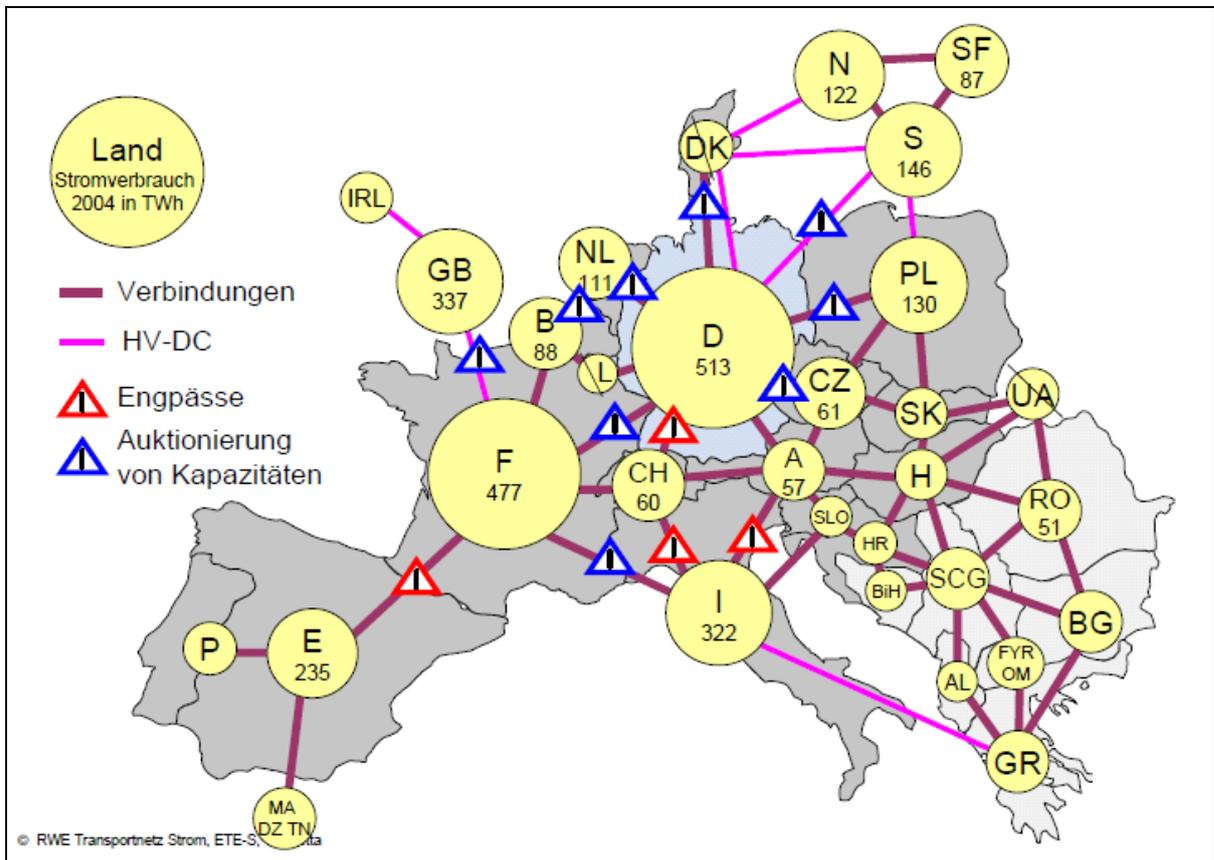
Figur 1: Regionen des UCTE-Gebietes mit Leistungsbilanz 2005 und Verbindungskapazitäten



Quelle: UCTE System Adequacy Forecast 2005 - 2015

Aktuell bestehen Engpässe in der Übertragungskapazität insbesondere zwischen Frankreich und der iberischen Halbinsel sowie unter anderem zwischen Deutschland und der Schweiz sowie den Niederlanden und auf verschiedenen Verbindungen nach Italien.

Figur 2: Engpass-Situation im europäischen Verbundnetz



Quelle: Vanzetta 2006

Knappe Übertragungskapazitäten werden in der Regel im Rahmen einer Auktion vergeben. Dies betrifft derzeit u.a. sowohl die Kapazitäten von der Schweiz in Richtung Italien als auch von Deutschland in Richtung Schweiz. Die europäischen Regulierer setzen sich dafür ein, dass die betreffenden Netzbetreiber die zusätzlichen Einnahmen aus den Auktionen zweckgebunden für Investitionen in die Ausweitung der knappen Kapazitäten verwenden, was offenbar bisher nicht immer der Fall ist.

Neben dem physischen Stromgroßhandel hat sich in den letzten Jahren auch ein separater Markt für Strom aus erneuerbaren Energien (REG-Strom) entwickelt. Dieser wurde getrieben zum einen durch die Anerkennung von Stromimporten durch Förderinstrumente für REG-Strom in einzelnen Ländern, in letzter Zeit jedoch auch zunehmend durch die Kundennachfrage nach Ökostrom. Letztere wird gestützt durch die europaweite Einführung einer Verpflichtung für Stromanbieter, ihren Kunden gegenüber die Herkunft des gelieferten Stroms nach den zur Erzeugung eingesetzten Energieträgern sowie den dabei entstandenen CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfällen zu kennzeichnen. Diese Kennzeichnung von Strom ist Bestandteil der novellierten Stromrichtlinie der EU und wurde auch in der Schweiz zum Anfang 2006 umgesetzt.

Zur Deckung des Bedarfs nach Ökostrom haben sich im grenzüberschreitenden Stromhandel vor allem zwei Verfahren herausgebildet:

- „Grüne“ Lieferverträge (vgl. Abschnitt 3.2.1)
Hier sichert der Erzeuger bzw. Lieferant dem Importeur zu, dass der gelieferte Strom aus erneuerbaren Energien stammt. Dies kann durch eine Energiemengen-Bilanzierung und ggf. durch deren Zertifizierung durch unabhängige Gutachter belegt werden.
- „Grüne Zertifikate“ (vgl. Abschnitt 3.2.2)
In diesem Fall erfolgt die Bilanzierung der Eigenschaften der gehandelten Strommengen auf Basis von Zertifikaten in einem separaten System. Die Zertifikate können unabhängig vom Stromhandel transferiert und eingelöst werden. Diese „Nachweise“ sind von den grünen „Förderzertifikaten“ zu unterscheiden, die in einigen mengenbasierten Fördersystemen für REG-Strom eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.4). In diesem Bereich hat sich europaweit das Renewable Energy Certificate System (RECS) durchgesetzt, das jüngst zum European Energy Certificate System (EECS) erweitert wurde.¹

Es ist bereits an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die „grünen Zertifikate“ noch nicht den physischen Bezug von Strom einschließen; dieser muss auf anderen (konventionellen) Wegen beschafft (und bezahlt) werden.

Im Rahmen der EU-Richtlinien zur Förderung von REG-Strom sowie von Strom aus hocheffizienter Wärme-Kraft-Kopplung (WKK-Strom) wurde ein sog. Herkunftsnachweis für Strom dieser beiden Erzeugungsarten eingeführt.² Obwohl der Zweck dieser Herkunftsnachweise in den betreffenden Richtlinien nicht eindeutig und abschließend definiert wurde, kann davon ausgegangen werden, dass sie eine ähnliche Funktion wie die Energiemengen-Bilanzierung im obigen Fall der „Grünen“ Lieferverträge (jedoch in standardisierter Form) oder wie die „Grünen Zertifikate“ haben können.

Angesichts der Vielfalt der möglichen Handels- und Bilanzierungssysteme für Strom besteht eine konkrete Gefahr, dass Teile der erzeugten Strommengen, insbesondere solche aus erneuerbaren Energien, doppelt gezählt werden.³ Dies kann beim Produzenten, im Stromhandel oder bei der Zuordnung zu Letztversorgern oder Endkunden passieren. Um die Zuordnung von erzeugten Strommengen zu Letztversorgern und Endkunden zuverlässiger und einfacher handhabbar zu machen, werden derzeit Vorschläge erarbeitet, wie ein einheitliches Bilanzierungssystem für die in Europa erzeugten und gehandelten Strommengen gestaltet werden könnte.⁴

2.3. Ausbaupfade und Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien in Europa

Eine Abschätzung des zu erwartenden Ausbaus der erneuerbaren Energien in Europa kann sich bis 2010 an den indikativen Ausbauzielen für REG-Strom orientieren, welche sich die EU-Länder und die in der EEA vertretenen EFTA-Staaten bis zu diesem Zeithorizont gesetzt haben. *Tabelle 1*

¹ Siehe <http://www.recs.org> und <http://www.aib-net.org>.

² Art. 5 der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt sowie Art. 5 der Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG.

³ Vgl. hierzu u.a. Vrolijk et al. (2004).

⁴ Vgl. das Forschungsvorhaben „A European Tracking System for Electricity (E-TRACK)“, <http://www.e-track-project.org>.

enthält eine Übersicht über die indikativen Ausbauziele der EU-25-Länder sowie von Norwegen und Island bis 2010.

Tabelle 1: Indikative Ausbauziele der EU-25-Staaten sowie von Norwegen und Island für REG-Strom bis zum Jahr 2010, bezogen auf den jeweiligen inländischen Stromverbrauch

Land	RES-E-Ziel [%]	Land	RES-E-Ziel [%]
Belgien	6,0	Estland	5,1
Dänemark	29,0	Lettland	49,3
Deutschland	12,5	Litauen	7,0
Finnland	31,5	Malta	5,0
Frankreich	21,0	Polen	7,5
Griechenland	20,1	Slovakische Republik	31,0
Irland	13,2	Slowenien	33,6
Italien	25,0	Tschechische Republik	8,0
Luxemburg	5,7	Ungarn	3,6
Niederlande	9,0	Zypern	6,0
Österreich	78,1		
Portugal	39,0	EU-15	22,0
Schweden	60,0	EU-10	11,0
Spanien	29,4	EU-25	21,0
Vereinigtes Königreich	10,0		
		Norwegen	90
		Island	99,5

Quellen: Richtlinie 2001/77/EG, Beitrittsverträge zur EU von 2003, EEA 2005

Die Schweiz hat sich bis 2010 das Ziel gesetzt, 63 TWh Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen. Bis 2030 sollen zusätzliche 5,4 TWh oder weitere 10% des heutigen Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gewonnen werden (BFE 2006).

Bei einem prognostizierten Gesamtbedarf von 3.430 TWh für die EU25 (DG TREN Trends to 2030) ergeben diese Ziele eine angestrebte REG-Strom-Erzeugung in 2010 von 754 TWh. Aktuelle Studien gehen allerdings in „Business as usual“-Szenarien von einer geringeren REG-Strom-Erzeugung von etwa 600 TWh für die EU-25 im Jahr 2010 aus (FORRES, DG TREN 2003). Dementsprechend sind zur Zielerreichung noch weitere politische Maßnahmen notwendig.

Die oben genannten europäischen Ausbauziele für REG-Strom bis 2010 entsprechen einem Gesamtziel für den Anteil von Erneuerbaren Energieträgern am Energiemix in der EU von 12 %. Das Europäische Parlament hat die Kommission und den Rat aufgerufen, ein Ziel von 20 % für den Anteil der erneuerbaren Energien am inländischen Energieverbrauch in der EU bis 2020 anzustreben (KOM 2004). Es ist dementsprechend zu erwarten, dass die indikativen Ziele für die REG-Strom-Erzeugung zumindest gemäßigt ambitioniert bis 2020 fortgeschrieben werden. In mehreren aktuellen Studien wurden für unterschiedliche Politikszenerarien die jeweils zu erwartende Entwicklung der REG-Strom-Erzeugung innerhalb Europas berechnet. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die für gleich bleibende politische Rahmenbedingungen (Business-as-usual-Szenario) berechnete Jahresproduktion innerhalb der EU-25 bzw. der EU-25 inklusive der Nachbarländer Bulgarien, Rumänien, Türkei, Schweiz und Norwegen. bis 2030.

Tabelle 2: Erwartete REG-Strom-Erzeugung in Europa bis 2030

Quelle	Bezugsgebiet	REG-E-Erzeugung [TWh]		
		2010	2020	2030
FORRES 2005	EU-25	607	901	
DG TREN 2003	EU-25	594	694	792
DG TREN 2003	EU-25+Nachbarn*	836	989	1147
		Gesamtbedarf [TWh]		
DG TREN 2003	EU-25	3431	3988	4477
DG TREN 2003	EU-25+Nachbarn*	3956	4687	5389
		REG-E-Anteil [%]		
DG TREN 2003	EU-25	17,3%	17,4%	17,7%
DG TREN 2003	EU-25+Nachbarn*	21,1%	21,1%	21,3%

*: EU25 + Bulgarien, Rumänien, Türkei, Schweiz, Norwegen

Quellen: Ragwitz et al. 2005, DG TREN 2003

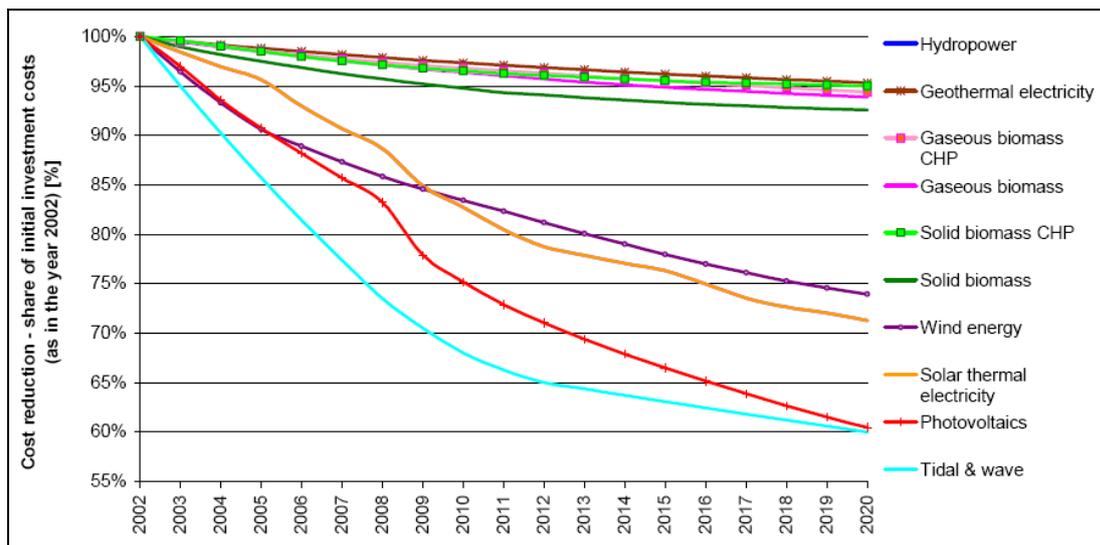
Zur Erfüllung der gesteckten Ziele kann auch importierter Strom herangezogen werden. Gemäss der Empfehlung der Kommission sollten hierfür Herkunftsnachweise verwendet werden. Dass die REG-Strom-Erzeugung der Business-as-Usual-Szenarien aktueller Studien hinter den anzunehmenden Zielwerten zurückliegen, lässt vermuten, dass mehrere Länder um die Anrechnung zusätzlicher Kapazitäten konkurrieren werden. Die Schweiz stünde also mit einer Strategie, ab etwa 2020 in nennenswertem Umfang REG-Strom zu importieren, in einer Konkurrenz mit anderen europäischen Ländern.

Die Kosten, die mit der Erschließung und Nutzung der REG-Strom-Potenziale verbunden sind, können zwischen einzelnen Ländern stark variieren. Sie hängen dabei von mehreren Faktoren ab. Bei den Erzeugungskosten sind dies:

1. Technisches Know-How und Skaleneffekte:
Mit zunehmender Entwicklung der Technologien zur REG-Strom-Erzeugung sowie der Nutzung von Skaleneffekten bei großmaßstäblicher Produktion und Anwendung dieser Technologien sinken die relativen Kosten bezogen auf die REG-Strom-Erzeugung. Dies betrifft sowohl die Betriebskosten als auch die notwendigen Investitionskosten. Dieser Effekt ist – bezogen auf die Investitionskosten – für das Business-as-Usual-(BAU)-Szenario der Green-X-Studie (Huber et al. 2004) in *Figur 3* dargestellt. Nennenswert sind hier insbesondere die Reduktionspotenziale bei PV und solarthermischer Energie, Gezeiten- und Wellenenergie sowie bei Windenergie. Die sich hieraus ergebende Kostendynamik ist für unterschiedliche Länder aufgrund des möglichen Wissenstransfers grundsätzlich vergleichbar.
2. Beschränkung der Potenziale aufgrund der geographischen und strukturellen Gegebenheiten der einzelnen Länder:
Dies umfasst z.B. die Niederschlagsmengen und hydraulisches Gefälle zur Nutzung der Wasserkraft und die Verteilung von windstarken Standorten zur Nutzung der Windenergie, aber auch landwirtschaftliche Potenziale zum Anbau von Biomasse für deren energetische Nutzung. Diese exogenen Faktoren beeinflussen die mögliche Auslastung installierter Anlagen zur REG-Strom-Erzeugung und wirken sich somit auf die Betriebskosten aus. Mit zunehmender Erschließung der natürlichen Potenziale bewirkt dies einen Anstieg der

durchschnittlichen Kosten, da günstige Standorte i.d.R. schon zu Beginn erschlossen werden. Die Unterschiede in den geographischen und strukturellen Rahmenbedingungen sind der Hauptgrund für Abweichungen zwischen den Erzeugungskosten in den einzelnen Ländern.

Figur 3: Entwicklung der Investitionskosten im BAU-Szenario der Green-X-Studie

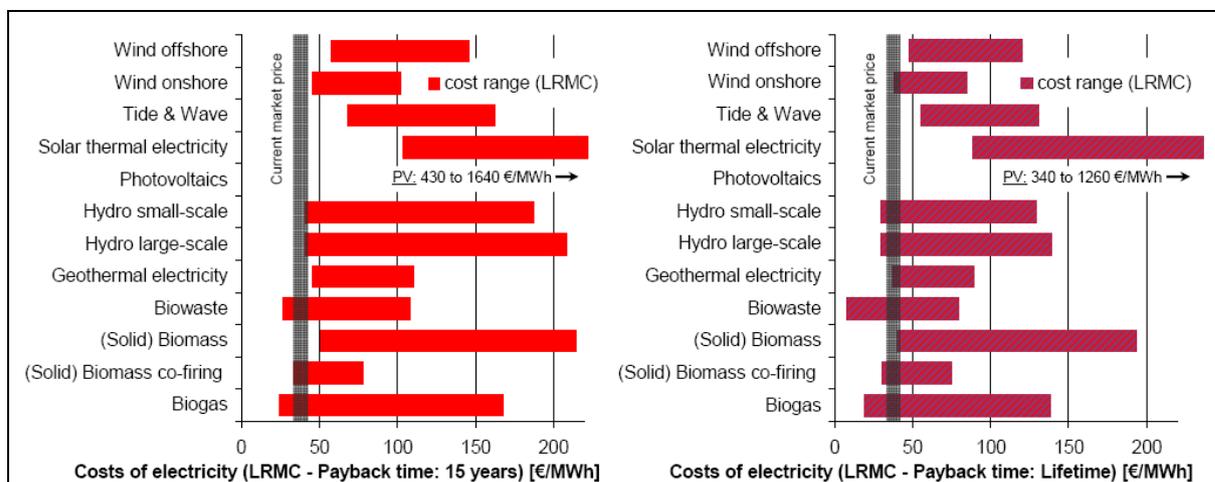


Quelle: Huber et al. (2004)

Betrachtet man nun die Entwicklung der Vollkosten zur REG-Strom-Erzeugung, so überlagern sich diese beiden Effekte. Eine Abschätzung der Entwicklungen ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Insgesamt kann jedoch von einem tendenziellen Rückgang der Kosten an günstigen Standorten ausgegangen werden. Die Studie Green-X analysiert die Vollkostenentwicklung für verschiedene Förderpolitikszenarien und prognostiziert bis 2012 durchschnittliche Mehrkosten für die Erzeugung von REG-Strom in der EU-15 gegenüber konventionellem Strom in Höhe von ca. 50 €/MWh (Huber et al. 2004). Bis 2020 sinken diese Mehrkosten in Abhängigkeit der modellierten Förderpolitik auf 20 bis 40 €/MWh. Die Mehrkosten für einzelne Länder können dabei beträchtlich voneinander abweichen.

Als Anhaltspunkt für die Bandbreite der Produktionskosten in Abhängigkeit von Standort und Technologie kann die in Figur 4 erfolgte Darstellung der langfristigen Grenzkosten für das Bezugsjahr 2005 dienen.

Figur 4: Langfristige Grenzkosten der REG-Strom-Erzeugung (Stand 2005), kalkuliert über eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren bzw. die Lebensdauer der Anlagen



Quelle: Resch et al. (2006)

In Abhängigkeit vom Grad der Potenzialerschließung werden sich die Kosten der einzelnen Technologien in Richtung des oberen Endes der angegebenen Bandbreiten entwickeln. Bei einer europaweiten, ambitionierten Ausbaustrategie für REG-Strom können sich daher die Zusatzkosten der erneuerbaren Energien über die vorstehend genannten Werte aus der Green-X-Studie hinaus erhöhen.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Kosten für die REG-Strom-Erzeugung sind hinsichtlich des Strombezugs auch Kosten für die Netznutzung sowie den eventuellen Bedarf von Regelenergie zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 2.5).

Zur abschließenden Bewertung der REG-Strom-Kosten bleibt festzustellen, dass diese immer im Vergleich mit den vermiedenen Kosten für den Bezug von Strom aus konventioneller Erzeugung betrachtet werden muss. Es kann davon ausgegangen werden, dass der derzeitige starke Preisanstieg auf den Energiemärkten als neues Preisniveau erhalten bleibt und auch in absehbarer Zukunft tendenziell weiter ansteigen wird. Dieser Effekt trägt entscheidend dazu bei, dass die Mehrkosten der REG-Strom-Erzeugung im Vergleich zur konventionellen Erzeugung tendenziell weiterhin abnehmen werden. Abhängig von gewählten Geschäftsmodell eines Imports in die Schweiz können die geforderten Preise der Erzeuger evtl. deutlich von den hier genannten Kosten abweichen.

2.4. Staatliche Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien

Der wesentliche Treiber für den weiteren Ausbau der REG-Kraftwerke sind die in allen europäischen Ländern eingesetzten Förderinstrumente. Hierzu gehören insbesondere die überwiegend genutzten Abnahmeverpflichtungen zu gesetzlich festgelegten Mindestvergütungen sowie steuerliche Begünstigungen und Mengenverpflichtungen für die Energiewirtschaft zur Erfüllung einer be-

stimmten Quote aus erneuerbaren Energien.⁵ Kennzeichnend für einige dieser Instrumente ist, dass die Strommenge, deren Erzeugung gefördert wurde, nicht mehr für den freien Stromhandel zur Verfügung steht. So wird z.B. der nach dem deutschen EEG geförderte Strom den Verbrauchern, die die Förderung über einen Preisaufschlag finanzieren, anteilig zugeordnet. Abweichend hiervon kann bei einigen Mengenverpflichtungen der geförderte Strom nach Erhalt der Förderung als REG-Strom auf dem Strommarkt veräußert werden.

Für die hier geführte Analyse bedeutet dies, dass von den im vorstehenden Abschnitt genannten Strommengen nur ein Teil auf dem Strommarkt zur Verfügung steht, und damit für Importe in die Schweiz in Frage kommt. Generell ist davon auszugehen, dass jedes europäische Land diejenigen REG-Strommengen, die durch nationale Förderinstrumente gefördert wurden, zur Erfüllung der eigenen Ausbauziele für erneuerbare Energien beanspruchen wird. Der Fokus für die Beschaffung von REG-Strom für den Import in die Schweiz wird daher eher auf den bereits bestehenden Anlagen liegen, oder aber Anlagen aus der nationalen Förderung anderer Länder „herauskaufen“. In dem Maße, wie die bestehenden Anlagen zur Erfüllung der politisch vereinbarten nationalen Ausbauziele benötigt werden, können allerdings die Preise für diese Strommengen spürbar steigen.

2.5. Problematik der intermittierenden Erzeugung

Im Gegensatz zur Stromerzeugung aus fossilen oder nuklearen Energien ist die Nutzung einiger erneuerbarer Energien kurzfristigen zeitlichen Schwankungen des Dargebots unterworfen. Dies betrifft insbesondere die Windkraft und die Solarenergie. So geht die Stromwirtschaft in Deutschland derzeit davon aus, dass nur 8% der installierten Kapazität der Windkraftanlagen als gesicherte Leistung dauerhaft zur Verfügung steht. In Prognosen für den künftigen Ausbau der Windenergie könnte dieser Wert sogar noch weiter absinken (DEWI et al 2005). Im Vergleich zum Dargebot aus Wasserkraft sind die Schwankungen bei der Windkraft kurzfristiger und weisen eine größere zeitliche Dynamik auf. Durch verbesserte Prognosemethoden für die Windkraftherzeugung kann die Ausregelung der intermittierenden Erzeugung besser planbar gemacht werden. Zudem weisen Wind- und Solarenergie zumindest in Ansätzen eine Korrelation mit dem typischen Tagesverlauf der Stromnachfrage auf. Insgesamt ist jedoch festzuhalten, dass das Leistungsprofil bei der Stromerzeugung durch Windkraft und Sonnenergie in Europa erhöhte Anforderungen an die Regelkraftwerke stellt und letztlich zu zusätzlichen Kosten führt, die in einer Gesamtbetrachtung mit berücksichtigt werden müssen.⁶ Im Fall des physischen Bezugs der REG-Strom-Erzeugung sind diese außerdem davon abhängig, ob die intermittierende Erzeugung vor Ort ausgeregelt und als so genannte Bandleistung durch das Netz geleitet wird, oder ob die Ausregelung erst in der Schweiz erfolgt.

⁵ Für die Quotenverpflichtungen werden i.d.R. sog. Förderzertifikate eingesetzt, durch deren Ankauf die Quote erfüllt werden kann (z.B. „Elcert“ in Schweden und „ROC“ in Großbritannien). Diese sind zu unterscheiden von den hier genannten REG-Strom-Zertifikaten. Förderzertifikate dienen zur Erfüllung einer Quotenverpflichtung, die als Verpflichtung zur finanziellen Förderung einer bestimmten Menge an REG-Strom zu interpretieren ist. Diese können z.B. nicht als Herkunftsnachweis im Sinne der Stromkennzeichnung eingesetzt werden. Dagegen repräsentieren die REG-Strom Zertifikate das Eigentum an einer regenerativ erzeugten Strommenge und können für die Stromkennzeichnung verwendet werden.

⁶ Bei solarthermischen Kraftwerken in besonders sonnenreichen Gebieten in Südeuropa, insbesondere aber in Nordafrika ist mit einer geringeren Volatilität der Erzeugung zu rechnen. Diese Anlagen werden aber eher gegen Ende des hier betrachteten Zeitraums relevante Beiträge leisten können.

Andere Formen der erneuerbaren Energien sind solchen Schwankungen nicht unterworfen. So können biogene Brennstoffe i.d.R. ausreichend bevorratet werden und geothermische Quellen können als Grundlastanlagen betrieben werden. Mit der Windkraft betrifft die Problematik der intermittierenden Erzeugung jedoch das mittelfristig bedeutendste, relativ kostengünstige Potenzial zur Erzeugung von REG-Strom in Europa.

3. Grundsätzliche Möglichkeiten für Stromimporte aus erneuerbaren Energien

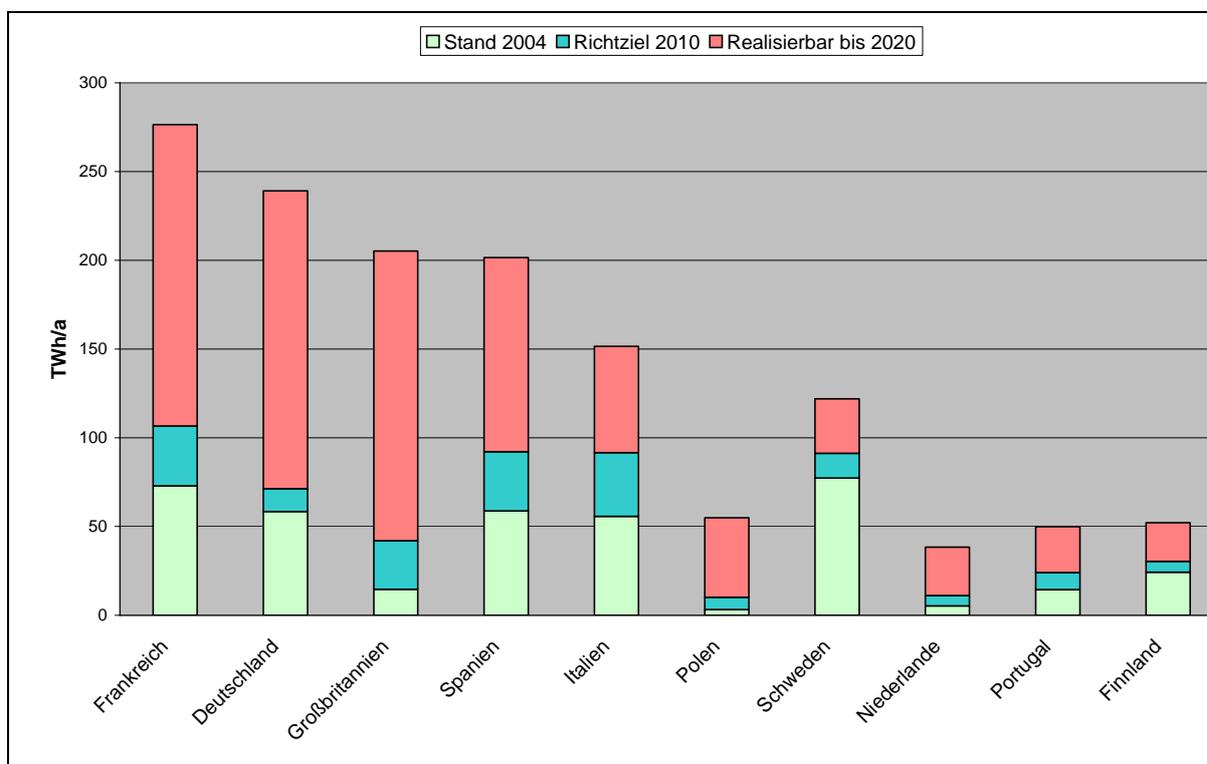
3.1. Potenzielle Exportländer und einsetzbare Technologien

Die Entwicklung der REG-Strom-Erzeugung innerhalb der Europäischen Union ist insbesondere getrieben durch die Umsetzung der europäischen Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die damit verbundenen nationalen Förderpolitiken. Ob der produzierte Strom dabei frei auf dem Markt gehandelt werden kann und somit potenziell für den Bezug in die Schweiz zur Verfügung steht, hängt dabei von dem implementierten Fördermodell ab (vgl. Abschnitt 2.4). Allerdings wird kaum eine Entwicklung der internationalen Bilanzierungsregelungen in der Hinsicht zu erwarten sein, dass Strom, der mit Unterstützung eines Staates durch nationale Förderpolitik produziert wurde, nach möglichem Export zur Anrechnung auf nationale Zielwerte des Importlandes zugelassen sein wird. Dies gilt auch für Nicht-EU-Länder wie bspw. Norwegen, welches sich bis 2010 ein REG-Strom-Erzeugungsziel von 90 % gesetzt hat, und voraussichtlich längerfristig auch für die potenziellen Exportländer in Nordafrika.

Der Anreiz zum Zubau von Erneuerbaren Energien aufgrund der aktiven Nachfrage von Endverbrauchern ist hingegen deutlich geringer. Nach Erhebungen der aktuellen CLEAN-E-Studie ist die Nachfrage nach gelabelten Ökostromprodukten mit Ausnahme der Niederlande sowie von Schweden unter 5% der jeweiligen nationalen Gesamtproduktion. Es ist anzunehmen, dass die aktive Nachfrage durch die Verbraucher trotz Marktliberalisierung und unterstützender Politikinstrumente (z.B. Stromkennzeichnung) auch weiterhin höchstens einen ergänzenden Anreiz zum Ausbau der Erzeugung von REG-Strom bietet. Da weiterhin davon ausgegangen werden kann, dass das Design der nationalen Förderpolitiken auf die jeweilige Zielerreichung abgestimmt ist, ist für die Planung eventueller REG-Strom-Importe in die Schweiz entscheidend, welche Länder Potenziale zur REG-Strom-Erzeugung über nationale Zielwerte hinaus haben. Figur 5 gibt einen Überblick über die EU-Länder mit den größten Ausbaupotenzialen bis 2020. Nennenswert ist darüber hinaus Norwegen mit seinem hohen Anteil an Strom aus Wasserkraft und seinem Windkraftpotenzial.

Die zusätzlich realisierbaren Potenziale liegen bei unterschiedlichen Technologien bzw. Energieträgern (Resch et al. 2006). Während die Nutzung von Windenergie in den meisten betrachteten Ländern große weitere Potenziale hat, bestehen für Biomasse insbesondere in Finnland, Schweden und Deutschland noch große Entwicklungs- und Ausbaupotenziale. In Portugal sowie Großbritannien ist die Nutzung von Wellen- und Gezeitenenergie in beträchtlichem Maß ausbaufähig, Spanien weist außerdem beträchtliche Potenziale zum Ausbau solarthermischer Kapazitäten auf. Welche REG-Strom-Erzeugung sich für eine Schweizer Beteiligung oder für eine Lieferung in die Schweiz anbietet, hängt unter anderem davon ab, zu welchen Kosten die Erzeuger eine marktfähige Erzeugungsscharakteristik (insb. bei intermittierender Erzeugung) anbieten können und welche Preise sie von Schweizer Interessenten verlangen können.

Figur 5: EU-Länder mit den größten Ausbaupotenzialen für REG-Strom bis 2020



Angegeben ist das als realisierbar eingeschätzte Potenzial bis 2020 unter Einrechnung der Wirkung von nationalen Förderinstrumenten. Norwegen als Nicht-EU-Mitglied ist hier nicht dargestellt.

Quelle: Resch et al. (2006)

Neben den hier dargestellten Potenzialen könnte im Zeitraum ab 2020 ein nennenswerter Beitrag auch durch solarthermische Kraftwerke in den sonnenreichen Gebieten Nordafrikas geleistet werden. Entsprechende Potenziale werden in den Langfrist-Szenarien z.B. der deutschen Bundesregierung in die Betrachtung mit einbezogen. Ihre Realisierung erfordert neben der weiteren Entwicklung der Kraftwerkstechnologien auch einen Aufbau der nötigen Infrastruktur für den Stromtransport und den Transfer nach Europa. Es erscheint allerdings unwahrscheinlich, dass ein Ausbau dieser Infrastruktur bis 2020 bereits in nennenswertem Maße erfolgen könnte.

Gemäß den Erläuterungen der EU-Kommission können importierte REG-Strommengen dann auf die Erfüllung der Ausbauziele von Mitgliedsländern angerechnet werden, wenn diese durch Herkunftsnachweis gemäß der Richtlinie 2001/77/EG belegt sind und die beteiligten Regierungen eine Vereinbarung über die Anerkennung der exportierte Strommenge im Importland treffen (KOM 2004).

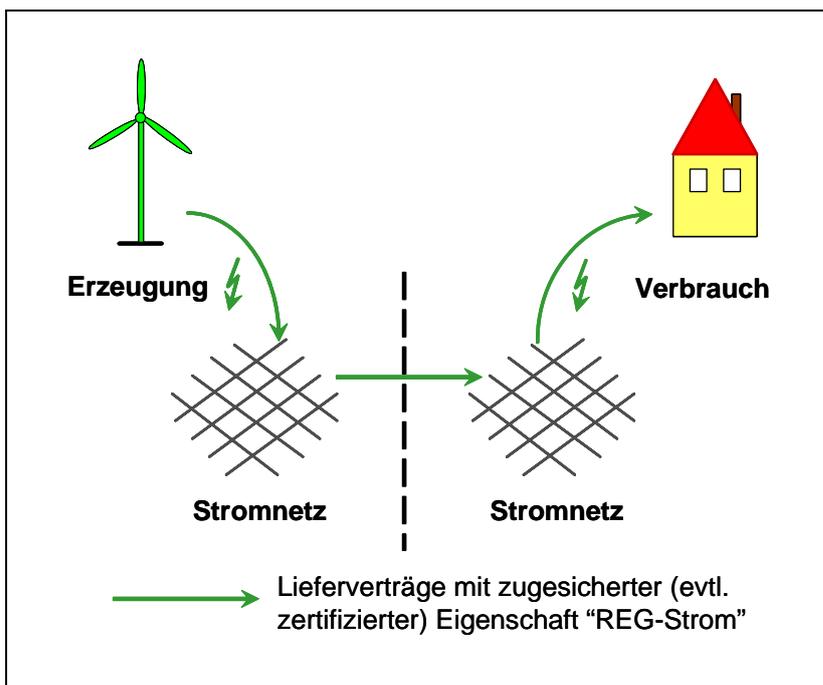
3.2. Denkbare Geschäftsmodelle

3.2.1. Physischer Strombezug

In diesem Falle erfolgt die Strombeschaffung auf dem in der Stromwirtschaft üblichen Weg über eine Durchleitungsvereinbarung. Dies bedeutet, dass die für den Import in die Schweiz vorgesehene Erzeugungsmenge gemäß eines vereinbarten Lastfahrplans bereitgestellt und ins Netz des

Exportlandes eingespeist wird. Damit der Stromfluss (rechnerisch) möglich ist, müssen die entsprechenden Leitungskapazitäten insbesondere an den Kuppelstellen zwischen den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber bis über die Schweizer Landesgrenze hinweg vertraglich vereinbart und bezahlt werden. Gemäß diesen Vereinbarungen können Schweizer Versorgungsunternehmen dann eine dem Lastfahrplan entsprechende Leistung aus dem Netz entnehmen.

Figur 6: Schematische Darstellung der Bezugsoption „Physischer Strombezug“



Quelle: Eigene Darstellung

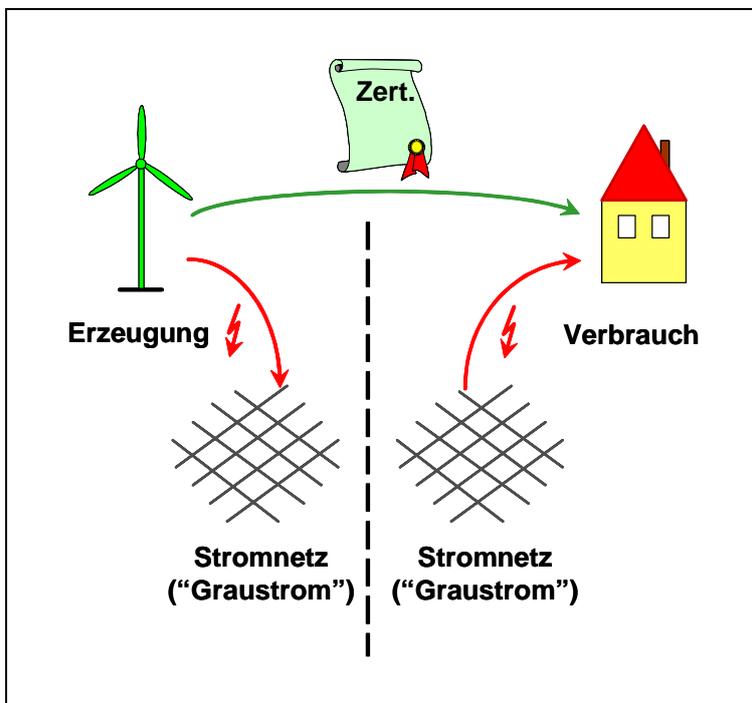
Die Tatsache, dass die Lieferung in die Schweiz auf erneuerbaren Energien basiert, kann im Stromnetz selbst nicht überprüft werden. Dies muss vielmehr Gegenstand der vertraglichen Vereinbarung der Schweizer Partner mit dem Erzeuger sein. Dieser sollte verpflichtet werden, die regenerative Eigenschaft der Erzeugung durch Vorlage von Herkunftsnachweises gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG zu belegen.

Eine vertiefte Diskussion der Bezugsoption „Physischer Strombezug“ erfolgt in Abschnitt 4.

3.2.2. Nutzung von Zertifikaten

Im Falle einer Nutzung von Zertifikaten wird die „grüne“ Eigenschaft der Stromerzeugung vom vertraglichen (und physischen) Stromfluss abgetrennt (vgl. Figur 7). An die Stelle einer vertraglichen Durchleitung des REG-Stromes vom Erzeugerland in die Schweiz als Importeur wird nur das Zertifikat übertragen. Das Zertifikat entsteht bei der Stromerzeugung und verbrieft die Eigenschaft der regenerativen Energieerzeugung. Der erzeugte Strom darf in diesem Fall nicht mehr als Strom aus erneuerbaren Energien verkauft oder verwendet werden. Vielmehr ist er als sog. „Graustrom“ anzusehen, der keine spezifischen Herkunftseigenschaften hat. Spiegelbildlich hierzu muss jedoch auf Seiten der Schweiz neben dem Zertifikat auch noch Graustrom beschafft (und bezahlt) werden, um den Strombedarf physikalisch decken zu können.

Figur 7: Schematische Darstellung der Bezugsoption „Nutzung von Zertifikaten“



Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich zum physischen Strombezug wird also auf eine vertragliche Stromlieferung aus der regenerativen Erzeugungsanlage zum Verbrauch in der Schweiz verzichtet. Vertraglicher Stromfluss und Bilanzierung der Erzeugungseigenschaften werden voneinander getrennt betrachtet. Gegenüber dem physischen Strombezug findet eine stärkere Abstraktion statt. Das Ergebnis für Erzeuger und Verbraucher unterscheidet sich dabei insbesondere hinsichtlich der Lastflüsse im Übertragungsnetz.

Eine vertiefte Diskussion der Bezugsoption „Nutzung von Zertifikaten“ erfolgt in Abschnitt 5.

3.2.3. Beschaffung über langfristige Bezugsverträge

Die „klassische“ Methode für die Abwicklung eines Stromimportes ist, dass der Verbraucher sich einen geeigneten Erzeuger sucht und mit diesem einen Liefervertrag über einen bestimmten Zeitraum und mit einem bestimmten Leistungsfahrplan abschließt. Im konkreten Fall der in der Schweiz zu schließenden Deckungslücke würde es sich dabei mit um eine erhebliche Strommenge handeln (Grundlastband von bis zu 3.750 MW im Jahr 2035, Arbeit insgesamt bis zu 22 TWh/a), die zum anderen auch langfristig, über Jahre oder sogar Jahrzehnte hinweg kontrahiert werden soll. Eine solche Strommenge müsste außerhalb des eher kurzfristig orientierten Strommarktes im Rahmen eines längerfristigen Liefervertrages kontrahiert werden.

Es ist allerdings auch denkbar, dass im Rahmen eines energiepolitisch ambitionierteren Szenarios die benötigten Arbeits- und Leistungsbedarfe geringer werden oder nur ein Teil der Lückendeckung „grün“ und im Ausland beschafft wird.

Aus Sicht der Erzeuger haben derartige Verträge durchaus Vorzüge gegenüber einer kurzfristigen Vermarktung der Stromerzeugung. Durch einen langfristigen Vertrag können die (bei REG-Strom-Anlagen im Vergleich zu anderen Kraftwerken besonders hohen) Investitionen gut abgesichert werden.

Im Vergleich zur nachstehend beschriebenen Beschaffung über Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen haben langfristige Lieferverträge für die Schweizer Seite u.a. folgende Vorteile:

- Über die Vertragslaufzeit können die Bedingungen des Strombezugs fest vereinbart oder aber an geeignete Indices gleitend angelehnt werden. Hierdurch erhalten beide Seiten eine gewisse Planungssicherheit.

Für die gleitende Variante wäre eine Orientierung an einem Börsenindex für „Graustrom“ zzgl. eines vereinbarten Aufschlages für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien typisch.

- Die Bindung an einzelne Erzeuger und ihre Kraftwerke ist weniger stark als bei einer direkten Beteiligung. Nach Abschluss einer Vertragslaufzeit oder durch außerordentliche Kündigung besteht die Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln und damit z.B. kostengünstigere Optionen wahrzunehmen.
- Die Schweizer Abnehmer müssen kein eigenes Kapital investieren.
- I.d.R. wird der Erzeuger sich verpflichten, intermittierende Erzeugung (z.B. aus Windkraft oder Solarenergie) in eine handelsfähiges Grundlastband auszuregulieren und diese Kosten in sein Angebot einkalkulieren. Damit entfällt für die Schweizer Abnehmer das entsprechende Risiko.

3.2.4. Beschaffung über Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen

Angesichts des Volumens der zu kontrahierenden Strommenge und des langfristigen, strukturell bedingten Importbedarfs kommt als Alternative zu langfristigen Bezugsverträgen auch eine direkte Beteiligung der Schweizer Energiewirtschaft an den regenerativen Kraftwerken im Ausland in Frage. Denkbar wäre es z.B., die Anlagen in Kooperation mit einem im Produktionsland ansässigen Unternehmen zu planen, zu errichten und zu betreiben, oder aber Anteile an bereits fertig gestellten Anlagen zu übernehmen.

Angesichts des erheblichen Kapitalbedarfs für den längerfristig geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa ist es durchaus zu erwarten, dass lokale Erzeuger einer Beteiligung ausländischer Partner nicht abgeneigt sind.

Im einfachsten Fall würden die Schweizer Anteilseigner den ihrem Eigentumsanteil entsprechenden Teil der Stromerzeugung über eines der vorstehend genannten Liefermodelle importieren. Denkbar ist jedoch auch eine Kombination mit einem (langfristigen) Liefervertrag für die Anlagenanteile, die nicht im Eigentum Schweizer Akteure sind, so dass die gesamte Produktion der Anlage der Schweiz zugute käme.

Im Vergleich zur vorstehend beschriebenen Beschaffung über langfristige Lieferverträge haben Beteiligungen an den Erzeugungsanlagen für die Schweizer Seite u.a. folgende Vorteile:

- Durch die eigene Investition sind die Kosten für den Stromimport in die Schweiz nicht mehr an die Schwankungen der Marktpreise gekoppelt, sondern können weitgehend abgesichert werden. Damit entfällt ein wesentliches Kostenrisiko bei der Strombeschaffung.
- Als (Mit-) Eigentümer können die Schweizer Anteilseigner über die Fahrweise der Anlagen (mit) entscheiden und dabei versuchen, diese im Rahmen der gegebenen Möglichkeiten auf die Anforderungen der Schweizer Verbraucher abzustimmen.
- Es entfallen die beim Stromhandel oft als Intermediäre beteiligten Broker und die an diese zu entrichtenden Honorare.

3.2.5. Übersicht über die möglichen Geschäftsmodelle

Die vorstehend genannten Optionen für die Abwicklung des Liefergeschäftes und die beiden Möglichkeiten für die Lieferung des REG-Stroms (bzw. der regenerativen Eigenschaften der Erzeugung in Form von Zertifikaten) sind grundsätzlich beliebig miteinander kombinierbar. Die nachfolgende Figur zeigt die sich ergebenden Kombinationen.

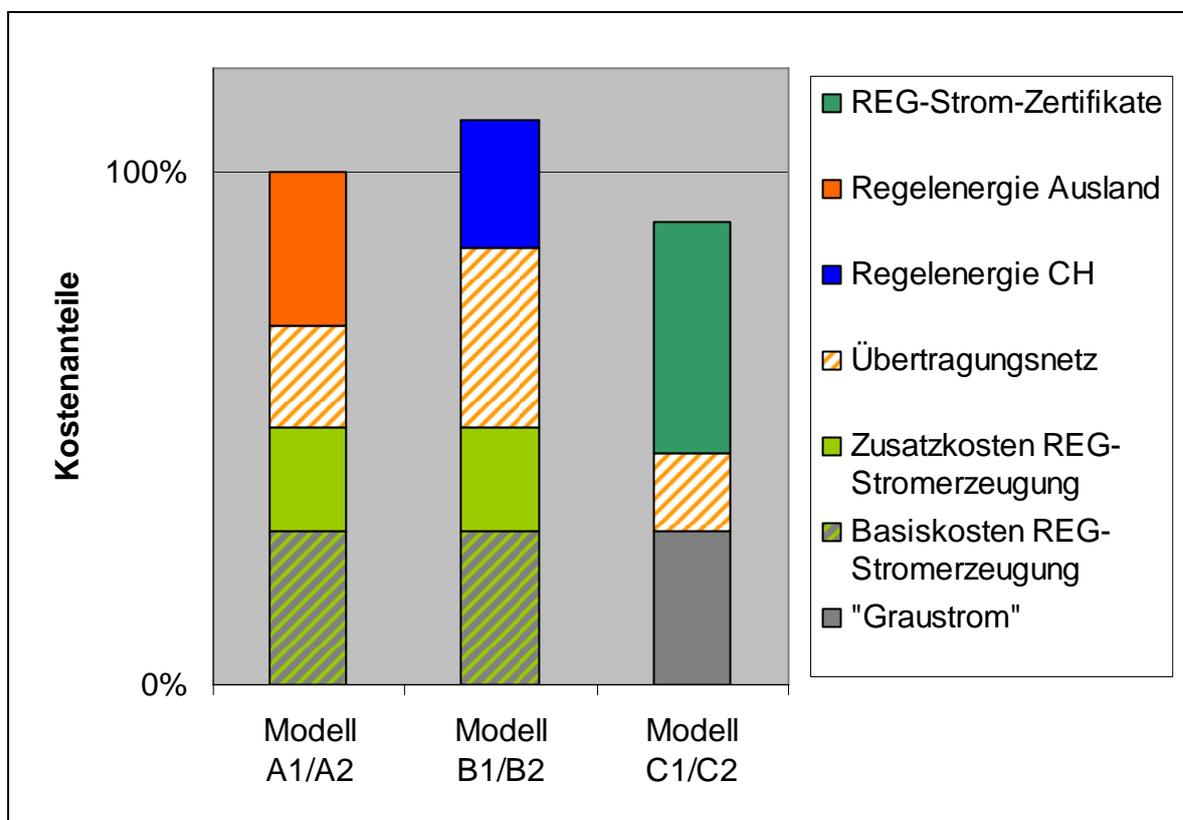
Figur 8: Übersicht zu den denkbaren Geschäftsmodellen für REG-Strom-Import

		Langfristige Bezugsverträge mit den Eigentümern	Beteiligung Schweizer Akteure am Eigentum der Anlagen
Physische Durchleitung von REG-Strom	Ausregelung intermittierender Erzeugung im Exportland	Modell A1	Modell A2
	Ausregelung intermittierender Erzeugung in der Schweiz	Modell B1	Modell B2
Import von „grünen Zertifikaten“ plus Bezug von „Graustrom“	Ausregelung intermittierender Erzeugung nicht relevant	Modell C1	Modell C2

Quelle: Eigene Darstellung

Die Struktur der von den Schweizer Akteuren zu tragenden Kosten dieser Varianten kann schematisch wie folgt dargestellt werden.

Figur 9: Kostenstruktur der Varianten (schematisch)



Quelle: Eigene Darstellung (prognos/Öko-Institut)

Hierbei ist unter derzeitigen Marktbedingungen damit zu rechnen, dass das Modell C1/C2 in absoluter Höhe die geringsten Kosten verursacht. Aus Sicht der Schweizer Akteure sind die Kosten für die REG-Stromerzeugung durch eine geeignete Beschaffungsstrategie am ehesten zu beeinflussen. Hiermit gekoppelt sind auch die Kosten der REG-Strom-Zertifikate. Die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetze sowie die ausländische Regelenergie können dagegen aus Sicht der Schweiz kaum beeinflusst werden.

4. Physischer Strombezug – Möglichkeiten und Grenzen

In der hier betrachteten Variante wird die REG-Stromerzeugung vom ausländischen Kraftwerk durch das europäische Verbundnetz bis in die Schweiz durchgeleitet. Wie schon in Abschnitt 3.2.1 beschrieben wurde, ist es hierzu erforderlich, die entsprechenden Übertragungskapazitäten bei den betroffenen Netzbetreibern zu buchen und zu bezahlen.⁷ Angesichts der derzeitigen Situation im

⁷ Dabei führt die vereinbarte Stromlieferung nicht notwendigerweise zu einem direkten Stromfluss vom Erzeugerland in die Schweiz. Vielmehr ergeben sich die physischen Stromflüsse im Verbundnetz aus dem konkreten Kraftwerkeinsatz und dem Abnahmeverhalten der Nachfrager. Dabei überlagern sich eine Vielzahl von Lieferabkommen gegenseitig. Zusammen mit den nicht planbaren Fahrplanabweichungen auf Erzeugungs- und Abnahmeseite, die durch Reser-

europäischen Netz ist es nicht a priori gesichert, dass diese Kapazitäten physisch und für Vertragsbeziehungen verfügbar sind.

Hierbei können für jedes Netzgebiet und jede Kuppelstelle drei typische Situationen unterschieden werden:

- Freie Kapazität verfügbar
Sofern es keine Engpässe im Netzbereich gibt, können die erforderlichen Kapazitäten problemlos gebucht werden. In diesen Fällen sollten Übertragungsgebühren im Regelfall nach dem sog. „entry-exit“-Modell berechnet werden. Dies bedeutet, dass für die Erzeugungsanlage und die Verbraucher die im jeweiligen Netzgebiet typischen Übertragungsnetzgebühren zu zahlen sind. Diese sind jedoch unabhängig von der räumlichen Entfernung der Einspeisung von der Entnahme und von der Anzahl der dazwischen liegenden Netzgebiete.
- Zusätzliche Belastung von „Bottlenecks“
In einigen Bereichen des europäischen Übertragungsnetzes, insbesondere an einigen Übergabestellen zwischen den Übertragungsnetzen verschiedener Länder, bestehen heute Leistungsengpässe. In diesem Falle werden die verfügbaren Kapazitäten i.d.R. versteigert. Dies kann zu erheblichen zusätzlichen Gebühren für die Nutzung der Übertragungsnetze führen.⁸
- Entlastung von „Bottlenecks“
Sofern die zu kontrahierende Lieferung einer derzeit bestehenden Überlast an einem Engpass entgegen wirkt, würden mindestens keine Zusatzgebühren für den Engpass anfallen. Denkbar wäre sogar, dass für die Entlastung des Engpasses eine Gutschrift erzielbar ist.

Eine solche Situation wäre z.B. denkbar bei zusätzlichen Lieferungen von aus Windkraft oder Solarenergie erzeugtem Strom aus Spanien über Frankreich in die Schweiz. Hiermit würden Lastflüsse entstehen, die den derzeit überwiegender Belastungen der Kuppelstellen entgegen wirken.

Angesichts des hier zur Diskussion stehenden Volumens der erwarteten Deckungslücke (Grundlastband mit einer Leistung von bis zu 3.750 MW bis zum Jahr 2035) würde sich eine Bezugsvereinbarung der Schweiz mit ausländischen Lieferanten in jedem Falle spürbar auf die Lastsituation im europäischen Verbundnetz auswirken.

Bei einer Bewertung der Auswirkungen eines derartigen Bezugsgeschäfts sollte allerdings nicht von der heutigen Lastsituation im europäischen Netzverbund ausgegangen werden. Vielmehr gilt es abzuschätzen, welche Veränderungen sich im hier betrachteten Zeitraum bis 2035 und darüber hinaus ergeben werden. Dabei sind folgende Entwicklungen absehbar:

ve- und Regelkraftwerke ausgeglichen werden müssen, ergeben sich schließlich die realen Lastflüsse. Diese sind keinem einzelnen Liefervertrag mehr einzeln zuzuordnen.

⁸ Im Idealfall sollten die betroffenen Netzbetreiber die zusätzlichen Einnahmen aus der Auktionierung der knappen Kapazitäten für Investitionen zur Beseitigung des Engpasses verwenden. Dies ist jedoch in der Praxis nicht immer der Fall.

- Die derzeit bestehenden Engpässe im Übertragungsnetz werden bis 2035 mit großer Sicherheit beseitigt worden sein. Bis 2020 ist jedoch noch nicht mit perfekten Rahmenbedingungen für den Stromhandel zu rechnen.
- Es ist davon auszugehen, dass die Konditionen zur Netznutzung innerhalb der EU im Laufe der Zeit kontinuierlich besser koordiniert werden.
- In diesem Zeitraum werden sich jedoch auch die Lastflüsse im europäischen Stromverbund verändern. Je nach denkbarer Entwicklung können diese Veränderungen gravierend sein und die Rahmenbedingungen für Lieferungen in die Schweiz deutlich verschieben. Zu den wesentlichen Einflussgrößen gehören:
 - Standortwahl neuer konventioneller und ggf. nuklearer Großkraftwerke
 - Veränderungen im Leistungsbedarf verschiedener europäischer Länder
 - Veränderungen im Kraftwerkspark aufgrund eines forcierten Ausbaus der erneuerbaren Energien in Europa

Insbesondere der dritte genannte Aspekt könnte sich deutlich auf die Rahmenbedingungen für einen Stromimport aus erneuerbaren Energien in die Schweiz auswirken. Das Beispiel der deutschen „Netzstudie“ zeigt, dass ein forciertes Ausbauen der erneuerbaren Energien im Stromsektor bereits in einer nationalen Betrachtung zu deutlich veränderten Leistungsflüssen führen kann, die einen Neubau von Übertragungsleitungen erfordern (DEWI et al. 2005).

Wenn die europäischen Staaten sich über das Jahr 2010 hinaus weitere ambitionierte Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzen, dann wird der überregionale Austausch von REG-Strom eine wesentlich größere Bedeutung erhalten als bisher und könnte zu einem der bestimmenden Faktoren für die weitere Entwicklung des europäischen Verbundnetzes werden. Da neben der Schweiz auch andere Länder mittel- und längerfristig auf Importe aus REG-Strom setzen werden, ist mit einer Konkurrenz um die dann bestehenden Leitungskapazitäten zu rechnen. Dabei ist es durchaus denkbar, dass sich z.B. der bisher vorwiegende Stromfluss aus Frankreich über Spanien nach Portugal langfristig umkehrt in einen Netto-Export der sonnen- und windreichen Länder der iberischen Halbinsel in die Länder des westlichen Mitteleuropas. Ohne vorausschauende Investitionen in die Netze könnten damit die heute bestehenden Engpässe an den Koppelstellen in einigen Jahrzehnten erneut zum Engpass werden, jedoch bei umgekehrter Richtung des Stromflusses.

Angesichts dieser Unsicherheiten käme zumindest theoretisch auch die Möglichkeit in Betracht, die erforderlichen Übertragungskapazitäten für den Import von REG-Strom in die Schweiz durch Investitionen Schweizer Akteure aufzubauen. Langfristig könnte eine derartige Investition dann in Betracht kommen, wenn die derzeitigen Netzbetreiber durch die Regulierung nicht zu einer wettbewerbsfähigen Gestaltung der Durchleitungsentgelte gebracht werden können, sondern dauerhaft Monopolrenditen erzielen. In diesem Fall könnte eine solche Investition in Betracht kommen. Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass für den Export von REG-Strom in die Schweiz mehrere Regionen in Frage kommen (z.B. Skandinavien und Spanien, letzteres mit Perspektive auf eine langfristig bessere Anbindung nach Nordafrika), so dass u.U. mehrere Leitungen gebaut werden müssten. Zudem stellen allein die Genehmigungsverfahren für eine derartige, mehrere Länder übergreifende Leitung eine erhebliche Herausforderung dar, die von Schweizer Akteuren alleine vermutlich nur mit Schwierigkeiten zu bewältigen wäre. Zudem wären die zu leistenden Investitionen erheblich: Auf der Grundlage der in (DEWI et al. 2005) genannten Kosten würden für eine 2.000 km lange 380kV-Leitung mit vier Stromkreisen Investitionen in Höhe von ca. 2,8 bis 3,5 Mrd.

EUR (4,4 bis 5,5 Mrd. CHF) anfallen. Dies entspricht etwa der erwartbaren Leitungslänge von der Schweiz nach Spanien oder Südkandinavien. Falls beide Regionen durch neue Leitungen angebunden werden sollen, wäre also mit Investitionen in Höhe von 5,6 bis 7,0 Mrd. EUR (8,8 bis 11 Mrd. CHF) zu rechnen.

Schließlich ist beim physischen Strombezug die Frage zu klären, welcher Akteur für die Ausregelung der fluktuierenden Erzeugung von REG-Technologien wie der Windkraft und Solarenergie zuständig ist und wie die damit verbundenen Kosten allokiert werden. Übliche Praxis ist derzeit, dass der Erzeuger, ggf. mit Hilfe eines Partners, die Stromerzeugung in einen vereinbarten Fahrplan (oftmals ein Grundlastband) veredelt. Hierzu ist ein Zugriff auf Reservekraftwerke mit einer Kapazität entsprechend des nicht gesicherten Leistungsanteils der regenerativen Erzeugungsanlagen erforderlich. Die mit der Veredelung verbundenen Kosten werden in diesem Fall in den vereinbarten Preis für die Lieferung des REG-Stroms einkalkuliert.

Angesichts der in der Schweiz verfügbaren großen Kapazitäten an Spitzenlast-Kraftwerken wäre es alternativ hierzu denkbar, dass der ausländische REG-Erzeuger seinen Strom ohne Veredelung ins Netz einspeist und die erforderliche Ausregelung auf Schweizer Seite erfolgt. Diese Option stellt allerdings eher eine bilanzielle als eine direkte physikalische Ausregelung auf große Distanz dar. Die möglichen ökonomischen Vorteile einer Ausregelung auf Schweizer Seite sind in diesem Fall mit den evtl. erhöhten Kosten für die Leitungskapazitäten für den Stromtransit in die Schweiz abzuwägen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der physische Strombezug bei den großen, hier zur Diskussion stehenden Strommengen mit nennenswerten Kostenrisiken verbunden sein kann. Die Höhe der zu erwartenden Kosten hängt u.a. von der in Frage stehenden Region ab, in der die regenerative Stromerzeugung stattfindet. Darüber hinaus haben jedoch viele weitere Faktoren Einfluss auf die Kosten einer Stromübertragung, die außerhalb des Einflussbereiches der Schweizer Stromwirtschaft liegen. Als alleinige Lösung zur Schließung der in der Schweiz erwarteten Deckungslücke kann daher ein physischer Bezug von REG-Strom nicht empfohlen werden.

5. Abwicklung über Zertifikate – Möglichkeiten und Grenzen

Wie in Abschnitt 3.2.2 bereits skizziert wurde, stellt die Nutzung von Zertifikaten für die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien eine Kombination von zwei getrennten Liefergeschäften dar:

- Zur Deckung des physischen Strombedarfs wird bei einem beliebigen Stromlieferanten sog. „Graustrom“, also (physischer) Strom ohne bestimmte, vom Erzeuger zugesicherte Herkunft, eingekauft.
- Dieser Strom wird veredelt durch die Kombination mit der Beschaffung von einer der Strommenge entsprechenden Anzahl von Zertifikaten, die eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien repräsentieren. Durch den Kauf der Zertifikate werden die Schweizer Akteure Eigentümer der regenerativen Erzeugungseigenschaften der betreffenden Strommenge. Der Betreiber des Kraftwerks, in dem die Zertifikate erzeugt wurden., verpflichtet sich dabei, seinen Strom seinerseits als Graustrom zu verkaufen. Durch Entwertung der Zertifikate durch die Schweizer Eigner wird ihr Wert realisiert und die Zertifikate vom Markt entfernt.

Der wesentliche Vorteil der Zertifikatslösung gegenüber dem physischen Strombezug ist, dass ein möglicherweise mehrere Transitländer umfassendes weiträumiges physisches Liefergeschäft für Strom aus erneuerbaren Energien vermieden werden kann. An dessen Stelle tritt der Transfer von Zertifikaten sowie der nach Kostenaspekten optimierte Bezug von Graustrom. Sofern für die physische Belieferung mit REG-Strom die Nutzung kostenintensiver Kuppelstellen zwischen Übertragungsnetzen erforderlich wäre, können diese Kosten bei der Zertifikatslösung erspart werden.

Allerdings ist es angesichts des realen Bedarfs der Schweiz an zusätzlicher Bezugskapazität im Falle der Nutzung von Zertifikaten erforderlich, eine andere, möglicherweise ausländische Strombezugsquelle für die Schweiz zu eröffnen. Je nach geographischer Lage des physischen Lieferanten kann hierbei zusätzlich zu den Zertifikaten ebenfalls eine Gebühr für die Nutzung der Übertragungsnetze anfallen. Da jedoch für die physische Belieferung jede Art von Stromerzeugung in Frage kommt, kann hier im günstigen Fall mit insgesamt niedrigeren Kosten gerechnet werden als beim direkten Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien.

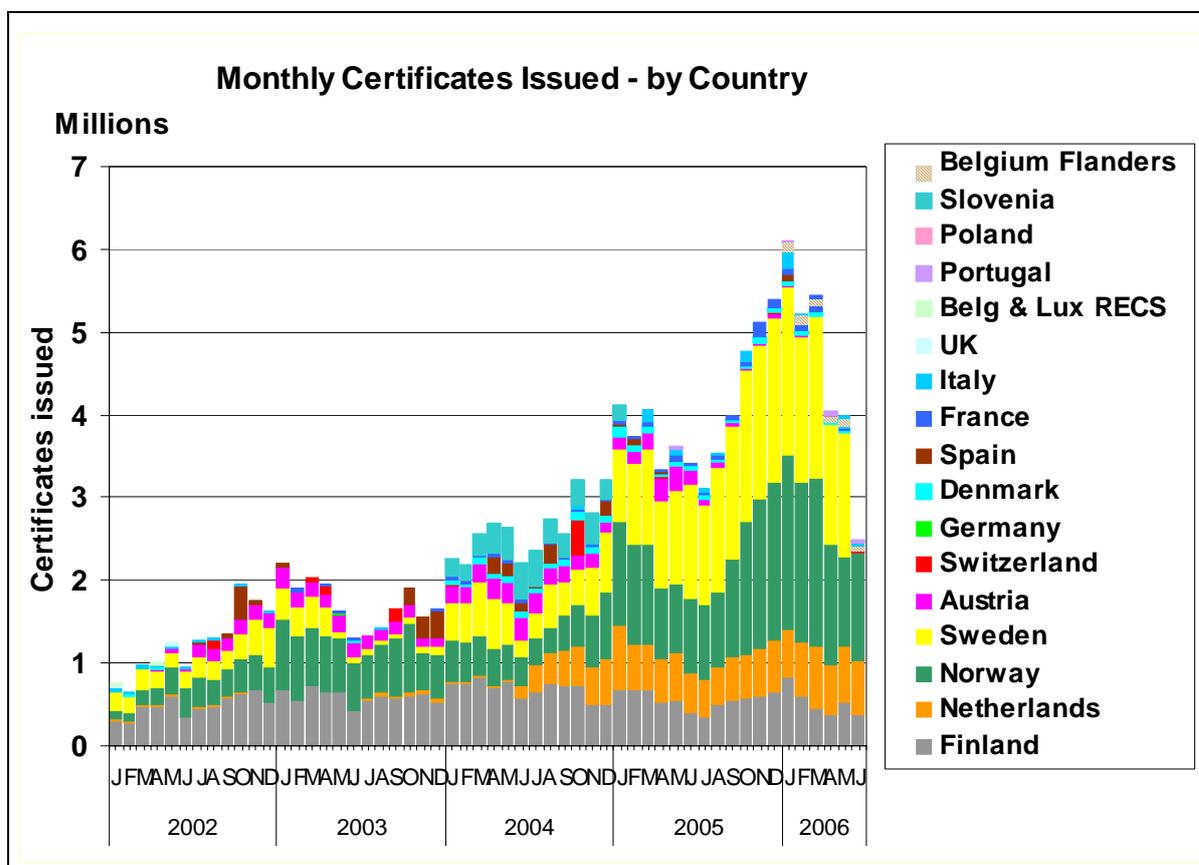
Für REG-Strom-Zertifikate hat sich in den letzten Jahren ein kontinuierlich wachsender Markt etabliert. Seit etwa fünf Jahren sind die Zertifikate des sog. Renewable Energy Certificate System (RECS) verfügbar, an dem auch mehrere Unternehmen der Schweizer Energiewirtschaft aktiv beteiligt sind.⁹ Die unabhängigen Organisationen, die dieses Zertifikatssystem betreiben, die sog. „Issuing Bodies“, sind europaweit in der „Association of Issuing Bodies (AIB)“ zusammen geschlossen. In diesem Rahmen wurde das bisherige, auf privatwirtschaftliche Initiative hin entstandene RECS-System zum European Energy Certificate System (EECS) erweitert, das neben RECS-Zertifikaten auch Herkunftsnachweise für REG-Strom sowie Strom aus hocheffizienter WKK gemäß den einschlägigen EU-Richtlinien sowie sog. Kennzeichnungs-Zertifikate für jegliche Art der Stromerzeugung umfasst.¹⁰

Die Mitglieder der AIB sind derzeit in 17 europäischen Ländern aktiv. Seit dem Jahr 2001 wurden Zertifikate für eine Strommenge von insgesamt über 150 TWh ausgestellt, davon alleine 48 TWh im Jahr 2005.

⁹ Siehe <http://www.recs.org> und <http://www.recs.ch>.

¹⁰ Siehe <http://www.aib-net.org>.

Figur 10: Von Mitglieder der AIB ausgestellte Zertifikate für REG-Strom (2002 – Juni 2006)



Quelle: Association of Issuing Bodies

Aufgrund ihrer einfachen Handhabbarkeit setzen sich die vom AIB ausgestellten Zertifikate zunehmend auf dem grenzüberschreitenden europäischen Markt für REG-Strom durch. Auch einige, durch starke Handelsaktivitäten gekennzeichnete nationale Märkte für REG-Strom weisen einen hohen Marktanteil von Zertifikaten auf. Ob diese Entwicklung in gleichem Maße auch für die ebenfalls vom AIB angebotenen Zertifikate für Strom aus WKK und für alle Arten der Stromerzeugung eintritt, kann derzeit noch nicht beurteilt werden.

Bisher treten die am Zertifikatsmarkt aktiven Schweizer Unternehmen eher als Exporteure auf denn als Importeure. Falls sich die Schweizer Energiewirtschaft jedoch für die Beschaffung von REG-Strom in Form von Zertifikaten entscheidet, so steht mit dem EECS-System ein erprobtes und leistungsfähiges Instrument zur Abwicklung der Transaktionen zur Verfügung.

Hinsichtlich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen wie Wind und Solarenergie liegt die Verantwortung zur Vermarktung des nur eingeschränkt vorhersagbaren Leistungsverlaufes eindeutig beim Erzeuger. Der Käufer der Zertifikate ist von dem zeitlichen Verlauf der Erzeugung nicht tangiert. Allerdings ist damit zu rechnen, dass die Erzeuger versuchen, ihre Kosten für die Veredelung der betreffenden Strommengen in marktfähige Leistungsverläufe in die Preise für die Zertifikate einzukalkulieren.

In der Vergangenheit lagen die Preise der REG-Strom-Zertifikate relativ niedrig (unter 25 EUR/MWh). Die Zahl der Transaktionen reicht derzeit nicht aus, um einen liquiden Markt mit

einer repräsentativen Preisbildung zu schaffen. Angesichts des näher rückenden Stichjahres für die indikativen Ausbauziele der EU-Länder sowie weiterer europäischer Länder für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist künftig mit steigenden Preisen zu rechnen. Allgemein erwartet wird in absehbarer Zukunft ein Preisniveau zwischen 30 und 50 EUR/MWh.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass es sich bei den Zertifikatpreisen um einen Zusatzpreis für die „regenerative Eigenschaft“ handelt; der physische „Normalstrom“ muss darüber hinaus noch beschafft, bezahlt und transportiert werden.

Unter der Annahme, dass die europäischen Länder sich für den Zeitraum nach 2010 für weiter anwachsende Zielsetzungen entscheiden, ist mit einem weiteren Anstieg des Preisniveaus zu rechnen. Dies gilt insbesondere für solche Zertifikate, deren Import gemäß den von der EU-Kommission vorgegebenen Regelungen für die Erreichung der Ausbauziele angerechnet werden können. Hierzu müssen die Zertifikate als Herkunftsnachweise gemäß Richtlinie 2001/77/EG qualifiziert sein und eine Vereinbarung der beteiligten Regierungen über die Anrechnung der betreffenden Stromerzeugung im Importland vorliegen.¹¹

Insgesamt kann die Verwendung von Zertifikaten für die Schweiz eine attraktive Option für den Import von REG-Strom sein. Bedingung hierfür wäre die dauerhafte Etablierung des EECS-Systems und die Herausbildung eines transparenten Preisbildungsmechanismus in einem ausreichend liquiden Markt. Die bis zum Jahr 2035 zur Diskussion stehende Deckungslücke von 20 TWh/a entspricht knapp der Hälfte des heutigen Marktvolumens an EECS-Zertifikaten. Im Rahmen der weiteren Wachstumsperspektiven des Marktes für EECS-Zertifikate dürfte die Abdeckung selbst der gesamten Deckungslücke über Zertifikate im mengenmäßigen Sinne kein größeres Problem sein.

6. Empfehlung

Aufbauend auf den Bewertungen in den vorstehenden Abschnitten lassen sich folgende Empfehlungen der Expertise zusammenfassen. Dabei kann gemäß der Darstellung der möglichen Geschäftsmodelle in *Figur 8* die Fragestellung, ob eine Beteiligung an Anlagen gegenüber einer Lieferbeziehung mit dem Anlagenbetreiber zu bevorzugen ist, weitgehend unabhängig von der Frage diskutiert werden, ob der konkrete Bezug durch physische Stromlieferung oder über Zertifikate erfolgen sollte.

Grundsätzlich ist ein Import von größeren Mengen REG-Strom in die Schweiz ab dem Jahr 2018 als eine durchaus denkbare Option anzusehen. Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien kann kostengünstiger und ökologisch besser verträglich sein als ein weiterer inländischer Ausbau von REG-Strom. Auch verschiedene andere europäische Länder verfolgen diese Option als Element einer Langfrist-Strategie zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Wegen der zu erwartenden steigenden grenzüberschreitenden Nachfrage nach REG-Strom ist trotz der zumeist zu erwartenden Reduktion der Erzeugungskosten mit einem mittelfristig steigenden Preisniveau sowohl bei physischen Stromlieferungen wie auch bei REG-Strom-Zertifikaten zu rechnen. Im Vergleich zur erwartbaren langfristigen Preisentwicklung bei fossilem und nuklear erzeugtem Strom werden erneuerbare Energien ihre Position jedoch voraussichtlich verbessern können. In dem sich abzeich-

¹¹ Vgl. KOM (2004).

nenden Verkäufermarkt für REG-Strom bestehen für Nachfrager also nicht unerhebliche Preisrisiken. Die direkte Beteiligung an Anlagen kann diese Risiken mindern.

Um kompatibel mit den EU-internen Regelungen zur Anerkennung von Stromimporten für die Erreichung der Ausbauziele für REG-Strom zu sein, sollten Schweizer Importeure vom Stromproduzenten die Vorlage eines Herkunftsnachweises gemäß Richtlinie 2001/77/EG verlangen. Zudem sollte die Schweiz Vereinbarungen mit dem Exportland treffen, dass die exportierte Strommenge in der Schweiz angerechnet werden kann.

6.1. Beteiligungen vs. langfristige Lieferverträge

Unter den derzeit absehbaren Rahmenbedingungen kann eine direkte Beteiligung an Erzeugungsanlagen dazu beitragen, die Auswirkungen von Preisschwankungen am Großhandelsmarkt für Strom auf das eigene Unternehmen oder auf das eigene Land zu begrenzen. Diese Preisentwicklungen sind i.d.R. auch für langfristige bilaterale Lieferverträge relevant, da die vereinbarten Preise für REG-Strom häufig an die Entwicklung an einer Strombörse gekoppelt sind.

Darüber hinaus ist nicht sicher, ob die Betreiber von REG-Strom-Kraftwerken bereit sind, die langfristige Lieferverträge mit Schweizer Partnern zu für diese akzeptablen Bedingungen abzuschließen. Zu erwarten ist eine Steigerung der Nachfrage nach REG-Strom, die nicht in erster Linie durch die Verbraucher getrieben wird, sondern durch den Bedarf der europäischen Länder, ihre längerfristigen Ausbauziele für REG-Strom zu realisieren und damit einen Beitrag zur Minderung der Treibhausgas-Emissionen und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit zu leisten. In dieser Situation wird sich die Schweiz in einem Wettbewerb mit anderen Nachfragern befinden. In diesem Kontext können die Bereitschaft und die Fähigkeit, Investitionen in neue Anlagen mit zu tragen sowie ggf. neue Projekte mit zu entwickeln, dabei helfen, die Auswirkungen des zu erwartenden Anstiegs der Marktpreise für REG-Strom auf die Schweiz zu dämpfen. Sofern eine Realisierung geeigneter Anlagen im Ausland z.B. in Kooperation mit erfahrenen lokalen Akteuren möglich ist, sollten diese Optionen daher sehr ernsthaft erwogen werden.

Zu bedenken ist jedoch, dass die Schweizer Energiewirtschaft in diesem Falle auch einen entsprechenden Anteil am unternehmerischen Risiko zu tragen hat. Wie bei vielen energiewirtschaftlichen Entscheidungen sind die langfristigen Rahmenbedingungen, deren Kenntnis für eine solide Bewertung der Vor- und Nachteile einer direkten Beteiligung an Kraftwerksprojekten im Vergleich zu langfristigen Lieferverträgen erforderlich wäre, in der Realität nicht sicher abschätzbar. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören die Beschaffungssituation für die Stromversorgung der Schweiz ebenso wie die konkret erzielbaren Konditionen für die Beteiligung an REG-Kraftwerken oder den Abschluss von Lieferverträgen.

Insofern könnte eine vorausschauende Strategie darin bestehen, beide Optionen zur Beschaffung von Strom aus dem Ausland in einer geeigneten Kombination miteinander einzusetzen. Wie stark in einer solchen Strategie die direkte Beteiligung an Anlagen gegenüber dem Abschluss langfristiger Lieferverträge gewichtet werden, kann dabei von der Entwicklung der Rahmenbedingungen abhängig gemacht werden. Mit einer solchen Vorgehensweise können die Risiken breiter gestreut werden.

6.2. Zertifikate vs. physischer Bezug

Die Strommenge, die zur Schließung der bis 2035 erwarteten Deckungslücke benötigt würde, liegt bei Umrechnung in ein Grundlastband maximal in der Größenordnung der derzeitig installierten

Kapazität der Verbindungsleitungen zwischen Skandinavien und dem westlichen Mitteleuropa. Dies macht deutlich, dass ein Bezug der Schweiz von bis zu 3.500 MW Grundlast aus Ländern wie Norwegen oder Spanien geeignet wäre, die Stromflüsse in Europa spürbar zu verschieben. Je nachdem, aus welchen Regionen diese Leistung bereitgestellt würde, wären z.T. erhebliche Investitionen zum Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich.

Eine eigenständige Investition in die Netze durch die Schweizer Energiewirtschaft, z.B. der Bau einer eigenen Leitung vom Ort der Erzeugung bis in die Schweiz, wäre theoretisch denkbar. In der Praxis würde ein solches Vorhaben aber wohl einerseits durch die relativ hohen Investitionskosten,¹² in noch stärkerem Maße jedoch durch die Unwägbarkeiten der erforderlichen Genehmigungsverfahren eher unwahrscheinlich werden. Zudem müssten voraussichtlich mehr als nur eine Leitung gebaut werden, um sich nicht von nur einer Lieferregion abhängig zu machen.

Die Alternative zum physischen Strombezug aus den regenerativen Kraftwerken, die Nutzung von Zertifikaten von REG-Strom, erfordert zusätzlich eine Beschaffung von „Graustrom“ aus anderen, kostengünstigeren und evtl. in räumlicher Nähe zur Schweiz verfügbaren Quellen. Trotz dieser erhöhten Komplexität kann die Nutzung von Zertifikaten die Preisrisiken einer physischen Durchleitung in die Schweiz mindern und sich letztlich als die günstigere Option herausstellen, da hierbei der vertragliche Transit von großen Strommengen quer durch Europa vermieden wird. Solange ausreichend „Graustrom“ verfügbar ist und insoweit die Zertifikate relativ kostengünstig verfügbar sind, kann eine (rechnerische) Teil-Versorgung der Schweiz über die Zertifikate am einfachsten dargestellt werden.

Sobald sich diese zwei entscheidenden Rahmenbedingungen spürbar verändern, z.B. aufgrund von grundlegenderen Veränderungen im europäischen Kraftwerkspark, müsste zumindest anteilig auf physische Stromlieferungen gesetzt werden. Dies erscheint insbesondere im Rahmen einer langfristigen Betrachtung unumgänglich: Ein Schließen der erwarteten Deckungslücke in der Schweizer Stromversorgung basierend auf erneuerbaren Energien ist besonders gut in einem Umfeld denkbar, in dem auch andere europäische Länder verstärkt auf die Nutzung erneuerbare Energien setzen. In diesem Fall ist es wahrscheinlich, dass noch vor dem Jahr 2050 die physische Stromversorgung Mitteleuropas anteilig durch großflächige Stromimporte aus sonnen- und windreichen Gebieten im Norden, Westen und Süden Europas sowie perspektivisch aus Nordafrika gedeckt werden wird. In einem solchen Szenario reicht der Import von Zertifikaten allein nicht mehr aus, um die einheimische Stromversorgung der Schweiz durch erneuerbare Energien zu ergänzen.

Insofern stellt sich die Nutzung von Zertifikaten in Kombination mit der Beschaffung von kostengünstigem „Graustrom“ zumindest für die absehbare Zukunft als die geeignete Option dar. Im Hinblick auf die längerfristige Entwicklung sollten jedoch zugleich die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, um eine physische Übertragung von größeren Strommengen aus erneuerbaren Energien nach Mitteleuropa zu ermöglichen. Dabei würde z.B. die heutigen Engpässe an den Übergabestellen zwischen Spanien und Frankreich sowie zwischen der Schweiz und Italien durch gegenläufige Stromflüsse zunächst entlastet werden. Um jedoch künftige Engpässe in einem Szenario mit hohem Deckungsanteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Europas zu vermeiden,

¹² Zur Verdeutlichung der Relationen: Die Investitionskosten einer 2.000 km langen 380 kV-Leitung mit vier Stromsystemen liegen mit ca. 3 Mrd. EUR (4,7 Mrd. CHF) etwa in der Größenordnung der über vier Jahre hinweg erwarteten Kosten für die Beschaffung von REG-Strom Zertifikaten mit einem Volumen von 20 TWh/a (bei einem angenommenen Zertifikatspreis von 40 EUR/MWh ergeben sich hierfür jährliche Kosten von 800 Mio. EUR bzw. 1,3 Mrd. CHF).

sind Verstärkungen der Netze und neue Leitungen von den künftigen Erzeugungsregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten erforderlich.

7. Literatur

- BFE (2003) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2003
- BFE (2004) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2004
- BFE (2006) <http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/index.html?lang=de>, Zugriff am 21.08.2006
- DEWI et al (2005) DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln 2005
- DG TREN (2003) European Commission, Directorate-General for Energy and Transport: European energy and transport – Trends to 2030, 2003
- EEA (2005) Decision of the EEA Joint Committee No 102/2005 of 8 July 2005 amending Annex IV (Energy) to the EEA Agreement
- ERGEG (2006) The European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG): Fact Sheet on The Electricity Regional Initiative: Making Progress towards a single European Market (Ref: E05-ERF-03-06b), 2006
- Huber et al. (2004) Claus Huber, Thomas Faber, Reinhard Haas, Gustav Resch, John Green, Samanta Ölz, Sara White, Hans Cleijne, Walter Ruijgrok, Poul Erik Morthorst, Klaus Skytte, Miguel Gual, Pablo del Rio, Félix Hernández, Andrés Tacsir, Mario Ragwitz, Joachim Schleich, Wolfgang Orasch, Marcus Bokemann, Christine Lins: Green-X – Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market, Wien, 2004
- KOM (2004) Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament: Der Anteil erneuerbarer Energien in der EU - Bericht der Kommission gemäß Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG, Bewertung der Auswirkung von Rechtsinstrumenten und anderen Instrumenten der Gemeinschaftspolitik auf die Entwicklung des Beitrags erneuerbarer Energiequellen in der EU und Vorschläge für konkrete Maßnahmen (KOM(2004) 366 endg)
- Prognos (2006) Zusammenstellung von Unterlagen aus dem Projekt „Energieperspektiven Schweiz“
- Ragwitz et al. (2005) Mario Ragwitz, Joachim Schleich, Claus Huber, Gustav Resch, Thomas Faber, Monique Voogt, Rogier Coenraads, Hans Cleijne, Peter Bodo: FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020, Karlsruhe, 2005
- Resch et al. (2006) Gustav Resch, Thomas Faber, Reinhard Haas, Mario Ragwitz, Anne Held, Inga Konstantinavičiute: Potentials and cost for renewable electricity in Europe - The Green-X database on dynamic cost-resource curves, Wien, 2006
- Vanzetta (2006) Engpasssituation in der Region DE-CH, Vortrag auf der Infoveranstaltung der EnBW am 25. November 2005 in Stuttgart
- Vrolijk et al. (2004) Christiaan Vrolijk, Veit Bürger, Christof Timpe, Nico van der Linden, Jaap Jansen, Martine Uyterlinde, John Green, Carlos García Barquero, Germán Prieto Yerro, Francisca Rivero García: Renewable Energy Guarantees of Origin: Implementation, interaction and utilisation. Su