

BFE

CO2-NEUTRALER ERSATZ DER ATOMENERGIE INPUTS ZU FORCIERTER WIND- ENERGIENUTZUNG

Zürich, 3. April 2002

Stefan Kessler, Rolf Iten

B-1305A1-INPUT ZU WINDSZENARIO.DOC



INFRAS

INFRAS

**GERECHTIGKEITSGASSE 20
POSTFACH
CH-8039 ZÜRICH
t +41 1 205 95 95
f +41 1 205 95 99
ZUERICH@INFRAS.CH**

**MÜHLEMATTSTRASSE 45
CH-3007 BERN**

WWW.INFRAS.CH

INHALT

1.	EINLEITUNG UND AUFTRAG	3
2.	VERSORGUNGSSLÜCKE UND WINDENERGIEPOTENZIALE	4
2.1.	VERSORGUNGSSLÜCKE	4
2.2.	WINDENERGIEPOTENZIALE	4
3.	TECHNISCHE ASPEKTE DER WINDENERGIENUTZUNG	6
3.1.	STAND DER ANLAGENTECHNIK	6
3.2.	NETZINTEGRATION	7
3.2.1.	Ausgleich von Angebot und Nachfrage	7
3.2.2.	Netzstabilität	9
3.2.3.	Übertragungskapazitäten der Hochspannungsnetze	9
4.	SICHERSTELLUNG DER WINDSTROMBEZÜGE	10
5.	FLANKIERENDE MASSNAHMEN, RAHMENBEDINGUNGEN	12
5.1.	SICHERSTELLUNG DES ABSATZES	12
5.2.	DEKLARATIONSVORSCHRIFTEN	13
5.3.	VERSORGUNGSSICHERHEIT	13
6.	VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN	14
6.1.	WERTSCHÖPFUNG IN DER SCHWEIZ	14
6.1.1.	Potenziale für Schweizer Wertschöpfungsanteile	14
6.1.2.	Sicherstellung von CH-Wertschöpfung in Ausschreibungen	15
6.2.	ERWARTETE ENERGIEKOSTEN	16
6.3.	AUSWIRKUNG AUF BESCHÄFTIGUNG	20
7.	FAZIT	21
	LITERATUR	23

1. EINLEITUNG UND AUFTRAG

Das BFE wurde von der UREK ersucht, ein Szenario für den Ersatz der bestehenden KKW in der Schweiz über zusätzliche Strombezüge aus dem Ausland aus erneuerbaren Energiequellen zu untersuchen. Dabei soll vorrangig Windenergie zum Einsatz kommen, da bei dieser in absehbarer Zeit die attraktivsten Gestehungskosten für erneuerbare Elektrizität erzielt werden.

Das zu untersuchende Szenario soll sich an folgenden Eckpunkten orientieren:

- › Stilllegung der bestehenden AKW nach 40 Jahren Laufzeit
- › Die Deckungslücke wird über Bezüge von erneuerbarem Strom aus dem europäischen Ausland ausgeglichen, namentlich durch Bezug von Windstrom. Dabei soll nur die Jahresbilanz massgeblich sein (keine Echtzeit-Kompensation).
- › Die Beschaffung der Kapazitäten erfolgt über Ausschreibungen, welche Priorität auf eine hohe Wertschöpfung für Schweizer Unternehmen legen.

Das vorliegende Dokument liefert Inputs für das BFE für die Erstellung einer Antwort an die UREK. Die Informationen basieren auf Internet- und Literaturrecherchen sowie telefonischen Interviews mit in- und ausländischen Akteuren im Energiemarkt und mit System- und Zulieferanten von Windenergieanlagen.

2. VERSORGUNGSSLÜCKE UND WINDENERGIEPOTENZIALE

2.1. VERSORGUNGSSLÜCKE

Aufgrund des vorgegebenen Ausstiegszenarios ergibt sich unter Berücksichtigung des Auslaufens von bestehenden Bezugsrechten für ausländischen AKW-Strom frühestens eine Bedarfslücke ab ca. 2015. Im Jahr 2020 wird eine Lücke von 10 TWh/a für das ganze Jahr, resp. 8.6 TWh für das Winterhalbjahr erwartet. Die Lücke steigt bis 2030 auf 25.6 TWh/a resp. 17.8 TWh für das Winterhalbjahr oder rund 70% bezogen auf die Jahreslücke.

Im Rahmen dieser Studie war es nicht möglich, ein realistisches Szenario zu entwickeln für den gegenüber der Referenzvariante des BFE in diesem Fall wünschenswerten und notwendigen verstärkten Ausbau der einheimischen Kraftwerkskapazitäten für Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wie Wasser, Biomasse, Sonne und Wind. Deshalb wird im Folgenden vereinfachend angenommen, dass die gesamte Deckungslücke über Windstromimport gedeckt wird.

Unter der Annahme, dass für einen guten Landstandort ein Kapazitätsfaktor von mind. 30% [Czisch et al. 2000] und für eine Offshore-Anlage mind. 40% erwartet werden kann [Noord 1999], im Durchschnitt also mind. 35% oder 3000 Vollaststunden, dann entspricht diese Energiemenge bezogen auf den Jahresdurchschnitt rund 3'300MW im Jahr 2010 resp. 8'400MW im Jahr 2030. Berücksichtigt man, dass bei den klimatischen Bedingungen in Europa typischerweise rund zwei Drittel der Energieproduktion aus Windenergieanlagen im Winterhalbjahr anfällt [Czisch 2000], dann wird durch eine solche Anlagenleistung auch die deutlich höhere Winterlücke beinahe ausgeglichen. Im Vergleich dazu: Ende 2001 waren weltweit ca. 24'000MW Windkraftwerksleistung installiert bei einem Zuwachs im Jahr 2001 von rund 6'770MW [Windpower Monthly 2002]. In Europa alleine beträgt die installierte Kapazität mehr als 17'000MW bei einem Zuwachs im letzten Jahr von 4'500MW [solaraccess 2002].

2.2. WINDENERGIEPOTENZIALE

Gemäss dem hier verwendete Szenario bis 2015 wird das verfügbare Onshore-Potenzial in europäischen Ländern mit einem aktiven Windmarkt, allen voran DK und D, unter Berücksichtigung des bis dann geplanten Ausbaus des Windkraftwerkparcs weitgehend erschöpft sein. In weniger aktiven Regionen mit gutem Windpotenzial werden aber auch dann noch verfügbare Onshore-Potenziale vorhanden sein. [Czisch et al. 2000] schätzt das Potenzial für Onshore-Nutzung für den gesamten EU-Raum auf rund 400 TWh oder 150'000 MW Leistung. Für die Offshore-Nutzung wird mit einem Potenzial innerhalb der EU-Länder

von 140'000 MW gerechnet [CA-OWEE 2001], welches heute noch praktisch ungenutzt ist. Diese Potenzialschätzung berücksichtigt bereits ökologisch sensible Schutzgebiete und andere Hemmnisfaktoren und dürfte damit auf der konservativen Seite liegen. Andere Quellen gehen noch von deutlich höheren theoretischen Potenzialen für die Offshore-Nutzung von bis zu 1000 GW aus [Czisch et al. 2000]. On- und Offshore-Nutzung im EU-Raum könnten damit zusammen selbst bei sehr konservativer Betrachtung mehr als 900 TWh liefern. [Czisch 2002a] geht für diese Region sogar von 12'000 – 14'000 TWh aus. Vergleicht man dies mit dem aktuellen Stromverbrauch der EU von rund 2'100 TWh (1997) und den insgesamt rund 52 TWh für die Schweiz, so wird deutlich, dass das Potenzial ausreichend sein wird für ein Szenario wie es dieser Arbeit zugrunde liegt, welches rund 25 TWh an Windstrom benötigt. Dies umso mehr, wenn man zusätzlich berücksichtigt, dass auch Teile von Nordafrika und einzelne GUS-Länder sehr interessante und bisher ungenutzte Potenziale aufweisen und die verlustarme Energieübertragung über solche Distanzen technisch und ökonomisch heute keine wesentlichen Schwierigkeiten mehr bietet.

Es erscheint uns wichtig zu betonen, dass das hier betrachtete Szenario für die Schweiz nicht isoliert von den im Europäischen Grossraum vorhersehbaren Entwicklungen beurteilt werden sollte. Gemäss der EU-Direktive 2001/77/EC strebt die EU für das Jahr 2010 an, im Durchschnitt aller Mitgliedsländer 22.1% des Strombedarfs aus erneuerbaren Quellen (inkl. Wasserkraft) zu decken [Eu 2001]. Die Bandbreite zwischen den einzelnen Staaten beträgt dabei 6 bis 78%. 1997 waren es im Durchschnitt erst rund 14%. Geht man davon aus, dass Windenergie einen substantiellen Anteil am weiteren Ausbau haben wird, dann lässt sich voraussehen, dass das hier untersuchte Szenario für die Schweiz aus technischer Sicht qualitativ und quantitativ keine grundsätzlich anderen Probleme stellen sollte als der geplante Ausbau innerhalb der EU selbst.

3. TECHNISCHE ASPEKTE DER WINDENERGIENUTZUNG

3.1. STAND DER ANLAGENTECHNIK

Die Technik für landgestützte Windenergienutzung ist weit ausgereift und bietet heute keine wesentlichen technischen Probleme mehr. Die Entwicklung geht v.a. in Richtung grössere Anlagen und Steigerung der Produktivität bei Fertigung und Installation, was auch für die Zukunft eine weitere Senkung der Energiegestehungskosten erwarten lässt.

Auch bei Offshore-Anlagen liegen bereits erste Erfahrungen vor (über 100 MW installierte Leistung in Betrieb). Heutige Offshore-Anlagen sind allerdings lediglich angepasste Versionen der Onshore-Technik. Deshalb sind hier die technischen Entwicklungen und Potenziale für Kostenreduktionen noch bei weitem nicht ausgeschöpft. Während heute Anlagen bis ca. 2.5 MW üblich sind, werden in Kürze Anlagen mit 5 MW Nennleistung erwartet. Diese werden speziell für den Offshore-Bereich optimiert sein um die spezifischen Bedingungen bezüglich Windangebot, Lärmsensitivität, Energietransport und Unterhalt zu berücksichtigen. Ein angepasstes Anlagenkonzept wird die Kosten gegenüber heute deutlich senken und die Zuverlässigkeit erhöhen. Zudem werden auch hier bei einem weiteren Ausbau Produktivitätsaspekte bei der Fundierung, Installation und Unterhalt zum Tragen kommen. Hier werden dementsprechend für die nähere Zukunft noch deutliche Verbesserungspotenziale erwartet [CA-OWEE 2001, NEA 2001, PIU 2002].

Auch im Bereich der Netztechnik existiert in Form der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) bereits heute eine marktgängige und breit eingesetzte Lösungen für die verlustarme Fernübertragung von grossen Leistungen und die Netzanbindung von Offshore Anlagen. HGÜ Trassen erlauben den Transport über mehrere tausend Kilometer Strecke mit Verlustwerten von lediglich rund 4%/1'000 km bei Vollast [Czisch 2000, F.N. 23]. Die Technik wird heute vorwiegend für die Anbindung von Kraftwerkseinheiten an grosse Siedlungsgebiete eingesetzt, z.B. in Südafrika und Brasilien. Da das Prinzip auf Gleichstrom basiert gibt es keine Probleme mit Wechselfeldern und EMV. Die HGÜ-Technik wird heute von mehreren Anbietern entwickelt und vermarktet [CA-OWEE 2001, section 2.7.3.3], u.a. auch von ABB in der Schweiz.

Aufgrund der hohen Kosten von HGÜ-Leitungen, der geringen Verluste bei der Stromübertragung im europäischen Binnenraum und der physikalischen Stromflüsse (Netzengpässe entstehen vor allem am Ort der neuen Einspeisung) stehen neue Übertragungskapazitäten bei zusätzlichen Importen der Schweiz nicht im Vordergrund.

3.2. NETZINTEGRATION

Die Nutzung von Windenergie in grossem Stil stellt einige Anforderungen an die Integration in das Elektrizitätsnetz. Das Windangebot ist eine stochastische Grösse, welche starken Schwankungen unterliegt. Dies betrifft vor allem die Veränderungen im Tages- und Saisonverlauf, aber auch die kurzzeitigen (Minuten) und langfristigen (Jahr) Schwankungen. Die in den letzten Jahren erfolgte Entwicklung der Windenergie erfolgte wesentlich dynamischer als noch vor einigen Jahren erwartet. Inzwischen gibt es Netzbetreiber in Deutschland und Dänemark, welche zeitweise eine Penetration von Windenergie in ihren Netzen von 40 bis 50% zu verkräften haben [Krohn 2002, tel. Auskunft E-On Netz AG]. Trotzdem konnten die Probleme mit der Netzintegration bisher auf einem unterkritischen Niveau gehalten werden, und ohne dass wesentliche Zusatzinvestitionen auf Seiten der Netzbetreiber für Reservehaltung, und Übertragungskapazitäten notwendig gewesen wären. Bei einer Beibehaltung der heutigen Dynamik des Ausbaus der Windenergienutzung dürfte sich hier aber relativ bald ein Handlungsbedarf ergeben, insbesondere bei den Netzkapazitäten. Die spezifischen Aspekte die im Rahmen einer grossflächigen Windenergienutzung von Bedeutung sind:

- › Ausgleich von Angebot- und Nachfragemuster
- › Regelbarkeit des Verbundnetzes (primär, sekundär)
- › Übertragungskapazitäten

Im Folgenden werden einige Aspekte der Netzintegration vertiefter diskutiert.

3.2.1. AUSGLEICH VON ANGEBOT UND NACHFRAGE

Wegen des schwankenden Angebots an Windenergie ist dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und damit der Ausgleichsenergie in einem forcierten Windszenario spezielles Augenmerk zu schenken. Der Netzstabilität muss höchste Priorität eingeräumt werden. Hier ist zuerst einmal zu bemerken, dass sich das Problem der Angebotsschwankungen von Windenergie reduziert, wenn eine grossräumige Nutzung innerhalb eines Verbundnetzes erfolgt. Massgeblich sind hier die Grosswetterlagen, weshalb es anzustreben wäre die benötigten Windkapazitäten geografisch möglichst weiträumig aufzubauen. [Czisch et al. 2000] geht z.B. davon aus, dass durch eine Kombination von Produktionskapazitäten in der EU und in Südmarokko ein durchschnittliches Angebotsprofil erreicht werden kann, welches dem typischen Nachfrageprofil in der EU oder der Schweiz sehr ähnlich sieht. Die heutige Praxis der Bilanzgruppen für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie funktioniert jedoch wesentlich lokaler. Eine geeignete Wahl der Bilanzgruppe für die Einbindung der

Windkraftwerke kann den Zusatzaufwand für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie minimieren.

Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, dass es für das Netzmanagement primär von grösster Bedeutung ist, dass zuverlässige Modelle und Prognosen für das Windenergieangebot verfügbar sind [Ernst et. al. 2001, CA-OWEE 2001 (section 3.2.4.5)]. Die bestehenden Wetterprognosen sind noch nicht auf die spezifischen Bedürfnisse der Nutzung von Windenergie ausgerichtet. Hier sind in nächster Zukunft wesentliche Verbesserungen zu erwarten. Wenn zuverlässige Prognosen auf Tages- und Stundenbasis vorliegen kann der Einsatz der konventionellen Kraftwerkskapazität effektiv und effizient geplant werden.

Insbesondere im europäischen Verbund kann der bestehende und neu zuzubauende konventionelle Kraftwerkspark ohne grosse Mehrkosten stärker auf die Bedürfnisse der Integration von Windenergie ausgerichtet werden. Beim Zubau kommt die heutige Tendenz, konventionelle Kraftwerkskapazität mittels gasgefeuerten GuD-Kraftwerken zu realisieren, dieser Anforderung entgegen. Gaskraftwerke können wesentlich flexibler betrieben werden als z.B. AKWs oder Kohlekraftwerke. Bei den bestehenden Kapazitäten steht die Nutzung der Wasserkraft im Vordergrund. Während z.B. auf den Perimeter Schweiz bezogen in den bestehenden Speicherkraftwerken genügend Reserveenergie vorhanden ist, um die Bedürfnisse einer Windenergienutzung gemäss dem hier diskutierten Szenario abzudecken, so ist ein Mangel an Spitzenleistung zu erwarten [Czisch 2002]. Deshalb wären die bestehenden Speicher-Wasserkraftwerke im Rahmen der laufenden Erneuerungen und Umbauten stärker auf Spitzenleistung auszurichten. Im Rahmen einer grossflächigen Windenergiestrategie der Schweiz und des nahen Auslandes würden die schweizerischen Wasserkraftwerke aufgrund der steigenden Nachfrage nach Ausgleichs- und Regelenergie bedeutend aufgewertet [CA-OWEE 2001 (p. 3-15)].

Gemäss Informationen aus Deutschland [Tel. mit E-On Netz AG] sind auf politischer Ebene Prozesse im Gang, welche im Hinblick auf den gewünschten Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien und insbesondere Windenergie eine gezielte Aufrüstung der bestehenden Netzkapazitäten anstreben. Damit dürfte sich durch den erwarteten Zusatzbedarf durch die Schweiz bei einer frühzeitigen Koordination mit den ausländischen Aktivitäten wesentliche Netzprobleme vermeiden lassen.

3.2.2. NETZSTABILITÄT

Die bestehenden Erfahrungen mit grossen Windparks haben gezeigt, dass bezüglich der Netzstabilität keine grösseren Probleme zu erwarten sind, resp. diese mit bestehenden Lösungen umgangen werden können.

Beim Blindstrom muss mit einer Zunahme des Bedarfs gerechnet werden, falls nicht weitergehende Massnahmen getroffen werden, welche eine Beeinflussung des Leistungsfaktors ermöglichen. Darunter fallen innovative HGÜ-Verbindungen mit STATCOM-Funktionalität oder Konvertergestützte Anlagenkonzepte (z.B. ABB Windformer). Das Problem kann demnach über entsprechende Vorschriften für die Netzanbindung von Windkraftwerken gelöst werden.

Im Bereich der Primär- und Sekundärregulierung der Netze wird sich bei Beibehaltung der heutigen Betriebs- und Regelmuster von Windkraftanlagen ein Zusatzbedarf ergeben. Wenn die installierte Leistung an Windkraftwerken weiter stark ansteigt, so müssten die konventionellen Kraftwerkskapazitäten vermehrt Regelaufgaben übernehmen, was deren Produktion reduziert und zusätzliche Kosten erzeugt. Deshalb ist zu erwarten, dass zukünftig an den Betrieb von Windfarmen strengere Bedingungen gestellt werden als heute, resp. diese sogar einen Beitrag an die Netzregulierung leisten müssen. Dies kann z.B. teilweise über eine entsprechende Programmierung der Anlagensteuerung und ein intelligentes Windparkmanagement erfolgen.

3.2.3. ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN DER HOCHSPANNUNGSNETZE

Das hier betrachtete Szenario unterstellt, dass die heutige Inlandproduktion aus AKW durch Importe aus dem Ausland substituiert wird. Die Schweiz weist bereits heute gut ausgebaute Kapazitäten für den internationalen Stromaustausch auf [ETTRANS 2002]. Dies unter anderem wegen den spezifischen Eigenschaften der Wasserkraft und umfangreichen Strombezugsverträgen mit französischen Kraftwerken. Es liegen uns keine genügenden Informationen vor, um abschätzen zu können, ob ein Ausbau der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten oder punktuelle Verstärkungen der Inlandnetze notwendig würden. Ein Bedarf für die Verstärkung von Netzkapazitäten wird vor allem bei lokalen Engpässen und in den Einspeiseregionen erwartet.

Da der Bau von neuen Hochleistung-Übertragungstrassen Grossprojekte mit entsprechenden Akzeptanzproblemen sind, sollte eine entsprechende Planung frühzeitig in Angriff genommen werden, oder es müssen allenfalls Erdverlegte Varianten mit entsprechenden Mehrkosten realisiert werden.

4. SICHERSTELLUNG DER WINDSTROMBEZÜGE

Wie kann der Bezug von Windstrom langfristig sichergestellt werden?

Wir sehen hier grundsätzlich zwei mögliche Optionen¹:

- › Langfristige Bezugsverträge mit ausländischen Windparkbetreibern
- › Beschaffung von Zertifikaten für Windstrom auf dem internationalen Markt

Einer der Wege zur Sicherung der Energiebezüge sind **langfristige Bezugsverträge**.

Solche Bezugsverträge werden im angelsächsischen Raum mit Non-Fossil-Fuel-Obligations (NFFO) bezeichnet. Eine solche Lösung kennt z.B. USA, UK und Irland. Eine Analogie in der Schweiz wären die Solarstrombörsen. Der Käufer schreibt eine gewisse Leistung an Kraftwerkskapazität aus und wählt die besten Angebote aus. Als Gegenleistung werden fixe Abnahmebedingungen über längere Zeit garantiert. Die Erfahrungen im Bereich der Windenergie haben gezeigt, dass eine Laufzeit von mindestens 20 Jahren angestrebt werden sollte, da sonst die kommerziellen Risiken für die Anbieter hoch sind und hohe Lieferpreise angeboten werden. Das Modell hat den Vorteil, dass die Kapazitäten und Bezugsbedingungen langfristig ausgehandelt und gesichert werden können. Dies macht es attraktiv für den Anlagenbetreiber, da sein Risiko klein wird. Damit können die Margen in den Angeboten knapp kalkuliert werden. Ein Nachteil ist, dass die Marktkräfte nur im Moment der Ausschreibung spielen und nachher der technische Fortschritt keinen Einfluss mehr hat. Die „Mischrechnung“ kann nur über die ausgeschriebenen Anlagen erfolgen und nicht über den gesamten Anlagenbestand wie in einem vollen Marktsystem, z.B. dem Zertifikatehandel. Ein weiterer Nachteil ist hier, dass die anfallenden Überschüsse im internationalen Handel verkauft werden müssen was zu erhöhter Komplexität führt. Dies könnte vermieden werden, wenn in den Bezugsverträgen vorgesehen würde, dass Energie im Sinne eines Termingeschäfts nur gemäss einem bestimmten Lastprofil abgenommen wird. Wegen der stochastischen Natur der Windenergie muss dabei aber mit vergleichsweise hohen Gestehungspreisen gerechnet werden, da die Überschussenergie von den Anlagebetreibern anderweitig verwertet werden muss.

Bei der zweiten Option läuft die Beschaffung über einen **Markt für Zertifikate** für Windstrom. Der Strom stammt dabei aus zertifizierten Anlagen, die festgelegten Kriterien genügen und in ein Abrechnungssystem eingebunden sind. Mehrere Länder haben bereits heute ein Zertifikatesystem mit Handel eingeführt, so z.B. Holland, England und Australien. Das Zertifikat bezieht sich auf eine bestimmte Menge von sauber produzierten

¹ Die Option von fixierten Einspeisetarifen (Feed-in tariffs) ist für dieses Szenario nicht relevant, da die Anlagen im Ausland stehen und damit die Schweiz keinen Einfluss auf die Einspeisetarife nehmen kann.

Energieeinheiten (typischerweise 1 MWh) und erfasst nur den Aspekt des Umweltnutzens der Energie. Die physische Energie wird wie bei einem konventionellen Kraftwerk entsprechend ihrem Marktnutzen separat gehandelt und löst dabei die üblichen Erträge wie für „braunen Strom“. Jede ins Netz eingespiesene Energieeinheit aus einem „grünen“ Kraftwerk wird in einem standardisierten Verfahren erfasst und der Produzent hat entsprechend Anrecht auf eine Anzahl von Zertifikaten, welche er über eine börsenähnliche Handelsplattform im Markt verkaufen kann. Damit wird der Preis über das Verhältnis von Angebot und Nachfrage bestimmt und ist nicht genau vorhersehbar. Die bestehenden Handelssysteme kennen zum Teil eine Unter- und Obergrenze für den Zertifikatewert, um allzu starke Schwankungen in den heute noch tendenziell dünnen Märkten zu vermeiden. Ein Nachteil beim Zertifikatshandel liegt in der Unsicherheit der Erlöse aus den Energieverkäufen. Das bedeutet ein Risiko für den Anlagenbetreiber, welches allerdings durch eine Bandbreitenregelung begrenzt werden kann. Das verbleibende Risiko wird in den Zertifikatspreisen reflektiert werden.

Ein Problem besteht bei der weitgehenden Inkompatibilität der heute implementierten nationalen Lösungen für Zertifikate und deren Handel. Damit wird der internationale Markt bisher praktisch verunmöglicht. Die EU hat jedoch erkannt, dass bei einer verstärkten Nutzung von dezentralen aber standortgebundenen Energiequellen wie Wind dem internationalen Handel eine zentrale Bedeutung zukommt. Es wurden umfangreiche Aktivitäten gestartet um eine EU-weite Lösung zu entwickeln [Windpower Monthly 2001a]. Diese könnte auch von der Schweiz übernommen werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass bis im Jahr 2015 eine einheitliche Lösung geschaffen sein wird und der grenzüberschreitende Zertifikatshandel über ein Börsensystem möglich ist.

5. FLANKIERENDE MASSNAHMEN, RAHMENBEDINGUNGEN

5.1. SICHERSTELLUNG DES ABSATZES

Das hier betrachtete Szenario geht davon aus, dass die wegfallende Inlandproduktion aus AKWs durch Windstromimporte ersetzt wird. Damit auch tatsächlich entsprechende Mengen an Windstrom beschafft und abgesetzt werden, ist ein Regulator notwendig. Dieser muss festlegen, in welchem Jahr welche Mengen von erneuerbarem Strom nachgewiesen werden müssen. Mehrere Länder kennen bereits ein solches Quotensystem, so zum Beispiel mehrere Bundesstaaten in den USA, Australien und Italien. UK ist dabei ein solches einzuführen. Im angelsächsischen Raum wird dafür der Ausdruck „Renewable Portfolio Standard“ (RPS) benutzt. Die Quote kann sich dabei auf den Anteil einzelner Technologien am Gesamtverbrauch oder auf den Gesamtanteil aller Technologien zur Produktion von grünem Strom beziehen. Bei ersterem besteht eine stärkere Lenkungswirkung, bei zweiterem wird jeweils die wirtschaftlich attraktivste Technologie favorisiert.

Wer muss die Quote erfüllen? Die heute implementierten Lösungen setzen die Quote bei den Endversorgern an. D.h. jeder Endversorger muss zu einem bestimmten Zeitpunkt nachweisen, dass er entsprechend der momentan geltenden Quote im Besitz von Zertifikaten oder Bezugsrechten ist. Der Regulator oder die beauftragte Vollzugsstelle überprüft dies periodisch, z.B. jeweils Ende Jahr. Im Fall von Zertifikaten können diese über das Jahr frei gehandelt werden. Falls der Endversorger zum Kontrollzeitpunkt nicht nachweisen kann, dass er die geforderte Quote seines Gesamtabsatzes über seine Zertifikate oder Bezugsrechte decken kann, so muss er auf die Differenzmenge eine Strafabgabe bezahlen. Diese kann dann z.B. für Förderzwecke eingesetzt werden kann. Die Strafabgabe muss dabei deutlich höher sein als die Gestehungskosten für grünen Strom.

Eine Anbindung der Quote auf der Ebene der Netzgesellschaft oder einer zentralen Agentur könnte den Vollzug vereinfachen und würde den EVUs ermöglichen, individuelle Anteile an erneuerbaren Produkten in ihrem Strom-Portfolio aufzubauen. Damit ergeben sich jedoch Probleme, den Absatz der durch die Quote verbindlich festgelegten Bezüge sicherzustellen. Falls die gesamte Nachfrage durch die EVUs kleiner als die vorgeschriebene Beschaffungsmenge wäre, würde das finanzielle Risiko bei der Netzgesellschaft resp. der Agentur verbleiben.

5.2. DEKLARATIONSVORSCHRIFTEN

Gemäss dem aktuellen Stand des EMG sieht Art. 10bis vor, dass vom Bundesrat eine vollständige Deklarationspflicht für Herkunft und Erzeugungsart von Elektrizität erlassen werden kann (alle Energieträger). Dies würde den Vollzug eines Quotensystems wesentlich erleichtern. Mehrere Länder sind dabei solche Systeme zu implementieren oder kennen bereits eine entsprechende Praxis (z.B. USA, A, DK, NL, UK). Die Renewable Energy Certificates Group (RECS) befasst sich auf europäischer Ebene bereits mit der Entwicklung eines einheitlichen Systems zur Kennzeichnung von Stromprodukten [Windpower Monthly 2001a, econcept 2001].

5.3. VERSORGUNGSSICHERHEIT

Der Aspekt der Versorgungssicherheit ist zentral für die Beurteilung eines Szenarios für den Ersatz der bestehenden AKW-Kapazitäten. Entsprechend den hier gemachten Annahmen wird der für die Deckung der entstehenden Lücke notwendige Strom aus dem Ausland beschafft, was spontan eine verstärkte Auslandsabhängigkeit vermuten lässt. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass auch der Brennstoff für AKWs ausschliesslich aus dem Ausland stammt, also auch eine volle Importabhängigkeit besteht. Bei der Windenergie wären die wichtigsten Handelspartner die umliegenden europäischen Länder. Zu diesen bestehen zuverlässige politische Beziehungen und Handelskontakte. Das Risiko durch einen technisch bedingten Anlagenausfall liegt im Gegensatz zur heutigen Situation mit wenigen grossen AKW-Blöcken deutlich tiefer, da die Produktion durch eine grosse Zahl von geografisch verteilten Anlagen erbracht wird. Auch wenn ein grösserer Sturmschaden einen Teil der Produktionskapazität beschädigen sollte, so ist auszuschliessen, dass davon ein Grossteil der Anlagen betroffen sein wird. Auch das Risiko eines Netzzusammenbruchs bzw. Ausfall einzelner Übertragungskapazitäten besteht bereits heute und kann über die Bereitstellung von Reserve- und Notfallkapazitäten auf vergleichbarem Niveau gehalten werden. Die gleichen Argumente wie für die Anlageschäden können auch für die Anfälligkeit auf terroristische Anschläge angeführt werden. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Versorgungssicherheit – unter Annahme eines geplanten und adäquaten Ausbaus der notwendigen Transportkapazitäten – eher höher liegen würde als heute.

6. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN

6.1. WERTSCHÖPFUNG IN DER SCHWEIZ

Das hier untersuchte Szenario geht davon aus, dass die entstehenden Deckungslücken durch Stromimporte und nicht durch den Aufbau von Produktionskapazitäten im Inland kompensiert werden. Dies stellt ein Extremszenario dar, da bis zum Jahr 2030 sicher auch Marktpotenziale für die Verstromung von einheimischer Biomasse erwartet werden dürfen. Man kann trotzdem davon ausgehen, dass Windkraftanlagen aufgrund der Wirtschaftlichkeit und Ausgereiftheit dieser Technologie den Bärenanteil zur Deckung der Lücke liefern wird. Wegen der ungünstigen meteorologischen Verhältnisse und der schwierigen Landschaftsintegration im Inland ist es unrealistisch, dass im Inland bedeutende Kapazitäten an Windkraftwerksleistung aufgebaut werden. Im Folgenden werden Überlegungen angestellt, ob und wie es trotzdem möglich sein könnte einen Teil der Wertschöpfung in der Schweiz anfallen zu lassen.

6.1.1. POTENZIALE FÜR SCHWEIZER WERTSCHÖPFUNGSANTEILE

Der Markt für Windenergiekonverter liegt im Moment vorwiegend im Ausland, in Europa insbesondere in Deutschland, Dänemark, Spanien, Holland, Italien, Grossbritannien [BWE 2002]. Die weltweit kostengünstigsten Projekte (Onshore) werden heute mit Investitionskosten von rund 1'200 CHF/kW realisiert. Offshore-Anlagen erfordern deutlich höhere Investitionen von heute rund 2'800 bis 3'000 CHF/kW². Bis 2020 wird erwartet, dass diese Kosten für Offshore-Nutzung auf rund 2'300 CHF/kW fallen werden [NEA 2001]. Dabei sind erst die direkten Kosten für den Bau der Windfarmen berücksichtigt, ohne Netzausbau, Unterhalt, Finanzdienstleistungen, etc. Diese Zahl illustriert ganz grob die wirtschaftliche Bedeutung. Unter der Annahme, dass je zur Hälfte Energie aus On- und Offshore-Anlagen bezogen wird ergeben sich für das hier betrachtete Szenario mit rund 8'500MW installierter Leistung Investitionsvolumina von rund 15 Milliarden CHF.

Bereits heute gibt es einige Schweizer Unternehmen, welche als Zulieferer der europäischen Windindustrie agieren. Dies betrifft vor allem folgende Komponenten oder Dienstleistungen:

² Mit 60 km Seekabellänge

- › Leistungselektronik (Konverter: IDS, Technokon)
- › Generatoren (Bartholdi)
- › Übertragung und Verteilung (Transmission and Distribution: ABB)
- › Rotorblätter (Blatec)
- › Rückversicherung / Finanzierung (EuroRisk)
- › Planung / Projektmanagement / Systemintegration (ABB Schweiz)

Insbesondere im Bereich der Leistungselektronik hat die Schweiz heute eine technologische Führungsposition. Komponenten wie Konverter oder HGÜ-Elemente dürften zukünftig in der Windindustrie stark an Bedeutung gewinnen.

Gemäss Angaben von ABB New Venture Tech, welche sich auf ein Vorprojekt für eine 700MW Offshore-Windfarm beziehen, kann davon ausgegangen werden, dass die Schweizer Industrie heute Lieferanteile im Umfang von rund 40% der Wertschöpfung abdecken kann. Die Umsätze der Schweizer Unternehmen in diesem Bereich sind jedoch im Verhältnis zum heutigen Gesamtmarkt noch unbedeutend.

6.1.2. SICHERSTELLUNG VON CH-WERTSCHÖPFUNG IN AUSSCHREIBUNGEN

Aufgrund der momentan schwachen Position der Schweizer Industrie im Bereich der Windenergie und der Aussicht, dass die Anlagen im Ausland realisiert werden, bedarf es gezielter Massnahmen um die Wertschöpfung in die Schweiz umzuleiten. Die Frage ist, wie das erfolgen kann ohne dass gegen internationales Handelsrecht verstossen wird oder bedeutende Mehrkosten entstehen.

Wir sehen grundsätzlich drei Möglichkeiten:

- › In bilateralen Abkommen mit wichtigen Standortländern könnten gezielt Kompensationsgeschäfte vereinbart werden.
- › Falls die Energie über langfristige Bezugsverträge beschafft wird, so könnte die Ausschreibung vorsehen, dass das Projekt einen schweizerischen Lieferanteil umfasst. Der Regulator müsste diese Bedingung vorgeben und durchsetzen.
- › Eine weitere Option könnte darin bestehen, ein spezielles Zertifikat zu schaffen, das sicherstellt, dass eine Produktionsanlage einen schweizerischen Lieferanteil aufweist. Der Regulator müsste vorgeben, dass nur solche Zertifikate für den Nachweis der Bezugsquote zugelassen sind. Dies hätte aber den Nachteil, dass die internationale Kompatibilität nicht gegeben ist.

In einem ersten Kontakt mit dem seco konnte noch nicht geklärt werden, inwieweit solche Ansätze gegen WTO-Regeln verstossen könnten.

6.2. ERWARTETE ENERGIEKOSTEN

Neben der technischen Realisierbarkeit interessiert beim untersuchten Szenario vor allem die Kostenfrage. Heute liegen umfangreiche Erfahrungen zu Realisierungskosten von Windfarmen sowohl im On- als auch im Offshore-Bereich vor. Die zuverlässigsten Informationen zum heutigen Kostenstand dürften sich aus einer Auswertung von realisierten Grossprojekten ergeben. **Tabelle 1** enthält Angaben zu den **Energiegestehungskosten** aus neueren Windparks. Daraus wird ersichtlich, dass bereits heute sowohl bei Onshore- als auch bei Offshore-Anlagen bei guten Standorten mit Energiegestehungskosten am Netzeinspeisepunkt von 5 bis 8 Rappen pro kWh gerechnet werden kann.

Tabelle 1 führt zudem Prognosewerte für die zu erwartenden Energiegestehungskosten im Jahr 2020 auf. Eine aktuelle und detaillierte Studie im Auftrag der britischen Regierung [PIU 2002, PIU 2001] kommt zum Schluss, dass im Jahr 2020 Gestehungskosten aus Onshore-Anlagen von 3.5 bis 6 Rp. pro kWh und aus Offshore-Anlagen zu 4.8 bis 7.2 Rp./kWh erwartet werden können. Eine andere aktuelle Untersuchung [NEA 2001] kommt für die Offshore-Nutzung in der Nordsee bei sehr konservativen Annahmen³ zu Kosten ab Netzeinspeisepunkt im Jahr 2020 von 9.5 Rp./kWh. Der Unterschied bei den vorgehend zitierten Quellen liegt im Wesentlichen bei einer unterschiedlichen Beurteilung der bis 2020 zu erwartenden Kostensenkungen und den allgemeinen Annahmen für die Kostenberechnung von typischen Offshore-Anlagen. Die Zuverlässigkeit dieser Prognosewerte wird in [PIU 2002] für die Onshore-Technologie als „Hoch“ und für Offshore als „Mittel“ angegeben. Damit ergibt sich eine hohe Bandbreite für die Prognosewerte der Gestehungskosten am Netzeinspeisepunkt von 3.5 bis 9.5 Rp./kWh, abhängig von der eingesetzten Technologie (On- oder Offshore), der Qualität eines Durchschnittsstandorts und den Parametern für die Projektfinanzierung.

3 100 bis 120km Seekabellänge, 40m Wassertiefe, 7.8% kalkulatorischer Zins, keine weitere Nutzung von Foundationen und Netzanbindung nach Ablauf von 20 Jahren.

Energiegestehungskosten aus Windenergieanlagen						
Standort	Realisierungs-jahr	Leistung	Gestehungs-kosten pro kWh	Umrech-nungs-faktor	Gestehungs-kosten CHF/MWh	Quelle
Montana Power Corp. (USA)	2003	150MW	0.032 USD	1.7	54	Wind Energy Weekly 2002
Nevada Utilities	> 2003	3'000 MW	0.04-0.05 USD	1.7	68 - 85	Wind Energy Weekly 4.1.2002
Texas	2002	n.s.	< 0.05 USD	1.7	85	Windpower Monthly 2001:47
Middelgrunden (DK), Offshore	2000	50	0.060 €	1.46	88	CA-OWEE 2001, p.6-11
Horn Rev (DK), Offshore	2002	160	0.047 €	1.46	69	CA-OWEE 2001, p.6-12
Rodsand (DK), Offshore	2002	155	0.048 €	1.46	70	CA-OWEE 2001, p.6-12
Laeso Syd (DK)	2003	150	0.048 €	1.46	70	CA-OWEE 2001, p.6-12
Nearshore (NL), Offshore	2003	100	0.080 €	1.46	117	CA-OWEE 2001, p.6-12
Omo Stalgrunde (DK), Offshore	2004	150	0.050 €	1.46	73	CA-OWEE 2001, p.6-12
Prognose Onshore	2020	n.s.	0.015-0.025 GBP	2.4	36 - 60	PIU 2001, PIU 2002
Prognose Offshore	2020	n.s.	0.02-0.03 GBP	2.4	48 - 72	PIU 2001, PIU 2002
Prognose Offshore	2020	n.s.	0.115 DEM	0.82	95	NEA 2001, p. 43

Tabelle 1 Beispiele für Energiegestehungskosten am Netzeinspeisepunkt aus realisierten oder geplanten On- und Offshore-Anlagen sowie Prognosewerte für das Jahr 2020

Wo liegt nun ein realistischer Erwartungswert innerhalb der oben aufgeführten Bandbreite? Das optimistische Szenario gemäss [PIU 2002] geht davon aus, dass bei einer Nutzung von je 50% Onshore und Offshore-Kapazitäten am Netzeinspeisepunkt Gestehungskosten von 4.2 Rp./kWh realisierbar sind. Das pessimistische Szenario der gleichen Quelle kommt auf 6.6 Rp./kWh. Die in [NEA 2001] ermittelten Kosten von 9.5 Rp./kWh beziehen sich ausschliesslich auf Offshore-Nutzung und gehen wie bereits erwähnt von sehr konservativen Annahmen für die Kostenrechnung aus. Wird berücksichtigt, dass ausserhalb Europas auch im Jahr 2020 durchaus noch günstige Standorte im Onshore-Bereich erschlossen werden können, dann dürfte ein realistischer **Erwartungswert für gemischte On- und Offshore-Nutzung** eher in der unteren Hälfte der Bandbreite bei ca. 6.0 bis 7.0 Rp./kWh liegen. Eine solche Annahme wird auch gestützt durch den Vergleich mit Energiegestehungskosten aus heute in Betrieb stehenden Offshore-Anlagen: **Tabelle 1** zeigt, dass bereits heute viele Windfarmen in On- und Offshore-Bereich zu solchen Kosten produzieren. Berücksichtigt man, dass bis 2020 noch bedeutende technologische Verbesserungen und Produktivitätsfortschritte bei Fertigung, Netzanbindung und Installation zu erwarten sind, währenddem vermehrt tendenziell ungünstigere Standorte erschlossen werden müssen, dann dürfte die Annahme eines Gestehungskostenniveaus für die Durchschnittsanlage im Jahr 2020 auf dem Niveau der heute günstigsten Anlagen (ca. 6 bis 7 Rp./kWh) durchaus vernünftig sein.

Die **Zusatzkosten im Sinne von Externalitäten im Netz**, welche durch die Windenergienutzung im konventionellen Kraftwerkspark für Bereitstellung von zusätzlicher Ausgleichs- und Regelkapazität entstehen, sind noch wenig untersucht. In einer Studie zu

diesem Thema welche im Auftrag der britischen „Performance and Innovation Unit“ durchgeführt wurde sind die folgenden Kosten angegeben [Milborrow 2001]:

- › Bei geringer Penetration: Keine relevanten Zusatzkosten
- › Bei 10% Penetration: < 0.24 Rp./kWh
- › Bei 20% Penetration: < 0.48 Rp./kWh
- › Bei > 45% Penetration: > 0.72 Rp./kWh

Auch bei den **Übertragungskosten** kann mit ähnlichen Kosten wie heute gerechnet werden, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Energie über weitere Strecken transportiert wird. Wie bereits erwähnt, wird wegen den physikalischen Eigenschaften von Stromnetzen und dem heutigen Ausbaustandard nicht davon ausgegangen, dass ein bedeutender Ausbau der Netzkapazitäten notwendig sein wird, sondern dass sich Netzausbauten nur auf die Einspeiseregion und punktuelle Engpässe konzentrieren. Eine wichtige Frage ist hier auch, wer diese Kosten zu tragen hätte, d.h. ob sie alleine dem Windstrom angelastet würden, oder ob dies eine Allgemeinlast darstellt, welche sich allenfalls im allgemeinen Durchleitungstarif niederschlägt. Wird als Extremfall angenommen, dass speziell für den Transport von Windenergie in die Schweiz eine HGÜ-Trasse mit 5 GW Nennleistung vom Nordseeraum in die Schweiz (angenommene Distanz 2000km, alles Freileitungen) gebaut werden müsste und dies keine Allgemeinlast darstellt, so wäre gemäss den in [Czisch 2000, p. 8] zitierten Zahlen vor Berücksichtigung der Übertragungsverluste mit Kapital- und Unterhaltskosten von rund 0.5 Rp./kWh zu rechnen. Dies unter sehr ungünstigen Annahmen, dass die Trasse im Durchschnitt halb ausgelastet und über 20 Jahre abgeschrieben wird. Der aufgeführte Wert ist eine sehr grobe Kostenschätzungen, welche aber illustriert, dass dieser Faktor bei einem europäischen Beschaffungsszenario nicht wesentlich ins Gewicht fällt, auch wenn die Investitionskosten für die Übertragungskapazität voll der Windenergie angelastet würden. Deshalb wird diese Kostenkomponente im Folgenden als vernachlässigbar betrachtet.

Eine weitere Kostenkomponente ergibt sich aus den **Übertragungsverlusten** beim Energietransport und durch Produktionsausfälle infolge von **Einspeisebeschränkungen**. Bei einer hohen Penetration von Windenergie im Netz muss in Zukunft wegen Aspekten des Netzmanagement mit gewissen Einspeisebeschränkungen gerechnet werden. Solche Wetter- und Lastabhängige Restriktionen werden zum Teil bereits heute angewendet, z.B. in dänischen Windparks. Dies führt dazu, dass nicht 100% der eigentlich realisierbaren Produktion eingespeisen werden kann, was einem Verlust gleich kommt. Für die folgende Kostenübersicht wird angenommen, dass sich die gesamten Verluste auf rund 20% belaufen.

Zusammenfassend können die Kosten für den erwarteten Stand der Technik im Jahr 2020 wie in **Tabelle 2** dargestellt angegeben werden.

Zusammenstellung der erwarteten Stromkosten aus Windkraftanlagen im Jahr 2020	
Kostenkomponente	Rp. / kWh
Erwartungswert für Gestehungskosten am Netzeinspeisepunkt (je 50% On-/Offshore)	6.0 – 7.0
Übertragungsverluste u. Einspeisebeschränkungen (20% der Gestehungskosten)	1.2 - 1.4
Zusatzkosten für Regel- und Ausgleichsenergie	0.5
Total rund	7.7 –8.9

Tabelle 2 Erwartete Gestehungskosten ab Schweizer Grenze für Strom aus Windfarmen im Jahr 2020

Ausgehend vom oben aufgeführten **Erwartungswert** der Gestehungskosten für Windenergie am Netzeinspeisepunkt von 6.0 bis 7.0 Rp. /kWh resultieren **Kosten von Windstrom frei Schweizer Grenze von 7.7 bis 8.9 Rp./kWh**.

Dieser Wert liegt je nach Vergleichstechnologie leicht über bis leicht unter dem Niveau von neuen Produktionskapazitäten konventioneller Kraftwerkstechnologien. Es ist allerdings zu betonen, dass dieser kritische Wert heute nur mit einer gewissen Unsicherheit für den Zeitpunkt 2020 vorausgesagt werden kann. Er entspricht aus Sicht der Autoren zwar der heute plausiblerweise zu erwartenden Grössenordnung. Aufgrund der heute vorliegenden Unterlagen und Prognosen können jedoch sowohl ein deutlich optimistischeres als auch ein deutlich pessimistischeres Szenario nicht völlig ausgeschlossen werden. Wir schätzen den Minimalwert gemäss den vorhandenen Studien auf 4.8 Rp./kWh und den Maximalwert auf 11.9 Rp./kWh⁴.

Bei einem Einbezug der bedeutenden Externalitäten von „braunem Strom“ und Nuklearenergie, sowie bis ins Jahr 2020 realistischerweise zu erwartenden Preissteigerungen für fossile Brennstoffe ist gegenüber der heutigen Produktionsstruktur trotzdem mit grosser Wahrscheinlichkeit ein Kostenvorteil für ein Szenario auf Basis von Windenergiebezug aus dem Ausland zu erwarten.

⁴ Low: $3.6 \cdot 1.2 + 0.5 = 4.8$ Rp./kWh, High: $9.5 \cdot 1.2 + 0.5 = 11.9$ Rp./kWh

6.3. AUSWIRKUNG AUF BESCHÄFTIGUNG

Welche Auswirkungen das hier untersuchte Szenario auf die Beschäftigung in der Schweiz haben wird, lässt sich nur ganz grob abschätzen. Im Folgenden findet sich eine sehr grobe Angabe welche ungefähren Brutto-Beschäftigungseffekte sich durch Investition für den Aufbau der entsprechenden Windkraftanlagenkapazität ergeben würden. Entscheidend wird sein, wie viel der Wertschöpfung effektiv in der Schweiz realisiert werden kann.

Wir treffen folgende grobe Annahmen (vgl. auch Abschnitt 6.1.2) für den Aufbau von rund 9'000 MW Windleistung zwischen 2015 und 2030:

- › Umsatz insgesamt rund 15 Mia. CHF (50% Onshore, 50% Offshore-Anlagen)
- › Wertschöpfungsanteil in der Schweiz: 20 – 40%
- › Importquote bei CH Wertschöpfungsanteil (Vorleistungen im Ausland): 30%
- › Multiplikatorwirkung: 1.3
- › Spezifische Wertschöpfung pro Arbeitsplatz Windindustrie CH: 150'000CHF

Damit ergeben sich rund 20'000 bis 35'000 Personenjahre innert 15 Jahren oder 1'300 bis 2'300 Arbeitsplätze, welche direkt mit der Windindustrie in Verbindung stehen.

Andere Quellen [DWTMA 1996, BWEA 1995] kommen zu deutlich höheren spezifischen Beschäftigungseffekten von rund 22 Personenjahren pro MW unter Berücksichtigung der indirekten Effekte. Dies würde für das hier untersuchte Szenario bei 20% Wertschöpfungsanteil in der Schweiz rund 70'000 Personenjahre ergeben. Allerdings sind die in diesen Studien verwendeten Annahmen nicht vollständig dokumentiert und die spezifische Wertschöpfung pro Arbeitsplatz wird für Schweiz kann gegenüber den in diesen Arbeiten verwendeten Werten abweichen.

7. FAZIT

Das hier untersuchte Szenario berücksichtigt ausschliesslich Windstromimporte für die Deckung einer durch Wegfall der Kernenergie entstehenden Bedarfslücke. Damit werden im Folgenden die Auswirkungen einer Extremposition dargestellt. Ein realistischeres Szenario für CO₂-neutrale Stromaufbringung könnte davon ausgehen, dass auch die einheimische Verstromung von Biomasse und andere im Inland verfügbare erneuerbare Energieträger bis im Jahr 2030 Marktreife erlangt haben und in Teilmärkten wirtschaftlich eingesetzt werden können.

Die **technische Realisierbarkeit eines Windenergieszenarios beinhaltet keine grösseren Probleme**, für welche nicht bereits heute Lösungen und umfangreiche Erfahrungen vorliegen. Insbesondere wenn die Entwicklung im Bereich Windenergie im europäischen Ausland so weitergeht wie vorgesehen und die Dynamik der letzten 10 Jahre nur annähernd beibehalten werden kann, dann dürften bis im Jahr 2020 einige europäische Länder bereits eine höhere Windpenetration aufweisen als es das hier unterstellte Szenario für das Jahr 2030 für die Schweiz vorgibt. Am schwierigsten dürfte die Realisierbarkeit von neuen oberirdischen Langstreckentrassen für den Energietransport sein. Solche Vorhaben sind in der Vergangenheit oft auf grossen Widerstand gestossen.

Auch wirtschaftlich sind die Perspektiven durchaus interessant, insbesondere wenn die Externalitäten der verschiedenen Technologien berücksichtigt werden. Die wahrscheinliche Bandbreite der **Gestehungskosten für Windstrom ab Schweizer Grenze** liegt gemäss unserer Einschätzung in einer Grössenordnung von 7.7 bis 8.9 Rp./kWh und damit im Bereich von neuen Produktionskapazitäten konventioneller Kraftwerkstechnologien. Dabei sind beim Wind auch Externalitäten im Netz berücksichtigt, welche durch die intermittierende Natur der Windenergie entstehen. Es besteht eine aus unserer Sicht geringe aber nicht auszuschliessende Restwahrscheinlichkeit, dass sich die Kosten zum Zeitpunkt 2020 um zwei bis drei Rappen über oder unter dieser Bandbreite befinden könnten.

Eine Aussage über die zu erwartenden **Preise** für Windstromimporte ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, da die Preisgestaltung wesentlich von der internationalen Marktsituation im Jahr 2020 im Bereich der konventionellen und regenerativen Energien abhängen wird.

Die **Position der Schweizer Wasserkraft** wird bei einem forcierten Ausbau der Windenergie sicher aufgewertet werden, da ein höherer Bedarf an Ausgleichs- und Regelenenergie besteht.

Die **Beschäftigungseffekte** konnten nur ansatzweise abgeschätzt werden. Insbesondere wurde keine Nettobetrachtung angestellt. Unklar bleibt auch, welcher schweizerische Wertschöpfungsanteil an den Gesamtinvestitionen für den Aufbau entsprechender Windkraftwerkskapazitäten im Ausland realisiert werden kann. Es kann aber konservativ davon ausgegangen werden, dass deutlich mehr als tausend Arbeitsplätze in der Schweiz direkt mit der Nutzung der Windenergie verknüpft wären.

Politisch erscheint das Szenario durchaus realisierbar. Die im EMG vorgesehene Reziprozität und Kennzeichnung von Strom dürfte die Umsetzung vereinfachen. Das Szenario basiert vorwiegend auf der Kooperation mit Europäischen Staaten. Die **Versorgungssicherheit** wird positiv beurteilt und es kann vermieden werden, dass beim Ausstieg aus der Kernenergie negative Umwelteffekte durch vermehrte Nutzung von fossilen Energieträgern entstehen. Der Aspekt des Landschaftschutzes kommt in der Schweiz nicht zum Tragen, da auf Stromimporte abgestützt wird. Die Umweltbelastung im Ausland wird sich auf ein verträgliches Niveau beschränken, da davon ausgegangen wird, dass ein Grossteil der Anlagen im Offshore-Bereich und ausserhalb der Sichtbarkeit vom Land her realisiert wird. Die Nutzung von Schutz- und ökologisch sensiblen Gebieten wäre auszuschliessen.

LITERATUR

- Bodmer 2001:** Überlegungen zur Funktionsweise der schweizerischen Netzgesellschaft, Beitrag zur Tagung vom 22.11.2001 „Öffnung des Strommarktes; Beiträge der energiewirtschaftlichen Forschung“, Bern 2001
- BWE 2002:** Zahlen und Fakten zur Windenergie, Bundesverband Windenergie e.V., <http://www.wind-energie.de/informationen/grundlagen/bwe-info-zwei-020305.pdf>, 2002
- CA-OWEE 2001:** Offshore Wind Energy; Ready to Power a Sustainable Europe, Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, summary p.3, <http://www.offshorewindenergy.org>, Delft 2001
- Czisch 2000:** Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU-überschreitenden Nutzung von Wind- und Sonnenenergie, Gregor Czisch, Inst. Für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel 2000
- Czisch 2002a:** Folie zu Windenergiepotenzialen, http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/Windenergie/windpot_land_eu_strombedarf_b.jpg
- Czisch 2002:** Vortrag zu Perspektiven der Winenergienutzung für die Schweiz, SES Vorstandstagung vom 13.3.02, Zürich 2002
- Czisch et. al 2000:** A comparison of Intra- and extraeuropean options for an energy supply with wind power, Gregor Czisch, Gregor Giebel, Kassel 2000
- econcept 2001:** Sind alle Stromprodukte Grün?, Beitrag zur Tagung vom 22.11.2001 „Öffnung des Strommarktes; Beiträge der energiewirtschaftlichen Forschung“, Bern 2001
- Ernst et. Al. 2001:** Managing 3000MW wind power in a transmission system operation centre, B. Ernst, K. Rohrig, P. Schorn, H. Regber, Kassel 2001
- ETRANS 2002:** Netto-Übertragungskapazität zwischen der Schweiz und dem Ausland, <http://www.etrans.ch/index/index?cid=U5DPU6>
- EU 2001:** Directive 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Brüssel 2001
- Krohn 2002:** Wind Energy Policy in Denmark; Status 2002, Soren Krohn, www.windpower.org/articles/energypo.html, 2002
- Milborrow 2001:** Penalties for intermittent sources of energy, Working paper for PIU, <http://www.piu.gov.uk/2002/energy/report/working%20papers/Milborrow.pdf> , 2001

- NEA 2001:** Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore- Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen; Niedersächsische Energieagentur, DEWI, NIW, <http://www.nds-energie-agentur.de/main/docs/offshoreII.pdf>, 2001
- Noord 1999:** Large-scale offshore wind energy: cost analysis and integration in the Dutch electricity market; Noord, M. de; <http://www.ecn.nl/library/reports/1999e/i99003.html>
- PIU 2001:** Technical and economic potential of renewable energy generating technologies: Potentials and cost reductions to 2020, J. Chapman, R. Gross, Working paper for PIU, <http://www.piu.gov.uk/2002/energy/report/working%20papers/PIUh.pdf> , 2001
- PIU 2002:** British Cabinet Office: The Energy Review, A Performance and Innovation Unit Report, <http://www.piu.gov.uk/2002/energy/report/index.htm> , 2002
- solaraccess 2001:** <http://www.solaraccedd.com/news/story.jsp?storyid=1640>
- Windpower Monthly 2001a:** Europe wide trading schedule to start – Green certificates open doors to new markets for wind kilowatt hours, issue March 2001;18
- Windpower Monthly 2002:** Edition 3/2002, p. 33