Ist die Stromproduktion aus Wasserkraft und Kernkraft noch attraktiv? : Ein Lebenszyklenanalyse-Vergleich verschiedener Produktionsarten

Autor(en): **Röder, Alexander / Wokaun, Alexander / Schötzau, Hans-Jörg**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **88 (1997)**

Heft 22

PDF erstellt am: **04.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-902258

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Ökonomische Kriterien werden den Marktanteil konventioneller und neuer Technologien für die Stromproduktion entscheidend beeinflussen. In der vorliegenden Studie wird die Methode der Lebenszyklenanalyse angewandt, um die Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern, regenerativen Energien und Kernspaltung hinsichtlich Kosten, CO_2-Emissionen und Materialverbrauch zu vergleichen. Als erneuerbare Energien werden neben der Wasserkraft die Altholzvergasung, solarthermische Kraftwerke, zentrale und dezentrale Photovoltaikanlagen sowie die Hochtemperatur-Solarchemie für die Wasserstoffproduktion analysiert; zwischen diesen Varianten der Solarenergienutzung findet man signifikante Unterschiede. Die Ergebnisse zeigen das Marktpotential der Biomasse für Methanol- und Stromproduktion und weisen eindringlich auf den wesentlichen Beitrag hin, den Wasserkraft und Kernenergie bereits heute zu einer marktfähigen Energiebereitstellung mit tiefen spezifischen CO_2-Emissionen leisten können.

Ist die Stromproduktion aus Wasserkraft und Kernkraft noch attraktiv?

Ein Lebenszyklenanalyse-Vergleich verschiedener Produktionsarten

■ Alexander Röder, Alexander Wokaun und Hans-Jörg Schötzau

Erwartete Auswirkungen der Öffnung des Strommarktes auf die Kraftwerksproduktion

Eine Studie des VSE [1] zeigt grundsätzlich die unterschiedlichen Produktionsmöglichkeiten elektrischer Energie zur Deckung der erwarteten Versorgungslücken etwa ab dem Jahre 2010 auf. Diese Studie beurteilt gleichzeitig die Vor- und Nachteile der verschiedenen Produktionsarten und weist insbesondere

Adressen der Autoren
Alexander Röder und
Prof. *Alexander Wokaun*
Paul Scherrer Institut, 5232 Villigen PSI

Prof. *Hans-Jörg Schötzau*,
Aargauisches Elektrizitätswerk
Obere Vorstadt 40, 5001 Aarau

auf das damit verbundene ökologische Problem des CO_2-Ausstosses hin. Mit der geplanten Ergänzung [2] werden auch die Möglichkeiten und Grenzen einer dezentral aufgebauten Stromproduktion aufgezeigt.

Unabhängig von der Frage nach der Deckung einer Versorgungslücke wird die vor den Türen stehende Marktöffnung [3], wie in verschiedenen Ländern (siehe z. B. [4, 5]) beobachtet werden kann, Auswirkungen auf die bestehende und künftige Ausgestaltung der Stromproduktion haben. Die Liberalisierung des Strommarktes bringt natürlicherweise eine neue Dimension in die Betrachtung. Wenn der Strommarkt geöffnet wird, dann muss davon ausgegangen werden, dass Marktgesetze gelten werden. Somit erhält die Frage nach den Produktionskosten erste Priorität. Aufgrund der heutigen sehr tiefen Kosten für die Primärenergieträger Öl und Gas ist es offensichtlich, dass gasbefeuerte Produktionsanlagen wie beispielsweise Gasturbinen- oder Kombi-Kraftwerke sehr attraktive Gestehungskosten von der Grössenordnung von 5 Rp./kWh aufweisen können [6, 7]. Darüber hinaus stellt die im Vergleich zu KKW oder Wasserkraftanlagen sehr kurze Abschreibungsdauer in einem liberalisierten Markt einen weiteren Wettbewerbsvorteil dar.

Somit wird sich nicht erst vor dem Hintergrund der Versorgungslücke nach der Jahrtausendwende [1] die Frage der Produktionsart mit den entsprechenden ökologischen Problemen stellen, sondern diese wird voraussichtlich bereits früher und in verstärktem Ausmass die schweizerische Elektrizitätsbranche unter Druck setzen. Die Wasserkraft und die Kernenergie sind als Produktionsanlagen durch diese Entwicklung klar und massiv gefährdet. Es erscheint somit sinnvoll, die Frage nach den Gesamtkosten der Stromproduktion und des -transportes aus ausländischen Anlagen in die Schweiz mit Hilfe einer Lebenszyklen- und Lebenskostenanalyse (Life Cycle Analysis, LCA) genauer zu betrachten [8].

Die hier dargestellten Resultate sind Teil einer Studie [8] zur Abschätzung des ökonomischen Potentials erneuerbarer Energien für die Produktion von Elektrizität sowie der Energieträger Wasserstoff und Methanol. Als Referenzsysteme für die Elektrizitätserzeugung dienten repräsentative Daten für Wasser- und Kernkraftwerke in der Schweiz sowie für ein modernes Gas + Dampf-Kombikraftwerk. Diesen Anlagen wurde die Stromproduktion in drei Typen von Solarkraftwerken (Turm- und Rinnenkraftwerken sowie in Dish/Stirling-Maschinen), in Photovoltaikanlagen sowie durch Altholzvergasung gegenübergestellt.

Im Hinblick auf die Entwicklung zukünftiger nachhaltiger Energieversorgungssysteme wurde neben der Elektrizität die Produktion von Wasserstoff analysiert. Der Energieträger Wasserstoff steht im Zentrum von Konzepten [9, 10] CO_2-freier bzw. CO_2-neutraler Energieversorgungssysteme und kann zum Beispiel in Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen effizient und schadstoffarm genutzt werden. Referenzpunkt ist in diesem Fall die Wasserstoffproduktion durch Dampfreformierung von Erdgas. In den elektrizitätserzeugenden Anlagen wird Wasserstoff durch H_2O-Elektrolyse produziert. Als neues Konzept betrachten wir die direkte Produktion von solarem Wasserstoff durch Hochtemperatur-Solarchemie [11].

Als synthetischer flüssiger Energieträger, der aus Biomasse und erneuerbaren Energien CO_2-neutral produziert werden kann, wird Methanol als attraktiver Energieträger der Zukunft, vor allem für das Transportwesen, angesehen. Die industrielle Synthese geht heute von Synthesegas aus, welches aus Erdgas gewonnen wird. In der vorliegenden Arbeit vergleichen wir damit die Methanolproduktion aus (potentiell kontaminiertem) Altholz und Restholz, wie sie in einem kürzlich erschienenen Projekt für eine Biometh-Pilotanlage [9] analysiert wurde.

Verwendete Methodik der Kosten und Life Cycle Analysis

Gestehungskosten der erwähnten Energieträger wurden nach Standardmethoden unter Berücksichtigung von Investitions-, Betriebs-, Unterhalts- und Brennstoffkosten berechnet. Dabei liegen folgende vereinfachende Annahmen zugrunde:

- Die Berechnung der Kapitalkosten erfolgte nach der Barwertmethode (vgl. z. B. [13]) mit 5% realem Zinssatz; darüber hinaus wurde generell eine Versicherungsprämie in Höhe von 0,5% der Investitionskosten pro Jahr in Ansatz gebracht.
- Für die Kosten fossiler Brennstoffe (Erdgas) wurde ein Preis von 2 Rp./ kWh_{th} (Kraftwerke in der Schweiz) bzw. 1,12 Rp./ kWh_{th} (Kraftwerke in Nordafrika) verwendet.
- Allfällige Preissteigerungen, die über die allgemeine Inflationsrate hinausgehen (z. B. für Brennstoffe oder Personal), blieben unberücksichtigt.

Die Berechnung aktueller Kosten der auf regenerativen Energien basierenden Anlagen ging vom aktuellen Produktionspreis bzw. von Kleinserien aus; für die zukünftigen energiespezifischen Investitionen wurde die Kostendegression anhand von typischen Werten einer «learning curve» abgeschätzt.

Für die Life Cycle Analysis wurde konsequent die Methode von Frischknecht et al. [14] verwendet. Treibhausgasemissionen wurden in CO_2-Äquivalente umgerechnet. Bei den Konstruktionsmaterialien sind nur die Werkstoffe Beton und Stahl explizit betrachtet, da man bei anderen Materialien entweder von reichlich vorhandenen Rohstoffen (z. B. bei Si) oder in der Zukunft von weitgehendem Recycling (z. B. bei Al, Cu) ausgehen kann.

Beim Referenzsystem Wasserkraft zeigen Kosten und Life Cycle Analysis eine ausgeprägte Standortabhängigkeit; es wurden daher aggregierte Werte für die gesamte Schweiz verwendet. Als Basis für die Kostenrechnung dienen Werte der EGES [15], für die Life Cycle Analysis wurden die in [14] erarbeiteten Werte übernommen. Dabei erübrigte sich eine Unterscheidung zwischen Lauf- und Speicherkraftwerken, da sich insbesondere bei den Treibhausgasemissionen der absolute Unterschied als gering erwies.

Für die Kernkraft wurde versucht, anhand einer Übersicht über die Kosten in verschiedenen europäischen Ländern [16] eine Abschätzung für ein hypothetisches neues Kraftwerk in der Schweiz zu erhalten. Diese Kosten enthalten bereits die Entsorgung der abgebrannten Brennstäbe sowie die Rücklagen zur Demontage des Kraftwerks. Die Daten der Life Cycle Analysis stellen das arithmetische Mittel der Ergebnisse für Leibstadt und Gösgen dar; sie entstammen ebenfalls [14].

Als typischer Wert für ein Gas + Dampf-Kombikraftwerk wurde ein Wirkungsgrad von 57% angenommen. Die Kostenrechnung stützt sich auf verschiedene Quellen (siehe z. B. [17]); eine Life-Cycle-Analyse wurde in [18] durchgeführt.

Für ein solares Rinnenkraftwerk (Erhitzung einer Wärmeübertragungsflüssigkeit in der Brennlinie von parabolförmigen, reflektierenden Rinnen) kann auf die Betriebserfahrungen in Kalifornien zurückgegriffen werden, wo die SEGS-Anlagen seit 1985 im Hybrid-Modus (fossile Zufeuerung an Tagen mit viel Bewölkung und am Spätnachmittag) betrieben werden. Die Kosten wurden entsprechend neueren Machbarkeitsstudien [19] modifiziert. Zwei weitere Varianten

eines Rinnenkraftwerks wurden ebenfalls untersucht, bei denen ein thermischer Speicher die fossile Zufeuerung ersetzt. Die erste Variante ist nach heutigem technischen Stand verfügbar, die andere stellt eine Prognose eines zukünftig machbaren Systems dar [20]. Die Life-Cycle-Analyse der Rinnenkraftwerke stützt sich weitgehend auf eigene Schätzungen.

Für Turmkraftwerke (Dampferzeugung in einem zentralen Receiver auf einem Turm, welcher durch ein Heliostatenfeld beleuchtet wird) wurden dieselben Möglichkeiten betrachtet wie für Rinnenkraftwerke, das heisst ein Kraftwerk mit fossiler Zufeuerung und eines mit thermischem Speicher, für die bereits Machbarkeitsstudien existieren [21]; ferner bewerten wir ein Kraftwerk mit Speicher, wie es den Endpunkt einer zukünftigen Entwicklung darstellen könnte. Als Basis der Kostenrechnung dienten mehrere Studien (u. a. [21]), Grundlage für die Lebenszyklusanalyse bildete eine detaillierte Abschätzung des Materialbedarfs, die von einem Anbieter (Firma Steinmüller) zur Verfügung gestellt wurde.

Die Dish/Stirling-Maschinen zur solaren Stromerzeugung (Stirling-Maschine mit Generator im Brennpunkt eines Parabolspiegels), die in dieser Arbeit untersucht wurden, haben weder fossile Zufeuerung noch Speicherung; hier wurde aus den zurzeit existierenden Systemen die von SBP entwickelte Anlage zugrunde gelegt [22].

Die Photovoltaik nimmt im Rahmen der solaren Stromerzeugung einen besonderen Platz ein: einerseits ist sie bereits relativ weit entwickelt, andererseits ist sie durch ihre Fähigkeit, diffuse Strahlung (und nicht nur die Direktstrahlung) partiell zu nutzen, für einen Einsatz in der Schweiz potentiell interessanter als solarthermische Kraftwerke.

Aus diesem Grunde wurden insgesamt sechs Varianten betrachtet, nämlich heute verfügbare Anlagen (polykristallines Silizium) sowie zukünftige Anlagen mit monokristallinen und amorphen Zellen, jeweils ausgeführt als Hausdachanlagen in der Schweiz und als Grosskraftwerk in Nordafrika.

Während die Genauigkeit der Life Cycle Analysis (basierend auf [14] und [18]) durchaus mit derjenigen konventioneller Kraftwerke vergleichbar ist, unterliegt die Berechnung der Kosten aufgrund der unvorhersehbaren Entwicklung der Modulpreise relativ grossen Unsicherheiten.

Belastbare Daten für die Produktion von solarem Wasserstoff mittels Hochtemperatur-Solarchemie liegen noch keine vor; diese Technologie steht am Übergang vom Forschungs- zum Entwicklungsstadium. Die hier gemachten Abschätzungen bezüglich Kosten und Life-Cycle-Analyse sind als erster Orientierungspunkt zu verstehen.

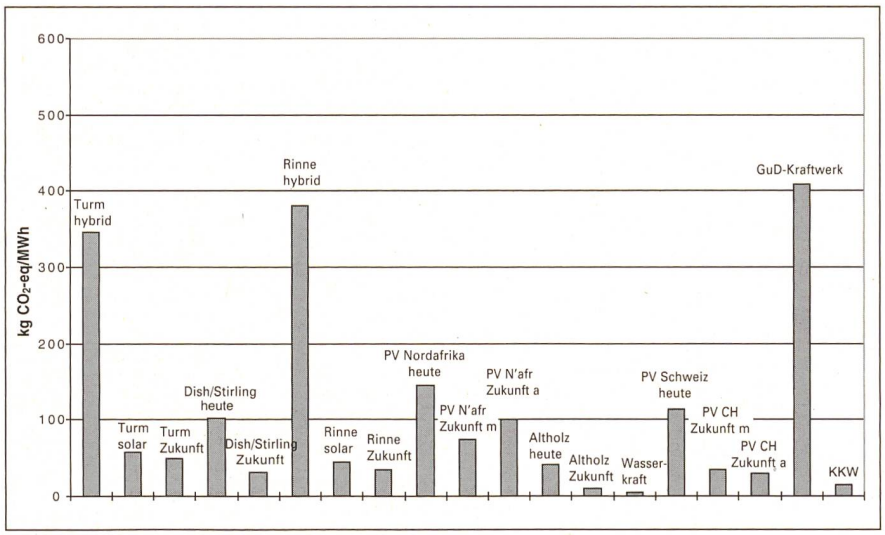


Bild 1 Treibhausgasemissionen gegenwärtiger und zukünftiger Kraftwerkssysteme für die Strombereitstellung in der Schweiz.

Für alle solaren Kraftwerke ist die Abhängigkeit der Energieproduktion (und damit der Kosten und der spezifischen Emissionen) vom Standort zu betonen. In der vorliegenden Arbeit wurde eine Normierung der Produktion auf ein durchschnittliches meteorologisches Jahr in Barstow (Südkalifornien) durchgeführt.

Die Produktion von Strom und Methanol aus Altholz (darunter wird hier z. B. Bauholz und Material aus dem Abbruch von Gebäuden und der Entsorgung von Möbeln verstanden) kann nach verschiedenen Methoden erfolgen. Neben der konventionellen Verbrennung in Dampfkraftwerken (mit Wirkungsgraden um 20%) bietet sich hier in Zukunft die Vergasung an: Das Synthesegas kann zur Stromerzeugung in einem abgeänderten Gas + Dampf-Kombikraftwerk genutzt (Wirkungsgrade um 50% scheinen hier ereichbar [23]) oder zur Methanolproduktion verwendet werden. Eine entsprechende Pilotanlage wird am PSI projektiert [12].

Ergebnisse

Während es sich bei Wasserkraft und Kernkraft um ausgereifte Technologien handelt und auch bei den Gas + Dampf-Kombikraftwerken nur noch moderate Wirkungsgradsteigerungen zu erwarten sind, befinden sich viele der auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgungssysteme in der Anfangsphase der industriellen Entwicklung bzw. der Markteinführung. Deshalb erscheint es wesentlich, neben dem gegenwärtigen Stand auch das Zukunftspotential abzuschätzen.

Bekanntlich sind die Energiegestehungskosten umgekehrt proportional zum «load factor», das heisst zum Anteil der Betriebsstunden am Jahrestotal. Aus diesem Grund sowie wegen der meteorologischen Gegebenheiten werden solare Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde errichtet werden. Für die Photovoltaik vergleichen wir aus dem gleichen Grund dezentrale Anlagen in der Schweiz mit Photovoltaik-Kraftwerken in Nordafrika, wobei der produzierte Strom mit Hochspannungsübertragung in die Schweiz transportiert würde.

Die Analyse der Treibhausgasemissionen zeigt auf den ersten Blick, dass alle Technologien, welche ganz oder teilweise fossile Energieträger als Brennstoff verwenden, sich durch die höchsten Emissionswerte auszeichnen (Bild 1). Doch auch für Anlagen, die nur Sonnenenergie oder Biomasse einsetzen, ergibt die Lebenszyklenanalyse Emissionsbeiträge aus Konstruktion und Betrieb. Bei gegenwärtigen Photovoltaikanlagen sind diese grauen Emissionen relativ hoch. Für die Zukunft kann durch neue Herstellungsverfahren für amorphe Zellen und monokristalline Dünnschichtzellen eine wesentliche Reduktion der Emissionen erwartet werden. Es ist bemerkenswert, dass die höheren Einstrahlungswerte in Nordafrika den Transportverlust und die Aufwendungen für die Trägerstruktur (im Vergleich zu dachmontierten Anlagen in der Schweiz) nicht ausgleichen können.

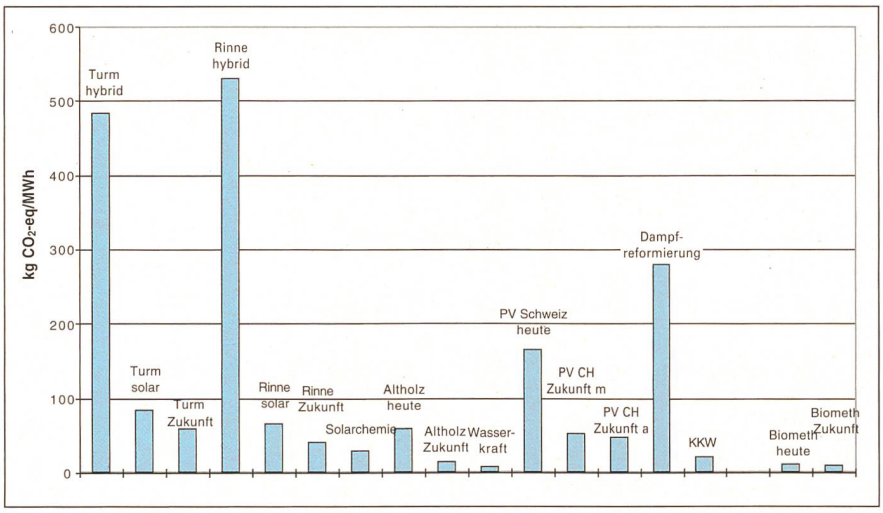


Bild 2 Treibhausgasemissionen (pro MWh Brennwert) für die Produktion von Wasserstoff und Methanol in der Schweiz mit gegenwärtigen und zukünftig verfügbaren Anlagen. Der Übersichtlichkeit halber wurden nicht alle Systeme dargestellt.

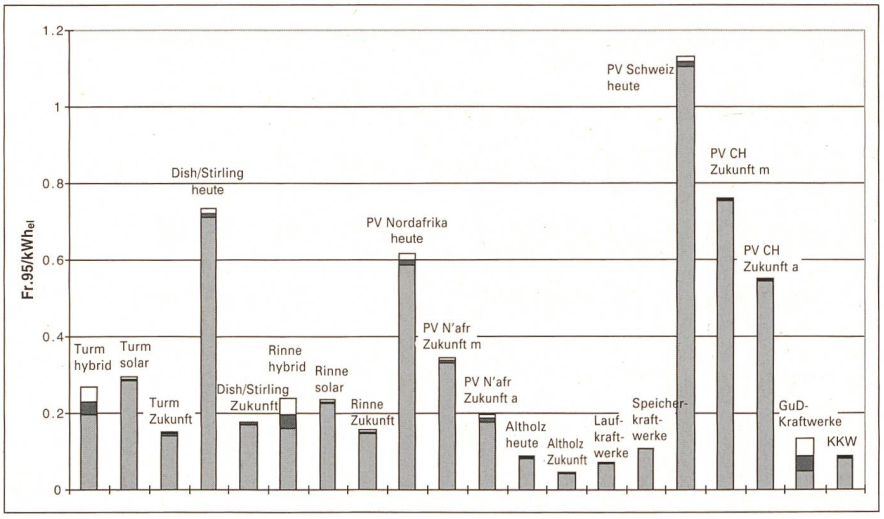


Bild 3 Stromgestehungskosten der verschiedenen Systeme. Die Höhe der blauen Balken entspricht den berechneten Kosten ohne CO_2-Abgabe; der schwarze und weisse Balken zeigen jeweils die inkrementellen Kosten einer angenommenen CO_2-Abgabe von 100 bzw. 210 Fr./Tonne CO_2.

Die mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen (solare Turm- und Rinnenkraftwerke sowie Altholzvergasung) weisen günstige Emissionswerte auf. Die mit Abstand geringsten Treibhausgasemissionen verursacht die Nutzung der Wasserkraft, gefolgt von Kernkraftwerken und (bei entsprechendem Technologiefortschritt) zukünftigen Anlagen zur Altholzverwertung.

Analysiert man die Treibhausgasemissionen bei der Wasserstoffproduktion (Bild 2), so ergeben sich graduelle Unterschiede gegenüber der Elektrizitätsproduktion. Bei allen stromerzeugenden Anlagen steigen die auf den Brennwert des Wasserstoffes bezogenen Emissionen invers proportional zum Wirkungsgrad der Elektrolyse loco Schweiz (heute typisch 75%). Für zukünftige Solarkraftwerke in Nordafrika wurde die Elektrolyse vor Ort und der Transport via Wasserstoff-Pipeline angenommen.

Der industrielle Referenzpunkt für die Wasserstoffproduktion, die Dampfreformierung von Erdgas, weist dank der Effizienz dieses Prozesses trotz Einsatz eines fossilen Brennstoffs Emissionen auf, die heute nur durch Wasserkraft, Altholznutzung (Biometh) und Kernkraftwerke um mehr als eine Grössenordnung unterboten werden. Zukünftige Anlagen mit Solarelektrizität können Werte um 50 kg CO_2/MWh H_2 Heizwert erreichen.

Von besonderem Interesse ist in diesem Zusammenhang der vorausgesagte Wert für die Solarchemie von ≈ 20 kg CO_2/MWh. Die direkte Produktion von solarem Wasserstoff durch Hochtemperaturprozesse mit Sonnenenergie [11] resultiert also in Emissionen, die gegenüber dem Weg über Solarstrom-Elektrolyse rund um einen Faktor 2,5 geringer sein könnten. Dieser Vorteil, verbunden mit niedrigeren Gestehungskosten, motiviert unsere Forschungsanstrengungen bei der Entwicklung der Hochtemperatur-Solartechnik.

Vom marktwirtschaftlichen Standpunkt besonders relevant sind die Stromgestehungskosten. Für den Vergleich wurde auch der Einfluss einer angenommenen CO_2-Lenkungsabgabe in Höhe von 100 bzw. 210 Fr./Tonne CO_2 in Rechnung gestellt. Mehrere Trends sind klar erkennbar (Bild 3):

- Die Stromgestehungskosten eines erdgasbefeuerten Gas-Dampf-Kombikraftwerkes mit Standort Schweiz sind niedrig (7 Rp./kWh), würden jedoch durch den Höchstsatz der CO_2-Abgabe mehr als verdoppelt (16 Rp./kWh). Offensichtlich verteuern CO_2-Lenkungsmassnahmen die Stromproduktion aus Erdgas relativ zur Wasserkraft (Laufkraftwerke 7 Rp./kWh, Speicherkraftwerke 11 Rp./kWh) und zur Kernkraft (8 Rp./kWh).
- Solare Turm- und Rinnenkraftwerke mit Standort Nordafrika könnten heute Strom um den Faktor 5 günstiger produzieren als Photovoltaik-Dachanlagen in der Schweiz. Die Stromgestehungskosten solar/fossiler Hybridkraftwerke würden unter 20 Rp./kWh liegen. Die Einführung einer CO_2-Lenkungsabgabe von 210 Fr./Tonne CO_2 macht rein solare Rinnenkraftwerke den entsprechenden Hybridanlagen überlegen.
- Dank der besseren Einstrahlungsbedingungen bietet der Standort Nordafrika für die photovoltaische Stromproduktion in zentralen Anlagen öko- nomische Vorteile gegenüber der dezentralen Produktion in der Schweiz. Hinsichtlich der Gestehungskosten fällt dieser Vergleich also anders aus als bezüglich der CO_2-Emissionen.
- Strom aus der Altholzvergasung kann zu ähnlichen Preisen produziert werden wie mit Wasser- und Kernkraftwerken. Eine CO_2-Abgabe verleiht der nahezu CO_2-freien Produktion aus Altholz zusätzliche kompetitive Vorteile.

Als erstes Beispiel einer vergleichenden Analyse des Materialbedarfs zeigt Bild 4 den Betonverbrauch für die Errichtung der verschiedenen Stromerzeugungsanlagen. Bei den thermischen und photovoltaischen Kraftwerken erfordert

die Errichtung der entsprechenden Strukturen (Türme, Ständer) einen Betoneinsatz von 15 bis 30 kg pro MWh produzierter Elektrizität. Dieser Bereich ist vergleichbar mit dem Betonbedarf der Wasserkraft von 20 kg/MWh. Heutige Dish/Stirling-Anlagen weisen mit 56 kg/MWh den höchsten Wert auf.

Kernkraft, Gas-Kombikraftwerke und Dach-Photovoltaikanlagen benötigen nur rund 2 kg Beton/MWh. Dabei sei daran erinnert, dass es sich hier um ein Resultat der LCA handelt, das heisst der Betonverbrauch der Photovoltaik entsteht indirekt über den Stromverbrauch bei der Herstellung der Module und der zugehörigen Apparaturen bzw. Strukturen.

Beim Stahlbedarf (Bild 5) gelten hinsichtlich der solaren Kraftwerksanlagen dieselben Kommentare wie beim Betonverbrauch. Wasserkraft, Kernkraft und zukünftige dachmontierte Photovoltaikanlagen schneiden hier mit Werten von 0,5, 0,2 bzw. 0,15 kg/MWh besonders vorteilhaft ab. Bemerkenswert ist das Potential einer signifikanten Reduktion des Stahlbedarfs bei der Altholzverstromung.

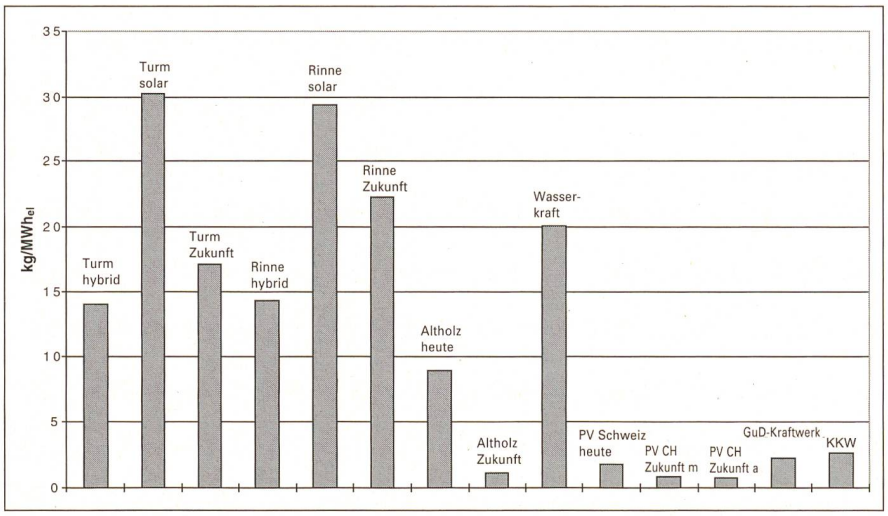


Bild 4 Betonbedarf der verschiedenen Systeme zur Bereitstellung von Elektrizität. Der Übersichtlichkeit halber wurden nicht alle Systeme dargestellt.

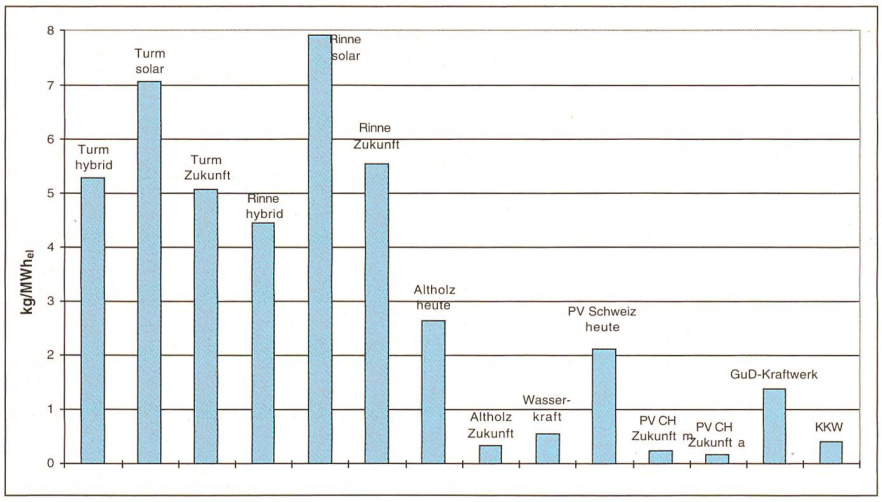


Bild 5 Stahlbedarf der verschiedenen Systeme zur Bereitstellung von Elektrizität.

Konsequenzen für die bestehende Produktion mit Wasserkraft und Kernkraft in der Schweiz

Die durchgeführte Analyse von Produktionskosten, Treibhausgasemissionen und Materialverbrauch für die Strom- und H_2-Bereitstellung in der Schweiz bestätigt, dass die zwei bekannten Produktionsarten Kernenergie und Wasserkraft unter allen betrachteten Systemen die besten ökologischen und ökonomischen Voraussetzungen aufweisen. Die Aussagen und Kennzahlen für diese beiden Produktionsarten stützen sich auf zuverlässige und wissenschaftlich belegte Daten ab. Sie gelten daher für diese Technologien als repräsentativ. Überraschenderweise nimmt die Stromproduktion aus Altholz in der Reihe der untersuchten Produktionsmöglichkeiten aus ökologischer und ökonomischer Sicht eine gute Position ein. Deren Sensibilität auf verschiedene Parameter wie Technologieentwicklung oder Abgasreinigung wird Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein. Dennoch sind die Ergebnisse der Berechnungen in ihrer Aussage nicht anzuzweifeln.

In der Schweiz sind die solaren Technologien wie Photovoltaik im Vergleich dazu mit Vorbehalten zu versehen. Hauptgrund dafür bilden die auch für die Zukunft prognostizierten hohen Gestehungskosten für die Produktion von Strom oder Wasserstoff. Diese Aussagen gelten grundsätzlich für den Einsatz von Photovoltaikanlagen im Vergleich zu anderen (Gross-)Technologien. Nach wie vor wird der Einsatzwert solcher Anlagen für gewisse «Nischenproduktionen» (dezentrale Verbraucher, fehlende Zuleitungen, keine Alternativen) durch diese Aussage nicht geschmälert.

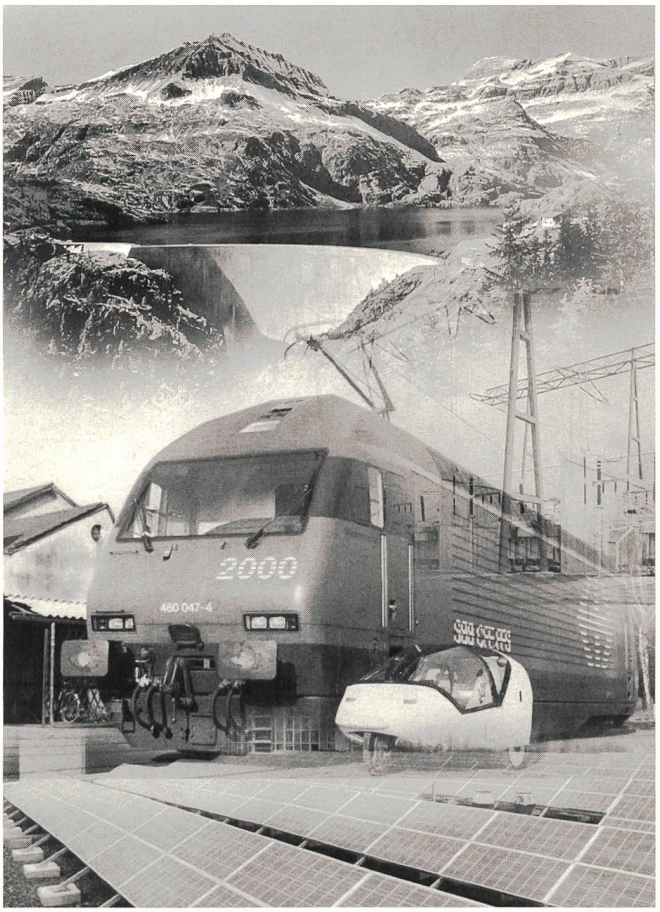
Für ein zukünftiges, wasserstoffbasiertes Energiesystem bietet die direkte solarchemische Wasserstoffproduktion Vorteile gegenüber der Elektrolyse mit Strom aus regenerativen Energien.

Wichtig ist der Hinweis, dass der angeführte Vergleich (Kernenergieproduktion/andere Möglichkeiten) Fragen wie die öffentliche Akzeptanz der Radioaktivität oder der Entsorgung nicht berücksichtigt. Dieselbe Einschränkung gilt für die Wasserkraft, die bei vielen Bauvorhaben an ökologische Grenzen (z. B. Landschaftsschutz oder Fischerei) stösst. Die aufgezeigten Probleme münden in politisch zu führende Diskussionen ein. Diese können aber ebenso wenig an der in dieser Arbeit aufgezeigten Vergleichbarkeit verschiedener Produktionsarten vorbeigehen. Insbesondere wird dabei klar, dass unter den regenerativen Energien die Wasserkraft schon heute einen mengenmässig sehr gewichtigen ökonomisch konkurrenzfähigen Beitrag zur ökologischen Stromproduktion leisten kann, während vor allem die Stromproduktion aus der Photovoltaik in der Schweiz wirtschaftlich keine gute Position einnimmt.

Literaturhinweise

[1] Vorschau 95: Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahre 2030. Herausgeber VSE, Zürich, 1995.

[2] Dezentrale Energieerzeugung. VSE-Studie, Ergänzung zur Vorschau 95, VSE, Zürich, in Vorbereitung.



Welche sind die Stromproduktionsarten mit den besten ökologischen und ökonomischen Voraussetzungen?

Danksagungen

Den Herren O. Bahn, R. Dones, U. Gantner, S. Hirschberg, P. Kesselring, S. Kypreos, M. Jakob, G. Scherer, A. Steinfeld und S. Stucki danken wir für ihre Unterstützung und zahlreiche Diskussionen. Den Firmen Alpha-Real, Lurgi, SBP, Solo Kleinmotoren und Steinmüller sind wir für die Bereitstellung von Daten sehr zu Dank verpflichtet.

[3] Marktöffnung im Elektrizitätsbereich. BEW-Schriftenreihe, Studie Nr. 59, Januar 1997.

[4] European Electricity to the Year 2000 and Beyond. FT Conferences, Vienna, April 1997.

[5] Electricity in Europe 1997. ICBI Conferences, Berlin, June 1997.

[6] *Friedrich, G.*: Die Kosten der fossilerzeugten kWh_{el} unter dem Einfluss der schweizerischen CO_2-Steueransätze. VSE-Bulletin, 12 (1997) 51–55.

[7] Neue Wege in der Energieerzeugung; Gas-Kombi-Kraftwerke >50 MW. ETG-Tagung, Baden, August 1997.

[8] *Röder, A.*: Vergleich regenerativer Energiesysteme bezüglich Kosten, Treibhausgasemissionen und Ressourcenverbrauch. Diplomarbeit ETH Zürich, 1997; PSI, Technische Mitteilung 51-97-04, 1997.

[9] *Cannon, J.S.*: Harnessing Hydrogen – The Key to Sustainable Transportation. Inform, New York, 1995.

[10] *Wokaun, A.*: Emerging Technologies for Sustainable Individual Mobility. Proc. Conf. Sustainable Individual Mobility, ETH Zürich, November 1996.

[11] *Steinfeld, A., Kuhn, P., Reller, A., Palumbo, R., Murray, J., Tamaura, Y.*: Solar-Processed Metals as Clean Energy Carriers and Water-Splitters, in Hydrogen Energy Progress XI (1996), pp. 601–609.

[12] *Stucki, S., Bühler, R., Hasler, P., Covelli, B., Müller, M., Vock, W.*: Biometh – feasibility of methanol production from waste biomass and it's use as a fuel in Switzerland. Proc. 11th Int. Symposium on Alcohol Fuels, ISAF, Sun City, South Africa (1996), pp. 466–476.

[13] *Lenzlinger, M., Leemann, R., Real, M.*: Stromgestehungskosten von Solarzellenanlagen im Vergleich, VSE-Bulletin,18 (1994), S. 45–49.

[14] *Frischknecht, R., Hofstetter, P., Knoepfel, I., Dones, R., Zollinger, E.*: Ökoinventare für Energiesysteme. ETH Zürich, 1994.

[15] *Wochele, J.*: Technologie-Daten-Basis für MARKAL, EDMZ Bern, 1987.

[16] Stevens: Comparative Assessment of the Economics of Nuclear Power and Other Options, Proc. Electricity, Health and the Environment, Wien, Oktober 1995.

[17] *Jakob, M., Lacher, R.*: Daten von Kosten und Emissionen verschiedener Energieumwandlungs-Technologien, PSI, Technische Mitteilung 52-94-02, 1994.

[18] *Dones, R., Gantner, U., Hirschberg S., Doka, G., Knoepfel I.*: Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland, PSI, 1996.

[19] European Commission: Assessment of Solar Thermal Trough Power Plant Technology and its Transferability to the Mediterranean Region, Flachglas-Solartechnik, 1994.

[20] *Kiera, M., Meinecke, W., Wehowsky, P.*: Studie zum Vergleich von solaren Turm- und Farmanlagen, in: Solarthermische Anlagentechnologien im Vergleich, Berlin, 1992.

[21] TSA-Konsortium: PHOEBUS 1c Post Feasibility Study, 1994.

[22] *Schiel, W., Schlaich, J.*: Abschlussbericht zur Studie zum Vergleich von solarthermischen Anlagen zur Stromerzeugung (Dish/Stirling), in: Solarthermische Anlagentechnologien im Vergleich, Berlin, 1992.

[23] *Consonni, S., Larson, E.D.*: Biomass-Gasifier / Aeroderivative Gas Turbine Combined Cycles, ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 118 (1996), pp. 507–525.

La production d'électricité d'origine hydraulique et nucléaire est-elle encore intéressante?

Une comparaison des divers types de production

Des critères économiques vont influencer de façon déterminante la part du marché des technologies. La présente étude se fonde sur la méthode de l'analyse des cycles de vie utilisée pour comparer, du point de vue des coûts, des émissions de CO_2 et de la demande de matériaux, la mise à disposition d'énergie provenant d'agents énergétiques fossiles, d'énergies renouvelables et de la fission nucléaire. Pour la production d'hydrogène, l'étude analyse, outre la force hydraulique, la gazéification des débris de bois, les centrales thermiques solaires, les installations photovoltaïques centralisées et décentralisées ainsi que la chimie solaire à haute température en tant qu'énergies renouvelables; des différences significatives existent entre ces variantes d'utilisation de l'énergie solaire. Les résultats montrent le potentiel du marché de la biomasse pour la production de méthane et d'électricité et mettent en évidence la contribution importante apportée de nos jours par la force hydraulique et l'énergie nucléaire à une mise à disposition d'énergie quasi exempte de CO_2 et commercialisable.