

Inputpapier von Niklaus Zepf

Leiter Corporate Development, Axpo Holding AG

Stromperspektiven 2020 der Axpo

1. Expertenmeeting vom 20. bis 22. Juni 2007

Paul Scherrer Institut PSI, Villigen, Schweiz

1. Strombedarf

Der Stromverbrauch in der Schweiz hat sich in den letzten 35 Jahren mehr als verdoppelt. Ein reales BIP-Wachstum von 1% hat eine durchschnittliche Stromverbrauchszunahme von 1,8% bewirkt. Dabei darf nicht vergessen werden, dass in der Phase ab 1970 viele energieintensive Betriebe wegen der Kostenstruktur ihre Produktion in der Schweiz aufgegeben haben. Wäre dies nicht geschehen, so wäre der Stromverbrauch in dieser Periode noch stärker angestiegen. Das Wachstum der vergangenen Jahre kommt aus dem Bereich Dienstleistungen, in dem die Computerisierung kontinuierlich voranschreitet, aus dem Haushaltsbereich sowie dem Bevölkerungszuwachs. Wohl werden die Geräte immer effizienter und damit sparsamer, aber die Zahl der elektrischen Applikationen nimmt zu. Diverse Studien erwarten, dass sich der Gesamtenergieverbrauch (Strom, Gas, Öl, Treibstoffe, Wärme) in der Schweiz, in den kommenden Jahren stabil, bis allenfalls leicht rückläufig entwickeln wird.

Im Gegensatz dazu steht die Entwicklung des Stromverbrauchs. Im Jahr 2005 ist der Stromverbrauch um 2.1% angestiegen, während er im Jahr 2006 nur 0.8% zugenommen hat. Dieser geringe Anstieg ist auf den ausserordentlich warmen Winter zurückzuführen. Hätte das 4. Quartal 2006 die normalen Temperaturprofile wie in den letzten 3 Jahren davor gehabt, so wäre der Stromverbrauch für das Jahr 2006 um 1.9% angestiegen. Axpo hat für die Strombedarfsprognose einen vom Wirtschaftswachstum abhängigen Korridor definiert. Die obere Begrenzung (Szenario Hoch) rechnet mit einem Verbrauchsanstieg von 2% bis 2010 (analog der momentanen Wachstumsrate), gefolgt von 1,5 % bis 2030 und von da an bis 2050 noch 1%. Die untere Begrenzung (Szenario Tief) liegt bei einem Verbrauchsanstieg von 1% bis 2010 und ab dann bis 2050 von 0,5%. Axpo geht davon aus, dass die Stromverbrauchsentwicklung zwischen den Szenarien Hoch und Tief liegen wird.

Auf lange Sicht nicht zu unterschätzende Treiber des Stromverbrauchs sind neben dem BIP-Wachstum auch die Preise der Primärenergien und damit folgend die Energieeffizienz. Je höher und nachhaltiger die Preise für Primärenergien wie Öl und Gas steigen, umso mehr werden energieeffiziente Systeme eingesetzt. Dies führt in nicht wenigen Fällen zu Substitutionseffekten hin zu Strom. Heute werden Ölheizungen, bei gleichem Wärme komfort, zunehmend durch elektrische Wärmepumpen ersetzt. Die modernsten Anlagen reduzieren den Energieeinsatz um rund 75%. Dazu kommen substantielle Einsparungen beim CO₂-Ausstoss. Neue Gebäude werden heute oft mit dem Minergie oder dem Minergie-P Standard gebaut. Sie brauchen bedeutend weniger Wärme, dank besserer Isolation und sind so, auch im Sommer, gegen die Wärme gut geschützt. Sie nutzen die Abwärme aktiv und brauchen dazu Lüftungssysteme und Steuerungen, die wiederum mit Strom betrieben werden. Diese beiden Beispiele zeigen deutlich, dass durch Substitutionseffekte grosse Verbesserungen in der Energieeffizienz möglich sind, diese Massnahmen jedoch zu einem Strommehrverbrauch führen. Strom ist eine Schlüsselenergie und zentral für viele Effizienzmassnahmen. Strom ermöglicht somit erst Energieeffizienz.

Ein Vergleich des prognostizierten BIP¹ und des von Axpo prognostizierten Stromverbrauchs zeigt, dass das Verhältnis von Stromwachstum zu BIP-Wachstum im Szenario

¹ BIP hoch: 1.4%, BIP real 0.9% bis 2030, Prognose Seco 2005

Hoch 0.9 beträgt und im Szenario Tief 0.55. Damit ist bereits eine substantielle Reduktion des bis anhin gültigen Verhältnisses von 1.8 eingeplant.

2. Stromproduktionskapazitäten

Im Jahr 2006 produzierte die Schweiz 61,1 TWh, was sehr genau auch dem Landesverbrauch entsprach. Die Produktionskapazitäten werden sich mittel- und längerfristig reduzieren, während der Landesverbrauch weiter ansteigen wird. Es ist damit zu rechnen, dass die Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg ab 2020 altersbedingt vom Netz gehen. Das Kernkraftwerk Gösgen wird voraussichtlich bis 2038 und das Kernkraftwerk Leibstadt bis 2043 Strom produzieren. Dazu kommt, dass die Kernenergie-lieferverträge mit Frankreich (EDF-Verträge) ab etwa 2018 kontinuierlich auslaufen werden. Selbst bei der Wasserkraft muss, bedingt durch die Klimaerwärmung und die damit geringeren Niederschläge, gemäss neueren Studien mit einer durchschnittlichen Reduktion der Produktion von rund 7% bis 2050 gerechnet werden. Daraus folgt, dass sich die verfügbaren Produktionskapazitäten der Schweiz massiv reduzieren werden. Der Rückgang ist speziell um das Jahr 2020 gross.

3. Versorgungslücke

Für eine sichere Stromversorgung ist es zentral, dass die Schweiz im Winterhalbjahr genügend Strom hat. Im Winter ist die Stromproduktion bedingt durch die reduzierte Wasserführung der Flüsse geringer, während der Verbrauch höher liegt. Eine Gegenüberstellung der verfügbaren Produktionskapazitäten mit der Bedarfsentwicklung im Winterhalbjahr zeigt, dass je nach Verbrauchsanstieg, die Schweiz ab 2012 eine Versorgungslücke aufweisen dürfte. Diese Betrachtung berücksichtigt die Kernenergie-lieferverträge mit Frankreich. Würden diese Lieferverträge mit Frankreich heute nicht bestehen, so hätte die Schweiz seit dem Jahr 2000 im Winterhalbjahr bereits ein Stromdefizit.

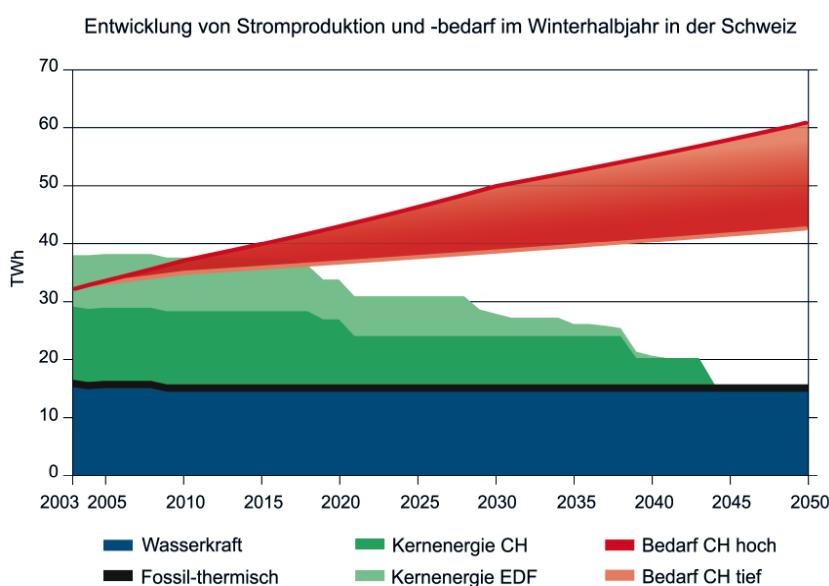


Abbildung 1: Prognostizierter Strombedarf und Produktionskapazitäten Schweiz im Winterhalbjahr

Die Verfügbare Leistung ist eine zentrale Grösse für die Versorgungssicherheit. Unter der Annahme, dass der Leistungsbedarf analog dem Energieverbrauch ansteigt, ist je nach Verbrauchsentwicklung ab 2012 mit einem Leistungsdefizit zu rechnen. Analysen haben gezeigt, dass die Schweiz im Allgemeinen genügend Spitzenenergie hat. Der Schweiz fehlt die Mittellast vollständig und es fehlt auch an Bandenergie. Die Versorgungssicherheit ist für die Schweiz zentral. Diese kann nur dann sichergestellt werden, wenn auch unter extremen Bedingungen genügend Produktionskapazitäten verfügbar sind. Das heisst, dass im Winter, während einer längeren Kälteperiode und somit einem erhöhten Stromverbrauch bei gleichzeitig wenig Wasser in den Flüssen, was eine geringe Produktion zur Folge hat, die Situation noch selbständig gemeistert werden kann. Berücksichtigen muss man dabei, dass solche Bedingungen dann meistens auch in den umliegenden Ländern herrschen und so das Problem nicht mit Importen gelöst werden kann. Berechnungen der Axpo haben aufgezeigt, dass die Schweiz bereits heute, bei extremen Bedingungen und unter Berücksichtigung der Langfristverträge mit Frankreich, an die Kapazitätsgrenzen stösst.

Fazit: Die Schweiz braucht ab ca. 2012 neue, eigene Produktionskapazitäten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und um vom Ausland nicht zunehmend abhängig zu werden. Bei extremen Situationen hat die Schweiz bereits heute keine Kraftwerksreserven und muss allfällige Ausfälle eins zu eins über Importe abdecken.

4. Grundsätzliche Optionen

Zur Deckung der Versorgungslücke stehen grundsätzlich sechs Optionen zur Verfügung:

- Energieeffizienz
- Neue Energien
- Grosswasserkraft
- Importe
- Gaskombikraftwerke
- Kernkraftwerke

5. Energieeffizienz

Die durchschnittliche Energieeffizienz ist heute noch weit von der technisch möglichen Energieeffizienz entfernt. Die Forderungen, dieses Thema konsequent anzugehen, werden immer intensiver. Der Bund hat daher in seiner Studie, Energieperspektiven 2035, der Energieeffizienz eine hohe Priorität beigemessen. Die Studie zeigt aber auch, dass der Stromverbrauch bei allen vier Szenarien höher wäre, wenn die Energieeffizienz nicht forciert werden würde. Strom ist die zentrale Energieform, welche erst Energieeffizienz möglich macht. Energieeffizienz ist schon lange ein Thema. So wurden vom Bund die Programme Energie 2000 und später Energie Schweiz lanciert. Sie haben Erfolge erzielt, aber ihre Ziele nicht erreicht. Das Ziel von Energie Schweiz war unter anderem, den Stromverbrauchsanstieg zwischen 2000 und 2010 auf total 5% zu beschränken. In der Hälfte der Periode stieg der Stromverbrauch aber bereits um 9.5%. Es gibt drei Aspekte, welche bei der Energieeffizienzdiskussion oft vergessen werden. Erstens erfordert Energieeffizienz oft beträchtliche Investitionsmittel und somit

wird erst im normalen Reinvestitionszyklus auch in Energieeffizienz investiert. Im Gebäudebereich liegt der Reinvestitionszyklus bei über 30 Jahren. Zweitens sind die meisten Energieeffizienzpotentiale in der Industrie, welche ökonomisch Sinn machen, bereits realisiert. Der dritte Punkt ist, dass die Gewohnheiten der Menschen sich verändern müssen. Dies ist ein träger Prozess.

6. Neue Energien

Als neue Energien (nE) werden alle erneuerbaren Energien bezeichnet, ausser der etablierten Grosswasserkraft. Neue Energien sind Kleinwasserkraft, Geothermie, Biogas, feste Biomasse (Holz), Windkraft und Photovoltaik. In einer Studie der Axpo wurden die Mengenpotentiale für die Schweiz unter idealen Bedingungen und die dazugehörigen Kosten ermittelt. Unter idealen Bedingungen heisst, dass für die technische Potentialabschätzung alle sinnvollen Standorte genutzt werden können, unabhängig von Landschaftsschutz, Zonenordnungen und anfallenden Kosten. Man ging quasi davon aus, dass beliebig viel Geld zur Verfügung stehen würde. Einzig bei der Photovoltaik wurden aus Gründen des Landschaftsschutzes nur die Infrastrukturgebäude (Dächer, Fassaden, Lärmschutzwände) berücksichtigt. Neue grossflächige Anlagen (quasi auf der grünen Wiese) wurden in der Potentialanalyse nicht mit einbezogen. Die Analyse zeigt, dass die Mengenpotentiale aller neuen Technologien, exklusive der Geothermie, unbeschrieben der Kosten rund 20 TWh betragen. Dazu kommt das Potential der Geothermie von rund 17 TWh. Dieses Potential ist aber technisch bei weitem noch nicht gesichert. Erst wenn die erste Pilotanlage in der Schweiz während etwa einem Jahr zuverlässig in Betrieb ist, kann eine verlässliche Abschätzung über das technische Potential gemacht werden.

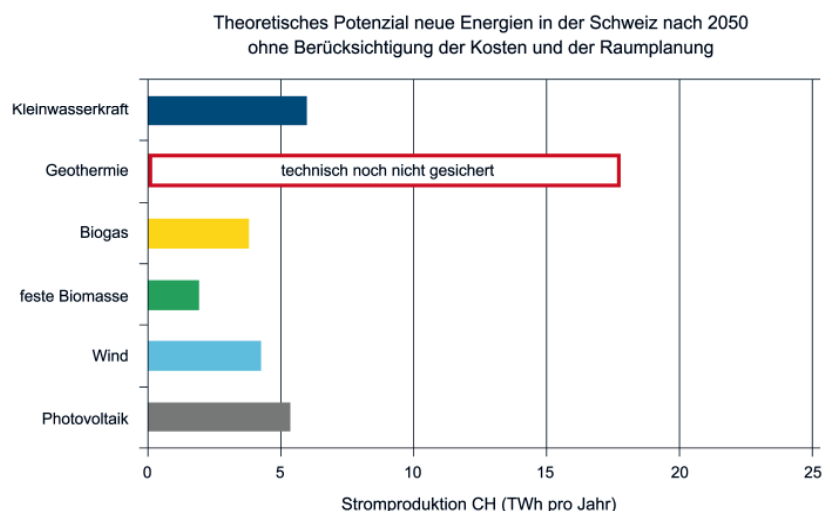


Abbildung 2: Theoretisches Potential der neuen Energien in der Schweiz nach 2050

Die Kosten der neuen Energien in der Schweiz liegen, klar und teils mehrfach über dem heutigen Marktpreis von 6 bis 7 Rp./kWh für Bandenergie. Pro Technologie kann nicht ein Einzelwert für die Produktionskosten bestimmt werden, denn die unterschiedlichen Leistungsgrößen, technischen Entwicklungsstände und speziell die Eignung der

Standorte führen zu grossen Streuungen. Die in Abbildung 3 aufgeführten Kosten sind die Produktionskosten an der Klemme. Die Energiequalität ist damit noch nicht berücksichtigt. Strom aus Windkraft und Photovoltaik fällt nicht regelmässig, sondern stochastisch an. Um die verschiedenen Erzeugungsformen bezüglich Kosten vergleichbar zu machen, müssen für die beiden stochastischen Produktionsformen Backup-Kraftwerke den Strom produzieren, wenn die Windkraft und die Photovoltaik nur teilweise oder gar nicht produzieren können. Dies erhöht deren Kosten im Vergleich mit den anderen Technologien.

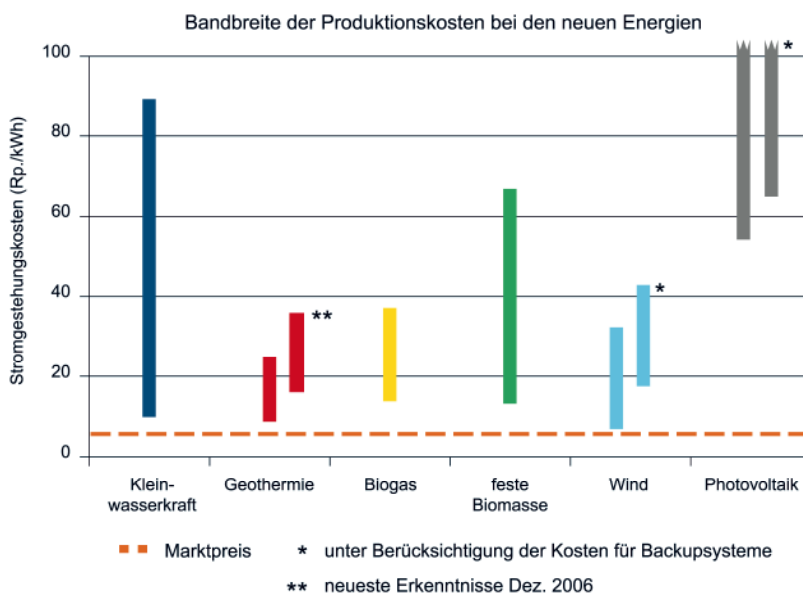


Abbildung 3: Bandbreite der Produktionskosten bei den neuen Energien

Bei der Beurteilung dieser Technologien ist weiter zu berücksichtigen, dass die Energiequalität stark unterschiedlich ist. Geothermie, Biogas und feste Biomasse liefern Bandenergie, während bei Kleinwasserkraftwerken die Abhängigkeit von der Wasserführung nicht zu vernachlässigen ist. Die Verfügbarkeit der Windenergie wird als stochastisch bezeichnet. Sie ist dann verfügbar, wenn es windet. Ansonsten muss mit so genannten Backup-Kraftwerken die fehlende Energie bereitgestellt werden. Eine Analyse der dena² hat aufgezeigt, dass der anrechenbare Leistungsanteil der Windenergie nur rund 6% der nominellen Leistung beträgt. Wenn ein Windkraftwerkspark eine Leistung von 100 MW hat, dann können in der Leistungsbilanz nur 6 MW berücksichtigt werden. Ähnlich verhält es sich mit der Photovoltaik, die grundsätzlich nachts nicht zur Verfügung steht und im Winter, während der Bedarfsspitze, bedeutend weniger Leistung liefert. Bei allen Anlagen gilt es auch, die öffentliche Akzeptanz zu berücksichtigen. Bei der Photovoltaik ist die Akzeptanz hoch. Bei der Kleinwasserkraft gibt es öfters Widerstand von lokalen Umweltorganisationen und bei der Windenergie ist der Widerstand der Umweltverbände und des Landschaftsschutzes in der Schweiz bereits sehr gross.

Fazit: Die neuen Energien haben ein limitiertes Mengenpotential und sie können die sich abzeichnende Stromlücke auch langfristig bei weitem nicht füllen. Ihre Kosten sind

² dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH

heute und auch bis ins Jahr 2020, in den meisten Fällen, klar höher, als die Marktpreise. Einige dieser Technologien (Wind, Photovoltaik) stehen nur stochastisch zur Verfügung und haben daher eine verminderte Energiequalität. Die Akzeptanz der neuen Energien ist in der Bevölkerung allgemein hoch. Wenn es jedoch um konkrete Projekte und Standorte geht, ist, speziell bei der Windenergie, mit deutlichem Widerstand zu rechnen.

7. Grosswasserkraft

Gegen 60% des Landesverbrauchs werden heute durch die Grosswasserkraft gedeckt. Der weitere Ausbau der Grosswasserkraft ist fast nicht mehr möglich. Die guten Standorte sind praktisch alle ausgebaut. Die noch verbleibenden Standorte sind wenig attraktiv, da die zu erwartenden Stromproduktionskosten im Allgemeinen klar zu hoch sind. Dazu kommt, dass beim Bau weiterer Grosswasserkraftwerke mit erheblichem politischem Widerstand zu rechnen ist. Der mögliche Ausbau konzentriert sich daher auf Verbesserungen an bestehenden Anlagen. Zwei Faktoren werden zukünftig das Potential der Wasserkraft reduzieren: Auf der einen Seite, die im Zuge der Konzessionserneuerungen und Sanierungsvorschriften gesetzlich geforderten, höheren Restwassermengen, andererseits die durch den Klimawandel abnehmenden Niederschlagsmengen sowie die Zunahme der Hochwasserereignisse, deren Wasser nicht vollständig zu Strom umgewandelt werden kann. In der Summe ist davon auszugehen, dass mittel- bis langfristig die produzierte Energiemenge aus Grosswasserkraft in der Schweiz nicht oder nur minimal gesteigert werden kann. Die Leistung der Wasserkraft kann nur noch gesteigert werden, indem Stauseen zu Pumpspeicherwerken ausgebaut werden. Das Potential in der Schweiz wird auf rund 2000 bis 2500 MW geschätzt, was knapp 20% der durchschnittlichen verfügbaren Leistung entspricht.

8. Importe

Basierend auf langjährigen Verträgen importiert die Schweiz seit vielen Jahren Strom aus dem Kernkraftwerkpark der Electricité de France (EDF). Mit der Liberalisierung sind neue Verträge dieser Art in Frage gestellt. Aus heutiger Perspektive muss man davon ausgehen, dass reine Produktionsverträge durchaus noch möglich sind. Gemäss EU-Recht nicht mehr garantiert ist hingegen der sichere Transport des im Ausland produzierten Stromes in die Schweiz, weil die grenzüberschreitenden Transportleitungen allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden müssen. Da im europaweiten Übertragungsnetz diverse Engpässe bestehen, werden die freien Kapazitäten versteigert. Aufgrund der verdeckten Preisgebote kann ein Stromimporteur nicht sicherstellen, bei der Ersteigerung alle angemeldeten Tranchen zugeteilt zu bekommen. Importe sind also mit Blick auf die Versorgungssicherheit kaum mehr als verlässliche Stromquellen zu bezeichnen. Kritische Engpasssituationen treten vor allem im Winter, bei länger anhaltenden tiefen Temperaturen auf. Aus meteorologischer Sicht treffen Kältewellen mit Temperaturen von minus 10 Grad Celsius nicht nur die Schweiz, sondern auch benachbarte Länder oder ganz West- und Mitteleuropa. Solche Engpässe manifestieren sich dann nicht nur in der Schweiz, sondern auch in den umliegenden Ländern. Daher kann der Import von Strom die Versorgungssicherheit in der Schweiz nicht sicherstellen.

9. Gaskombikraftwerke

Der Bau von Gaskombikraftwerken erlebt derzeit in Europa einen regelrechten Boom. Die Wirkungsgrade dieser Anlagen konnten in den letzten Jahren kontinuierlich gesteigert werden. Man geht davon aus, dass bis im Jahr 2020 Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 63% kommerziell erhältlich sein werden. Gaskombikraftwerke haben den Vorteil, dass die Bewilligungsverfahren und der Bau verhältnismässig kurz (5-7 Jahre) und die Investitionskosten gering sind. Bei den Produktionskosten beträgt der Anteil der Gaskosten über 70%. Die Abhängigkeit vom Gaspreis ist somit extrem hoch. Ein Anstieg des Gaspreises um 10% erhöht die Stromgestehungskosten in der Folge um 7%. Im Weiteren ist die Abhängigkeit vom Ausland sehr hoch, da Gas nicht (oder nur zu hohen Kosten für noch zu errichtende Gasspeicher) über Monate als Reserve gelagert werden kann. Nicht zu vernachlässigen sind auch die CO₂-Emissionen. Eine Anlage mit 400 MW Leistung emittiert bei einem Einsatz von 6000 Stunden pro Jahr rund 1 Mio. Tonnen CO₂. Dies entspricht rund 2,5% des schweizerischen CO₂-Ausstosses. Dazu kommen die Kosten für das emittierte CO₂, die ebenfalls zu berücksichtigen sind und gleichzeitig eine grosse, politische Unsicherheit darstellen. Reine Gasturbinenkraftwerke zur Produktion von Spitzenenergie haben einen geringeren Wirkungsgrad als Gaskombikraftwerke. Sie haben aber den Vorteil, dass deren Strom gezielt zu Spitzenzeiten und damit zu höheren Preisen am Markt abgesetzt werden kann. Gasturbinen stehen daher in direkter Konkurrenz zu klassischen wasserbetriebenen Speicherkraftwerken.

10. Kernkraftwerke

Die Kernkraft ist heute die einzige Grosstechnologie, neben der Wasserkraft, welche kein CO₂ emittiert und dadurch unabhängig von der Entwicklung der CO₂-Kosten ist. Die heute am Markt erhältlichen Reaktoren gehören der dritten Generation an und haben gegenüber ihren Vorgängern eine gesteigerte Sicherheit. Sie sind bezüglich der Produktionskosten ausserordentlich wettbewerbsfähig. Die Kernenergie ist wenig sensitiv auf Brennstoffkostenschwankungen, da der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten, pro produzierte Kilowattstunde, nur 10% beträgt. Die wohl grössten Nachteile der Kernenergie sind die politische Akzeptanz für den Bau und Betrieb von neuen Kernkraftwerken sowie der Umgang mit radioaktiven Abfällen. Diese müssen für bis zu 100'000 Jahre sicher gelagert werden können. Genau an diesem Punkt setzt die 4. Generation der Reaktoren an, welche zurzeit in Entwicklung ist. Sie werden über 10-mal weniger Kernbrennstoff brauchen und deswegen bedeutend weniger radioaktiven Abfall produzieren. Der grösste Teil der Abfälle muss nur noch 100 bis 300 Jahre gelagert werden. Kommt dazu, dass diese Reaktoren die Möglichkeit haben, die bereits heute bestehenden Abfälle wieder als Brennstoff zu verwenden. Damit lässt sich nicht nur Kernbrennstoff sparen, sondern auch erzeugte, hochaktive nukleare Abfälle auf sinnvolle Art zu eliminieren. Kernkraftwerke der 4. Generation verfügen über ein inhärentes Sicherheitssystem. Damit wird sichergestellt, dass der Reaktor, unabhängig vom Leitsystem, in keiner Situation radioaktives Material freisetzen kann. Diese Reaktor-Generation dürfte aber erst ab 2030 kommerziell verfügbar sein.

11. Kostenvergleich

Ein Kostenvergleich der drei Grosstechnologien mit Preisbasis 2006 zeigt, dass unter Berücksichtigung der CO₂-Kosten, die Kernenergie mit Abstand die günstigste Technologie ist. Steinkohlekraftwerke sind bedingt durch die CO₂-Kosten um rund 40% teurer, als Kernkraftwerke. Strom aus Gaskombikraftwerken kostet heute rund 11 Rp./kWh und ist damit rund doppelt so teuer, wie die Kernenergie. Vor rund 5 Jahren waren die Kostenunterschiede noch sehr gering, weil man damals annehmen konnte, dass die Gaspreise tief bleiben würden und keine CO₂-Kosten zu entrichten wären.

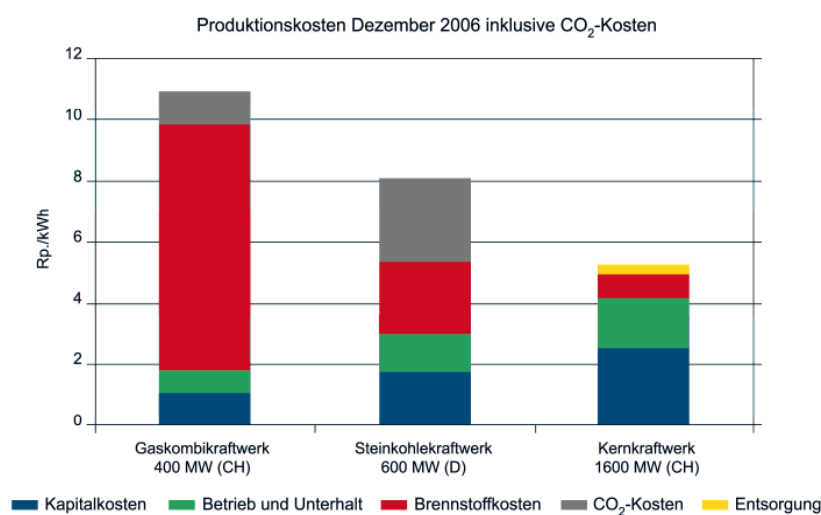


Abbildung 4: Kostenvergleich grosstechnischer Produktionsanlagen

12. Konklusionen für die Schweiz

Bei den dargelegten Technologien zeigt sich klar, dass es für die zukünftige Stromproduktion keine eindeutigen Favoriten gibt. Jede Technologie hat ihre Vor- und Nachteile, sei es wirtschaftlicher, ökologischer oder gesellschaftlicher Art. Die Schweiz wird eine Parallelstrategie im Sinne von "sowohl als auch" und nicht "entweder/oder" verfolgen müssen. Dazu gehören auch die Energieeffizienz und die erneuerbaren Energien. Sie zusammen können aber das Produktionsdefizit klar nicht allein füllen, so dass neue Grosskraftwerke, als Ersatz für die altersbedingt vom Netz gehenden, nötig sein werden. Aus zeitlichen Gründen und im Sinne einer Übergangslösung, wird eine limitierte Zahl von Gaskombikraftwerken nötig sein, bis nach 2020 die ersten Kernkraftwerke verfügbar sein werden.

Niklaus Zepf
 Dipl. Masch. Ing. ETH / BWI
 Axpo Holding AG
 Parkstrasse 23
 5400 Baden
 Tel. direkt: +41 56 200 31 71
 E-Mail: niklaus.zepf@axpo.ch