

Inländische Strombilanz 2035 und 2050 des Energie Trialog Schweiz

Tony Kaiser (5.10.2009)

Grundlagenpapier zur Einschätzung der inländischen Strombilanz („Stromlücken“) durch die ETS-Kerngruppe, basierend auf der Produktionserwartung für konventionelle Stromerzeugung (ohne Zubau von Grosskraftwerken) sowie den ETS-Einschätzungen zum Potenzial der „Neuen Erneuerbaren“ und der möglichen Effizienzsteigerung im Energiesystem der Schweiz.

Zusammenfassung:

Die hier präsentierte, inländischen Strombilanz für 2035 und 2050 basiert auf

- a) der ETS-Einschätzung des Strom-Angebotes an „neuen Erneuerbaren“ (s. Energie-Strategie 2050, Impulse für die schweizerische Energiepolitik, Grundlagenbericht, veröffentlicht auf www.energetrialog.ch, [1]),
- b) der ETS-Einschätzung der möglichen Effizienzsteigerung (Stromnachfrage) im Energiesystem Schweiz bis 2035, resp. 2050 (s. Energie-Strategie 2050, Impulse für die schweizerische Energiepolitik, Grundlagenbericht, veröffentlicht auf www.energetrialog.ch, [1]),
- c) zitierbaren Quellen (s. Literaturverzeichnis),
- d) der ETS-Einschätzung der Faktoren (Klima- und Restwassereffekte auf zukünftige Wasserkraft, Ausbaupotenzial für Grosswasserkraft, Anteil der Pumpenverluste für CH-Leistungsversorgung, Winteranteile der „Neuen Erneuerbaren“, eventuelle Veränderungen der Winteranteile mit der Zeit) und den Überlegungen, wie sie in diesem Bericht festgehalten sind sowie auf
- e) den vom ETS-Vorstand beschlossenen Regeln zum Vorgehen (s. Einführung)

Die Quellen zu wichtigen Einflussgrössen auf das Potenzial der Stromerzeugung sind in ihren Angaben nicht immer eindeutig. Insbesondere für die Potenziale zum Ausbau der Grosswasserkraft, den Effekt der Klimaänderung und die zeitliche Auswirkung der neuen, ab 2013 gültigen Restwasser-Vorschriften, findet man Literaturwerte innerhalb eines gewissen Streubereichs oder als Angabe mit einer Bandbreite. Auch sind die Winteranteile der „Neuen Erneuerbaren“ nicht einfach eindeutig zu bestimmen; sie lassen einen gewissen Interpretationsspielraum zu.

Diese Ausgangslage – zusammen mit den anfänglich unterschiedlichen Erwartungen der ETS-Mitglieder – machte es nötig, die Argumente in der Literatur zu diskutieren und sorgfältig gegeneinander abzuwägen. In einer gemeinsam getragenen Einschätzung wurde ihre wahrscheinlichste Wirkung auf das zukünftige inländische Stromangebot („Stromlücke“) in 2035 und 2050 abgeschätzt (Details s. Tabelle 1):

	2035	2050
Ganzes Jahr	-11 TWh	-18 TWh
Winterhalbjahr [TWh]	-7 TWh	-12 TWh

Die Fakten, Argumente und Überlegungen, die zu dieser inländischen Strombilanz geführt haben, werden in diesem Bericht dokumentiert.

Einführung

Der ETS-Vorstand hat sich auf folgende Regeln für die Einschätzung der inländischen Strombilanz (und damit für die Abschätzung der „Stromlücken“) geeinigt:

- 1) Für die Potenziale zu Effizienzsteigerungen und erneuerbaren Energien werden die Beschlüsse der Kerngruppe übernommen [1]. Einzig das Potenzial der Kleinwasserkraft wird auf Grund zusätzlicher Literatur zum Einfluss der neuen Restwasserbestimmungen auf Kleinwasserkraft neu eingeschätzt [2].
- 2) Bei den „Neuen Erneuerbaren“ werden die Mittelwerte eingesetzt [1].
- 3) Der Pumpspeicherbetrieb wird separat dargestellt; es wird nur derjenige Teil des Pumpenverlustes der inländischen Strombilanz angerechnet, der zur CH-Leistungsversorgung nötig ist.
- 4) Die Stromimporte aus Frankreich werden in der Inlandbilanz nicht berücksichtigt. Für die inländische Strombilanz in 2035, und 2050 sind sie nicht relevant, weil in 2050 keine Bezug mehr erfolgt und in 2035 die verbleibenden 2.8 TWh Importstrom nach heutigem Wissen nicht mehr privilegiert eingeführt werden können.
- 5) Die Literatur-Daten und die Argumente, die zu unterschiedlichen Interpretationen von Klimakorrekturen, Restwasserkorrekturen, Ausbaupotenzialen für die Grosswasserkraft, Winteranteilen bei erneuerbaren Energien und Netzverlusten führen können, werden aufbereitet. Ziel ist es, sie im ETS-Vorstand zu diskutieren und zu einer gemeinsamen Einschätzung zu gelangen.

Potenzial der Grosswasserkraft

Basierend auf diesen Regeln, den im Grundlagenbericht [1] zusammengefassten eigenen Studien (Energieeffizienz, Erneuerbaren Energie, Energie aus Abfällen) und eines detaillierten Studiums der öffentlich zugänglichen Literatur kamen die ETS-Einschätzungen zum inländischen Stromangebot zustande. Die Überlegungen, die zu diesen Einschätzungen geführt haben, werden im folgenden dargelegt. Als Resultat ist eine Strombilanz mit den zu erwartenden „Stromlücken“ (für das ganze Jahr und für das Winterhalbjahr) in 2035 und 2050 entstanden (s.Tabelle 1).

Aktueller Wert für die mittlere Produktionserwartung

Für die mittlere Produktionserwartung (für Werke >300kW) wurde der Durchschnitt der jährlichen Stromproduktion (oder 34.7 TWh) [3,4] der Jahre 2004-2008 verwendet, korrigiert um +0,2 TWh für ein statistisches Wachstum des Durchschnittswertes während der halben Periode der Durchschnittsbildung [5], also ein Total von 34.9 TWh.

Mittlere Produktionserwartung aus Pumpspeicherbetrieb

Um die jährliche Produktion ohne Strom aus dem Betrieb mit Pumpspeicherung zu berechnen, wurde die mittlere jährliche Stromproduktion aus der Pumpspeicherung von 1.6 TWh von der mittleren Produktionserwartung (für Werke >300 kW) abgezogen [6].

Mittlere Produktionserwartung für Wasserkraft ohne Strom ohne Pumpspeicherbetrieb

Dieser Wert ergibt sich zu 33.3 TWh (mittlere jährliche Produktionserwartung von 34.9 TWh minus 1.6 TWh mittlere Produktionserwartung aus dem Pumpspeicherbetrieb).

Winteranteile von Grosswasserkraft und erzeugtem Pumpspeicherstrom

Für den Winteranteil der Grosswasserkraft wurde der Wert von 42% vom BFE übernommen [6]; ebenso für den Winteranteil von 62% für den Strom aus der Pumpspeicherung [6].

Aktuelle Stromproduktion aus Kleinwasserkraft

Für die aktuelle, jährliche Produktion aus Kleinwasserkraft wurden 3.5 TWh eingesetzt [1,7].

Klimakorrektur für Grosswasserkraft

Die Werte für die Klimakorrektur der Grosswasserkraft wurden für 2035 zu 7% (2.1 TWh) und für 2050 zu 10% (3.0 TWh) eingeschätzt. Diese Werte sind gestützt auf die Literatur [8,9]. Die zu erwartende Häufung von Extrem-Niederschlägen könnte die Verluste noch höher ausfallen lassen, wie nicht veröffentlichte Berechnungen von Axpo zeigten. Deshalb hat sich der ETS-Vorstand nicht für die 2 TWh Produktionseinbusse durch den Klimawandel in 2050 entschieden, die in [13] publiziert sind.

Da die zukünftige Verteilung der Niederschläge anders sein wird als heute, z.B. nach den Studien [9,10], die für die Periode 2020 bis 2050 6% mehr Niederschläge im Winter und 8% weniger im Sommer erartet, hat der ETS-Vorstand die Klimakorrektur von 2.1 TWh (2035) und 3.0 TWh (2050) vollständig dem Sommer-Halbjahr angerechnet. (Langfristig, d.h. für die zweite Hälfte des 21. Jh. dürfte sich dieser Trend noch verstärken [10].

Einfluss der neuen Restwasser-Bestimmungen

Die ab 2013 gelten Restwasser-Vorschriften werden bei der Wasserkraft zu Produktionseinbussen führen. Wie sich diese Einbussen im Laufe der Zeit auswirken werden, d.h. wie schnell die Kantone die baulichen Massnahmen umsetzen werden, ist schwierig vorherzusagen, zumal die Kantone für Produktionseinbusse grundsätzlich haftbar sind, solange die Lizenz nicht ausgelaufen ist. Aus diesen Gründen ist eine Vorhersage der Produktionseinbussen schwierig und man findet in der Literatur für 2035 Werte von 0.6 TWh (Mindestwert) [11] bis zu 5-7% (oder 1.5–2.0 TWh) [12] und für 2050 ca. 8–14% (oder 2.4-4.5 TWh) [12]. Wiederum andere Werte (0.9 TWh für 2035 und 1.8 TWh für 2050) können in [8] gefunden werden.

In der Annahme, dass die Umsetzung der Restwasser-Vorschriften konsequent angegangen wird, in 2035 aber noch nicht abgeschlossen sein wird, hat sich der ETS-Vorstand auf 5% (oder 1.5 TWh) Produktionseinbusse in 2035 und 7% (oder 2.1 TWh) in 2050 geeinigt. Diese Einbussen werden auf die Grosswasserkraft (ohne durch den Pumpbetrieb erzeugten Strom) berechnet. (Effekte der Restwasser-Vorschriften auf die Kleinwasserkraft (<10MW) werden beim Kleinwasserkraft-Potenzial berücksichtigt.)

Zubau-Potenzial für Grosswasserkraft

Das Ausbaupotenzial der gesamten Wasserkraft („Repowering“, neue Lauf- und Speicherkraftwerke, neue Kleinwasserkraftanlagen etc.) wird in der Literatur mit 4.3 bis 5.0 TWh angegeben. Davon sind 1.1 TWh der Kleinwasserkraft und 3.2 – 3.9 TWh der Grosswasserkraft (für Anlagen > 10MW) zugeordnet. Davon wiederum sind 1.1 – 1.8 TWh Neubauten >10MW und 2.1 TWh für Erneuerungen, Ausrüstungersatz und Umbauten zugeordnet [13].

Der ETS-Vorstand hat anhand der einzelnen, geplanten oder grundsätzlich möglichen neuen Anlagen [14] die Plausibilität des Potenzials geprüft und kam zu Schluss, dass viele Anlagen, die zu diesem Potenzial beitragen, nicht mehr aktuell sind oder deren Verwirklichung unwahrscheinlich erscheint, z.B. die zusätzlichen Laufkraftwerke entlang dem Rhein und der Rhone. Der ETS-Vorstand berücksichtigte auch den Widerstand in der Bevölkerung und die Anliegen des Naturschutzes gegen einen maximalen Ausbau der Wasserkraft und schätzte das gesamte Potenzial zum Ausbau der Grosswasserkraft auf 2.0 TWh.

Als Winteranteil für den Ausbau der Grosswasserkraft wurde vereinfacht der Winteranteil der gesamten Wasserkraft von 42% [13, 15] eingesetzt und über die Zeitperiode bis 2050 konstant belassen.

Konventionell-thermische Stromerzeugung*Zuwachs*

Der aktuelle konventionell-thermisch erzeugte Strom stammt aus KVAs (1.3 TWh pro Jahr) und aus kleinen WKK-Anlagen (0.7 TWh pro Jahr). Die aktuellen Wirkungsgrade der KVA wiesen ein grosses Verbesserungspotenzial auf. Es wurde angenommen, dass der durchschnittliche Wirkungsgrad von 15% [16] im Laufe der Zeit auf ca. 25% steigt; ein Zuwachs von 0.9TWh, und damit eine Erhöhung des konventionell-thermischen Stromes von aktuell 2.0TWh auf 2.9TWh für 2035 und 2050, erscheint daher plausibel [17].

Winteranteil

Ein Winteranteil von 55% (und damit 1.6 TWh von 2.9TWh in 2035, 2050) ist auf Grund eines Revisionsintervalls im Sommer (ca. 1 Monat) ebenfalls sinnvoll. (s. Tab. B-79, Szen.III, Var. E in [17].

Kleinwasserkraft (s. auch Tabelle 2)*Restwasserkorrektur*

Nach Stigler et al [2], einer Studie der Technischen Universität Graz zu den Auswirkungen der EU-Wasserrahmenrichtlinie, sind die Auswirkungen von Restwasserbestimmungen auf die Kleinwasserkraft (<10 MW) besonders gross; die vorhergesagten Erzeugungsverluste werden mit 10 – 32% beziffert. Deshalb korrigierte der ETS-Vorstand die ursprüngliche Einschätzung des jährlichen Potenzials der Kleinwasserkraft für 2035 von 5 auf 4 TWh und für 2050 von 4.5 auf 4 TWh. (Der aktuelle Wert beträgt 3.5 TWh. Die Potenzialerhöhung von 0.5 TWh kommt in der ETS-Einschätzung etwa auf die Hälfte dessen zu stehen, was das Bundesamt für Energie erwartet [13].

Winteranteile der „Neuen Erneuerbaren“ (s. auch Tabelle 2)*Photovoltaik*

Aufgrund der typischen Sonneneinstrahlung in unseren geografischen Breiten errechnet sich ein Winteranteil von 25% [18]; Andere Quellen (z.B. [19] geben Bereiche an von 25% (nebliges Unterland) bis ca. 50% (Alpen). Da der „Standortmix“ der PV-Anlagen in 2035 und 2050 nicht bekannt ist, Standorte im Mittelland aber wohl dominieren werden, erscheint ein Winteranteil von 35% als plausibel eingeschätzt.

Wind

Für die Windenergie in der Schweiz berechnet sich aus dem Verlauf der Produktionsdaten von Juvent S.A. für die letzten 10 Jahre ein Winteranteil von 65%: daraus ergibt sich ein Winter zu Sommer-Verhältnis von 2 : 1 [20]

Biomasse

Der aktuelle Wert des Biomasse-Stromes kommt im wesentlichen von Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) und beträgt 1.3 TWh [4]. Der aktuelle Winteranteil wird deshalb zu 50% angenommen. Für 2035 und 2050 hingegen wird der Winteranteil zu 60% angenommen; diese Aufteilung berücksichtigt den Trend, dass zukünftige, neue Anlagen eher wärmegeführt werden und das Revisionsintervall in den Sommer gelegt wird.

Kleinwasserkraft

Kleinwasserkraft ist im wesentlichen Laufwasserkraft, deshalb entfallen 36% auf den Winter (also 1.3 TWh aktuell, 1.8 TWh in 2035 und 1.6 TWh in 2050) [6]

Geothermie

Strom aus Geothermie ist Grundlaststrom. Berücksichtigt man ein Revisionsintervall von einem Monat im Sommer, so resultiert ein Winteranteil von 55%.

Leitungsverluste

Bei den Leitungsverlusten (Netzverluste) sind über die nächsten Jahrzehnte Veränderungen zu erwarten. Neue Netzkomponenten im Netz werden höhere Wirkungsgrade und deshalb kleinere Verluste aufweisen. Ein stärkerer Anteil der Stromtransporte auf den tieferen Spannungsebenen (wegen eines höheren Anteils erneuerbarer Energie) führt jedoch zu höheren Verlusten. Hochtemperatur-Leiter bei Hochspannungskabeln (zur Reduktion des Durchhangs bei starken Belastungen) weisen höhere Verluste auf als konventionelle Kabel. Trotz dieser z.T. gegenläufigen Trends geht der ETS-Vorstand längerfristig – unter der Annahme, dass das Netz ausgebaut wird – von einem verbesserten Gesamtwirkungsgrad des Stromnetzes aus und hat die Netzverluste für die Strombilanz wie folgt eingeschätzt: aktuell (2005) 7% [4], 2035 7% und 2050 6%. (Der aktuelle Wert von 7% ist auf die Stromnachfrage im Inland berechnet [3]: Verluste 2008: 4,426 TWh; Landesverbrauch 2008: 63,263 TWh)

Stromnachfrage – Veränderung des Winteranteils mit der Zeit

Auch bei der Stromnachfrage ist zu erwarten, dass über die kommenden Jahrzehnte sich der Winteranteil von 53% [1] ändern wird. Die Trends, die zu beobachten sind, sind vielfältig und z.T. gegenläufig und vom ETS nicht quantitativ erfasst worden. Der Ersatz von Elektroheizungen und Elektroboilern könnte die grosse Zunahme von Wärmepumpen (sie sind wegen der Umweltwärme, die sie mobilisieren, viel effizienter) etwa kompensieren. Der Bedarf an Lichtstrom im Winter wird wegen effizienter Beleuchtungstechnik stark zurückgehen und der Kühlungsbedarf im Sommer wird steigen. Um diesen Trends wenigstens in der Tendenz gerecht zu werden, wurde für die Strombilanz die Winter-Sommer-Differenz in der Stromnachfrage für 2035 und 2050 gegenüber dem aktuellen Wert von 4 TWh auf 2 TWh halbiert. Dies bedeutet einen Winteranteil von 51.5%.

Pumpspeicherung und Verluste

Der Pumpspeicherbetrieb (und damit der daraus erzeugte Strom und der entsprechende Pumpenverbrauch) wird separat dargestellt und geht in der Form von Verlusten (Differenz von Pumpenverbrauch und daraus erzeugtem Strom) in die Berechnung der inländischen Strombilanz ein.

Dieser Pumpenverbrauch dient aber nicht allein der Leistungs- und Strombereitstellung für die Inlandversorgung. Eine Abschätzung ergibt, dass etwa 70% oder 0.4 TWh des aktuellen Pumpenverlustes aufs Konto der inländischen Leistungsversorgung geht. (Der aktuelle Pumpenverbrauch beträgt 2.3 TWh [4]. Bei einem „mittleren Wirkungsgrad“ des Pumpspeicher-Kreislaufs von 75% beträgt der Pumpenverlust 0.6 TWh; 70% davon sind 0.4 TWh. Die Pumpenverluste, die 2035 und 2050 der inländischen Bilanz angerechnet werden, sind 0.5 TWh oder 15% höher, weil der Stromverbrauch 2035 und 2050 etwa 15% höher ist als aktuell.)

Der „mittlere Wirkungsgrad“ des Pumpspeicherbetriebes von 75% ist kein rein technischer Wirkungsgrad; er setzt sich zusammen aus einem technischen Wirkungsgrad von ca. 80% für ein modernes Maschinen-Set (Pumpenmotor, Turbine, Generator) und von Verlusten, die sich aus der Betriebsweise (Anzahl Anfahr- und Abschalt-Zyklen) und der Wasserverdunstung ergeben [21]. (Der maximal erreichbare, theoretische Wirkungsgrad von 83%, mit dem das BFE eine Grenze zur Berechnung des erneuerbaren Anteils an Strom aus Pumpspeicherung festsetzt, ist in diesem Zusammenhang nicht geeignet [22].)

Tabelle 1: Strombilanz - Abschätzung der "Stromlücken"

Zeile	Angebot	aktuell	akt. Wi	akt. So	2035 Jahr	2035 Wi	2035 So	2050 Jahr	2050 Wi	2050 So
1	mittlere Produktionserwartung Wasserkraft (Anlagen >300kW), bestehend	34.9	14.7	20.2	34.9	14.7	20.2	34.9	14.7	20.2
2	Abzug mittlere Produktionserwartung aus Pumpspeicherwerken (Winteranteil 62% [9])	-1.6	-1.0	-0.6	-1.6	-1.0	-0.6	-1.6	-1.0	-0.6
3	mittlere Produktionserwartung Wasserkraft ohne Strom aus Pumpspeicherung, bestehend	33.3	13.7	19.6	33.3	13.7	19.6	33.3	13.7	19.6
4	Abzug aktuelle Kleinwasserkraft	-3.5	-1.3	-2.2	-3.5	-1.3	-2.2	-3.5	-1.3	-2.2
5	Abzug für Klimakorrektur (7% in 2035, rsp. 10% in 2050) (Wi 2035: 0.0 bis -0.5 TWh)				-2.1	0.0	-2.1	-3.0	0.0	-3.0
6	Abzug Restwasserkorrektur				-1.5	-0.6	-0.9	-2.1	-0.9	-1.2
7	Zubau Grosswasserkraft (Repowering, Lauf- und Speichkraftwerke)				2.0	0.8	1.2	2.0	0.8	1.2
8	mittlerer Produktionserwartung Grosswasserkraft (ohne Strom aus Pumpspeicherung)	29.8	12.4	17.4	28.2	12.6	15.6	26.7	12.4	14.4
9	Kernkraft Schweiz	25.2	14.1	11.1	16.8	9.3	7.5	0.0	0.0	0.0
10	konventionell thermisch (WKK, KVA (ohne erneuerbaren Anteil))	2.0	1.0	1.0	2.9	1.6	1.3	2.9	1.6	1.3
11	Konventionelles inländisches Stromangebot	57.0	27.5	29.5	47.9	23.5	24.4	29.6	14.0	15.7
12	"Neue Erneuerbare" (Mittelwerte), also ohne GWK (s. Tabelle...)	4.8	1.9	2.9	12.3	6.1	6.2	24.0	11.0	13.0
13	Totales inländisches Stromangebot	61.8	29.4	32.4	60.2	29.6	30.6	53.6	24.9	28.7
	Nachfrage									
14	Stromnachfrage gemäss ETS-Effizienz-Szenario (netto)	58.7	31.1	27.6	66.2	34.1	32.1	66.8	34.4	32.4
15	Leitungsverluste	4.1	2.2	1.9	4.6	2.4	2.2	4.0	2.1	1.9
16	Stromnachfrage (brutto, also gleich Produktionsbedarf)	62.8	33.3	29.5	70.8	36.5	34.3	70.8	36.5	34.3
17	Stromlücke (ohne Pumpenverluste)	-1.0	-3.8	2.9	-10.7	-6.9	-3.8	-17.2	-11.5	-5.6
18	Pumpenverluste (Schätzung: 70% von Pumpleistung für CH-Leistungsbedarf, Basis aktueller Wert)	-0.4	-0.2	-0.2	-0.5	-0.3	-0.2	-0.5	-0.3	-0.2
	"Stromlücken" gerundet auf 1 TWh				-11	-7	-4	-18	-12	-6

Tabelle 2: "Neue Erneuerbare" - Winteranteile für Strombilanz

		aktuell			2035			2050			Bemerkung
		ganzes J.	Winter	Sommer	ganzes J.	Winter	Sommer	ganzes J.	Winter	Sommer	
PV	TWh	0.02	0.01	0.02	1.50	0.53	0.98	10.00	3.50	6.50	PV: Wi/So 35/65
	PJ	0.07	0.02	0.05	5.40	1.89	3.51	36.00	12.60	23.40	
Wind	TWh	0.02	0.01	0.01	1.50	0.99	0.51	2.50	1.65	0.85	Wind: Wi/So 66/34
	PJ	0.07	0.05	0.02	5.40	3.56	1.84	9.00	5.94	3.06	
Biomasse	TWh	1.30	0.65	0.65	5.00	3.00	2.00	5.00	3.00	2.00	Biomasse Wi/So 60/40
	PJ	4.68	2.34	2.34	18.00	10.80	7.20	18.00	10.80	7.20	
KWK	TWh	3.50	1.26	2.24	4.00	1.44	2.56	4.00	1.44	2.56	KWK: Wi/So 36/64
	PJ	12.60	4.54	8.06	14.40	5.18	9.22	14.40	5.18	9.22	
Geothermie	TWh	0.00	0.00	0.00	0.25	0.14	0.11	2.50	1.38	1.13	Geothermie Wi/So 55/45
	PJ	0.00	0.00	0.00	0.90	0.50	0.41	9.00	4.95	4.05	
Total	TWh	4.8	1.9	2.9	12.3	6.1	6.2	24.0	11.0	13.0	gerundet auf 0.1 TWh
Total	PJ	17.4	6.9	10.5	44.1	21.9	22.2	86.4	39.5	46.9	gerundet auf 0.1 PJ

Literatur:

- [1]: Energie-Strategie 2050, Impulse für die schweizerische Energiepolitik, Grundlagenbericht, www.energetrialog.ch,
- [2]: H. Stigler et al.: Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft. Technische Universität Graz, 2005.
- [3]: BFE-Statistik, „Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz“
- [4]: „Schweizerische Elektrizitätsstatistik“, BFE
- [5]: Wasserkraftanlagen der Schweiz – Entwicklung der Leistung und mittleren Produktionserwartung 1952-2010, BFE, Stand 31. 12. 2008
- [6]: „Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 1. Jan. 2009“, BFE 2009 (und frühere Jahre)
- [7]: ETS-Grundlagenpapier „Erneuerbare Energien“ und Zitate dort, www.energetrialog.ch, .
- [8]: M. Piot, „Elektrizität aus Wasser“, BFE-Energieperspektiven, 8. Exkurs, p. 108.
- [9]: M. Piot, „Einfluss der Klimaerwärmung auf das Energiesystem“, BFE-Energieperspektiven, Okt. 2006.
- [10]: M. Piot, Einfluss der Klimaerwärmung auf des Energiesystem, Energieperspektiven, 3. Exkurs, 2006
- [11]: Wasserkraftnutzung – Fakten und Zahlen, BFE, 17.08.2009
- [12]: M. Filippini et al, „Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz“, BFE, Dec. 2001, p. 19 (s. auch dort zitierte EAWAG-Studie von 1987)
- [13]: „Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz“, BFE März 2008, p. 7
- [14]: M.F. Broggi, W. J. Reith, Beurteilung von Wasserkraftwerken aus der Sicht des Natur- und Heimatschutzes, EDI, Bern, 1984
- [15]: M. Piot, Ausbaupotenzial der Wasserkraft, BFE, 2004.
- [16]: NEOSYS AG 2009: Optimale Nutzung der Energie aus Abfällen. Side Document zur Energiestrategie. Studie im Auftrag des Energie Trialog Schweiz (ETS). Gerlafingen. Veröffentlicht auf www.energetrialog.ch
- [17]: BFE-Energieperspektiven, Anhang zu Bänden 2 und 5, 2007
- [18]: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.; Homepage www.dgs-berlin.de; (Publikation Verschattung.pdf)
- [19]: H. Häberlin, „Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen“, Aarau 2007
- [20]: Juvent SA, Bern, Homepage www.juvent.ch, sowie Tabelle mit Daten zum Verlauf der Produktion von Windenergie über die letzten 10 Jahre (Mail v. J. Vollenweider, 4. Aug. 09, weitergeleitet an T.Kaiser am 6. Aug. 09)

[21]: mündliche Mitteilung T. Kaiser, Alstom.

[22]: „Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen“,
BFE, März 2008.