

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 97 (2005)
Heft: 1-2

Artikel: Massnahmen zur Schwallspitzenreduktion und deren Auswirkungen
Autor: Wickenhäuser, Martin / Hauenstein, Walter / Minor, Hans-Erwin
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-941721>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 16.05.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Massnahmen zur Schwallspitzenreduktion und deren Auswirkungen

■ Martin Wickenhäuser, Walter Hauenstein, Hans-Erwin Minor

1. Einleitung

Die internationale Regierungskommission Alpenrhein (IRKA) mit Vertretern der Regierungen der Kantone Graubünden und St. Gallen sowie der Länder Liechtenstein und Vorarlberg bearbeitet ein Entwicklungskonzept für den Alpenrhein. In diesem Zusammenhang wurde eine Grundlagenstudie in Auftrag gegeben, welche sich dem Thema «Trübung und Schwall im Alpenrhein» (IRKA, 2002) widmet. Die Autoren dieser Studie kommen zu folgendem Schluss: Die Abflussschwankungen, welche durch den Betrieb der Speicherkraftwerke verursacht werden, haben in den letzten Jahren erheblich zugenommen und zeigen negative Auswirkungen auf die Lebensräume im Alpenrhein. Letztere sind hauptsächlich betroffen durch die kurzfristigen Wechsel von Benetzung und Trockenfallen ausgedehnter Uferzonen, durch die starken Wasserspiegelschwankungen sowie durch Schwebstoffe, welche durch die Schwall mobilisiert und in Sunkzeiten wieder abgelagert werden. Am stärksten betroffen von diesen Schwall- und Sunkerscheinungen sind die Wintermonate, in denen der Basisabfluss gering ist und dementsprechend das Verhältnis der Abflüsse in Schwall- und Sunkzeiten maximal wird. Erläutert wurden die beschriebenen Verhältnisse anhand von drei Abflussganglinien aus verschiedenen Winterwochen in den Jahren 1978, 1979 und 2001 (Bild 1).

Aufgrund dieser Ausgangslage beauftragte die IRKA den Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband zusammen mit der Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie der ETH in Zürich mit einer Studie zur Analyse der bisher beobachteten Schwall- und Sunkerscheinungen sowie zur Abklärung von finanziellen und energiewirtschaftlichen Konsequenzen von allfälligen betrieblichen oder baulichen Massnahmen bei den Speicherkraftwerken zur Reduktion der Schwall- und Sunkerscheinungen im Alpenrhein.

2. Grundlagen

2.1 Übersicht über das betrachtete Einzugsgebiet des Alpenrheins

Bild 2 zeigt einen Überblick über das betrachtete Flussgebiet mit den vorhandenen Messstellen sowie den massgebenden Wasser-

rückgabestellen von Speicherkraftwerken. Die Studie beschränkt sich auf den oberen Teil des Einzugsgebietes und liefert Aussagen betreffend den Flussquerschnitt bei Domat/Ems.

2.2 Kenngrössen der betroffenen Speicherkraftwerke

Die Kennzahlen in Tabelle 1 stammen aus verschiedenen Kraftwerksbeschreibungen. Bei einzelnen Daten ist es möglich, dass in anderen Quellen auch etwas abweichende Zahlen in Umlauf sind. Solche Unterschiede sind je-

doch für die vorliegenden Betrachtungen nicht ausschlaggebend.

Die gesamte installierte Leistung aller betrachteten Zentren beläuft sich auf rund 1500 MW.

2.3 Hydraulische Kenngrössen der Flussabschnitte

Da keine Naturdaten betreffend die Gerinnegeometrie zur Verfügung standen, wurden aus den Landeskarten der Schweiz (M = 1:25 000) die Querprofile (Breite, Höhenlage

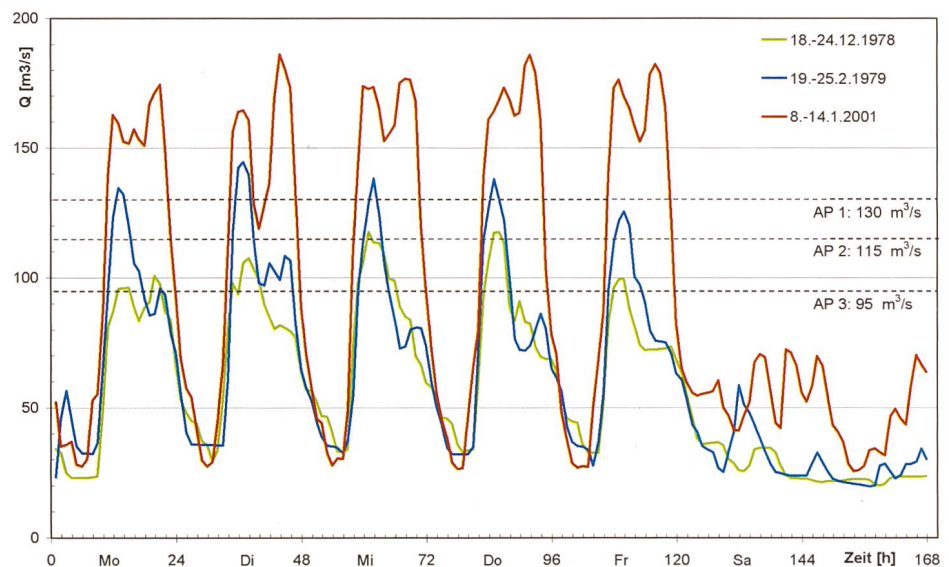


Bild 1. Ausgewählte Abflussganglinien dreier Wochen in den Wintern 1978, 1979 (Felsberg) und 2001 (Domat/Ems) (IRKA, 2002).



Bild 2. Überblick über das betrachtete Flussgebiet des Alpenrheins.

Gesellschaft	Zentrale	Ausbauwassermenge (m³/s)	Leistung (MW)	Energieäquivalent (kWh/m³)	Energieproduktion (GWh)
Kraftwerke Vorderrhein (KVR)	Sedrun	30 (+3)	150	1,6	253
	Tavanasa	46	180	1,3	505
Kraftwerke Ilanz (KWI)	Ilanz (Panix)	9	52,3	2,04	135
	Ilanz (Tavanasa)	52	34,5	0,245	125
Kraftwerke Hinterrhein (KHR)	Innerferrera	45	185	1,39	234
	Bärenburg	80	225	0,875	487
	Sils	73	235	1,05	663
EW der Stadt Zürich (EWZ)	Sils	22	26	0,42	76
	Tinzen/Tiefencastel (Ost)		123	2,34	308
	Rothenbrunnen	25	44	0,57	210
Kraftwerke Zervreila (KWZ)	Seekraftwerk	20	20	0,19	24
	Safien Platz	23	80	0,96	164
	Rabiusa- Realta	6	26	1,18	341
	Rothenbrunnen	22	120	1,51	42

Tabelle 1. Kenngrößen der betroffenen Kraftwerke (in Sedrun in Klammer Dotierturbine).

usw.) ausgemessen. Als Profilgeometrie wurden einfache Rechteckprofile gewählt.

Die Rauigkeitsbeiwerte K_{st} wurden über die empirische Potenzformel nach Gauckler-Manning-Strickler unter Verwendung der klassischen Fliessformel nach Chézy und der Berücksichtigung des Fliesswiderstandbeiwertes nach Keulegan ermittelt zu:

	d_{90} [m]	K_{st} [m ^{1/3} /s]
Alpenrhein:	0,25	24,75
Vorderrhein:	0,24	25,00
Hinterrhein:	0,14	29,25

Für die Auswertung der Schwall- und Sunkerscheinungen standen vom Bundesamt für Wasser und Geologie Stundenmittel der Abflüsse und Wasserstände folgender Messstationen zur Verfügung:

- Nr. 2033 Vorderrhein–Ilanz von 1974 bis 2002
- Nr. 2498 Glenner–Castrisch von 1988 bis 2002
- Nr. 2387 Hinterrhein–Fürstenu von 1974 bis 2002
- Nr. 2602 Rhein–Domat/Ems von 1989 bis 2002
- Nr. 2077 Rhein–Felsberg von 1974 bis 1988

Die Abflussmessungen in Ilanz repräsentieren gut die Wasserrückgabe der Kraftwerke Vorderrhein und Ilanz und diejenige bei Fürstenu die Rückgaben der Zentralen in Sils. Da flussabwärts der Zentralen bei Rothenbrunnen keine Messstation vorhanden ist, wurde ein Gesamtbetriebsmuster entsprechend der Ausbaudurchflüsse der Zentralen der KWZ und des EWZ angenommen.

3. Analyse der Schwall- und Sunkerscheinungen

Über die betrachtete Periode von 1978 bis 2003 kann bezüglich der mittleren Abflüsse

kein Trend beobachtet werden. Insbesondere fand keine verstärkte Umlagerung von Abflüssen vom Sommer auf den Winter statt.

Bild 3 zeigt den Verlauf der Wochenmaxima der Abflüsse in der ersten bis neunten Kalenderwoche der Jahre 1974 bis 2002. Die roten Punkte markieren die Maximalwerte der drei ausgewählten Wochen der Studie «Trübung und Schwall im Alpenrhein» (IRKA, 2002) der Jahre 1978, 1979 und 2001. Die Grafik zeigt, dass eine Zunahme der Abflussmaxima zu beobachten ist, welche den Trend zu grösseren Schwallabflüssen bestätigt.

Die Analyse lässt folgende Schlussfolgerungen bezüglich der Schwallspitzen zu:

- Seit ca. 1993 ist ein Anstieg der durchschnittlichen Wochenmaxima der Abflüsse von 130 m³/s (1974–1992) auf 150 m³/s (1993–2002) festzustellen.

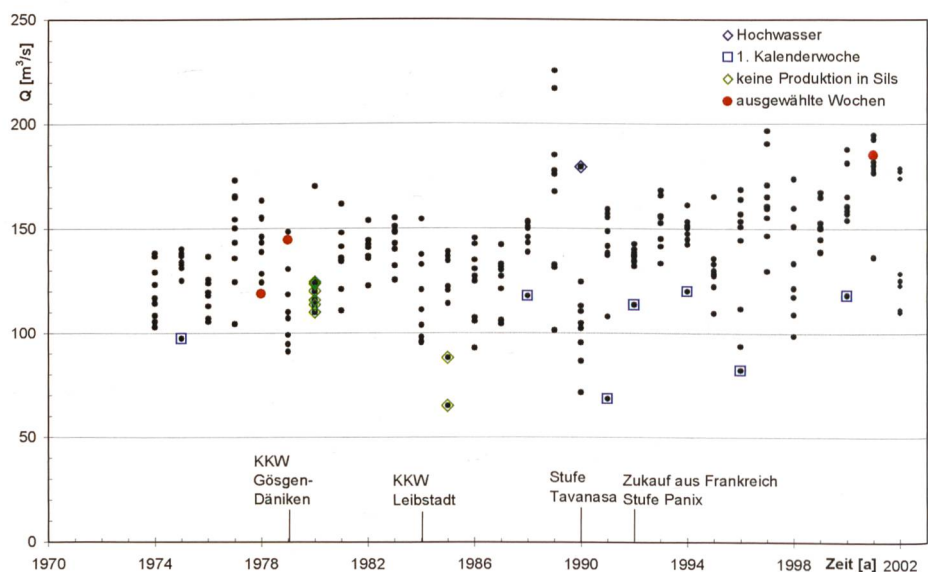


Bild 3. Wochenmaxima der Wintermonate der 1. bis 9. Kalenderwoche (die roten Punkte markieren die Maximalwerte der drei ausgewählten Wochen der Studie «Trübung und Schwall im Alpenrhein» (IRKA, 2002) und Angabe des Zeitpunkts des Zubaus von Kraftwerken.

- Die Zunahme der Schwallspitzen entspricht etwa der Zunahme der Amplituden. Das heisst, dass die Minima der Abflüsse zu Sunkzeiten annähernd konstant geblieben sind.
- Da sich die mittleren Abflussverhältnisse in dieser Zeit nicht signifikant verändert haben, ist diese Zunahme tatsächlich auf den Kraftwerksbetrieb zurückzuführen.
- Die beiden ausgewählten Wochen der Studie «Trübung und Schwall im Alpenrhein» (IRKA, 2002) der Jahre 1978 und 1979 sind leicht unterdurchschnittlich respektive leicht überdurchschnittlich. Sie geben im Mittel die Verhältnisse vor 1993 gut wieder.
- Die ausgewählte Woche des Jahres 2001 zeigt stark überdurchschnittliche Schwallspitzen und kann nicht als signifikant für die mittleren Verhältnisse seit 1993 betrachtet werden. Die Werte dieser Woche liegen um rund 30 m³/s über dem Durchschnitt der Schwallspitzen seit 1993.

3.1 Ursachen der veränderten Schwall- und Sunkerscheinungen

Seit der Zeit vor etwa 1993 ist eine Zunahme der Schwallspitzen um rund 20 m³/s in Domat/Ems zu beobachten.

Als Ursachen für die grösseren Schwallspitzen kommen aufgrund der obigen Analyse insbesondere in Frage:

- Inbetriebnahme der Stufe Tavanasa der KWI im Jahre 1991 mit einer zusätzlichen Wasserfassung am Vorderrhein in Tavanasa. Die Ausbauwassermenge dieser Stufe beträgt 52 m³/s, diejenige der Stufe Tavanasa der KVR nur 46 m³/s.

- Inbetriebnahme der Stufe Panix der KWI im Jahre 1992 mit zusätzlichen 9 m³/s Turbinenwassermenge in Ilanz.
- Durch die Inbetriebnahme der Stauanlage Solis der EWZ im Jahre 1985 wurde die Speicherkapazität in der Albula für die beiden parallelen Zentralen Solis und Rothenbrunnen von rund 180 000 (Becken Nisellas) auf 1 460 000 m³ erhöht. Möglicherweise erlaubte erst diese Erhöhung die parallele Nutzung beider Zentralen (47 m³/s) im Volllastbetrieb im Winter über eine längere Zeitdauer.
- Ein weiterer Grund könnte auch darin liegen, dass heute gegenüber früher Revisionen konsequenter nur im Sommer durchgeführt werden, dass also früher durchaus während längerer Zeit auch im Winter nicht die volle Kapazität aller Anlagen zur Verfügung stand.

Das massgebende Kriterium für den Schwall ist die Summe aller Turbinendurchflussmengen, welche im Einzugsgebiet in Speicherkraftwerken installiert sind. Entsprechend haben die Schwälle seit Beginn des Speicherkraftwerksbaus (und nicht erst seit den 90er-Jahren) bis zu dessen Ende kontinuierlich zugenommen. Für die Sunke sind hingegen die Einzugsgebiete massgebend, in denen Wasser durch Speicher zurückgehalten werden kann.

Aufgrund der festgestellten Ursachen ist nicht anzunehmen, dass die Schwallspitzen in Zukunft signifikant weiter zunehmen würden, ohne dass nicht weitere Kapazitäten zugebaut würden.

Zusätzlich wurden Analysen der Änderungsgeschwindigkeit des Abflusses bei Schwall und Sunk ermittelt. Etwa 65% der Werte für die Abflussänderungsgeschwindigkeit beim Anstieg liegen über 0,3 m³/s/min und 27% über 0,5 m³/s/min. Der Gradient der Schwallabnahme ist etwa von gleicher Grösse, meistens kleiner als derjenige des Schwallanstiegs.

4. Ökologische Anforderungsprofile an den Kraftwerksschwall

Die gewässerökologischen Anforderungsprofile gehen auf die Studie «Notwendige und wünschbare Schwallreduktion im Alpenrhein» der IRKA Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie (IRKA, 2003) zurück.

4.1 Anforderungsprofile

Für eine abgestufte Beurteilung von schwalldämpfenden Massnahmen wurden drei Anforderungsprofile (AP) an den Kraftwerksschwall formuliert, in denen die in Tabelle 2 dargestellten Parameter festgelegt wurden.

Laut dieser Studie (IRKA, 2003) führt das Einhalten des Anforderungsprofils 1 zu ersten Verbesserungen von Teilbereichen des Lebensraums, wichtige Lebensraumbedingungen werden aber nur unwesentlich respektive ungenügend aufgewertet. Anforderungsprofil 2 führt zu einer bedeutenden Aufwertung einer Mehrzahl von Teilbereichen des Lebensraums, jedoch werden einzelne Lebensraumbedingungen nicht ausreichend verbessert. Bei Anforderungsprofil 3 wird der Lebensraum umfassend aufgewertet, und die Lebensraumbedingungen bleiben im Wesentlichen ungestört.

Die drei Anforderungsprofile bilden die Vorgabe für die weitere Analyse der Möglichkeiten zur Reduktion von Schwall und Sunk, wobei den Maximalwerten der Schwallspitze und den Minimalwerten des Sunks mehr Gewicht beigelegt wird als den Änderungsgeschwindigkeiten des Abflusses.

5. Hydraulische Modellierung der Abflüsse bis Domat/Ems

Bevor betriebliche Massnahmen zur Schwallreduktion festgelegt wurden, folgte die Berechnung der Abflüsse an der Stelle Domat/Ems, ausgehend von den Messwerten an den massgebenden Wasserrückgabestellen respektive am Glenner. Dazu wurde das Programm HEC-RAS eingesetzt.

In Bild 4 sind die beobachteten Abflüsse der Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 an der Messstation Domat/Ems (Wochenanganglinie aus der Studie «Trübung und Schwall im Alpenrhein»), die gemessenen und angenommenen Ganglinien der Abflüsse an den Messstationen unterhalb der Wasserrückgabestellen der Kraftwerke sowie die aus der Modellrechnung mit HEC-RAS resultierende Abflussganglinie in Domat/Ems dargestellt. Bild 4 zeigt, dass der gemessene und der berechnete Verlauf der Abflüsse in Domat/Ems gut übereinstimmen. Aufgrund dieser guten Übereinstimmung mussten die ursprünglich berechneten K_{st}-Werte nicht verändert werden.

Wie bereits erwähnt, entspricht die Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 einer Woche mit extrem starker Schwall-Tätigkeit. Aufgrund dessen wurde eine weitere Woche (5. bis 11. Februar 1996) nachgerechnet, welche mittlere Verhältnisse bezüglich der Schwallspitzen aufweist. Auch diese Nachrechnung zeigt eine sehr gute Übereinstimmung der berechneten Ganglinien mit den gemessenen Ganglinien.

Dank dieser guten Übereinstimmung kann dieses Modell für die Voraussage der Auswirkungen von betrieblichen Änderungen an den Abflussregimen der Kraftwerke auf die Abflüsse unterhalb Domat/Ems angewendet werden.

	Schwallspitze Maximal [m ³ /s]	Sunk minimal [m ³ /s]	Verhältnis Schwall/Sunk [-]	Amplitude (doppelte) [m ³ /s]	Abflusszunahme/ -abnahme [m ³ /s/min]
AP 1:	130	30	4,33	100	0,5/0,2
AP 2:	115	50	2,3	65	0,3/0,15
AP 3:	95	50	1,9	45	0,2/0,1

Tabelle 2. Schwallparameter der Anforderungsprofile.

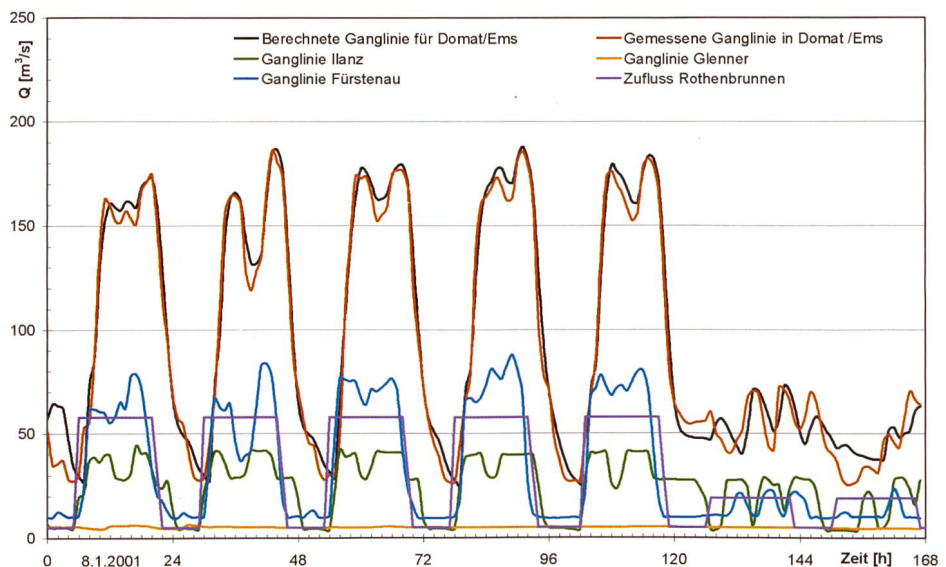


Bild 4. Stundenmitteldaten der Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 der einzelnen Messstationen, Vergleich der Wochenganglinie aus der Studie «Trübung und Schwall im Alpenrhein» mit den Nachrechnungen mit HEC-RAS.

6. Betriebliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk

Bei den nachfolgend beschriebenen betrieblichen Massnahmen wurden nur Betriebsmuster der Wasserrückgabestandorte Sils, Ilanz und Rothenbrunnen geändert und nicht solche der einzelnen Zentralen. Eine weitere Differenzierung könnte vorgenommen werden, ändert aber nichts an den Auswirkungen bis Domat/Ems.

6.1 Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 1 mit Wochenausgleich

Als betriebliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk wurden drei Szenarien festgelegt, deren Auswirkungen auf den Flussquerschnitt Domat/Ems auf der Basis der Abflüsse der Wochen vom 8. bis 14. Januar 2001 und vom 5. bis 2. Februar 1996 simuliert wurden.

Diese Szenarien umfassen verschiedene Einschränkungen der Reguliermöglichkeiten an den drei Wasserrückgabestellen (Reduktion der maximal turbinierbaren Wassermenge sowie Erhöhung der minimalen Wasserabgabe).

Szenario 1 sieht vor, dass die verarbeiteten Wassermengen der Kraftwerke an den einzelnen Rückgabeständen gegenüber den effektiven Ganglinien in der Spitze reduziert werden. Dabei wird nur so weit eingegriffen, bis das jeweilige Anforderungsprofil bezüglich Schwall und Sunk erreicht ist. Die Reihenfolge der Eingriffe lautet: Rothenbrunnen, Ilanz, Fürstenau.

Szenario 2 entspricht dem Szenario 1, jedoch mit unterschiedlicher Reihenfolge der Eingriffe: Fürstenau, Rothenbrunnen, Ilanz.

Szenario 3 sieht im Gegensatz zu den Szenarien 1 und 2 vor, dass alle Kraftwerke Blockbetrieb fahren. Die Einsatzzeiten der Betriebsblöcke entsprechen den mittleren, effektiven Einsatzzeiten. Die Einschränkung wird an allen Werken parallel vorgenommen.

Massgebend war hierbei die Beschränkung des maximalen Schwalls in Domat/Ems auf die Werte entsprechend den drei Anforderungsprofilen (AP 1–AP 3).

In den Simulationsrechnungen wurde vorerst vorausgesetzt, dass sämtliches Wasser, welches in der betrachteten Woche tatsächlich turbiniert wurde, auch bei der Betriebssimulation mit den Massnahmen innerhalb dieser Woche verarbeitet wird (Wochenausgleich).

Die Modellrechnungen mit der oben erwähnten Bedingung zeigen, dass in der Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 und zum grossen Teil auch in der Woche vom 5. bis 11. Februar 1996 die minimalen

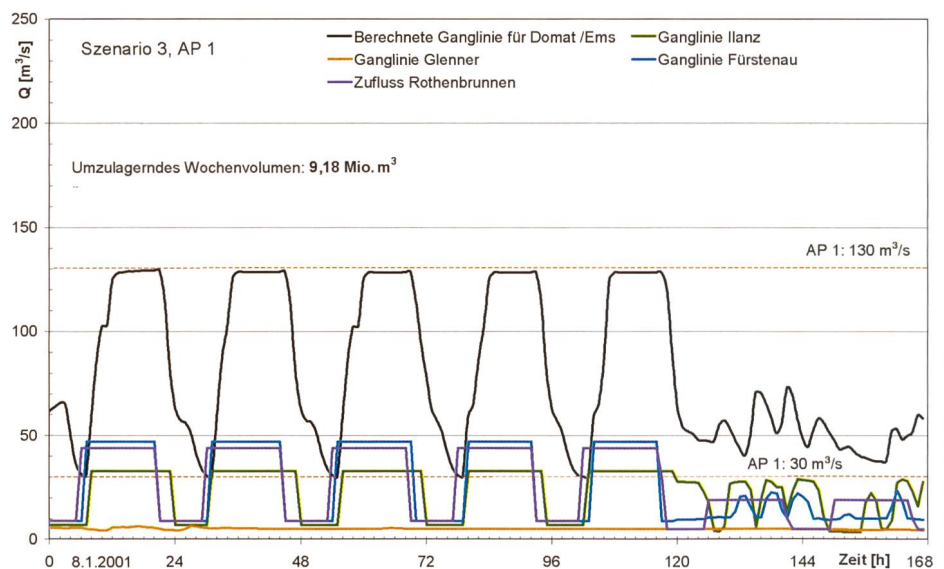


Bild 5. Szenario 3 in der Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 1).

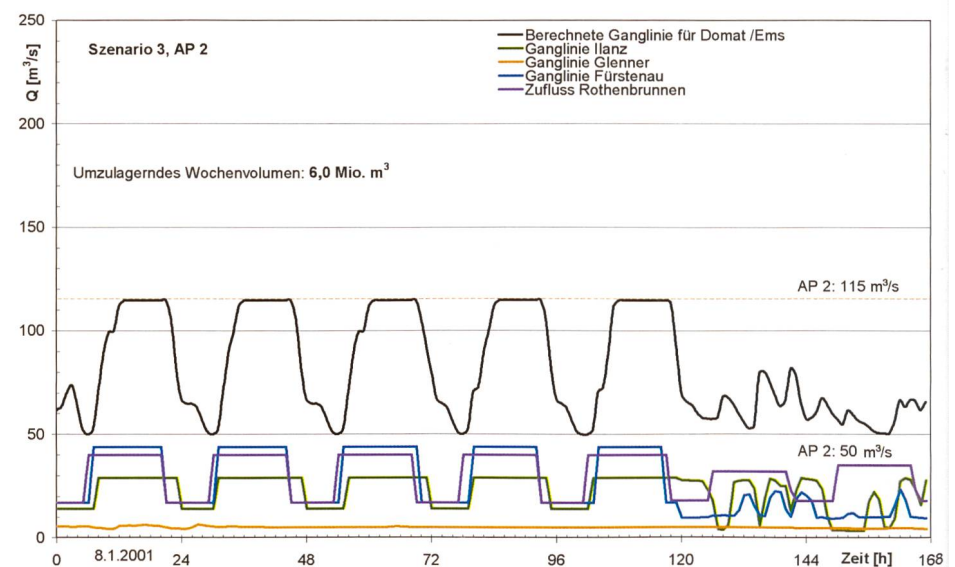


Bild 6. Szenario 3 in der Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 2).

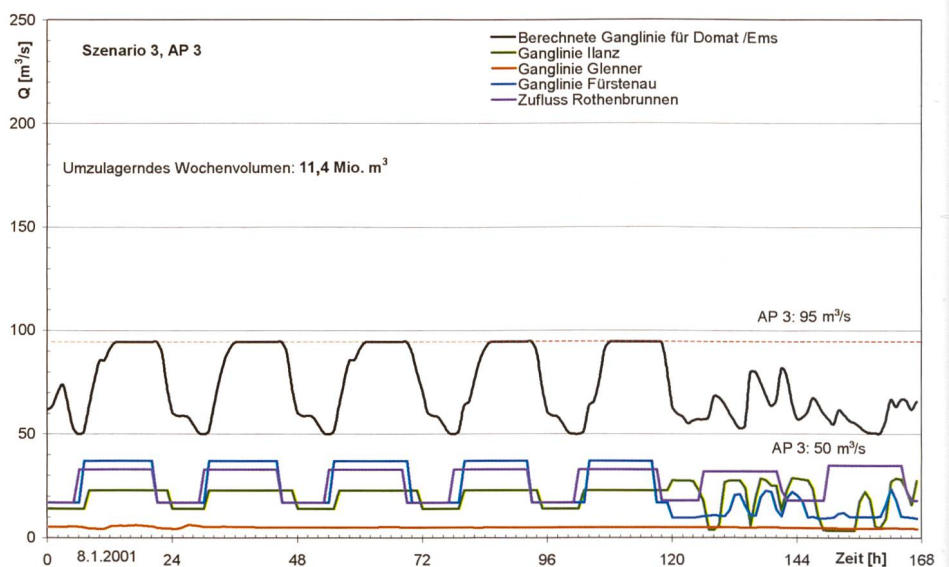


Bild 7. Szenario 3 in der Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 mit Saisonausgleich (Anforderungsprofil 3).

Abflüsse grösser als das vorgegebene Minimum sind. Eine derartige Übererfüllung des Anforderungsprofils führt deshalb zu einer Überschätzung der Ertragsausfälle.

6.2 Betriebliche Massnahmen zur Erreichung von AP 3 mit Saisonausgleich

Eine bessere Annäherung an das Anforderungsprofil liess sich erreichen, wenn die Bedingung, dass sämtliches Wasser innerhalb der Woche turbinieren werden muss, nicht eingehalten werden müsste.

In einer zweiten Serie Simulationsrechnungen wurde deshalb davon ausgegangen, dass das überschüssige Wasser, bedingt durch die Reduktion der Spitzenabflüsse (der betrachteten Woche), nicht innerhalb derselben Woche, sondern in den Folgemonaten, wenn Produktionsbedarf besteht, aber höhere Preise zu erwarten sind als an den Wochenenden und in den Sunkzeiten, verarbeitet wird. Das nicht turbinierte Wasser verbleibt bis dahin in den oberen Speichern.

Dadurch können die Anforderungsprofile bezüglich Schwall und Sunk genau eingehalten werden.

Bei der monetären Bewertung dieser Umlagerung muss dann allerdings auch ein entsprechender Preis eingesetzt werden, welcher nicht den Preisen innerhalb der betrachteten Woche entspricht.

Nachfolgend ist beispielhaft die Nachrechnung des Szenarios 3 für die Woche vom 8. bis 14. Januar 2001 wiedergegeben.

In Fürstenu wurde der Schwall auf 47 m³/s, der Sunk auf 9 m³/s konstant beschränkt. Der Schwall in Rothenbrunnen wurde auf 44 m³/s, der Sunk auf 9 m³/s reduziert. In Ilanz wurde der Schwall auf 33 m³/s der Sunk auf 7 m³/s begrenzt. Bild 5 zeigt den resultierenden Verlauf des Abflusses an der Stelle Domat/Ems für das Anforderungsprofil 1.

Es zeigt sich, dass das Anforderungsprofil gut eingehalten werden kann. Generell erweist sich das Szenario 3 als dasjenige, welches zu den geringsten Einbussen am Wert der erzeugten Energie führt.

In analoger Art und Weise wurden auch für die Anforderungsprofile 2 und 3 Massnahmen gesucht und deren Auswirkungen ermittelt. Die Bilder 6 und 7 zeigen die Resultate dieser Simulation für die Woche vom 8. bis 14. Januar 2001.

Mit Hilfe dieser Modellrechnungen konnten betriebliche Massnahmen gefunden werden, welche in Domat/Ems zu den angestrebten Reduktionen von Schwall und Sunk führten.

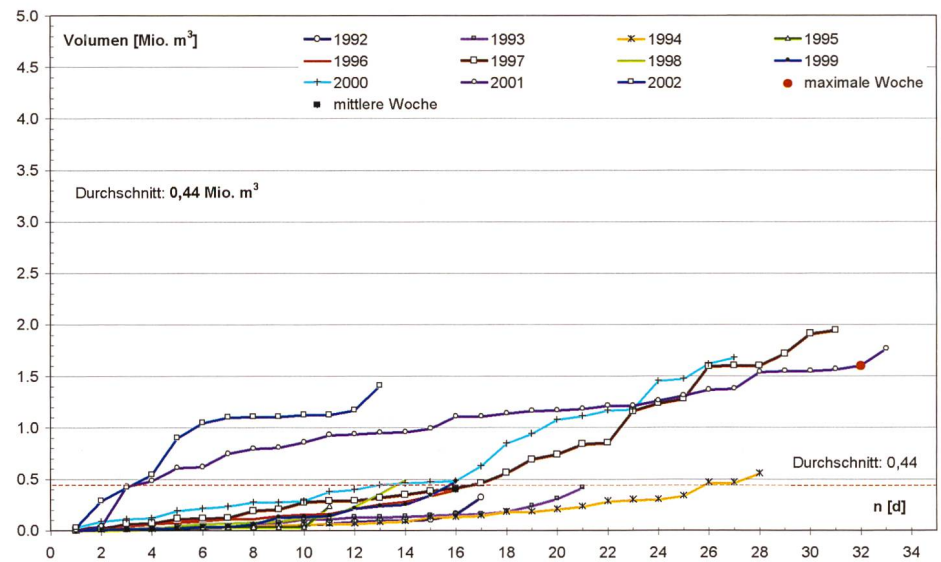


Bild 8. Anzahl Tage, an denen der Abfluss den Grenzwert nach AP 1 (130 m³/s) in den Jahren 1992 bis 2002 übersteigt (1. bis 8. Kalenderwoche), und zugehörige Volumen des den Grenzwert überschreitenden Abflusses (Werte nach Grösse sortiert).

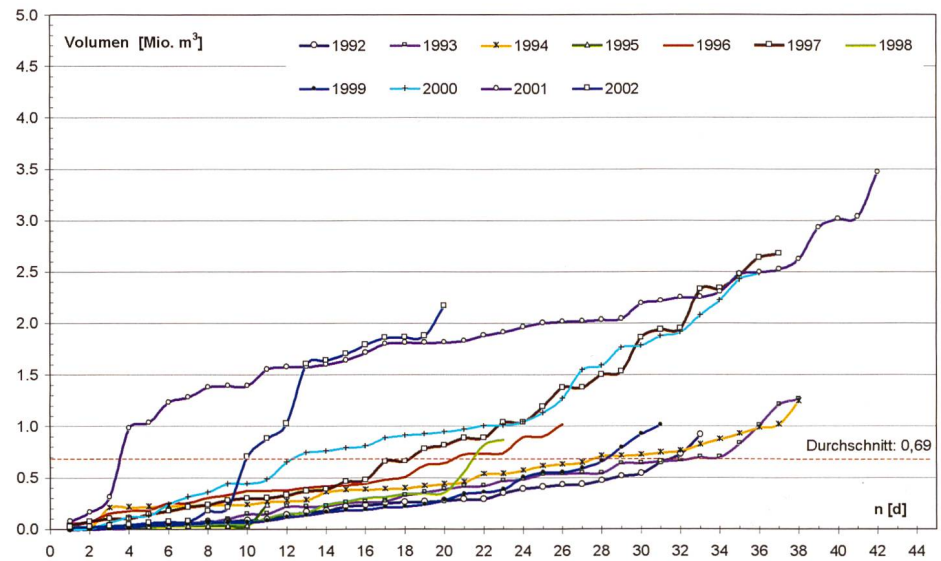


Bild 9. Anzahl Tage, an denen der Abfluss den Grenzwert nach AP 2 (115 m³/s) in den Jahren 1992 bis 2002 übersteigt (1. bis 8. Kalenderwoche), und zugehörige Volumen des den Grenzwert überschreitenden Abflusses (Werte nach Grösse sortiert).

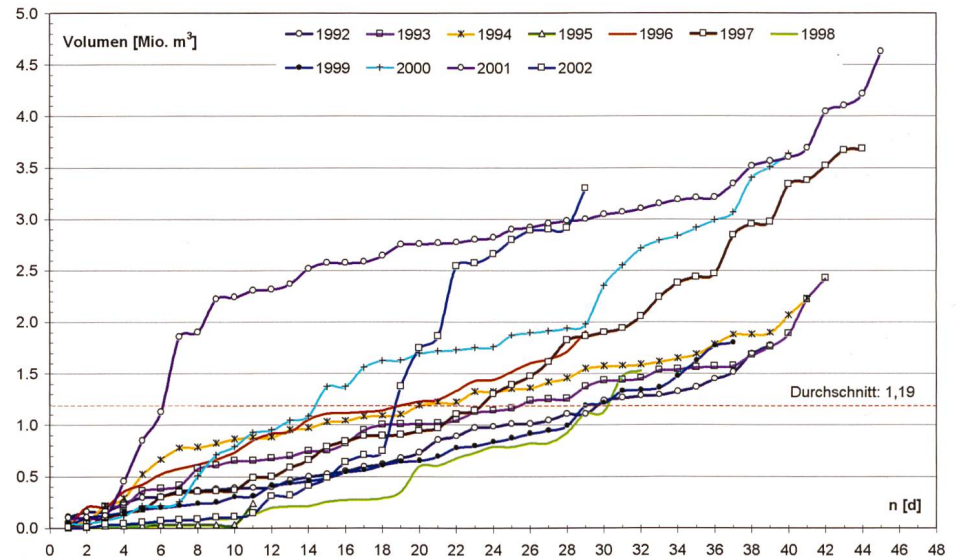


Bild 10. Anzahl Tage, an denen der Abfluss den Grenzwert nach AP 3 (95 m³/s) in den Jahren 1992 bis 2002 übersteigt (1. bis 8. Kalenderwoche), und zugehörige Volumen des den Grenzwert überschreitenden Abflusses (Werte nach Grösse sortiert).

7. Bauliche Massnahmen zur Reduktion von Schwall und Sunk

7.1 Erforderliche Grösse der Reregulierungsbecken

Anstatt durch Betriebseinschränkungen, können Schwall und Sunk auch durch Reregulierungsbecken gedämpft werden, welche keinen Einfluss auf den Betrieb haben.

Zur Abschätzung der notwendigen Rückregulierungsvolumen wurden die täglichen Volumen bestimmt, welche erreicht werden, wenn der obere Grenzabfluss nach AP 1 (130 m³/s), AP 2 (115 m³/s) und AP 3 (95 m³/s) eingehalten und das entsprechende Wasser zurückgehalten würde.

In Bild 8 ist für die erste bis achte Kalenderwoche der Jahre 1992 bis 2002 die Anzahl Tage angegeben, an denen der Abfluss den Grenzabfluss nach Anforderungsprofil 1 übersteigt. Die Jahre 1992 bis 2002 wurden gewählt, weil sich in diesen Jahren die erhöhte Schwalltätigkeit bereits ausgewirkt hat. Zusätzlich sind die Volumina des den Grenzwert überschreitenden Abflusses (Werte nach Grösse sortiert) aufgetragen.

Dementsprechend zeigen Bild 9 und Bild 10 die Volumina des überschrittenen Abflusses für Anforderungsprofil 2 und 3. Das durchschnittliche Volumen der den Grenzwert übersteigenden Abflüsse in diesem Zeitraum beträgt 0,44 Mio. pro Tag m³ für AP 1 und ist somit etwas höher als das maximale Volumen der gewählten mittleren Woche (siehe schwarzes Quadrat). Für AP 2 beträgt das durchschnittliche Volumen 0,69 Mio. m³ pro Tag respektive 1,19 Mio. m³ pro Tag für AP 3.

Erwartungsgemäss zeigt sich, dass mit zunehmendem Anforderungsprofil die Anzahl der Tage, an denen das Anforderungsprofil überschritten wird, und das zugehörige Volumen deutlich steigen.

Eine weitere Analyse der Daten ergibt, dass der obere Grenzwert von 130 m³/s nach AP 1 an 52% aller Werktagen (erste bis achte Kalenderwoche) überschritten wird, der nach AP 2 an 79% und der nach AP 3 an 95%.

Die Bilder 8 bis 10 zeigen ferner, dass für die Jahre 2000, 2001 und 2002 der Anstieg der Kurven rasch erfolgt, dass also in diesen Wintern kaum Tage auftraten, an denen nur ein geringes Ungenügen gegenüber den Anforderungsprofilen aufgetreten ist.

Bild 11 zeigt, an wie viel Prozent der Tage (bezogen auf die Anzahl der Tage, an denen der Grenzabfluss überschritten wird!) das überschrittene Volumen durch Rückregulierungsbecken verschiedener Grössen aufgenommen werden kann.

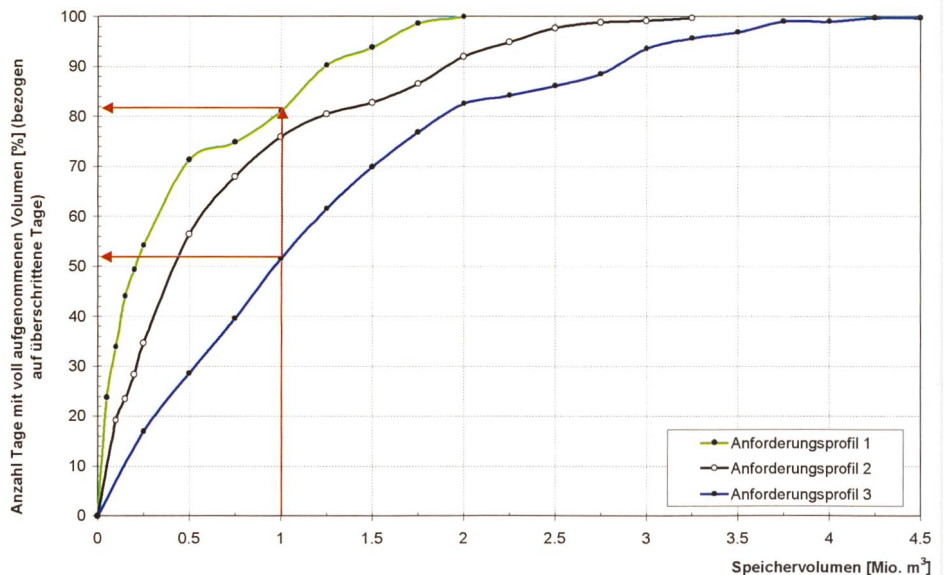


Bild 11. Anteil Tage (1. bis 8. Woche) [%] mit voll ausgeglichenem Volumen in Abhängigkeit des Rückregulierungsvolumens und des Anforderungsprofils.

Beispielsweise können bei einem Rückhaltevolumen von 1 Mio. m³ unter Berücksichtigung des Anforderungsprofils 1 an 82% aller Tage mit Überschreitung des Grenzabflusses die Anforderungskriterien bezüglich der Schwallspitzen eingehalten werden.

Unter Berücksichtigung des Anforderungsprofils 3 können sie bei gleichem Rückregulierungsvolumen jedoch nur an 52% der Tage eingehalten werden.

So würde sich das notwendige Beckenvolumen von 2 Mio. m³ für eine 100-prozentige Aufnahme aller überschreitenden Abflüsse nach Anforderungsprofil 1 auf 4,5 Mio. m³ im Falle von Anforderungsprofil 3 erhöhen.

In der Rechnung wurde davon ausgegangen, dass das Volumen des Rückregulierungsbeckens am Anfang eines Schwalls immer vollständig zur Verfügung stand. Im echten Betrieb hiesse das, dass ein tatsächlich vorhandenes Reregulierungsbecken während der Sunkzeit gänzlich geleert würde.

Wenn durch ein zu kleines Rückregulierungsbecken nicht der ganze Schwall aufgenommen werden kann, stellt sich die Frage nach der Häufigkeit und Grösse der verbleibenden Restschwallspitze ΔQ . Für die erste bis achte Kalenderwoche sind die jeweiligen Restschwallspitzen in den Bildern 12 bis 14 entsprechend den drei Anforderungsprofilen dargestellt. Für AP 1 zeigt sich beispielsweise, dass bei einem Beckenvolumen von 1 Mio. m³ (rote Kurve) Restschwallspitzen grösser als 20 m³/s in mindestens 7% aller Tage auftreten. Setzt man dagegen Anforderungsprofil 3 zugrunde (Bild 14), würden an mindestens 28,5% aller Tage Restschwallspitzen von mehr als 20 m³/s auftreten. Für Anforderungsprofil 1 treten bei einem Volu-

men von 2,0 Mio. m³ bereits keine Restschwallspitzen (Bild 12) mehr auf.

Eine Festlegung der Überschreitungshäufigkeit der Schwallspitzen respektive der notwendigen Beckengrösse ist nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung. Diese beschränkt sich auf eine Darstellung des Einflusses der Beckengrösse auf die Schwallreduktion.

7.2 Mögliche Standorte von Rückregulierungsbecken

Westlich von Ilanz, nördlich von Thusis und westlich von Rothenbrunnen wurden drei mögliche Standorte für künstliche Rückregulierungsbecken evaluiert. Mit einer Wassertiefe von 5 m ergeben sich, bei einer Fläche von 0,1 Mio. m², Beckenvolumen von ca. 0,5 Mio. m³. Generell sollten die Becken regelbar, flach und möglichst nahe bei den Zentralen sein, um Leitungs- und evtl. Kanalkosten gering zu halten. Zusätzlich zu den oben beschriebenen Becken wurde die Möglichkeit untersucht, das bestehende Staubecken des Kraftwerks Reichenau zur Regulierung beizuziehen. Es hat sich aber gezeigt, dass dieses dazu unzureichend geeignet ist.

Um Probleme mit dem Sedimenthaushalt zu vermeiden, könnten nur die obersten Meter bewirtschaftet werden. Das ergäbe ein Rückregulierungsvolumen, beispielsweise für die obersten zwei Meter, von rund 300 000 bis 400 000 m³. Das wäre zwar ein Beitrag zur Rückregulierung, könnte aber den Bau zusätzlicher Becken nicht gänzlich ersetzen. Zudem wäre auch für die Inanspruchnahme dieses Speichervolumens eine Entschädigung zu bezahlen. Aus diesen Gründen wird für die nachfolgende finanzielle Beurteilung nur noch der Bau neuer Rückregulierungsbecken betrachtet.

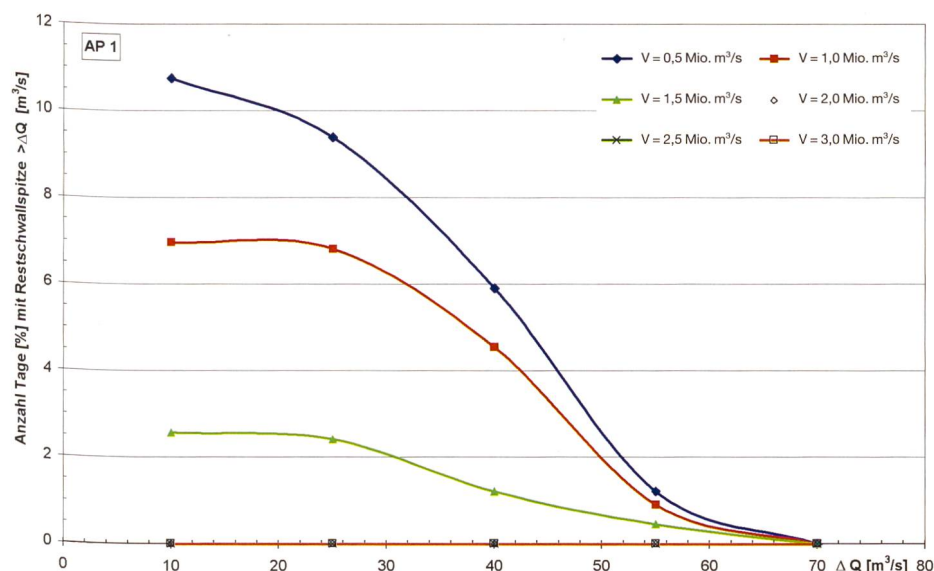


Bild 12. Häufigkeit [%] von Restschwallspitzen in Abhängigkeit ihrer Grösse und des Rückregulierungsvolumens für Anforderungsprofil 1.

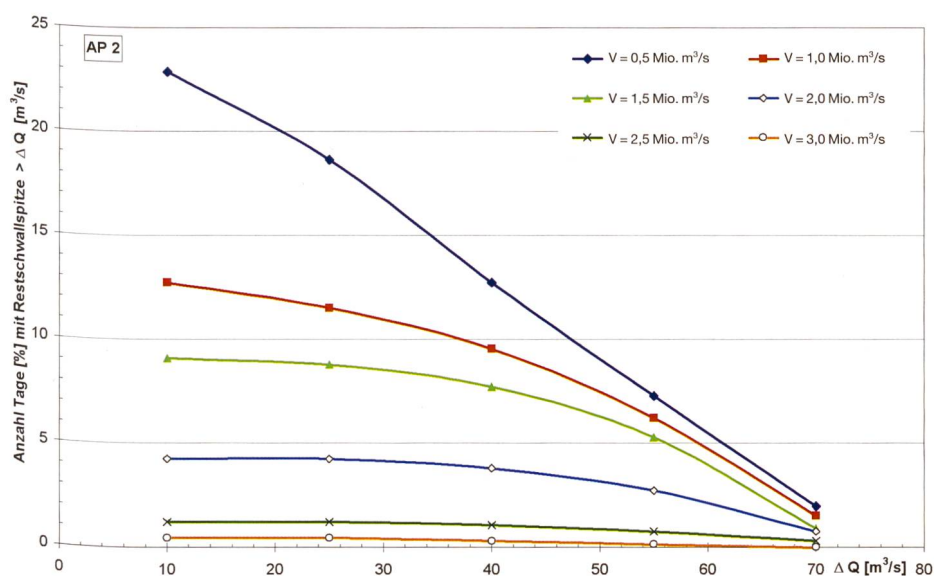


Bild 13. Häufigkeit [%] von Restschwallspitzen in Abhängigkeit ihrer Grösse und des Rückregulierungsvolumens für Anforderungsprofil 2.

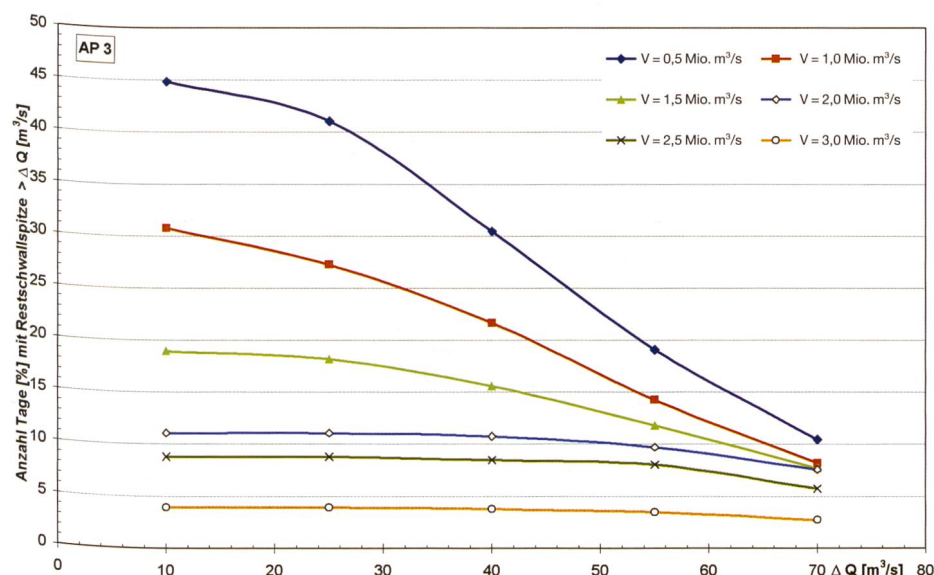


Bild 14. Häufigkeit [%] von Restschwallspitzen in Abhängigkeit ihrer Grösse und des Rückregulierungsvolumens für Anforderungsprofil 3.

8. Finanzielle Beurteilung der Massnahmen

8.1 Betriebliche Massnahmen

8.1.1 Finanzielle Bewertung der Energie

Durch die Beschränkung des Betriebs erleiden die Betreiber eine Ertragseinbusse, weil die Energie nicht mehr zu denjenigen Zeitpunkten produziert werden kann, welche aus energiewirtschaftlicher Sicht optimal wären.

Mit Hilfe der Umrechnung des turbinierten Volumens in Energieeinheiten mittels Energieäquivalenten und mittels Schätzwerten für die stündlich ändernden Energiepreise für die Jahre 2004 bis 2006 (PreisForward-Curve), basierend auf Terminmarktdaten und historischen Daten der European Energy Exchange (EEX) (Hayoz, 2004), wurde der entgangene Ertrag errechnet. Beim Saisonausgleich wurde die auf eine spätere Produktionszeit umgelagerte Energiemenge mit einem festen Preis von 30 Euro/MWh berechnet. Auf eine Differenzierung dieses Preises wurde verzichtet, weil dazu die Grundlagen fehlen. Damit wurde ein mittlerer Verkaufspreis gewählt, der dem Umstand Rechnung trägt, dass die Verlagerung zwar in eine Jahreszeit mit tieferen Preisen als im Winter erfolgt, dort aber dazumal zu möglichst günstigen Tageszeiten produziert würde.

Bei den Energieäquivalenten wurde davon ausgegangen, dass sich Betriebsänderungen jeweils über eine ganze Kraftwerkskette erstrecken. Somit wurden die Energieäquivalente über die einzelnen Kraftwerksstufen addiert. Diese Annahme lässt sich damit begründen, dass für alle Kraftwerke zur gleichen Zeit die höchsten Strompreise erzielt werden können. Zudem sind die Speichermöglichkeiten zwischen den verschiedenen Kraftwerksstufen meist sehr klein. Der hauptsächliche Wasserrückhalt erfolgt in den Kopfspeichern, wo er allen unterliegenden Stufen zugute kommt.

Da die Beschränkungen nur auf die Rückgabestandorte (Sils, Ilanz und Rothenbrunnen) und nicht auf die einzelnen Kraftwerke bezogen wurden, erfolgte die Gewichtung der Energieäquivalente über die Ausbaumassmengen der vorhandenen Zentralen an einer Rückgabestelle.

8.1.2 Finanzielle Bewertung der verlorenen Leistung

Bei der Einschränkung der Produktion wird nicht nur die Energieproduktion verlagert, was zu einer anderen Bewertung der produzierten Energie führt, es geht auch Leistung verloren, weil die turbinierte Wassermenge eingeschränkt wird. Leistung, welche kurzfristig eingespeist werden kann, ist wie Ener-

Entgangener Ertrag in den Wintermonaten (mit Saisonausgleich)									
	mittlere Woche			gewichtetes Mittel			maximale Woche		
	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3	AP 1	AP 2	AP 3
Mio. Euro/Woche	0,20	0,50	0,60	0,43	0,73	0,90	0,65	0,95	1,20
Mio. Euro pro									
3 Monate	2,60	6,50	7,80	5,52	9,42	11,70	8,45	12,35	15,60
4 Monate	3,47	8,67	10,40	7,37	12,57	15,60	11,27	16,47	20,80
5 Monate	4,33	10,83	13,00	9,21	15,71	19,50	14,08	20,58	26,00

Tabelle 3. Entgangener Ertrag durch Energieumlagerung pro Jahr (Einschränkungen während 3, 4 bzw. 5 Monaten) mit Saisonausgleich.

Ersatzinvestition für fehlende Leistungsbereitstellung			
Ersatzinvestition für Leistung [Mio. Euro]	Anforderungsprofil 1	Anforderungsprofil 2	Anforderungsprofil 3
Deckung von 92,5%	205	260	335
Deckung von 95%	220	272	350
Deckung von 97,5%	240	295	370

Tabelle 4. Erforderliche Ersatzinvestitionen für fehlende Leistungsbereitstellung (Ermittlung auf der Basis der Abflüsse zwischen 1993–2002).

V	Kosten	voll aufgen. Tage	n [%] > Δ Q (AP 1)		
[Mio. m³]	[Mio. Euro]	AP 1 [%]	> 10 m³/s	> 20 m³/s	> 30 m³/s
0,50	20	88	11	10	8,5
1,00	40	92	7	7	6,5
1,50	60	97	2,5	2,5	2
2,00	80	100	0	0	0
2,50	100	100	0	0	0
3,00	120	100	0	0	0
3,50	140	100	0	0	0
4	160	100	0	0	0

V	Kosten	voll aufgen. Tage	n [%] > Δ Q (AP 2)		
[Mio. m³]	[Mio. Euro]	AP 2 [%]	> 10 m³/s	> 20 m³/s	> 30 m³/s
0,50	20	77	32	20,5	17
1,00	40	87	12,5	12	11
1,50	60	91	9	9	8,5
2,00	80	96	4	4	4
2,50	100	99	1	1	1
3,00	120	99	0,5	0,5	0,5
3,50	140	100	0	0	0
4	160	100	0	0	0

V	Kosten	voll aufgen. Tage	n [%] > Δ Q (AP 3)		
[Mio. m³]	[Mio. Euro]	AP 3 [%]	> 10 m³/s	> 20 m³/s	> 30 m³/s
0,50	20	55	45	43	38
1,00	40	69	31	28,5	26
1,50	60	81	19	18,5	17,5
2,00	80	89	11	11	11
2,50	100	91	9	9	9
3,00	120	96	4	4	4
3,50	140	99	–	–	–
4	160	99	–	–	–

Tabelle 5. Kosten der Reregulierungsbecken verschiedener Grösse und deren hydraulische Wirkung für die drei Anforderungsprofile AP 1, AP 2 und AP 3.

gie ein Produkt, das auf dem Strommarkt einen Wert erzielt, selbst dann, wenn es nicht abgerufen, sondern nur vorgehalten wird. Diese verlorene Leistung wird im Folgenden ebenfalls bewertet. Dazu nimmt man an, dass diese fehlende Leistungsbereitstellung durch den Bau einer neuen Gasturbine ersetzt werden müsste. Dabei handelt es sich um die kostengünstigste Form der Leistungsbereitstellung. Die Erfahrungen mit dem Bau von Gasturbinen, welche in jüngerer Zeit gebaut wurden, zeigen, dass diese zu Kosten von rund 450 Euro/kW installierte Leistung erstellt werden können. Der Bereitstellung von Leistung kommt im liberalisierten Strommarkt noch mehr Bedeutung zu als in einem Monopol, weil diese Dienstleistung im Markt separat verrechnet werden muss.

8.1.3 Entgangener Ertrag durch Energieumlagerungen

Tabelle 3 gibt einen Überblick über den jährlich entgangenen Ertrag aus umgelagerter Energieproduktion (Saisonausgleich). Als massgebend wird der durchschnittlich entgangene Ertrag zwischen der mittleren und der maximalen Woche betrachtet. Da der Ertragsausfall aber nicht nur eine Woche pro Jahr andauert, wird dieser Ertrag hochgerechnet auf eine Dauer von 3, 4 und 5 Monaten im Winter. Unter der Annahme, dass die Einschränkungen während vier Monaten wirksam sind, beläuft sich für Anforderungsprofil 1 der entgangene Ertrag aus Energieumlagerung beispielsweise auf ca. 7,4 Mio. Euro pro Jahr (Tabelle 3).

Die bisherigen Betrachtungen beziehen sich auf die Erfüllung der Anforderungsprofile bezüglich Schwallabflussspitze und minimalem Abfluss bei Sunk. Es wurde auch eine einfache Abschätzung der Ertragsausfälle gemacht, welche entstehen würden, wenn noch die Bedingung für die Änderungsgeschwindigkeit der Abflüsse eingehalten werden müsste. Die Ertragsverluste würden nur unwesentlich (zwischen 3% und 10%) zunehmen.

8.1.4 Investitionskosten zur Bereitstellung der nicht mehr verfügbaren Leistung bei betrieblichen Massnahmen

Zur Abschätzung der fehlenden Leistung bei Betriebseinschränkungen wird folgendermassen vorgegangen: Wenn an einem Tag der Spitzenabfluss von beispielsweise 190 m³/s auf 130 m³/s entsprechend Anforderungsprofil 1 reduziert wird, fehlen 60 m³/s turbinierbare Abflüsse. Multipliziert man diesen Abfluss mit dem mittleren Energieäquivalent, erhält man den Wert der fehlenden Leistung.

Zur Berechnung des mittleren Energieäquivalents geht man davon aus, dass sich der reduzierte Abfluss proportional der Ausbauwassermenge der untersten Zentralen auf die verschiedenen Kraftwerksketten verteilt. Die Energieäquivalente der Zentralen einer Reihe von Kraftwerksstufen werden hierbei addiert und über die Ausbauwassermenge gewichtet. So errechnet sich das mittlere Energieäquivalent für den betrachteten Kraftwerkspark zu 2,73 kWh/m³.

Fordert man im Zeitraum von 1993 bis 2002 die Deckung der Leistungsspitzen zu 95% der Zeit, erhält man eine notwendige Wassermenge von 189 m³/s als Bemessungsspitzenabfluss für die Ersatzleistung. Wird entsprechend Anforderungsprofil 1 die Abflussspitze auf 130 m³/s begrenzt, fehlen 59 m³/s, was einem Leistungsausfall von 487,5 MW entspricht. Mit Investitionskosten für ein Gasturbinenkraftwerk von 450 Euro/kW ergeben sich daraus einmalige Kosten zur Bereitstellung der Leistung von 219,4 Mio. Euro ($59 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 2,73 \text{ kWh/m}^3 \cdot 0,85 \cdot 3600 \text{ s/h} \cdot 450 \text{ Euro/kW} = 219,35 \text{ Mio. Euro}$) für AP 1, 278 Mio. Euro für AP 2 und 353,5 Mio. Euro für AP 3 (vgl. Tabelle 4).

Zu beachten ist, dass im Falle einer Abflachung der Änderungsgeschwindigkeit der Abflüsse bei Schwall und Sunk die resultierende Leistungsreduktion mit der obigen Betrachtung bereits finanziell abgedeckt ist, weil nicht die Dauer der Lieferung von Ersatzleistung, sondern nur das Vorhalten bewertet wird.

8.2 Kosten baulicher Massnahmen

Aufgrund von Erfahrungen bei Vergleichsprojekten (Tavanasa: 60 Euro/m³ bei 150 000 m³, Riddes: 40 Euro/m³ bei 450 000 m³, Filisur: 160 Euro/m³ bei 190 000 m³ [Otto, 2004]) entstehen für Retentionsbecken inklusive Steuerung mit einem Volumen von ca. 0,5 Mio. m³ spezifische Baukosten von ca. 40 Euro/m³. Dabei zeigt sich, dass der Skaleneffekt (d.h. die Tatsache, dass die spezifischen Kosten bei grösseren Becken kleiner sind als bei kleineren Becken) ab einer Beckengrösse von rund 500 000 m³ keine massgebende Rolle mehr spielt. Zu beachten ist auch, dass diese Becken abgedichtet und reguliert betrieben werden müssen. Die Wahl eines mittleren Volumens von 500 000 m³ hängt damit zusammen, dass die Becken in der Nähe der Wasserrückgabestellen der Kraftwerkszentralen angeordnet werden müssen und dass dieses Volumen etwa ausreicht, um die pro Rückgabeort erforderliche Dämpfung zu erreichen. Die Wahl der Beckengrösse hängt natürlich auch mit raumplanerischen Gegebenheiten (z.B. Parzellengrössen) und der Topografie zusammen.

Etwaige Ertragsverluste durch reduzierte Fallhöhe bzw. Pumpkosten sind in diesen spezifischen Baukosten enthalten.

Daraus ergeben sich die in Tabelle 5 angegebenen Werte für verschiedene Rückregulierungsvolumen. Zusätzlich gibt die Tabelle 5 Auskunft über die in Abschnitt 7.1 behandelten hydraulischen Wirkungen verschiedener Beckengrössen. So würden sich bei zwei Becken mit einem Gesamtvolumen von 1,0 Mio. m³ die Kosten auf 40 Mio. Euro belaufen. Bei diesem Volumen würde an 92% aller Tage (1. bis 8. Kalenderwoche) keine Überschreitung des Anforderungsprofils 1 auftreten und 6,5% der Restschwallspitzen grösser als 30 m³/s sein.

9. Zusammenfassung

9.1 Hydraulischer Teil

Ab etwa 1993 ist eine Zunahme der Schwallspitzen um rund 20–30 m³/s in Domat/Ems zu beobachten. Als Hauptursachen können hierfür der Zubau des Kraftwerks Ilanz sowie der Ausbau weiterer Kraftwerksstufen und ein konsequenteres Durchführen von Revisionen der Anlagen im Sommer genannt werden. Aufgrund der festgestellten Ursachen ist anzunehmen, dass die Schwallspitzen in Zukunft nicht signifikant weiter zunehmen werden.

Um die von der Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie der IRKA gewünschten Anforderungsprofile in Bezug auf den maximalen Schwall und minimalen Sunk einzuhalten, wurden betriebliche und bauliche Massnahmen bei den Kraftwerken untersucht.

Es ist möglich, mit betrieblichen Massnahmen die gewünschten maximalen Schwall- und Sunkspitzen einzuhalten. Dafür ist eine Verlagerung der Produktion von Spitzenzeiten in Schwachlastzeiten notwendig.

Eine andere Möglichkeit zur Reduktion der Schwälle und Sunke ist der Bau von Reregulierungsbecken. Damit kann auch der Gradient für Schwallanstieg und Schwallrückgang abgeflacht werden. Dies setzt steuerbare Reregulierungsbecken voraus. Würde das Rückregulierungsvolumen über den eigentlichen Bedarf zur Minderung der Abflussspitzen und Erhöhung der Abflussminima erhöht werden, könnte der Gradient des Schwallanstiegs und des Schwallrückgangs zusätzlich abgeflacht werden.

9.2 Finanzielle Auswirkungen

Im Falle der Einhaltung der Anforderungen von AP 1 ist mit folgenden finanziellen Konsequenzen zu rechnen.

Bei betrieblichen Massnahmen beläuft sich der entgangene Ertrag aus Energieumlagerung auf ca. 7,4 Mio. Euro pro Jahr. Dazu ist mit Investitionskosten für die Bereitstellung von Ersatzleistung in Höhe von 220 Mio. Euro zu rechnen (bei 95% Deckung der Leistungsspitzen).

Wenn man die jährlichen Energieausfälle mit einem Zinssatz von 6% und einem Zeitraum von 30 Jahren (durchschnittliche Restlaufzeit bei laufenden Konzessionen) in eine einmalige Zahlung umrechnet (kapitalisiert), führt dies zu einem Barwert für den Ertragsausfall aus Energieumlagerung und für die Bereitstellung der Leistung von 321,3 Mio. Euro.

Kosten betriebl. Massnahmen (mit Saisonausgleich)	[Mio. Euro]	AP 1	Barwert des entg. Ertrags	102
			Kosten für Leistungszubau	220
			Summe	322
		AP 2	Barwert des entg. Ertrags	172
			Kosten für Leistungszubau	272
			Summe	444
		AP 3	Barwert des entg. Ertrags	213.7
			Kosten für Leistungszubau	350
			Summe	563.7
Kosten baulicher Massnahmen	[Mio. Euro]	AP 1	Eingehalten zu 100%	80
			Eingehalten zu 90%	30
		AP 2	Eingehalten zu 100%	140
			Eingehalten zu 90%	55
		AP 3	Eingehalten zu 100%	170
			Eingehalten zu 90%	90

Tabelle 6. Zusammenstellung der Kosten baulicher und betrieblicher Massnahmen (Deckung der Leistung zu 95%).

Wird ein strengeres Anforderungsprofil zugrunde gelegt, steigt der entgangene Ertrag um ein Vielfaches. Die Kosten für den Zubau der nicht mehr zur Verfügung stehenden Leistung steigen um 50 Mio. Euro von AP 1 zu AP 2 und nochmals 80 Mio. Euro von AP 2 zu AP 3.

Die Kosten für Reregulierbecken mit einem Gesamtvolumen von 2,0 Mio. m³ belaufen sich auf 80 Mio. Euro. Damit wären AP 1 zu 100%, AP 2 zu 96% und AP 3 noch zu 89% erfüllt.

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Gesamtkosten für betriebliche und bauliche Massnahmen in Abhängigkeit des zugrunde gelegten Anforderungsprofils.

Die Kosten für betriebliche Massnahmen liegen im Durchschnitt um das 3,5fache höher als vergleichbare bauliche Massnahmen.

Literatur

IRKA (2003): «Notwendige und wünschbare Schwallreduktion im Alpenrhein», Kurzfassung, Internationale Regierungskommission Alpenrhein, Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie, September 2003.

IRKA (2002): «Trübung und Schwall im Alpenrhein», Synthesebericht, Kurzfassung, Internationale Regierungskommission Alpenrhein, Projektgruppe Gewässer- und Fischökologie, 2002.

Marcel Hayoz (2004): Energieäquivalente und Stundenpreise nach mündlicher Kommunikation, Leiter Stromhandel, Axpo.

Dr. Bastian Otto (2004): Spezifische Baukosten für Retentionsbecken nach mündlicher Kommunikation, NOK.

Anschrift der Verfasser

Dipl. Bau-Ing. Martin Wickenhäuser, VAW, ETH-Zürich, ETH-Zentrum, CH-8092 Zürich.

Dr. Walter Hauenstein, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Rütistrasse 3a, CH-5401 Baden.

Prof. Dr.-Ing. Hans-Erwin Minor, VAW, ETH-Zürich, ETH-Zentrum, CH-8092 Zürich.

Es existiert – das 4-Liter-Haus!

■ Irene Bättig

Wer heute ein Minergie-Haus baut, liegt voll im Trend. Dass Minergie nicht nur eine Modeerscheinung ist, sondern gegenüber herkömmlicher Bauweise tatsächlich halb so viel Wärmeenergie verbraucht, belegt eine neue Studie der Fachhochschule St. Gallen.

Innerhalb der letzten sechs Jahre wurden in der Schweiz und im Fürstentum Liechtenstein 3000 Gebäude mit dem Minergie-Label ausgezeichnet. Dieses Qualitätssiegel steht für tiefen Energieverbrauch und hohen Wohnkomfort. Der Minergie-Standard ist erfüllt, wenn höchstens 42 Kilowattstunden (kWh) Energie – dies entspricht etwa vier Litern Heizöl – pro Quadratmeter Wohnfläche und Jahr für Heizung, Warmwasser und Lüftung verbraucht werden. Herkömmliche Wohnhäuser benötigen zwischen 80 und 100 kWh/m²! In der Vergangenheit wurden aber sowohl von Fachleuten als auch von den Medien immer wieder Zweifel an der Wirksamkeit des Labels vorgebracht, da dieses aufgrund theoretisch berechneter Planungsdaten vergeben wird. Daher gaben die kantonalen Energiefachstellen und der Verein Minergie eine Studie in Auftrag, in der 52 Minergie-Nachweise kontrolliert und die Verbrauchsdaten von 500 Minergie-Wohnhäusern analysiert wurden. Silvia Gemperle von der Fachhochschule St. Gallen formuliert das wichtigste Ergebnis knapp aber deutlich: «Der Praxistest ist bestanden.»

Minergie in der Praxis

Die berechneten Energiekennzahlen für den Minergie-Nachweis basieren auf einer Raumtemperatur von 20 °C und einem Standardverbrauch für Warmwasser. Die Einfamilienhäuser erreichen die Minergie-Vorgaben problemlos. Im Durchschnitt liegt die Energiekennzahl sogar unter dem Grenzwert von 42 kWh/m². Es gilt jedoch anzumerken, dass 35% der erfassten Einfamilienhäuser weniger als 30 kWh/m² und dafür 25% mehr als 55 kWh/m² Wärmeenergie verbrauchen. Die Erhöhung der Raumtemperatur oder ein gesteigerter Warmwasserbedarf lassen den Energieverbrauch in die Höhe schnellen. Und genau hier liegt wahrscheinlich ein gravierendes Informationsproblem zwischen Bauherrschaft und Mietern. Die Auswertung der neuen Mehrfamilienhäuser hat nämlich ergeben, dass diese mit einem Durchschnitt von 46 kWh/m² Wärmeverbrauch knapp über dem Grenzwert liegen. Dabei verbrauchen gar 40% mehr als 55 kWh/m². Entscheidet sich der Bauherr bewusst für ein Minergie-Haus, ist er entsprechend für das Thema und im Umgang mit Energie sensibilisiert. Den Mietern hingegen fehlt teilweise der Bezug zum Thema Minergie und die nötige Information. Neben dem Fehlverhalten der Bewohner kann natürlich auch beim Bau einiges schief laufen. «Bei jedem Hausbau passieren Fehler, da sind Minergie-Bauten keine Ausnahme», so Rudolf Graf von der Zertifizierungsstelle Kanton Zürich. Er ist jedoch überzeugt, dass früher oder später die meisten Mängel aufgedeckt wer-

den, auch wenn die Qualitätssicherung von Minergie nur für 10% der Bauten eine Ausführungskontrolle vorsieht. Denn die Labelstelle schreitet sofort ein, sobald eine begründete Mängelvermutung eines Bauherrn vorliegt.

Zufriedene Bewohner

Das Label Minergie steht nicht nur für Energieeinsparung, sondern auch für mehr Wohnkomfort. Hier zeigt sich ebenso ein erfreuliches Bild, sind doch beachtliche 71% der Minergie-Hausbewohner sehr zufrieden und 28% immerhin zufrieden. Nur 1% gibt an, unzufrieden zu sein. Der Grund hierfür sind Mängel an der Haustechnik. Man kennt die Probleme, geben doch Schallimmissionen und trockene Luft immer wieder zu Klagen Anlass. Hierfür verantwortlich sind oftmals Kommunikationsprobleme zwischen Architekt und Haustechnikplaner und zwischen Bauträgerschaft und Bewohner. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis schneidet gut ab, da 25% der Befragten dieses als sehr gut und 44% als gut bezeichnen. Grossartig ist die Zustimmung der Nutzer zu Minergie. Auf die Frage, ob sie Minergie weiterempfehlen würden, antworteten 98% der Befragten mit Ja. Dabei haben sie auch noch Argumente dazu geliefert: Spitzenreiter ist der ausgezeichnete Wohnkomfort, dicht gefolgt vom Stichwort Ökologie.

Anschrift der Verfasserin

Irene Bättig, CH-Forschung, Agentur für Forschungsinformationen, Gubelstrasse 59, Postfach, CH-8050 Zürich.