Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler
Dipl.-Ing. Christoph Huber (PJL)
Dipl.-Ing. Christoph Wulz
Dipl.-Ing. Dr.techn. Christian Todem

Juli 2005

im Auftrag

des Verbandes der Elektrizitätsunternehmen Österreichs,
der Vereinigung österreichischer Elektrizitätswerke,
der Kleinwasserkraft Österreich
und des Lebensministeriums

Vorwort der Auftraggeber

Österreich hat die im Jahr 2000 auf europäischer Ebene erlassene Wasserrahmenrichtlinie in der Novelle zum Wasserrechtsgesetz 2003 in innerstaatliches Recht umgesetzt.

Den Vorgaben der Novelle folgend sollen die künftigen Umsetzungsmaßnahmen entsprechend der Bedeutung, die dem Schutz der Gewässer aber auch der wasserwirtschaftlichen Nutzung zukommen, auf breiter Basis mit den davon Betroffenen diskutiert werden.

Das Lebensministerium hat den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), die Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW) und die Kleinwasserkraft Österreich zu einer permanenten Gesprächsrunde eingeladen, um gemeinsam an einer Lösung zu arbeiten, mit der die Umweltziele der Wasserrahmenrichtlinie erreicht werden, gleichzeitig aber auch eine nachhaltige Nutzung der heimischen Wasserkraft als Rückgrat einer preiswerten, stets verfügbaren und insbesondere im Hinblick auf die Kyoto-Ziele schonenden Form der Stromerzeugung gewährleistet wird.

Die Wasserrahmenrichtlinie stellt mit der Verbesserung der aquatischen Ökosysteme in einem raumbezogenen und zeitlich revolvierend angelegten Prozess den nachhaltigen Gewässerschutzgedanken in den Vordergrund; dabei darf aber die Perspektive ökonomischer Auswirkungen nicht vernachlässigt werden und muss im Umsetzungsprozess auch entsprechende Berücksichtigung finden.

Das Lebensministerium und die o.a. Institutionen haben sich daher darauf verständigt, die Bandbreite der Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie in Verbindung mit dem WRG auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft zu untersuchen, wobei die für die Umsetzung maßgeblichen Kriterien in Form von Szenarien berücksichtigt werden. Die Untersuchungsergebnisse von Univ.-Prof. Stigler, der mit ihrer Ausarbeitung auf Basis der vom VEÖ und den Mitgliedsunternehmen übergebenen Daten betraut wurde, werden mit dieser Studie der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

Die Arbeit wurde von einem Redaktionsteam fachkundig begleitet, das die maßgeblichen Parameter Schwall, Durchgängigkeit, Restwasser und Optimierungsmöglichkeiten gemeinsam vorgegeben hat. Diesem, den Mitgliedsunternehmen sowie dem Verfasser der Studie und seinen Mitarbeitern am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz gilt unser Dank.

Wien, im Juli 2005

Zusammenfassung

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) stellt eine große Herausforderung für die österreichische Wasserwirtschaft dar. Die Richtlinie verpflichtet alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, bis 2015 das Qualitätsziel „guter Zustand" an allen Gewässern wiederherzustellen. Da sich die Bewertung des Gewässerzustandes in erster Linie an gewässerökologischen Kriterien orientiert, ergibt sich daraus zwangsläufig ein Konfliktpotential hinsichtlich der bestehenden Gewässernutzungen. Die WRRL beinhaltet aber auch ökonomische Kriterien und Ansätze. So gibt es für den Fall, dass die Wiederherstellung des guten Zustandes negative Auswirkungen auf bestimmte Nutzungen hätte, die Möglichkeit, die Kategorie der „erheblich veränderten Wasserkörper" anzuwenden, bei der nicht der „gute ökologische Zustand", sondern das „gute ökologische Potenzial als ein geändertes/abgemindertes Ziel zu erreichen ist. Ökonomische Betrachtungen spielen auch für eine allfällig notwendige Anwendung der Ausnahmebestimmungen (Fristverlängerung, weniger strenge Güteziele) eine entscheidende Rolle. Derartige Bestimmungen sind im WRG enthalten, bedürfen jedoch im Einzelfall einer entsprechenden Begründung.

Vor allem für Österreich, einem alpinen Land, in dem die Gewässernutzung aufgrund der naturräumlichen Gegebenheiten eine sehr große Rolle spielt, ist eine genaue Analyse der potenziellen Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die einzelnen Nutzungsarten sehr bedeutend. Dabei spielt die Wasserkraftnutzung eine zentrale Rolle. Rund 2/3 der in Österreich erzeugten elektrischen Energie kommen aus Wasserkraftanlagen.

Die vorliegende Studie soll helfen, bei der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie eine ökologisch-ökonomische Optimierung zu finden, bei der die bedeutendste Primärenergiequelle Österreichs in seiner Menge und Qualität entsprechend erhalten, aber auch die in der Wasserrahmenrichtlinie festgelegten Umweltziele erreicht und eine nachhaltige Bewirtschaftung der Gewässer sichergestellt werden.

Anhand von Szenarienmodellen sollte die Bandbreite der möglichen Auswirkungen aufgezeigt werden, welche für die Energiewirtschaft bei einer generellen Umsetzung bestimmter Maßnahmen zur Erreichung des „guten Zustandes" zu erwarten sind. Untersucht wurden Szenarien für die Restwasserdotation*), Schwallbegrenzung und Herstellung der Durchgängigkeit. Dabei wurden getrennt die Wasserkraftanlagen unter 10 MW (Kleinwasserkraft), die Flusskraftwerke über 10 MW und die Speicherkraftwerke untersucht.

Für die einzelnen Sparten ergeben sich folgende Aussagen:

Kleinwasserkraft (Kraftwerke unter 10 MW):

Jährlich kommen rd. 4000 GWh oder 8 % der österreichischen Stromerzeugung aus ca. 2070 Wasserkraftwerken unter 10 MW. Aufgrund der Vielzahl der Anlagen, für die keine Einzelangaben vorliegen, wurden, aufbauend auf kumulierten Daten und Studien aus dem Land Salzburg und Niederösterreich, die Szenarienrechnungen durchgeführt. Nachdem rund 85 % der Anlagen als Ausleitungskraftwerke konzipiert sind, spielt vor allem die Restwasserfrage eine entscheidende Rolle. Aus den Restwasserszenarien errechnen sich Erzeugungsverluste zwischen 10% und 32% bzw. 16 Mio. € und 49 Mio. € gemäß Ökostromtarif. Diese hohen Werte ergeben sich vor allem aus der Tatsache, dass bei einem Großteil der Anlagen aufgrund ihres Alters derzeit keine Restwasservorschreibungen gegeben sind. Rund 90 % der Kleinwasserkraftwerke sind nicht fischpassierbar. Die Errichtung von Fischaufstiegshilfen (FAH) bei allen Anlagen würde rund 90 Mio. € kosten.

Kraftwerke über 10 MW:

Vor allem bei den **Speicherkraftwerken** war eine einheitliche Betrachtungsweise aufgrund der unterschiedlichen Anlagen-, Einsatz- und Vertragsbedingungen nicht möglich. Hinsichtlich der **Restwassererfordernisse** wurden von den Speicherkraftwerken, welche insgesamt etwa 10.000 GWh erzeugen, etwa 80 % bezüglich etwaiger Auswirkungen untersucht.

*) Für die Restwasserdotation wurde in dieser Studie die Niederwasser-Kenngröße $MJNQ_T$, die mit und Q_{95} gleichgesetzt wurde, verwendet.

Bei der künftigen Abgabe von Restwasser entsprechend den Restwasserszenarien 1/3 $MJNQ_T$, ½ $MJNQ_T$, 2/3 $MJNQ_T$ und $MJNQ_T$ steigen die Erzeugungsverluste von 3 % bis auf 10 %. Bei $MJNQ_T$ können die Werte aber von 0,3% bis etwa 45% bei Einzelanlagen streuen.

Eine einheitliche monetäre Bewertung ist bei großen Speicherkraftwerken auf Grund unterschiedlicher Einsatz- und Vertragsverhältnisse nicht möglich. Besonders bei den **Schwall-/Sunkbeschränkungen** zeigen sich extreme Unterschiede zwischen den einzelnen Anlagen. Allein bei einem Speicherkraftwerk z. B. ergeben sich bei Einhaltung der Schwälle 10:1, 5:1 und 3:1 Einschränkungen der Volllaststunden von 14 % bis 85 % bzw. wirtschaftliche Verluste von 1,3 Mio. € bis 4,5 Mio. € pro Jahr und bei einem anderen Extremfall bis zu 70 Mio. € pro Jahr. Bei anderen Speicherkraftwerken ergeben sich jeweils individuell andere aber zumeist gravierende Einschränkungen, die im Einzelfall bis zu 70 Mio. € im Jahr erreichen können, sofern die Einhaltung der Grenzen ausschließlich durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz erfolgt.

Vom Gesamt-Regelarbeitsvermögen (RAV) der **Ausleitungskraftwerke** von rd. 3.000 GWh wurden 2.660 GWh erfasst. Bei den Restwasserszenarien 1/3 $MJNQ_T$, ½ $MJNQ_T$, 2/3 $MJNQ_T$ und $MJNQ_T$ steigen die Erzeugungsverluste von 5 % bis 20 %. Die wirtschaftlichen Verluste steigen von 4 Mio. € bis 16 Mio. € pro Jahr.

Die Herstellung der **Durchgängigkeit** mit Berücksichtigung ökologisch sinnvoller Kontinuumsherstellung führt gegliedert nach geodätischen Seehöhen bis 500, bis 800 und bis 1200 Metern zu kumulierten Kosten von 60 Mio. €, 65 Mio. € und 70 Mio. €.

In der Studie wurde nicht berücksichtigt, welche Verminderung der Auswirkungen auf die Wasserkraft sich aus der Anwendung der Kategorie der „erheblich veränderten Gewässer“ oder die Anwendung von Ausnahmeregelungen ergeben würde.

Zur Minimierung der Auswirkungen der WRRL auf die Wasserkraft können vor allem auch folgende Maßnahmen beitragen:

- Optimierung der Pflichtwasserdotation im Hinblick auf die lokalen Erfordernisse,
- Schwallreduktion nicht ausschließlich über Änderung der Betriebsweise sondern auch über bauliche Maßnahmen wie Schwallausgleichsbecken, Ausleitung bis zum nächstgrößeren Vorfluter oder bauliche Gestaltungsmaßnahmen an den Gewässern,
- Wirkungsgradverbesserung bei Altanlagen,
- Nutzung des zusätzlichen Potentials primär dort, wo auch ein Beitrag zu einer gewässerökologischen Verbesserung zu erwarten ist, bzw. es zu keiner Verschlechterung des derzeitigen Zustandes kommt (z.B. Nutzung von Fallhöhen bei Anlagen, die bisher nicht zur Stromerzeugung verwendet wurden usw.).

Bei den möglichen Optimierungsmaßnahmen, vor allem im Zusammenhang mit größeren baulichen Maßnahmen, muss im Einzelfall auch der wirtschaftliche Aspekt mitberücksichtigt werden.

Die Ergebnisse der Studie zeigen jedenfalls, dass sich die möglichen Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft sehr differenziert darstellen. Die Studie macht deutlich, dass die Auswirkungen nicht durch eine einzige Zahl oder Bandbreite hinsichtlich der möglichen Erzeugungsverluste dargestellt werden kann. Die Auswirkungen hängen neben den einzelnen Szenarien auch sehr stark vom Typ, der Größe und der Einsatzstrategie der Anlage ab. Dementsprechend sind auch die Ergebnisse zu interpretieren. In nachstehender Tabelle sind die wesentlichen Ergebnisse zusammengestellt.

Im Zusammenhang mit der **Herstellung der Durchgängigkeit** fällt auf, dass die Kleinkraftwerke, deren Anteil am Gesamt-RAV rund 8% ausmacht, mit 90 Mio. € vergleichsweise überdurchschnittlich betroffen sind. Begründen lässt sich das vor allem durch die Altersstruktur der Anlagen und durch die große Anzahl. Bei den Kraftwerke über 10 MW sind es vor allem die Kombination auf Fischaufstieg, Restrukturierungsmaßnahmen und die Anbindung der Nebengewässer, die zu Kosten bis 144 Mio. € führen können.

Ein wesentlicher Punkt sind auch die Erzeugungsverluste infolge höherer **Restwasserabgaben**. Auch hier liegen prozentuell gesehen die Werte bei den Kleinanlagen am höchsten, gefolgt von den Ausleitungs-Flusskraftwerken und den Speicherkraftwerken. Hervorzuheben ist allerdings, dass bei den Speicherkraftwerken nicht nur Regelarbeitsvermögen verloren geht, sondern auch der Anteil an Reserve- und Regelleistung entsprechend reduziert wird. Auch bei den Ausleitungskraftwerken über 10 MW ist ein wesentlicher Teil schwellbetriebsfähig, wodurch eine teilweise Bedarfsanpassung möglich ist. Bei den Anlagen über 10 MW käme es vor allem zu einer Reduktion höherwertiger elektrischer Energieerzeugung. Ein genereller Vergleich zum österreichischen Gesamt RAV, bei dem die möglichen Verluste zwischen 2,1 % und 7 % liegen, gibt darüber keine Aussage, und ist daher nur teilweise repräsentativ. Zu bedenken ist auch, dass ein Erzeugungsverlust von 2,5 % dem Regelarbeitsvermögen des Donaukraftwerkes Freudenau entspricht.

Tabelle: Zusammenfassung der Ergebnisse

Themenstellung	Kraftwerkstyp	RAV der betrachteten Anlagen GWh	Szenario	mögliche Auswirkungen[1] Investitionskosten Mio. €	Verluste Regelarbeitsvermögen (RAV) GWh	% bezogen auf RAVdes KW-Typs	Mio.€/a	Leistung MW bzw. % Vollast stunden	Regel- und Reserve leistung %
Herstellung der Durchgängigkeit	Kraftwerke < 10 MW Kleinwasserkraft		FAH bei allen Anlagen2)	90	3)	3)	3)		–
	Kraftwerke > 10 MW		FAH bis 500 m.ü.A.[4]	59					n.e.
			FAH bis 800 m.ü.A.[4]	64			0,72		n.e.
			FAH bis 1.200 m.ü.A.[4]	70					n.e.
			FAH bis 500 m.ü.A.[5]	130					n.e.
			FAH bis 800 m.ü.A.[5]	140					n.e.
			FAH bis 1.200 m.ü.A[5]	144					n.e.
Restwasserdotation	Kraftwerke < 10 MW Kleinwasserkraft	4.000	$Q_{Dot.}$=MJNQ$_T$		1.263	31,6	48,60		
			$Q_{Dot.}$= 2/3 MJNQ$_T$		832	20,8	31,80		
			$Q_{Dot.}$= 1/2 MJNQ$_T$		622	15,6	23,80		
			$Q_{Dot.}$= 1/3 MJNQ$_T$		414	10,4	15,70		
	Kraftwerke > 10 MW Ausleitungs-kraftwerke	3.000	$Q_{Dot.}$=MJNQ$_T$		601	20,0	16,10	62,00	
			$Q_{Dot.}$= 2/3 MJNQ$_T$		377	12,6	10,10	39,00	
			$Q_{Dot.}$= 1/2 MJNQ$_T$		262	8,7	7,00	31,00	
			$Q_{Dot.}$= 1/3 MJNQ$_T$		154	5,1	4,20	17,00	
	Kraftwerke > 10 MW Speicherkraftwerke	10.000	$Q_{Dot.}$=MJNQ$_T$		1.019	10,2	6)	6)	6)
			$Q_{Dot.}$= 2/3 MJNQ$_T$		637	6,4	6)	6)	6)
			$Q_{Dot.}$= 1/2 MJNQ$_T$		448	4,5	6)	6)	6)
			$Q_{Dot.}$= 1/3 MJNQ$_T$		279	2,8	6)	6)	6)
	Alle Wasserkraftwerke	41.000	$Q_{Dot.}$=MJNQ$_T$		2.883	7,0			
			$Q_{Dot.}$= 2/3 MJNQ$_T$		1.846	4,5			
			$Q_{Dot.}$= 1/2 MJNQ$_T$		1.332	3,2			
			$Q_{Dot.}$= 1/3 MJNQ$_T$		847	2,1			
betriebliche Schwallbegrenzung	Kraftwerke > 10 MW Speicherkraftwerke[7]	siehe Fußnote 7)	1:3		Betrachtet wurden Einzelanlagen, die sehr unterschiedlich sind eine generelle Darstellung ist daher nicht möglich. Die Verluste an Spitzenstrom-erzeugung können je nach Szenario und Anlage bis zu 85% betragen. Für die Elektrizi-tätsversorgung stellt die Schwallproblematik das Hautthema dar.				
			1:5						
			1:10						

n.e. nicht ermittelt
Q_{Dot} Restwasserdotation
MJNQ$_T$ Niederwasser-Kenngröße
1) Umsetzung der Maßnahmen bis 2015 bzw. bei Ausnutzung der Fristverlängerung um 2 x 6 Jahre bis 2027
2) absolute Obergrenze
3) Erzeugungsverluste durch Dotation der Fischaufstiegshilfen (FAH) sind in den Angaben zur Restwasserdotation enthalten
4) ohne Anbindung der Nebengewässer
5) mit Anbindung der Nebengewässer
6) Die monetäre Bewertung ist nur im Zusammenhang mit der Bewertung von Regel- und Reserveleistung möglich und wurde nur für Einzelanlagen im Zusammenhang mit der Schwallfrage durchgeführt
7) Nur exemplarische Betrachtung der wesentlichen Anlagen

Die Studie hat auch gezeigt, dass die **Schwallthematik** für das österreichische Wasserkraftsystem das entscheidende Kriterium darstellt. Bei einer Einhaltung der Schwallszenarien 1:3, 1:5 oder 1:10 durch einen eingeschränkten Kraftwerkseinsatz würden die Verluste an Regel- und Reserveleistung bei Ein-

zelanlagen bis zu 85 % betragen. Neben den monetären Verlusten für die Kraftwerksbetreiber, die alleine bei einem der führenden Speicherkraftwerksbetreiber mit 80 Mio. €/a (bei 1:3) abgeschätzt werden kann, ist das Thema Versorgungssicherheit bei allen Überlegungen zu berücksichtigen. Bauliche Maßnahmen, wie die Errichtung von Ausgleichsbecken oder der Bau von Unterstufenkraftwerken, die zur Entschärfung der Situation beitragen würden, sind grundsätzlich denkbar, müssen allerdings im Einzelfall hinsichtlich der wirtschaftlichen und räumlichen Möglichkeiten untersucht werden.

Die Ergebnistabelle gibt einen groben Überblick, wobei aus den Ergebnissen selbst kein Vorgriff auf die tatsächliche Zielumsetzung aus der WRG –Novelle 2003 ableitbar ist; sie dient vielmehr der Prioritätenreihung, Eingrenzung und Optimierung der Umsetzungsszenarien.

Die im Jahr 2009 festzulegenden Maßnahmenprogramme erfordern ein verbessertes und regional abgestimmtes Datenmaterial; dazu bietet die Studie eine erste Hintergrundinformation und Orientierungshilfe.

Grundsätzlich bedeutet die Umsetzung der EU-WRRL auch nicht, dass in Zukunft keine neuen Wasserkraftanlagen errichtet werden können. Im Sinne einer nachhaltigen Bewirtschaftung der Gewässer müssen allerdings die ökologischen Anforderungen der WRRL nach ausreichendem Restwasser, Sicherstellung der Durchgängigkeit u. dgl. erfüllt werden.

Inhalt

EXECUTIVE SUMMARY 1

Allgemeines 1
Restwasserproblematik 2
Schwallproblematik 2
Durchgängigkeit 3
Aufgabenstellung 4
Die wichtigsten Ergebnisse 4
Kraftwerke mit einer Engpaßleistung unter 10 MW (Kleinkraftwerke) 4
Restwasser 4
Durchgängigkeit 6
Wasserkraftwerke mit einer Engpaßleistung über 10 MW 6
Speicherkraftwerke 6
Restwasser bei Ausleitungskraftwerken (Flußkraftwerke) 9
Durchgängigkeit 10
Möglichkeiten zur Minimierung der Auswirkungen auf die Wasserkraft bei gleichzeitiger Einhaltung der Vorgaben der WRRL 11

AUFGABENSTELLUNG UND ERGEBNISSE DER STUDIE 1-1

1. AUFGABENSTELLUNG UND VORGANGSWEISE 1-1

1.1 Allgemeines 1-1
1.2 Begriffsfestlegungen 1-2
1.2.1 Restwasserproblematik 1-2
1.2.2 Schwallproblematik 1-3
1.2.3 Durchgängigkeit 1-5
1.3 Aufgabenstellung 1-5
1.3.1 Restwasserszenarien 1-6
1.3.2 Schwall- und Sunk-Szenarien 1-6
1.3.3 Durchgängigkeitsszenarien 1-7

2. ERGEBNISSE 2-7

2.1 Kleinwasserkraft 2-7
2.1.1 Allgemeines 2-7

2.1.2	Modellierung	2-8
2.1.3	Verluste durch Restwasserdotation	2-10
2.1.4	Kosten für die Herstellung der Durchgängigkeit	2-12
2.2	Kraftwerke mit einer Leistung über 10 MW	2-13
2.2.1	Speicherkraftwerke	2-13
2.2.1.1	Allgemeines	2-13
2.2.1.2	Optimierungsmodell zur Untersuchung der Restwasser- bzw. Schwallproblematik bei (Pump-)Speicherkraftwerken	2-14
2.2.1.2.1	Zeithorizont	2-14
2.2.1.2.2	Benchmark	2-15
2.2.1.2.3	Optimierungsalgorithmus	2-15
2.2.1.3	Schwall- bzw. Restwasserproblematik bei einem konkreten Beispiel	2-15
2.2.1.4	Zusammenfassung Schwallbegrenzung bzw. Restwasservorschrift	2-18
2.2.1.4.1	Restwasserproblematik	2-20
2.2.1.5	Schwallproblematik in anonymisierten Einzelbeispielen	2-21
2.2.1.5.1	Unternehmen 1	2-21
2.2.1.5.2	ÖBB	2-23
2.2.1.5.3	Unternehmen 4: Betreiber alpiner Hochdruckanlagen	2-23
2.2.1.5.4	Unternehmen 5: Speicherkraftwerksbetreiber	2-24
2.2.1.5.5	Unternehmen 6: Leistungs-Frequenzregelung für Regelzonenführer	2-24
2.2.1.5.6	Unternehmen 7: Betreiber einer Speicherkraftwerkskette	2-25
2.2.1.5.7	Unternehmen 8: Betreiber einer alpinen Hochdruckanlage	2-26
2.2.1.5.8	Unternehmen 9	2-27
2.2.2	Laufkraftwerke	2-27
2.2.2.1	Datenbasis	2-28
2.2.2.2	Methodik	2-28
2.2.2.3	Ergebnisse	2-29
2.2.2.3.1	Erzeugungsverluste	2-29
2.2.2.3.2	Leistungsverluste	2-32
2.2.2.3.3	Saisonalität der Leistungseinbußen	2-34
2.2.3	Durchgängigkeit	2-35
2.2.3.1	Allgemeines	2-35
2.2.3.2	Investitionskosten für Fischaufstiegshilfen	2-35
2.2.3.3	Erzeugungsverluste auf Grund Fischaufstiegshilfen	2-36
Exkurs: Beispiel Donau		2-37

3. MÖGLICHKEITEN ZUR MINIMIERUNG DER AUSWIKUNGEN 3-38

Tabellen

Tabelle ES 1: Erzeugungsverluste bei Kleinwasserkraftwerken infolge höherer Restwasserabgaben 6

Tabelle ES 2: Restwasserverluste bei den österreichischen Speicherkraftwerken 8

Tabelle ES 3: Ergebnisse der Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengen auf eine der betrachteten Pumpspeicherkraftwerksgruppen 8

Tabelle ES 4: Absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen der Restwasserszenarien 9

Tabelle KF 1: Gesamt-Verluste je Szenario in % des RAV bzw. in Mio. € 2-10

Tabelle KF 2: Ergebnisse der Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengen auf die betrachtete Pumpspeicherkraftwerksgruppe . 2-18

Tabelle KF 3: Restwasserverluste der erfassten Speicherkraftwerke (absolut und relativ bezogen auf das Regelarbeitsvermögen der jeweiligen Anlage) 2-20

Tabelle KF 4: Zusammenfassung der Restwasserverluste bei Speicherkraftwerken 2-21

Tabelle KF 5: Leistungs- und Erzeugungsminderung (Durchschnitt der Jahre 1991-2002) bei einem Mittellastkraftwerk 2-22

Tabelle KF 6: Erzeugungs- und Leistungseinbusse infolge Schwallbegrenzung bei einem Mittellstkraftwerk 2-22

Tabelle KF 7: Mindererlöse infolge Schwallbegrenzung (Unternehmen 4) 2-24

Tabelle KF 8: Erlösminderung beim Kraftwerk 34 aufgrund von Schwallrestriktionen .. 2-24

Tabelle KF 9: Erlösminderung beim Kraftwerk 35 aufgrund Schwallrestriktionen 2-25

Tabelle KF 10: Erlösminderung beim Kraftwerk 33 aufgrund Schwallrestriktionen 2-25

Tabelle KF 11: Erlösminderung beim Kraftwerk 32 aufgrund Schwallrestriktionen 2-25

Tabelle KF 12: Pegel des Vorfluters Kraftwerk 37TPPT 2-26

Tabelle KF 13: Finanzielle Einbußen in €/a auf Grund FAH-Dotation je Fluss 2-37

Abbildungen

Abbildung ES 1: Leistungsdauerlinien eines Speicherkraftwerks mit Schwallbegrenzung und Restwasser 8

Abbildung ES 2: nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischaufstiegshilfen mit Fallhöhen bis 12 m mit und ohne Anbindung der Nebengewässer 10

Abbildung ES 3: nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischaufstiegshilfen mit / ohne Anbindung der Nebengewässer und ökologisch sinnvoller Kontinuumsherstellung 11

Abbildung KF 1: Aufgabenstellung nach Kraftwerkstypen, Maßnahmen und Szenarien 1-6

Abbildung KF 2: Karte der Bioregionen ÖsterreichsTPPT 2-8

Abbildung KF 3: Schematische Darstellung der Ermittlung der Restwasserverluste (Restwasserverluste entsprechend blauer Fläche) 2-9

Abbildung KF 4: MQ-normierte Dauerlinien einiger Bioregionen 2-9

Abbildung KF 5: Kleinwasserkraft-Regelarbeitsvermögen je Bioregion 2-10

Abbildung KF 6: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW – Finanzielle Bewertung des QB95B – Restwasserszenarios 2-11

Abbildung KF 7: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW –Aufteilung der finanziellen Verluste nach Bioregionen im QB95B -Restwasserszenario 2-11

Abbildung KF 8: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW – Finanzielle Bewertung des 1/3-QB95B-Restwasserszenarios 2-12

Abbildung KF 9: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW - Aufteilung der finanziellen Verluste nach Bioregionen im 1/3-QB95B-Restwasserszenario 2-12

Abbildung KF 10: Leistungsdauerlinien des betrachten Kraftwerks in Abhängigkeit von Schwallbegrenzungen und Restwasservorschreibungen 2-16

Abbildung KF 11: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, ohne Schwallbegrenzung2-17

Abbildung KF 12: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, Schwallbegrenzung 10:12-17

Abbildung KF 13: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, Schwallbegrenzung 5:12-17

Abbildung KF 14: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, Schwallbegrenzung 3:12-18

Abbildung KF 15: Spline-Interpolation Regeljahresabfluss: Abschätzung der Ausbautage 2-29

Abbildung KF 16: Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW: Erzeugungseinbußen je Restwasserszenario 2-30

Abbildung KF 17: Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW - Zusammenhang zwischen prozentuellen Erzeugungsverlusten und Restwassermenge 2-30

Abbildung KF 18: Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW - Relative Erzeugungseinbußen je Restwasserszenario (RAV 3.000 GWh) 2-31

Abbildung KF 19: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen je Restwasserszenario (RAV 3.000 GWh) 2-31

Abbildung KF 20: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Finanzielle Bewertung der Restwasserverluste (2665 GWh RAV) je Restwasserszenario 2-32

Abbildung KF 21: Verringerung der verfügbaren Leistung während der Zeitdauer T 2-32

Abbildung KF 22: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Mittlere jährliche Leistungseinbußen der erfassten Ausleitungslaufkraftwerken abhängig vom Restwasserszenario 2-33

Abbildung KF 23: Relative mittlere jährliche Leistungseinbußen der erfassten Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario 2-33

Abbildung KF 24: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Relative mittlere monatliche Leistungseinbußen je Restwasserszenario 2-34

Abbildung KF 25: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Relative mittlere Leistungseinbußen im Sommer- und Winterhalbjahr je Restwasserszenario 2-34

Abbildung KF 26: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für FAH mit Fallhöhen unter 12 m mit / ohne Anbindung der Nebengewässer 2-36

Abbildung KF 27: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischaufstiegshilfen mit / ohne Anbindung der Nebengewässer unter Berücksichtigung ökologisch sinnvoller Kontinuumsherstellung 2-36

Abbildung KF 28: relative Erzeugungsverluste der Donaukraftwerke wegen Fischwasserdotierung (bez. auf RAV der jeweiligen Anlage), 1.500 l/s Winter-, 1.800 l/s Sommer-Halbjahr 2-37

Executive Summary

Allgemeines

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) verpflichtet die Mitgliedstaaten, alle Oberflächenwasserkörper zu schützen, zu verbessern und zu sanieren, um einen guten Zustand der Oberflächengewässer zu erreichen. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft ist in besonderem Maße durch die Umweltzielsetzungen bei Oberflächengewässern berührt. Spätestens 15 Jahre nach Inkrafttreten der Wasserrahmenrichtlinie mit 23. Oktober 2000 – vorbehaltlich etwaiger Verlängerungen – ist ein guter ökologischer Zustand bzw. ein gutes ökologisches Potential und ein guter chemischer Zustand der Oberflächengewässer zu garantieren. Maßnahmen zur Herstellung des Zielzustandes, die den Wasserhaushalt der Gewässer und die Durchgängigkeit von Flüssen betreffen, wirken sich energiewirtschaftlich direkt auf die Wasserkraftwerke Österreichs aus.

Die generellen Ziele der EU-WRRL lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Vermeidung einer weiteren Verschlechterung sowie Schutz und Verbesserung des Zustands der aquatischen Ökosysteme und der direkt von ihnen abhängigen Landökosysteme und Feuchtgebiete im Hinblick auf deren Wasserhaushalt,
- Förderung einer nachhaltigen Wassernutzung auf der Grundlage eines langfristigen Schutzes der vorhandenen Ressourcen,
- Anstrebens eines stärkeren Schutzes und einer Verbesserung der aquatischen Umwelt, unter anderem durch spezifische Maßnahmen zur schrittweisen Reduzierung von Einleitungen, Emissionen und Verlusten von prioritären Stoffen und durch die Beendigung oder schrittweise Einstellung von Einleitungen, Emissionen und Verlusten von prioritär gefährlichen Stoffen,
- Beitrag zur Minderung der Auswirkungen von Überschwemmungen und Dürren.
- Sicherstellung und Schrittweise Reduzierung der Verschmutzung des Grundwassers und Verhinderung seiner weiteren Verschmutzung;

Die Ausrichtung und Zielsetzung der EU-WRRL hat auf alle Arten der Gewässernutzung, im Besonderen natürlich auch auf die Wasserkraftnutzung einen erheblichen Einfluss.

Für Österreich, einem Land ohne nennenswerte eigene fossile Energievorräte, ist die Wasserkraft die mit Abstand bedeutendste Energiequelle und daher von besonderer energiepolitischer Relevanz, zumal es sich dabei auch um einen regenerativen Energieträger handelt. Im Durchschnitt kommen rund 70 % der in Österreich erzeugten elektrischen Energie aus Wasserkraftanlagen. Das hat natürlich auch entsprechende Eingriffe in das Gewässerregime zur Folge. Nachdem sich die Wasserrahmenrichtlinie nicht nur an der Wasserqualität/Gewässergüte, die aufgrund der Anstrengungen der letzten Jahrzehnte in Österreich als sehr gut zu bezeichnen ist, sondern auch an der Hydrologie und Morphologie der Gewässer, also dem Gewässer als Lebensraum orientiert, ist ein entsprechender Handlungsbedarf für die Wasserkraftbetreiber zu erwarten. Maßnahmen, welche die Wiederherstellung eines naturnahen Wasserhaushaltes der Gewässer und der Durchgängigkeit von Flüssen betreffen, werden Auswirkungen auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft zur Folge haben. Im Wesentlichen lässt sich diese Problematik auf folgende drei gewässerökologisch relevante Themenschwerpunkte zusammenfassen, welche auch kurz beschrieben und definiert werden:

- Restwasserproblematik,
- Schwall- und Sunkproblematik und
- Herstellung der Durchgängigkeit.

Restwasserproblematik

Als *Restwasser* wird jener Abfluss bezeichnet, der nach einer Wasserentnahme (Ausleitung, Überleitung) an einem bestimmten Querschnitt im ursprünglichen Gewässerbett vorhanden ist. Der betrachtete Gewässerabschnitt wird als Ausleitungs-, Entnahme- oder als Restwasserstrecke bezeichnet.

Als *Dotierwasser* bezeichnet man jenen Anteil des Abflusses, der an der Ausleitungsstelle (z.B. Wehranlage, Sperre, Wasserfassung) oder unmittelbar flussabwärts in die Restwasserstrecke geleitet wird.

Das *Restwasser* an einer beliebigen Stelle der Restwasserstrecke setzt sich somit aus dem Dotierwasser und dem Abfluss aus dem Zwischeneinzugsgebiet zusammen ($Q_{rest} = Q_{dot} + Q_{zwisch}$).

Die *Dotierwasserabgabe* ist jene Abflussfracht, die energiewirtschaftlich relevant ist. Energiewirtschaftlich relevant ist die Dotation einer Restwasserstrecke dann, wenn der Zufluss zur Ausleitung kleiner oder gleich der Ausbauwassermenge (Q_A) der Fassung bzw. des Kraftwerkes ist und ist somit auch vom Ausbaugrad (Anzahl der Tage an denen im Mittel Überwasser auftritt) der Anlage abhängig.

Unter *Pflichtwasser* versteht man jenen Abfluss, der als Abgabe in die Restwasserstrecke behördlich vorgeschrieben ist.

Im Rahmen dieser energiewirtschaftlichen Studie wird generell der Begriff Restwasser verwendet, wobei vor allem im Hinblick auf die möglichen energiewirtschaftlichen Auswirkungen eigentlich das Dotierwasser zu verstehen ist; da es sich um Vorschreibungen handelt, wäre eigentlich der Begriff „Pflichtwasser“ zu verwenden.

Die Restwasserproblematik ist ausschließlich bei Kraftwerken mit Ausleitungen gegeben. Das sind einerseits Flusskraftwerke mit Ausleitungen (im Folgenden als Ausleitungskraftwerke bezeichnet) unabhängig von deren Betriebsweise – Laufbetrieb oder Schwellbetrieb, andererseits Speicherkraftwerke, wobei die Ausleitung entweder bei den Bachbeileitungen bzw. Bachüberleitungen gegeben ist oder direkt an der Sperrenstelle.

Ziel der EU-WRRL ist es, dass an allen Gewässern (Wasserkörpern) der gute Zustand bzw. das gute Potenzial gegeben sein muss. Vor allem bei älteren Anlagen, bei denen entweder keine oder eine zeitlich begrenzte Restwasservorschreibung existieren, ist die Situation gegeben, dass Gewässerabschnitte teilweise oder völlig trocken fallen. Dadurch kann es zu einem völligen Zusammenbrechen der Gewässerbiozönose bis hin zu einem völligen Verlust der ökologischen Funktionsfähigkeit kommen. Auch zu geringe Restwasserabflüsse bedeuten negative Auswirkungen auf die aquatischen Lebensgemeinschaften (Aufwärmung, Eutrophierung usw.). Gerade in solchen Situation wird im Zuge der Umsetzung der EU-WRRL ein Handlungsbedarf zu erwarten sein.

Schwallproblematik

Die Schwallproblematik betrifft jene Kraftwerksanlagen, die auf Grund ihrer Fahrweise (Kraftwerkseinsatz) den Abfluss kurzfristig wesentlich beeinflussen. Das sind in erster Linie die Speicherkraftwerke und die schwellbetriebsfähigen Flusskraftwerke (Laufkraftwerk mit Schwellbetrieb).

Für Österreich ist diese Problematik von besonderer Bedeutung, da Österreich als alpines Land über zahlreiche Speicherkraftwerke verfügt, welche rund 1/3 der Wasserkrafterzeugung Österreichs bereit stellen. Es ist jedoch nicht alleine die Erzeugung ausschlaggebend, sondern die Speicherkraftwerke erfüllen wichtige Aufgaben als Regel- und Reservekraftwerke. Die

Bereitstellung von rasch verfügbarer Spitzen- und Reserveleistung gewinnt im österreichischen und im europäischen Verbundsystem immer mehr an Bedeutung. Besonders problematisch ist die Situation der Speicheranlagen im Zusammenhang mit der Umsetzung der EU-WRRL deshalb, weil bei den meisten Anlagen das Verhältnis zwischen Ausbauwassermenge und Abfluss im Vorfluter sehr groß ist. Vor allem in den Wintermonaten ist das Verhältnis zwischen „Kraftwerksschwall“ und Basisabfluss besonders hoch.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung der EU-WRRL wird der Kraftwerksschwall vor allem durch die Forderung nach einem an die möglichst natürlichen Abflussregime thematisiert. Durch die raschen Abflussänderungen kann es einerseits in den Unterliegerstrecken zu einem zeitweiligen Trockenfallen von Bereichen des Flussbettes kommen, wodurch der verfügbare Lebensraum der Organismen eingeschränkt wird und andererseits kann es durch die Zunahme der Fließgeschwindigkeit infolge der Schwallabgabe zu einem Abschwemmen von Organismen kommen und somit zu einer Verarmung bzw. Auslöschung der Lebensgemeinschaft.

Um den Schwalleinfluss zu reduzieren sind grundsätzlich bauliche wie auch betriebliche Maßnahmen denkbar. Bei den baulichen Maßnahme sind es vor allem der Bau von Schwallausgleichsbecken zu nennen, aber auch Ausgleichsmaßnahme am Vorfluter könnten die negativen Auswirkungen reduzieren. Insbesondere bei letzterem fehlen entsprechende Untersuchungen bzw. praktische Erfahrungen. Der Bau von Ausgleichbecken ist in der Regel sehr teuer und scheitert vielfach an den fehlenden räumlichen Möglichkeiten (Ausweitung der Siedlungsgebiete bzw. Tourismus). Positiv könnte allerdings sein, dass unter bestimmten Voraussetzungen durch ein entsprechendes Unterbecken die Voraussetzungen für einen Pumpbetrieb geschaffen werden. Derartige Überlegungen sind allerdings auf den Einzelfall abzustellen.

Schwallreduktion infolge eines angepassten Kraftwerksbetriebes ist immer mit entsprechenden Betriebseinschränkungen verbunden. Zur Diskussion stehen ein maximal erlaubtes Verhältnis zwischen Schwall (maximaler Abfluss) und Sunk (minimaler Abfluss) innerhalb einer vorgegebenen Zeitspanne. Beispielsweise bedeutet eine Schwallbegrenzung von 1:5 innerhalb von 24 Stunden, dass innerhalb eines Tages der Abfluss an einer bestimmten Stelle des Gewässers maximal auf das Fünffache erhöht werden darf bzw. dass der Minimalabfluss mindestens ein Fünftel der Abflussspitze betragen muss – beides bedeutet bei den meisten österreichischen Speicherkraftwerken eine besondere Betriebseinschränkung. Weiters wird noch ein maximal erlaubter Schwallanstiegs – bzw. Auslaufgradient diskutiert sowie eine mögliche Kombination beider Vorgaben. Hinsichtlich des Gradienten liegen noch keine Abschätzungen sowohl hinsichtlich dessen sinnvoller Größe als auch hinsichtlich der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz vor, da derartige Untersuchungen anlagenspezifisch durchzuführen wären und sehr aufwändig sind.

Im Rahmen dieser Studie wurden nur verschiedene Ansätze untersucht, die sich bei einer alleinigen Minimierung der ökologischen Auswirkungen durch eine Begrenzung des Schwall-Sunk-Verhältnisses und der daraus folgenden Änderung der Betriebsweise, welche für die Speicherkraftwerke von besonderer Bedeutung ist, ergeben würden.

Durchgängigkeit

Querbauwerke wie Wehranlagen, Staudämme udgl. verändern den natürlichen Sedimenttransport und führen zu einer Unterbrechung des Fließgewässerkontinuums. Sie stellen insbesondere für Fische und für viele sedimentbewohnende Kleintiere ein unüberwindbares Hindernis dar, das die Wanderung zu Laich- und Fressplätzen oder Kompensationswanderungen unterbindet. Nicht passierbare Querbauwerke (Wanderungshindernisse) können

daher dazu führen, dass der von der WRRL geforderte gute ökologische Zustand nicht gegeben ist.

Die Wiederherstellung der Durchgängigkeit eines Gewässers (Längskontinuum) kann durch Umgehungsgerinne oder technische Fischaufstiegshilfen erfolgen.

Für die Energiewirtschaft bedeutet diese Maßnahme sowohl Investitionskosten für die Maßnahmeplanung und Errichtung als auch Energieverluste über die restliche Konzessionsdauer der Anlage infolge der Dotation der Fischpässe bzw. der Umgehungsgerinne. Vor allem bei kleineren Anlagen kann das einen erheblichen Anteil an der Gesamterzeugung der Anlage ausmachen.

Im Zuge eines Kraftwerkbaus und der Dämme im Stauraumbereich kam es sehr oft auch zu einer Abtrennung der Nebengewässer, sodass auch hier keine Durchgängigkeit mehr gegeben ist. Im Zuge der Diskussion um die Wiederherstellung des Fließgewässerkontinuums sind auch die Kosten für eine allfällige Wiederanbindung zu berücksichtigen.

Aufgabenstellung

Aufgabe dieser Studie ist es, die für die Herstellung des guten ökologischen Zustandes gemäß EU-WRRL (bzw. nunmehr WRG-Novelle 2003) erforderlichen Maßnahmen und ihre Auswirkungen auf das österreichische Wasserkraftsystem und die Elektrizitätswirtschaft zu untersuchen und sowohl qualitativ als auch quantitativ zu bewerten.

Der Aufgabenbereich dieser Studie teilt sich demnach in die folgenden drei Bereiche auf: Untersuchung der Auswirkung der

- Restwasserdotation,
- Schwall-/Sunk-Einschränkung und
- Herstellung der Durchgängigkeit.

Da sich diese Maßnahmen auf die verschiedenen Kraftwerkstypen unterschiedlich auswirken, wurde die Arbeit folgendermaßen gegliedert:

- Kleinwasserkraftwerke (Kraftwerke mit einer Engpassleistung bis zu 10 MW),
- Laufkraftwerke (Laufkraftwerke mit einer Engpassleistung über 10 MW) und
- Speicherkraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke mit einer Engpassleistung über 10 MW).

Um diese Aufgaben zu lösen, wurden auftragsgemäße Szenarien der verschiedenen Maßnahmen untersucht, um somit die Bandbreite der möglichen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft darzustellen. Diese Szenarien wurden gemeinsam mit dem seitens der Auftraggeber dafür eingesetzten Redaktionsteam erarbeitet und festgelegt.

Die wichtigsten Ergebnisse

Kraftwerke mit einer Engpaßleistung unter 10 MW (Kleinkraftwerke)

Restwasser

Die Energieerzeugung der Kleinwasserkraftwerke stellt mit 4000 GWh etwa 8% der gesamten österreichischen Stromerzeugung dar. In Österreich gibt es nach vorliegenden Daten 2070 Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 10 MW. Ein Erfordernis, bei Ausleitungen einen aus gewässerökologischer Sicht ausreichenden Restwasserabfluss zu belassen, bedeutet

für die österreichische Kleinwasserkraft bei den bestehenden Anlagen z.T. erhebliche Einbußen bei der Stromerzeugung. Das relativ hohe Ausmaß der Restwasserverluste in den einzelnen Szenarien hängt damit zusammen, dass es sehr viele alte Kraftwerke mit alten Wasserrechten ohne Restwasservorschreibungen gibt. Im Kontext der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien vor allem im Hinblick auf das ElWOG und Ökostromgesetz ist diese Gegebenheit als recht bedeutsam zu bewerten und bedarf deshalb auch einer besonders genauen Analyse.

Die verfügbare Datenbasis bei den Kleinwasserkraftwerken mit einem Regelarbeitsvermögen von 3923 GWh erfasst den Kleinwasserkraftbestand Österreichs nahezu vollständig, wobei jedoch keine Detaildaten hinsichtlich Anlagentyp, Durchgängigkeit usw. vorliegen. Für die Berechnungen wurde österreichweit der Anteil an Ausleitungskraftwerken mit 85% verwendet, der aus detaillierten Studien für das Land Salzburg und Niederösterreich übernommen wurde.

Bei der Auswertung sind die bestehenden Restwasservorschreibungen bereits in den RAV-Angaben berücksichtigt.

Da zur Berechnung der Verluste aufgrund von Restwasserabgaben in den meisten Fällen die erforderlichen Informationen bezüglich der Niederwasserkenngrößen fehlen, wurden die Anlagen für diese Auswertung den 15 Bioregionen zugeordnet. Die 15 österreichischen Bioregionen charakterisieren geografische Einheiten, deren Gewässer insbesondere durch die vorherrschenden klimatischen Verhältnisse, die Geologie und die Abflussverhältnisse typische geprägt sind. Diese Aufgliederung nach Geographischen Regionen ist besonders sinnvoll, da sich die Abflusscharakteristik der Gewässer der Bioregionen unterscheidet, innerhalb der einzelnen Bioregionen die Abflüsse jedoch eine ähnliche Charakteristik aufweisen.

Um die Restwasserverluste ermitteln zu können, musste zuerst der Ausbaugrad je KWKW bestimmt werden. Aus den vorhandenen Daten des Regelarbeitsvermögens und der Engpassleistung kann die Ausnutzungsdauer errechnet werden. Davon ausgehend kann nun durch Beachtung des Flächengleichheitskriteriums bezüglich der Dauerlinie der Abflusskurve je einzelner Bioregion auf den Ausbaugrad der jeweiligen Kraftwerke geschlossen werden. Die Ermittlung der Ausbauzeit t_A ist deshalb erforderlich, da innerhalb dieser Zeitdauer keine Restwasserverluste anfallen

Für verschiedene Restwasser-Szenarien; 1/3 Q_95, ½ Q_95, 2/3 Q_95, Q_95 sowie Q_96 und Q_98 wurden die energiewirtschaftlichen und finanziellen Auswirkungen ermittelt. Die Verluste nehmen vor allem im Bereich der „Unvergletscherten Zentralalpen“ ganz bedeutsame Größenordnungen an. Dies ist vor allem darin begründet, dass in dieser Bioregion das anteilige Arbeitsvermögen 42 Prozent der gesamt-österreichischen Kleinwasserkrafterzeugung beträgt. Um die Bandbreite der Verluste darzustellen, sind nachfolgend die Ergebnisse in Tabelle ES 1 dargestellt. Berücksichtigung fand auch die Staffelung der Einspeisetarife.

Szenario	Erzeugungsverluste bei Kleinwasserkraft infolge höherer Restwasserabgaben		
	GWh	%*)	In Mio. €
$MJNQ_T$	1.263	31,6 %	48,6
2/3 $MJNQ_T$	832	20,8 %	31,8
1/2 $MJNQ_T$	622	15,6 %	23,8
1/3 $MJNQ_T$	414	10,4 %	15,7

*) Hochgerechnet auf eine Regelarbeitsvermögen der Kleinwasserkraftwerke von 4 TWh

Tabelle ES 1: Erzeugungsverluste bei Kleinwasserkraftwerken infolge höherer Restwasserabgaben

Durchgängigkeit

Aus den salzburger[1] und niederösterreichischen[2] Verhältnissen lässt sich ableiten, dass der überwiegende Teil der Kleinwasserkraftwerke Österreichs über keine Fischaufstiegshilfe zur Gewährleistung der Durchgängigkeit verfügt. Für den zur Abschätzung der Kosten für die Errichtung benötigten Anteil an bereits vorhandenen Aufstiegshilfen wurden dementsprechend 10 Prozent angenommen. Somit reduziert sich die Zahl der KWKW, die noch keine FAH haben, auf ca. 1860 (90% von 2070).

Da die nachträgliche Installation von FAH aufwändiger ist, wird vom oberen Grenzwert ausgegangen. Würde man bei allen KWKW Fischaufstiegshilfen errichten, so ergäbe sich die beachtliche Kostensumme von über 90 Mio. €. Dieser Wert ist allerdings als oberer Grenzwert zu betrachten, da die Errichtung von FAH bei vielen KWKW vor allem in hoch gelegenen Lagen aus ökologischer Sicht nicht notwendig sein wird (entsprechend der Definition des natürlichen Fischlebensraumes). Bei einem Teil der Einzelanlagen wird man – bei alleiniger Kostentragung durch den Kraftwerksbetreiber – mit den Kosten für den Fischaufstieg und den verbundenen Erzeugungseinbußen die Grenze eines wirtschaftlich vertretbaren Kraftwerksbetriebes erreichen bzw. überschreiten.

Wasserkraftwerke mit einer Engpaßleistung über 10 MW

Speicherkraftwerke

Allgemeines

Die Schwallproblematik stellt in Österreich eines der Kernprobleme bei der Umsetzung der EU-WRRL dar, da die Wertigkeit der Speicherenergie für eine gesicherte Stromversorgung enorm hoch ist und künftig weiter steigen wird. Grundsätzlich könnten sowohl bauliche Maßnahmen (z.B. der Bau von Unterwasserbecken) als auch betriebliche Maßnahmen (Einschränkung des Schwallbetriebes) die gewässerökologische Problematik lösen. Da vor allem bauliche Maßnahmen, sofern diese aufgrund räumlicher Gegebenheiten überhaupt möglich sind, eine intensive Analyse der Einzelsituation erfordern, wurden im Rahmen dieser Untersuchung nur die Auswirkungen von Betriebseinschränkungen in Form von Szenarien untersucht.

[1] Auszug Wasserkraft-Datenbank Salzburg.

[2] Wasserwirtschaftliches Konzept, Kleinwasserkraftnutzung in Niederösterreich, Juni 2004.

Beim Kraftwerk Kreuzberg-Maut, dem untersten Kraftwerk der der KW-Kette der „Mittleren Salzach“, wurde erstmals in Österreich aus gewässerökologischen Gründen eine Schwallbegrenzung von 3:1 innerhalb von 24 Stunden vorgeschrieben. Die ökologische Funktionsfähigkeit im Unterliegerabschnitt der Salzach ist gegeben, wobei jedoch zu bemerken ist, dass keine generellen Erfahrungen mit für die Energieerzeugung milderen Schwallregelungen vorliegen. Unter Berücksichtigung dieses Beispieles und sonstigen ökologischen Erfahrungen an kleineren und mittelgroßen Flüssen wurde für diese Studie von den Auftraggebern festgelegt, die Auswirkungen einer Begrenzung des Schwall-Sunk-Verhältnisses für die Szenarien 3:1, 5:1 und 10:1 innerhalb von 0 - 24 Uhr zu ermitteln.

Der Kraftwerkseinsatz im Regelbetrieb (Netzregelung) sowie die Verlagerung der Erzeugung auf die Höchstlaststunden im Fahrplanbetrieb verursachen Schwallerscheinungen. Im Rahmen der durchgeführten Modellrechnungen und Simulationen wurde als Bewertungsmassstab die Volatilität der stündlichen Durchflüsse aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermittelt.

Eine einheitliche Gesamtbetrachtung aller Speicherkraftwerke ist aufgrund der besonders unterschiedlichen Gegebenheiten bei den einzelnen Kraftwerken und Kraftwerksgruppen nicht möglich. Unterschiede ergeben sich vor allem aus den unterschiedlichen wasserwirtschaftlichen Gegebenheiten, Topologien und Anlagenkonzepten, unterschiedlichen Netzanforderungen sowie vertraglichen Rahmenbedingungen. Ein weiterer Grund, der eine Gesamtbetrachtung verhindert, ist die fehlende einheitliche Datenbasis.

Einen weiteren Indikator der Unterschiedlichkeit der Anlagen stellen die prozentuellen Restwasserverluste dar, die bei den Einzelanlagen beim Restwasserszenario $MJNQ_T$ von 0,3 % bis etwa 45% streuen.

Neben den Arbeitsverlusten der Speicherkraftwerke für Restwasser wiegen die möglichen Einsatzeinschränkungen durch Schwall-Sunk-Beschränkungen besonders schwer. Auch hier zeigen sich große Unterschiede zwischen einzelnen Anlagen.

Dies bedeutet, dass dieser Problemstellung besondere Bedeutung beizumessen ist und auf die jeweiligen Eigenschaften der jeweiligen Anlagen besonders eingegangen werden muss.

Schwall-Sunk-Beschränkungen bewirken Verfügbarkeitseinschränkungen der Turbinenleistung bzw. durch Vordotierung eine Verlagerung der Erzeugung von Hochlastzeiten in Niederlastzeiten.

Die dargestellten Schwallszenarien stellen Verhältnisse über einen Zeitraum von 24 Stunden dar. Schwallvorschriften, die eine maximale Anstiegs- bzw. Sunkgeschwindigkeit definieren, können je nach Festlegung wesentlich andere Einschränkungen bewirken. Solche Szenarien wurden aber in dieser Studie vereinbarungsgemäß nicht behandelt.

Restwasserproblematik

Von der österreichischen Speicherkraftwerkserzeugung wurden 8130 GWh von insgesamt ca. 10.000 GWh erfasst; die Ergebnisse der Restwasserverluste sind in Tabelle ES 2 dargestellt.

Eine finanzielle Bewertung dieser Restwassermengenverluste war nicht durchführbar, da die Kraftwerke unterschiedliche Einsatzcharakteristika aufweisen und sich an verschiedenen Märkten orientieren wie Regelenergie-, Ausgleichsenergie-, Spotmärkte bzw. interne Bilanzgruppenausregelung.

Szenario	Erzeugungsverluste bei Speicherkraftwerken infolge höherer Restwasserabgaben	
	GWh	%
$MJNQ_T$	1.019	10,2
2/3 $MJNQ_T$	637	6,4
½ $MJNQ_T$	448	4,5
1/3$MJNQ_T$	279	2,8

Tabelle ES 2: Restwasserverluste bei den österreichischen Speicherkraftwerken

Schwallproblematik

Die durchgeführten Untersuchungen beziehen sich auf mögliche Betriebseinschränkungen von (Pump-) Speicherkraftwerken aufgrund von Schwallbegrenzung und Restwassermengen (Dotierwasser). Die Schwall/Sunkbegrenzung wurde insofern berücksichtigt, als ein Verhältnis von maximaler zu minimaler Wassermenge im Vorfluter (hier 3:1, 5:1 und 10:1) in einem Zeitraum von 0 bis 24 Uhr eingehalten werden musste. Im Vergleich mit einem „perfekten " Benchmark lassen sich nun die jeweiligen Auswirkungen monetär bewerten.

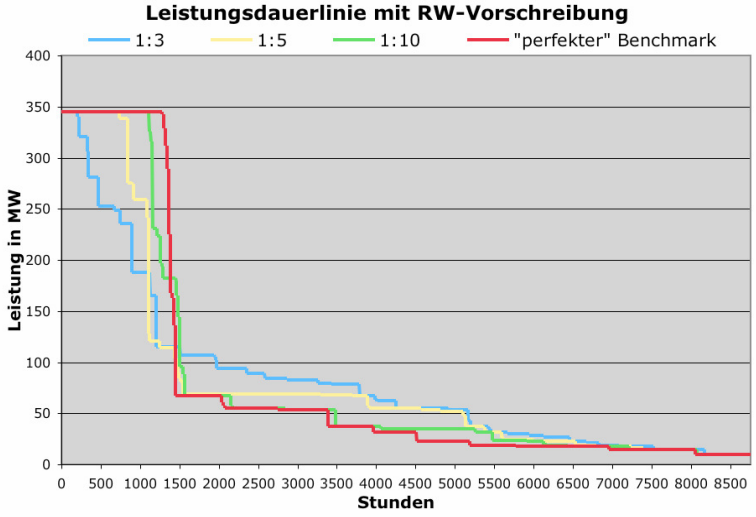

Abbildung ES 1: Leistungsdauerlinien eines Speicherkraftwerks mit Schwallbegrenzung und Restwasser

Schwall-Szenario	Verluste im Regeljahr	Verbleibende Vollaststungen im Vergleich zu einem Betrieb ohne Schwallbeschränkung
	Mio. € p.a.	%
1 : 10	1,3	86
1 : 5	2,3	57
1 : 3	4,5	15

Tabelle ES 3: Ergebnisse der Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengen auf eine der betrachteten Pumpspeicherkraftwerksgruppen

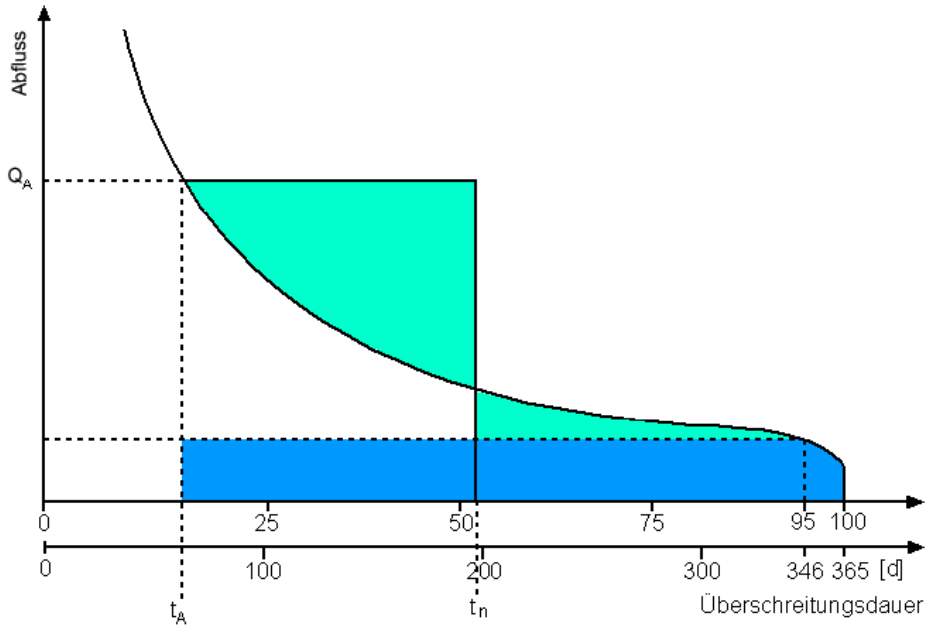

Abbildung KF 3: Schematische Darstellung der Ermittlung der Restwasserverluste (Restwasserverluste entsprechend blauer Fläche)

Anmerkung: Klarerweise fallen für die Zeitdauer von 0 bis t_A keine Restwasserverluste an, da das Wasserdargebot wie ersichtlich die Ausbauwassermenge überschreitet.

Dieses Schema wurde auf alle – den Bioregionen entsprechend deren charakteristischen Abflusskurven (sieheAbbildung KF 4) zugeteilten – Kleinwasserkraftwerke angewendet.

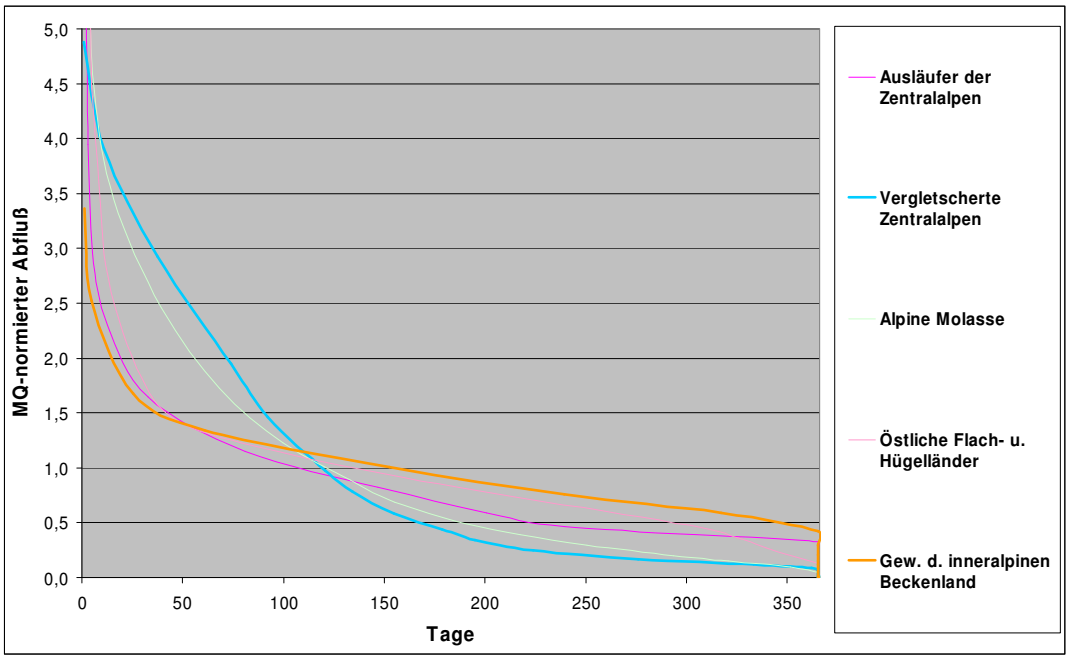

Abbildung KF 4: MQ-normierte Dauerlinien einiger Bioregionen

Jede Bioregion beinhaltet Fließgewässer mit ähnlichen charakteristischen Abfluß-eigenschaften (ähnliche Niederschlagsmengen und daraus folgende ähnliche Dauerlinien). Je nach Dauerlinien-Form fallen die Verluste schwächer (wie etwa in den „vergletscherten Zentralalpen“) oder stärker (wie in den „inneralpinen Beckenlandschaften“) aus.

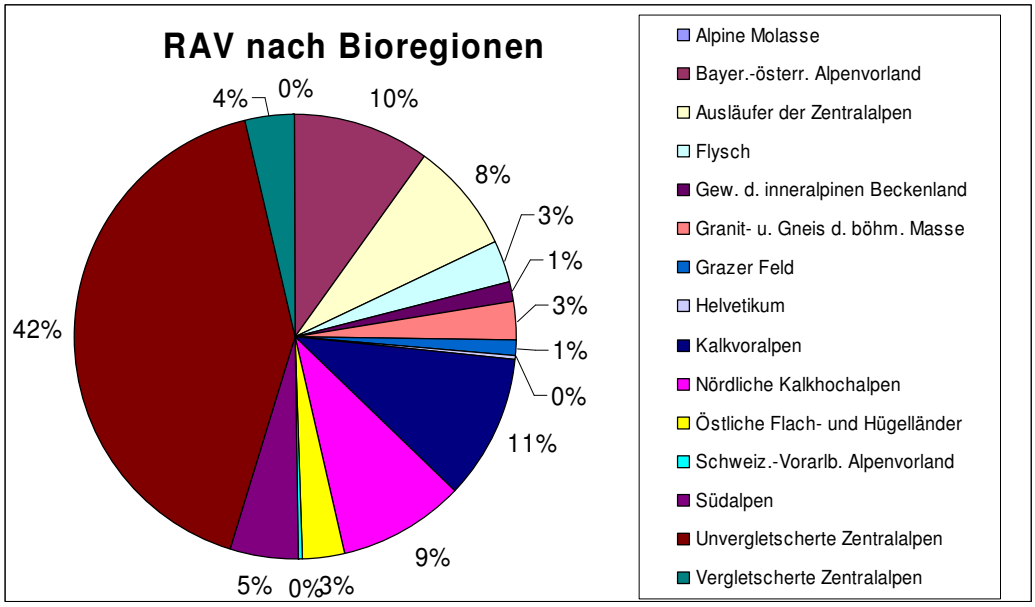

Abbildung KF 5: Kleinwasserkraft-Regelarbeitsvermögen je Bioregion

2.1.3 Verluste durch Restwasserdotation

Für die verschiedenen Restwasser-Szenarien: 1/3 Q_{95}, ½ Q_{95}, 2/3 Q_{95}, Q_{95} sowie Q_{96} und Q_{98}[4] wurden die energiewirtschaftlichen und finanziellen Auswirkungen ermittelt.[5]

Szenario	Erzeugungsverluste bei Kleinwasserkraft infolge höherer Restwasserabgaben		
	GWh	%*)	Mio. €
$MJNQ_T$	1.263	31,6 %	48,6
2/3 $MJNQ_T$	832	20,8 %	31,8
1/2 $MJNQ_T$	622	15,6 %	23,8
1/3 $MJNQ_T$	414	10,4 %	15,7

*) Hochgerechnet auf eine Regelarbeitsvermögen der Kleinwasserkraftwerke von 4 TWh

Tabelle KF 1: Gesamt-Verluste je Szenario in % des RAV bzw. in Mio. €

Bezogen auf das Regelarbeitsvermögen *aller* Lauf- und Laufschwellkraftwerke (also einschließlich der Kraftwerke über 10 MW) von 31.000 GWh liegen die Verluste durch zusätzliche Restwasserdotation bei den Kleinanlagen bei 4% ($MJNQ_T$) bzw. bei 1,8% (1/3 $MJNQ_T$).

Die Verluste nehmen vor allem im Bereich der „Unvergletscherten Zentralalpen“ eine ganz bedeutsame Größenordnung an. Dies ist vor allem darin begründet, da in dieser Bioregion das anteilige Regelarbeitsvermögen – wie in Abbildung KF 5 dargestellt – 42 Prozent der gesamt-österreichischen Kleinwasserkraft-Erzeugung beträgt.

Die Berechnung der finanziellen Einbußen beruht auf den Restwasserverlusten und den Einspeisetarifen, die nach den jeweiligen Größen der Kleinwasserkraftwerke differenziert sind.

[4] Szenarienwahl wie von den Auftraggebern vereinbart

[5] Für diese Studie wurde vereinbarungsgemäß Q_{95} anstatt $MJNQ_T$ verwendet.

Um die ganze Bandbreite der Verluste darzustellen sind nachfolgend das höchste gerechnete Q_{95}-Szenario (entspricht $MJNQ_T$) und das vorgegebene niedrigste Szenario mit 1/3 Q_{95} (entspricht 1/3 $MJNQ_T$) dargestellt.

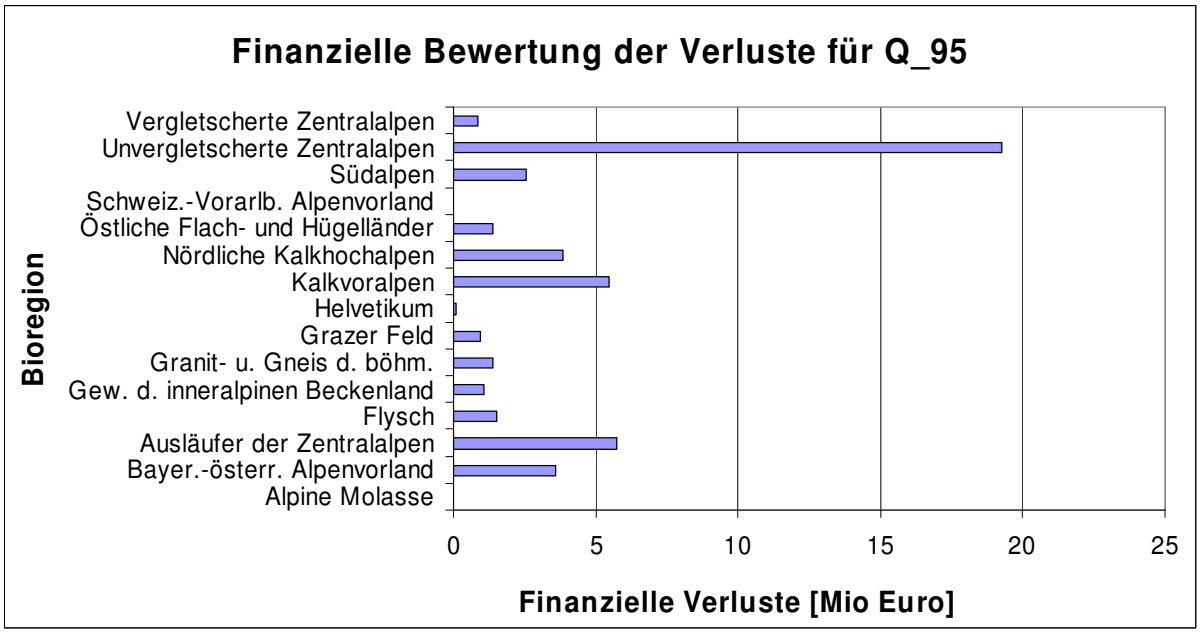

Abbildung KF 6: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW – Finanzielle Bewertung des Q_{95} – Restwasserszenarios

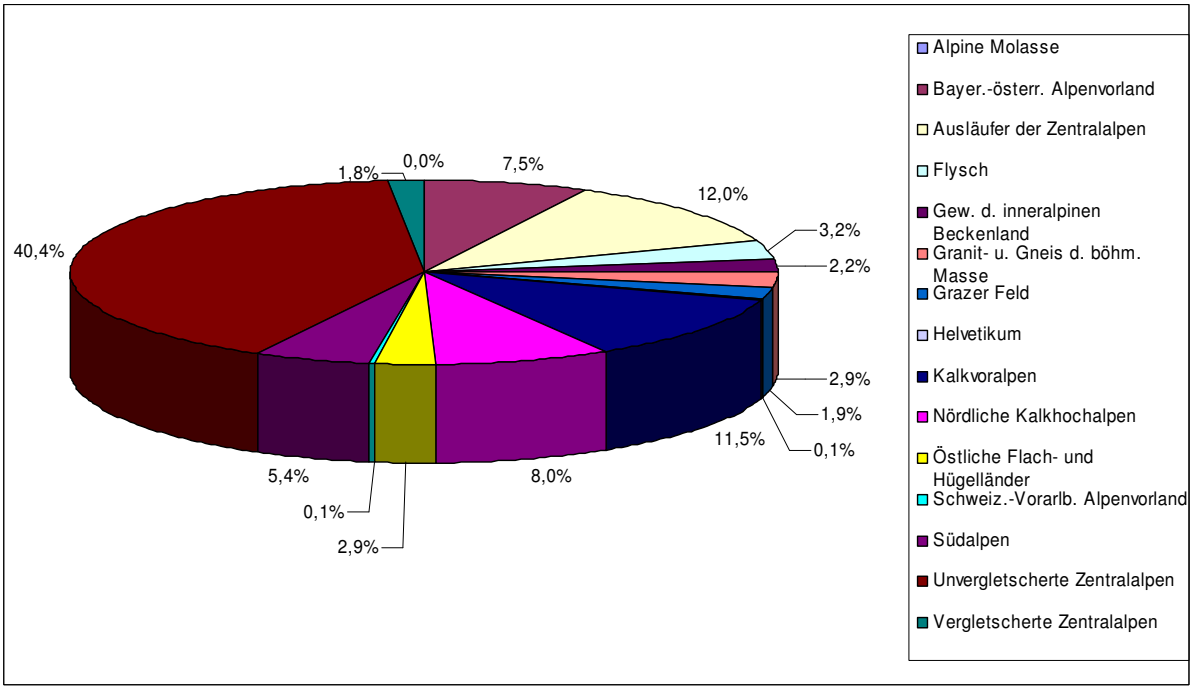

Abbildung KF 7: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW –Aufteilung der finanziellen Verluste nach Bioregionen im Q_{95} -Restwasserszenario

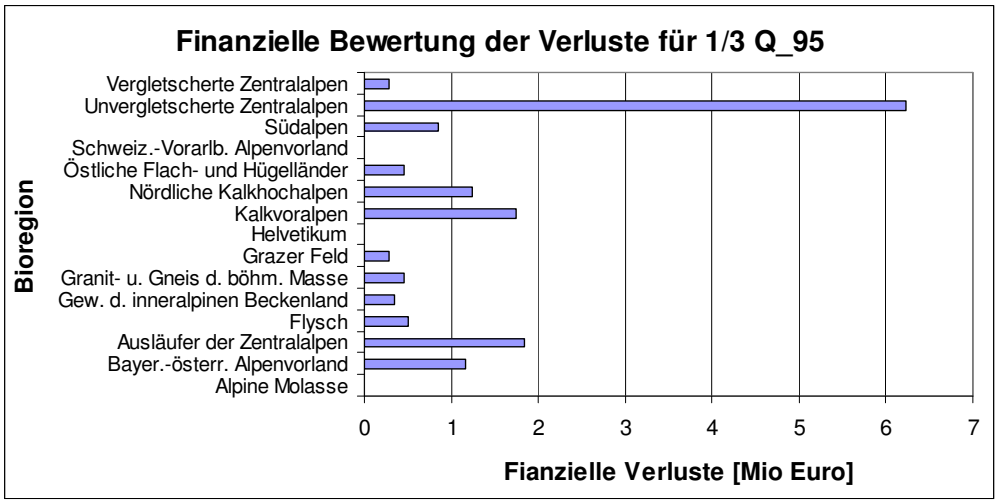

Abbildung KF 8: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW – Finanzielle Bewertung des 1/3-Q_{95}-Restwasserszenarios

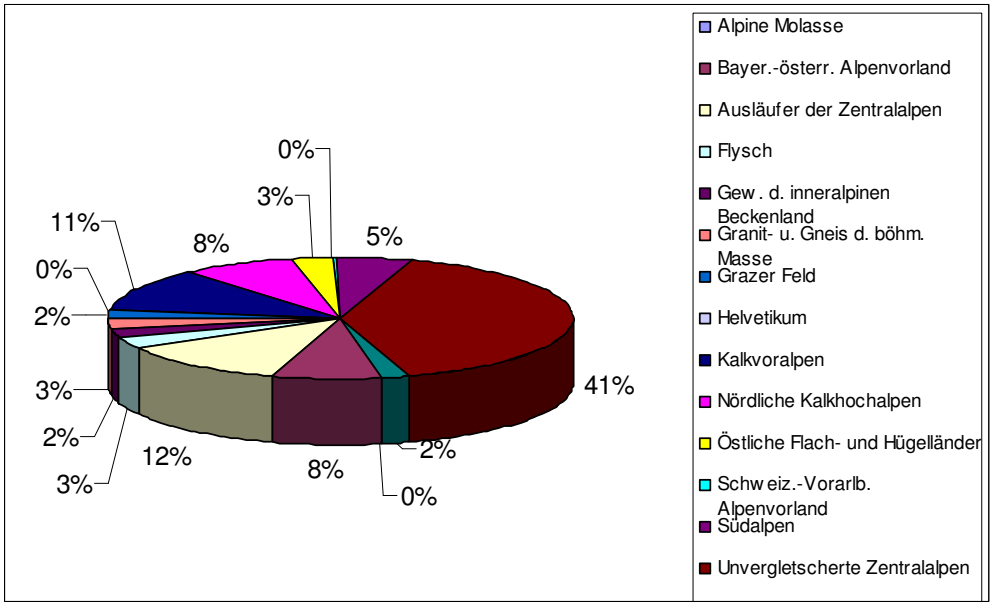

Abbildung KF 9: Ausleitungskraftwerke bis 10 MW - Aufteilung der finanziellen Verluste nach Bioregionen im 1/3-Q_{95}-Restwasserszenario

2.1.4 Kosten für die Herstellung der Durchgängigkeit

Aus den Salzburger[6] und niederösterreichischen[7] Verhältnissen lässt sich ableiten, dass der überwiegende Teil der Kleinwasserkraftwerke Österreichs über keine Fischaufstiegshilfe zur Gewährleistung der Durchgängigkeit verfügt. Für den zur Abschätzung der Kosten für die Errichtung benötigten Anteil an bereits vorhandenen Aufstiegshilfen wurden dementsprechend 10 Prozent angenommen. Somit reduziert sich die Zahl der KWKW, die noch keine FAH haben, auf ca. 1860 (90% von 2070).

Das Gewässerschutz-Referat des Landes Salzburg ermittelte eine Kosten-Bandbreite zur Errichtung von FAH bei Neubauten. Diese liegt gemäß den Angaben zwischen 20.000 und

[6] Auszug Wasserkraft-Datenbank Salzburg.

[7] Wasserwirtschaftliches Konzept, Kleinwasserkraftnutzung in Niederösterreich, Juni 2004.

50.000 € bei einer Ausbaugröße von 150 - 300 l/s. Eine dynamische Steuerung der Restwasserabgabe kostet bei nachträglichem Einbau mindestens 20.000 €[8].

Da die nachträgliche Installation von FAH aufwändiger ist, wird vom oberen Grenzwert ausgegangen. Würde man bei allen KWKW Fischaufstiegshilfen errichten, so ergäbe sich die beachtliche Kostensumme von über 90 Mio. €. Dieser Wert ist allerdings als oberer Grenzwert zu betrachten, da die Errichtung von FAH bei vielen KWKW vor allem in hoch gelegenen Lagen aus ökologischer Sicht nicht notwendig sein wird (entsprechend der Definition des natürlichen Fischlebensraumes). Bei zahlreichen Einzelanlagen wird man – bei alleiniger Kostentragung durch den Kraftwerksbetreiber – mit den Kosten für den Fischaufstieg und den verbundenen Erzeugungseinbußen die Grenze eines wirtschaftlich vertretbaren Kraftwerksbetriebes erreichen bzw. überschreiten.

2.2 Kraftwerke mit einer Leistung über 10 MW

2.2.1 Speicherkraftwerke

2.2.1.1 Allgemeines

Wie einleitend bereits dargestellt, ist die Schwallproblematik eines der Kernprobleme bei der Umsetzung der EU-WRRL, da die Wertigkeit der Speicherenergie für eine gesicherte Stromversorgung enorm hoch ist und künftig aus verschiedensten Gründen steigen wird. Auch wurde bereits erwähnt, dass sowohl bauliche Maßnahmen (z.B. der Bau von Unterwasserbecken) als auch betriebliche Maßnahmen (Einschränkung des Schwallbetriebes) die gewässerökologische Problematik lösen könnten. Da vor allem bauliche Maßnahmen, sofern diese aufgrund räumlicher Gegebenheiten überhaupt möglich sind, eine intensive Analyse der Einzelsituation erfordern, wurden im Rahmen dieser Untersuchung nur die Auswirkungen von Betriebseinschränkungen in Form von Szenarien untersucht.

Beim Kraftwerk Kreuzberg-Maut, dem untersten Kraftwerk der der KW-Kette der „Mittleren Salzach“, wurde erstmals in Österreich aus gewässerökologischen Gründen eine Schwallbegrenzung von 3:1 innerhalb von 24 Stunden vorgeschrieben. Die ökologische Funktionsfähigkeit im Unterliegerabschnitt der Salzach ist gegeben, wobei jedoch zu bemerken ist, dass keine generellen Erfahrungen mit für die Energieerzeugung milderen Schwallregelungen vorliegen. Unter Berücksichtigung dieses Beispieles und sonstigen ökologischen Erfahrungen an kleineren und mittelgroßen Flüssen wurde für diese Studie von den Auftraggebern festgelegt, die Auswirkungen einer Begrenzung des Schwall-Sunk-Verhältnisses für die Szenarien 3:1, 5:1 und 10:1 innerhalb von 0 - 24 Uhr zu ermitteln.

Der Kraftwerkseinsatz im Regelbetrieb (Netzregelung) sowie die Verlagerung der Erzeugung auf die Höchstlaststunden im Fahrplanbetrieb verursachen Schwallerscheinungen. Im Rahmen der durchgeführten Modellrechnungen und Simulationen wurde als Bewertungsmassstab die Volatilität der stündlichen Durchflüsse aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ermittelt.

Eine einheitliche Gesamtbetrachtung aller Speicherkraftwerke ist aufgrund der besonders unterschiedlichen Gegebenheiten bei den einzelnen Kraftwerken und Kraftwerksgruppen nicht möglich. Unterschiede ergeben sich vor allem aus den unterschiedlichen wasserwirtschaftlichen Gegebenheiten, Topologien und Anlagenkonzepten, unterschiedlichen Netzanforderungen sowie vertraglichen Rahmenbedingungen. Ein weiterer Grund, der eine Gesamtbetrachtung verhindert, ist die fehlende einheitliche Datenbasis.

[8] Quelle: Dr. Paul Jäger, Land Salzburg, Referat 13/04 – Gewässerschutz.

Einen weiteren Indikator der Unterschiedlichkeit der Anlagen stellen die prozentuellen Restwasserverluste dar, die bei den Einzelanlagen beim Restwasserszenario $MJNQ_T$ von 0,3 % bis etwa 45% streuen.

Neben den Arbeitsverlusten der Speicherkraftwerke für Restwasser wiegen die möglichen Einsatzeinschränkungen durch Schwall-Sunk-Beschränkungen besonders schwer. Auch hier zeigen sich große Unterschiede zwischen einzelnen Anlagen.

Dies bedeutet, dass dieser Problemstellung besondere Bedeutung beizumessen ist und auf die jeweiligen Eigenschaften der jeweiligen Anlagen besonders eingegangen werden muss.

Schwall-Sunk-Beschränkungen bewirken Verfügbarkeitseinschränkungen der Turbinenleistung bzw. durch Vordotierung eine Verlagerung der Erzeugung von Hochlastzeiten in Niederlastzeiten.

Die dargestellten Schwallszenarien stellen Verhältnisse über einen Zeitraum von 24 Stunden dar. Schwallvorschriften, die eine maximale Anstiegs- bzw. Sunkgeschwindigkeit definieren, können je nach Festlegung wesentlich andere Einschränkungen bewirken. Solche Szenarien wurden aber in dieser Studie vereinbarungsgemäß nicht behandelt.

2.2.1.2 Optimierungsmodell zur Untersuchung der Restwasser- bzw. Schwallproblematik bei (Pump-)Speicherkraftwerken

Zur Untersuchung der Auswirkungen der WRRL auf die österreichischen (Pump-) Speicherkraftwerke wurde am Institut mittels der Optimierungssoftware GAMS[9] ein Modell entwickelt, welches unter den Rahmenbedingungen der Liberalisierung einen optimalen Betrieb des österreichischen Erzeugungssystems simuliert. Aufgrund der beschränkten Datenbasis konnte dieses Modell jedoch nur zur Auswertung ausgewählter Kraftwerke, deren Komplexität sich in Grenzen hält, Anwendung finden.

Zur marktkonformen Bewertung der produzierten Energiemengen ist als Referenzpreis der stündliche Spotpreis des Jahres 2004 der EEX[10], untergliedert nach Monaten, Werktagen, Wochenenden und Feiertagen, hinterlegt.

Bei den gezeigten Ergebnissen handelt es sich um optimal-theoretische Werte, da aufgrund des verwendeten deterministischen Modellansatzes der Börsenpreis und die Zuflüsse als im Vorhinein bekannte Größen hinterlegt sind.

Zur Untersuchung möglicher Betriebseinschränkungen von (Pump-)Speicherkraftwerken wurden die unterschiedlichen Schwallbegrenzungen durch Begrenzung von maximal zu minimal abgearbeiteter Wassermenge in einem Zeitraum von jeweils 24 Stunden berücksichtigt.

2.2.1.2.1 Zeithorizont

Zur Berücksichtigung des hydrologischen Erzeugungssystems (Tages-, Wochen- und Jahresspeicher) wurde als Planungshorizont ein Jahr festgelegt.

Nach Festlegung des Zeithorizontes stellte sich die Frage nach einer entsprechenden Unterteilung dieses Zeitraumes. Dabei ist zwischen den Anforderungen der Praxis (möglichst detaillierte, d.h. möglichst hohe Anzahl von Zeitschritten bei der Unterteilung des Zeithorizontes zur Modellierung von Maschinen und Marktinteraktionen) und Restriktionen seitens der Hard- und Software (zu detaillierte Betrachtungen führen unter Umständen zu sehr

[9] General Algebraic Modelling System

[10] Internetlink: http://www.eex.de/; European Energy Exchange (15.10.2004).

langen Rechenzeiten bzw. lassen sich Probleme unter Umständen nicht mehr lösen) ein Kompromiss zu treffen.

Entsprechend diesen Forderungen wurde eine Einteilung der Zeithorizonte nach

- 12 Kalendermonaten (Tm),
- 3 charakteristischen Tagen (Tc) und
- 24 Stunden (Th)

getroffen. Mittels dieser Unterteilung des Zeithorizonts eines Jahres konnten elektrizitätswirtschaftlich relevante Größen unter den Anforderungen einer akzeptablen Rechenzeit gut abbildet werden.

2.2.1.2.2 Benchmark

Um eine marktkonforme Bewertung der Energiemengen zu gewährleisten, wurde als Referenzpreis der stündliche EEX-Spotpreis des Jahres 2004, untergliedert nach Monaten, Werktagen, Wochenenden und Feiertagen, herangezogen. Die EEX kann aufgrund der dort umgesetzten Mengen als Leitbörse für den mitteleuropäischen Raum angesehen werden.

2.2.1.2.3 Optimierungsalgorithmus

Für die Modellierung wurde eine deterministische Gemischt Ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP) verwendet. Die Notwendigkeit des Einsatzes einer GGLP folgt aus den Erfordernissen zur Modellierung der Topologien von (Pump-) Speicherkraftwerksgruppen sowie dem Ausschluss von gleichzeitigem Abarbeiten und Pumpen über dieselbe Druckrohrleitung.

Je nach wirtschaftlicher Orientierung des jeweiligen Elektrizitätsunternehmens – die Unternehmen 1 und 6 beispielsweise verkaufen Regelleistung /-energie nach Deutschland – ergeben sich auch sehr unterschiedliche wirtschaftliche Verluste.

2.2.1.3 Schwall- bzw. Restwasserproblematik bei einem konkreten Beispiel

Die durchgeführten Untersuchungen beziehen sich auf mögliche Betriebseinschränkungen von (Pump-) Speicherkraftwerken aufgrund von Schwallbegrenzung und Restwassermengen (Dotierwasser). Die Schwall-/Sunk-Begrenzung wurde insofern berücksichtigt, als ein Verhältnis von maximaler zu minimaler Wassermenge im Vorfluter (hier 3:1, 5:1 und 10:1) in einem Zeitraum von 24 Stunden eingehalten werden musste. Im Vergleich mit einem „perfekten“[11] Benchmark lassen sich nun die jeweiligen Auswirkungen monetär bewerten.

Eine alternative Variante zur Bewertung stellt jene mit Leistungspreisen für Sekundärregelung dar. Vor allem die (Pump-) Speicherkraftwerke, welche Netzsystemdienstleistungen für deutsche Netzbetreiber erbringen, können durch Betriebseinschränkungen seitens der WRRL empfindliche Umsatzeinbußen erfahren. Dies ist darin begründet, dass der Preis für

- Primärregelleistung ca. 100 bis 140 €/kW und Jahr,
- Sekundärregelleistung ca 100 €/kW und Jahr und
- Minutenreserve ca. 200 €/kW (positiv = 143 €/kW und negativ = 56 €/kW)

beträgt.

[11] Der Terminus „perfekt“ bezieht sich hier auf die Vorab-Kenntnis von unsicheren Parametern (Börsenpreis und Zuflüsse im Regeljahr).

Die folgende Abbildung KF 10 zeigt die mit dem Modell berechneten Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengenvorschreibungen auf ein konkretes Kraftwerk. Dieses Kraftwerk weist derzeit ein RAV von 670 GWh und eine Engpassleistung von 345 MW auf. In Abhängigkeit von der Schwallbegrenzung reduzieren sich die Volllaststunden. entsprechend den dargestellten Abbildungen. Aufgrund gleich bleibender Energieerzeugung in den einzelnen Szenarien ist die Fläche unter den jeweiligen Kurvenzügen konstant.

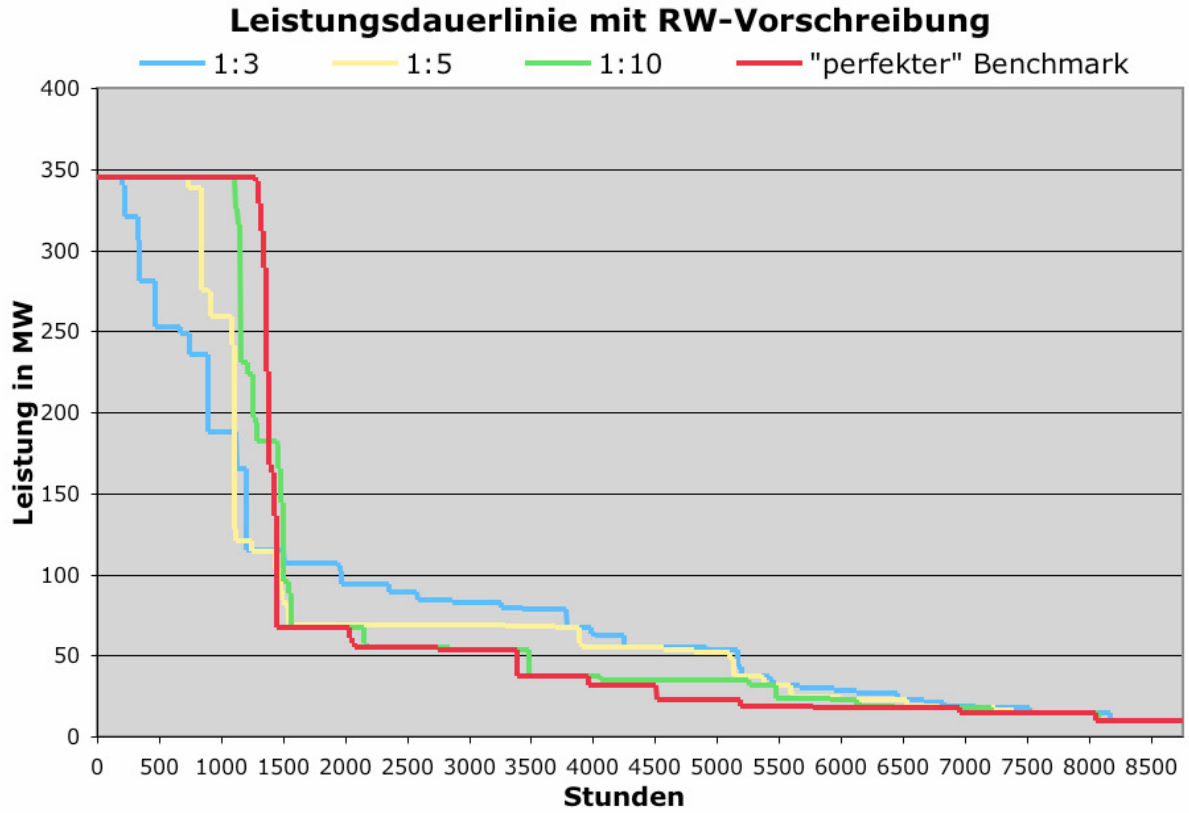

Abbildung KF 10: Leistungsdauerlinien des betrachten Kraftwerks in Abhängigkeit von Schwallbegrenzungen und Restwasservorschreibungen

Zur Veranschaulichung der Auswirkungen sind in den folgenden Abbildungen die Modellergebnisse für die Hauptstufe dieses Kraftwerks für die jeweiligen Schwallbegrenzungen (mit Berücksichtigung von Restwasservorgaben, wobei aufgrund des Umfanges dieser Studie und der verfügbaren Daten lediglich Restwasser = $MJNQ_T$ berücksichtigt wurde. Durch eine hohe Restwasserabgabe an den Fassungen geht dem System natürlich Energie verloren. Gleichzeitig erhöht sich aber auch der Basisabfluss im Vorfluter, sofern es sich nicht um Beileitungen aus einem fremden Einzugsgebiet handelt, wodurch wiederum etwas günstigere Voraussetzungen für den Kraftwerkseinsatz gegeben sind) im Einzelnen dargestellt. Ausgehend von Abbildung KF 11, bei der keine Schwallbegrenzung vorgegeben ist, kann man die Auswirkungen der unterschiedlichen Schwall-/Sunk-Begrenzungen (10:1, 5:1 und 3:1) auf die Betriebsweise deutlich erkennen.

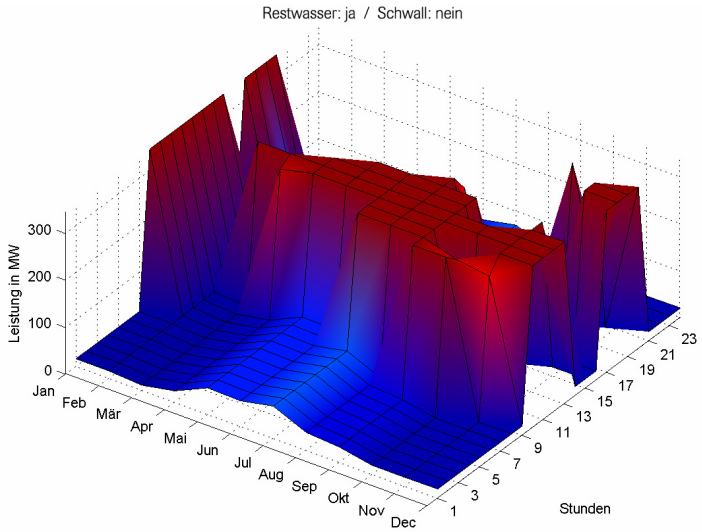

Abbildung KF 11: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, ohne Schwallbegrenzung

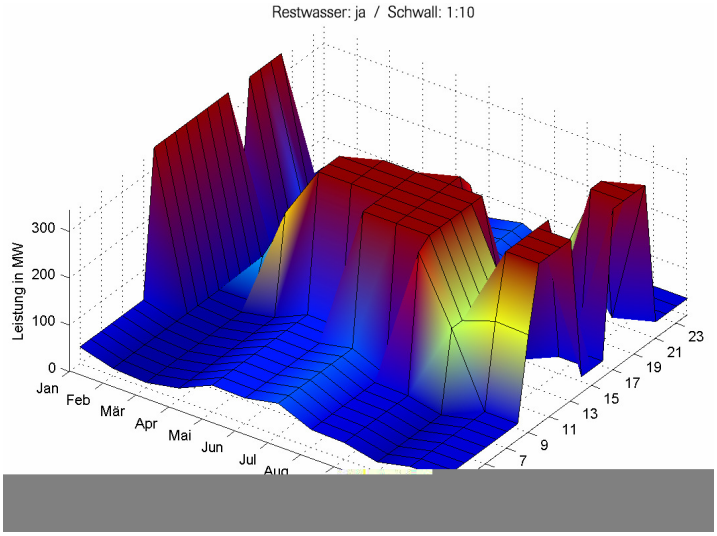

Abbildung KF 12: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, Schwallbegrenzung 10:1

In Abbildung KF 12 sind aufgrund der Schwall-/Sunk-Beschränkung von 10:1 bereits erste Volllaststundenverluste zu erkennen.

Abbildung KF 13: Beispielkraftwerk mit Restwasservorschreibung, Schwallbegrenzung 5:1

Die österreichischen Kraftwerke sind aufgrund der besonderen Gegebenheiten durch Schwalleinschränkungen besonders betroffen. So ist alpinen Bereich die Kombination aus hoher Leistung (hohe Fallhöhen und Ausbauwassermengen) und kleinen Vorflutern (geringe Abflussmengen vor allem zu Niederwasserzeiten) der Hauptgrund für die besonderen Einschränkungen durch Schwallvorschriften. Dies ist eine Besonderheit alpiner Speicherkraftwerke; norwegische Speicherkraftwerke sind im Vergleich weniger betroffen.

Da bezüglich der Restwasserproblematik bei Speicherkraftwerken die verschiedenen $MJNQ_T$-Szenarien berücksichtigt wurden, bedingt dies, dass die entsprechenden Verluste in Abhängigkeit von der Abfluss-Dauerlinie anfallen. Beispielsweise fallen die Restwasserverluste eines bestimmten Kraftwerks im Süden Österreichs sehr bedeutsam aus, da die $MJNQ_T$-Verluste der Bachbeileitungen in diesen konkreten Speicher immerhin 39 Prozent betragen. Dies ist jedoch offensichtlich, da sich dieses Kraftwerk zwischen den Bioregionen „Ausläufer der Zentralalpen“ und „Inneralpine Beckenlandschaften“ befindet. In Analogie zu den bei den Kleinwasserkraftwerken in diesen Bioregionen ermittelten Restwasserverlusten von 38 bzw. 46 Prozent ergibt sich auch der hohe Erzeugungsverlust dieses Kraftwerks.

2.2.1.4.1 Restwasserproblematik

Ein Großteil der österreichischen Speicherkraftwerkskapazität – 8130 GWh von insgesamt ca. 10.000 GWh[12] – wurden erfasst und werden detailliert in Tabelle KF 3 dargestellt.

		absolut				relativ in %			
	RAV	1/3 MJNQT	1/2 MJNQT	2/3 MJNQT	MJNQT	1/3 MJNQT	1/2 MJNQT	2/3 MJNQT	MJNQT
Kraftwerk 1	45,0	1,3	1,9	2,5	3,9	2,9%	4,3%	5,6%	8,7%
Kraftwerk 2	260,0	8,4	12,8	16,7	25,3	3,2%	4,9%	6,4%	9,7%
Kraftwerk 3	392,0	15,6	23,8	31,2	47,2	4,0%	6,1%	8,0%	12,0%
Kraftwerk 4	548,0	27,2	41,5	54,4	82,4	5,0%	7,6%	9,9%	15,0%
Kraftwerk 5	32,0	0,7	1,0	1,3	2	2,2%	3,2%	4,1%	6,3%
Kraftwerk 6	356,0	10,4	21,4	36,1	63,1	2,9%	6,0%	10,1%	17,7%
Unternehmen 1	**1633,0**	**63,6**	**102,5**	**142,2**	**223,9**	**3,9%**	**6,3%**	**8,7%**	**13,7%**
Kraftwerk 8	96,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
Kraftwerk 9	211,0	2,9	5,2	7,4	13,2	1,4%	2,4%	3,5%	6,3%
Kraftwerk 10	50,5	0,0	0,7	1,3	3,5	0,0%	1,3%	2,6%	6,9%
Kraftwerk 11	60,5	1,2	2,0	2,7	4,8	2,0%	3,2%	4,5%	7,9%
Kraftwerk 12	73,6	5,1	7,7	10,2	15,5	6,9%	10,4%	13,9%	21,1%
Unternehmen 2	**492,0**	**9,2**	**15,4**	**21,6**	**37,4**	**1,9%**	**3,1%**	**4,4%**	**7,6%**
Kraftwerk 13	48,7	2,5	3,75	5	7,5	5,1%	7,7%	10,3%	15,4%
Kraftwerk 14	101,0	5,8	8,75	11,7	17,5	5,7%	8,7%	11,6%	17,3%
Kraftwerk 15	141,2	2,9	4,3	5,7	8,6	2,1%	3,0%	4,0%	6,1%
Kraftwerk 16	59,7	0,9	1,4	1,9	2,8	1,5%	2,3%	3,2%	4,7%
Kraftwerk 17	53,0	1,7	2,55	3,4	5,1	3,2%	4,8%	6,4%	9,6%
Kraftwerk 18	123,8	3,6	5,35	7,1	10,7	2,9%	4,3%	5,7%	8,6%
Unternehmen 3	**527,4**	**17,4**	**26,1**	**34,8**	**52,2**	**3,3%**	**4,9%**	**6,6%**	**9,9%**
Kraftwerk 19	5,3	0,1	0,2	0,2	0,3	2,1%	3,1%	4,2%	6,5%
Kraftwerk 20	106,5	0,2	0,3	0,4	0,6	0,2%	0,3%	0,4%	0,6%
Kraftwerk 21	91,6	0,1	0,2	0,2	0,3	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%
Kraftwerk 22	60,5	0,7	1,1	1,5	2,2	1,2%	1,8%	2,4%	3,6%
Kraftwerk 23	40,9	0,3	0,5	0,7	1,0	0,8%	1,3%	1,7%	2,5%
Kraftwerk 24	64,0	0,0	0,0	0,2	1,1	0,0%	0,0%	0,4%	1,7%
Kraftwerk 25	82,4	0,0	0,6	1,4	3,1	0,0%	0,7%	1,7%	3,8%
Kraftwerk 26	53,2	3,7	5,5	7,3	11,0	6,9%	10,3%	13,8%	20,7%
Unternehmen 4	**504,4**	**5,2**	**8,3**	**12,0**	**19,7**	**1,0%**	**1,7%**	**2,4%**	**3,9%**
Kraftwerk 27	102,0	9,0	13,5	18,0	27,0	8,8%	13,2%	17,6%	26,4%
Kraftwerk 28	47,7	6,5	9,8	13,0	19,5	13,7%	20,5%	27,3%	41,0%
Kraftwerk 29	50,3	3,6	5,4	7,3	10,9	7,2%	10,8%	14,4%	21,6%
Kraftwerk 30	8,0	0,9	1,4	1,8	2,8	11,5%	17,2%	22,9%	34,4%
Kraftwerk 31	63,1	3,6	5,4	7,2	10,7	5,7%	8,5%	11,3%	17,0%
Unternehmen 5	**271,1**	**23,6**	**35,4**	**47,2**	**70,9**	**8,7%**	**13,1%**	**17,4%**	**26,1%**
Kraftwerk 32	219,5	6,4	9,6	12,8	19,3	2,9%	4,4%	5,8%	8,8%
Kraftwerk 33	219,0	0,0	4,8	18,7	47,2	0,0%	2,2%	8,6%	21,6%
Kraftwerk 34	661,4	13,1	19,7	26,3	39,6	2,0%	3,0%	4,0%	6,0%
Kraftwerk 35	459,1	10,5	15,8	21,1	31,8	2,3%	3,4%	4,6%	6,9%
Unternehmen 6	**1559,0**	**30,0**	**49,8**	**79,0**	**137,9**	**1,9%**	**3,2%**	**5,1%**	**8,8%**
Kraftwerk 36	34,1	2,9	4,3	5,7	8,6	8,4%	12,6%	16,8%	25,2%
Unternehmen 7	**34,1**	**2,9**	**4,3**	**5,7**	**8,6**	**8,4%**	**12,6%**	**16,8%**	**25,2%**
Kraftwerk 37	83,5	11,4	17,1	22,8	34,2	13,6%	20,5%	27,3%	40,9%
Kraftwerk 38	36,0	4,3	6,5	8,7	13,0	12,0%	18,0%	24,1%	36,1%
Unternehmen 8	**119,5**	**15,7**	**23,6**	**31,4**	**47,2**	**13,2%**	**19,7%**	**26,3%**	**39,5%**
Kraftwerk 39	552,4	2,9	8,8	17,7	26,5	0,5%	1,6%	3,2%	4,8%
Kraftwerk 40	298,4	2,2	6,6	13,1	19,7	0,7%	2,2%	4,4%	6,6%
Kraftwerk 41	670,5	8,7	13,1	17,5	26,5	1,3%	1,9%	2,6%	3,9%
Kraftwerk 42	1097,4	23,0	36,7	50,6	79,3	2,1%	3,3%	4,6%	7,2%
Kraftwerk 43	370,4	22,6	33,9	45,2	67,8	6,1%	9,2%	12,2%	18,3%
Unternehmen 9	**2989,1**	**59,3**	**99,1**	**144,2**	**219,8**	**2,0%**	**3,3%**	**4,8%**	**7,4%**
Erfasste Summe	**8129,5**	**226,9**	**364,6**	**518,1**	**828,2**	**2,8%**	**4,5%**	**6,4%**	**10,2%**
Hochgerechnet	**10000,0**	**279,1**	**448,4**	**637,3**	**1018,7**	**2,8%**	**4,5%**	**6,4%**	**10,2%**

Tabelle KF 3: Restwasserverluste der erfassten Speicherkraftwerke (absolut und relativ bezogen auf das Regelarbeitsvermögen der jeweiligen Anlage)

[12] vgl. e-control, Betriebsstatistik 2003, www.e-control.at

Szenario	Erzeugungsverluste bei Speicherkraftwerken infolge höherer Restwasserabgaben*)	
	GWh	%
$MJNQ_T$	1.019	10,2
2/3 $MJNQ_T$	637	6,4
½ $MJNQ_T$	448	4,5
1/3$MJNQ_T$	279	2,8

*) Hochgerechnet auf die gesamte Speicherkrafterzeugung aus natürlichem Zufluß

Tabelle KF 4: Zusammenfassung der Restwasserverluste bei Speicherkraftwerken

Eine finanzielle Bewertung dieser Restwassermengenverluste war nicht durchführbar, da die Kraftwerke unterschiedliche Einsatzcharakteristika aufweisen und sich an verschiedenen Märkten orientieren wie Regelenergie-, Ausgleichsenergie-, Spotmärkte bzw. interne Bilanzgruppenausregelung.

2.2.1.5 Schwallproblematik in anonymisierten Einzelbeispielen

Anmerkung: Die anonymisierten Unternehmensnamen und Anlagenbezeichnungen korrespondieren mit jenen der Tabelle KF 3.

2.2.1.5.1 Unternehmen 1

Hochdruckanlage mit Leistungs-Frequenzregelung für deutsche Regelzonen

Durch den im Tagesverlauf sehr stark schwankenden Energiebedarf in den deutschen wie auch in den europäischen Regelzonen ist die Verfügbarkeit von Regelleistung zur Netzstabilisierung unabdingbar. Der Bedarf wird weiters durch den forcierten Ausbau der Windenergie, deren Dargebot infolge der stark variierenden Wetterbedingungen ebenfalls nicht steuerbar und daher nicht bedarfsgerecht anfällt, stetig erhöht.

Im Zuge der internationalen Ausschreibungen für Regelungsenergie (Primär- und Sekundärregelung) wird Leistung und Energie von österreichischen Unternehmen angeboten. Die Lieferverpflichtungen dauern jeweils 6 Monate. Die verkaufte Leistung ist für die verkauften Monate mit 100 %-iger Verfügbarkeit zu garantieren.

Darüber hinaus wird auf Anforderung des Einsatzleiters der Regelzonen – bei täglicher Ausschreibung – „Minutenreserve“ angeboten.

Weiters wird dem Einsatzleiter Energie für den sonstigen Stromhandel angeboten.

Bei Regelenergielieferungen und Pumpstromaufnahmen ist ein freizügiger Betrieb ohne „Fahrplan“ erforderlich. Um dies sicher stellen zu können, ist eine Betriebsweise der Hochdruckanlagen erforderlich, die schwallartige Wasserabgaben an den Rückgabestellen des jeweiligen Flusses bedingt.

Bei einer sicheren Vermeidung von Schwällen durch Wasserabgaben würden sich Leistungseinschränkungen von ca. 500 MW ergeben.

Bei einer Bewertung mit einem Leistungspreis für Primärregelleistung von 70 €/Halbjahr/kW ergeben sich bei Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten des Einsatzes Verluste von ca. 50 Mio. €/Jahr.

Die Alternative einer Vordotierung an den Rückgabestellen zur Erhaltung der freien Verfügbarkeit der Leistung in der Weise, dass die erforderlichen Wasserabgaben unter

Einhaltung des maximal zulässigen Schwall-/Sunkverhältnisses jederzeit möglich wären, ist nicht zielführend, da dies bei extrem hohen Wasserverlusten einen Pflichtbetrieb (= keine freie Verfügbarkeit) in den Kraftwerken zur Sicherstellung der Vordotierung erfordern würde. Die Verluste wären damit noch höher.

Mittellastkraftwerk 1

Dieses stellt derzeit vorwiegend Tages-Mittellastenergie zur Verfügung. Infolge einer Reduzierung des Schwall-/Sunkverhältnisses ergeben sich Leistungs- und Erzeugungsminderungen. In nachstehender Tabelle KF 5 sind diese für die Jahre 1991 - 2000 zusammengestellt.

	$Q_{min.} : Q_{max.}$		
Schwall-/Sunkverhältnis	1 . 3	1 . 5	1 : 10
Erzeugungseinbußen	13 GWh/a	ca. 10 GWh/a	0
Umlagerung Hoch- in Niedertarifzeiten	8 GWh/a	5 GWh/a	0
Tage mit zu wenig Speicherraum in der Unterwasserführung: (An diesen Tagen hätte die Fahrweise geändert und das Oberlieger-becken für den Schwallausgleich teilweise oder zur Gänze im Anspruch genommen werden müssen. Die den Stromabnehmern vertraglich garantierte freie Verfügbarkeit der Oberliegerwerke wäre dadurch nicht mehr gegeben gewesen.)	175 Tage/a	135 Tage/a	0
fehlende Leistung	43 MW	26 MW *)	0

*) an wenigen Tagen bis zu 43 MW

Tabelle KF 5: Leistungs- und Erzeugungsminderung (Durchschnitt der Jahre 1991-2002) bei einem Mittellastkraftwerk

Mittellastkraftwerk 2

Infolge Schwallvergleichmäßigung ergäben sich folgende Erzeugungs-/Leistungseinbußen:

	$Q_{min.} : Q_{max.}$	
Schwall-/Sunkverhältnis	1 . 3	1 . 5
Erzeugungseinbuße	13.9 GWh	8.2 GWh
fehlende Leistung	30 MW	15 MW

Tabelle KF 6: Erzeugungs- und Leistungseinbusse infolge Schwallbegrenzung bei einem Mittellstkraftwerk

Zusätzlich kommt es zu bedeutenden Verlusten durch Verlagerung von Hochtarif- zu Niedertarifenergie.

Technische Möglichkeiten zur Kompensation der Auswirkungen der Schwall/Sunk-Vermeidung gemäß EU-WRRL

- Neubau bzw. Vergrößerung der Unterwasser-Ausgleichsbecken

Auf Grund der topografischen, geografischen und geologischen Gegebenheiten (enge Täler, Siedlungen, etc.) ist nur in Einzelfällen der Bau bzw. die Vergrößerung eines Ausgleichsbeckens mit mehreren Mio. m³ Inhalt – und nur unter enormen Kosten – überhaupt möglich. Eine volle Kompensation der Verluste ist aber im Allgemeinen nicht erzielbar.

- Gasturbinen

Diese können nur im positiven Bereich Regelenergie zu Verfügung stellen. Die Aufgaben des Pumpbetriebes können damit nicht abgedeckt werden. Weiters steht der Betrieb von Gasturbinen den Intentionen zur Klimaverbesserung, d.h. Minderung des CO^2-Ausstoßes, entgegen.

2.2.1.5.2 ÖBB

Die Bahnstromversorgung der Österreichischen Bundesbahnen unterscheidet sich von der öffentlichen Stromversorgung in vielerlei Hinsicht:
Eigenes 110-kV-Übertragungsnetz:

- dadurch keine Beanspruchung des Landesnetzes mit hohen, unsymmetrischen Lasten
- Versorgung mit Einphasenwechselstrom mit einer Nennfrequenz von 16,7 Hertz
- einfacherer Aufbau der Unterwerke
- gleichmäßigere Lastaufteilung über Umformerwerk-Kupplungen
- großer Abstand zwischen Einspeisepunkten

Hohe Last-Stochastik und damit hoher Bedarf an Regelleistung:

- relativ wenig Lasten (rund 1000 Triebfahrzeuge) mit hohem Verbrauch
- keine Vermischung von unterschiedlichen Verbrauchscharakteristiken (wie Haushalt, Gewerbe, Industrie...)
- extreme Schwankungen beim Stromverbrauch (Beschleunigen vs. Bremsen)
- Einspeisung von Strom in die Oberleitung beim Bremsen von Triebfahrzeugen

Die Bahnstromversorgung ist durch extreme Lastschwankungen bis zum Verhältnis *1:14 im Minutenbereich* gekennzeichnet. Im Vergleich dazu weist das öffentliche Netz nur Maximal-Schwankungen im Verhältnis *1:3 je Tag* auf.

Der Verbrauch der ÖBB ist an Wochenenden teilweise so niedrig, dass es bereits bei bloßer Einspeisung der Laufkraftwerke zu Leistungsüberhängen kommen kann. Um nun die Schwallbegrenzungen einhalten zu können, müssten die Speicherkraftwerke jedoch auch an Wochenenden mit einer bestimmten Leistung betrieben werden, um so jeweils an Montagen die auftretenden Lastspitzen decken zu können. Ein Einsatz der Speicherkraftwerke auch an Wochenenden zur Minimierung der Schwallbelastung auf ein Verhältnis Schwall/Sunk < 3:1 würde in weiterer Konsequenz bereits Anfang März zu einer völligen Entleerung der Speicherbecken führen. Der Leistungseinsatz der Speicherkraftwerke in Spitzenlastzeiten unter der Woche ist jedoch aus regeltechnischen und Kapazitätshaltungs-Gründen unabdingbar (zur Abdeckung der Leistungsspitzen.

2.2.1.5.3 Unternehmen 4: Betreiber alpiner Hochdruckanlagen

Die Anlagen des Unternehmens 4 sind von möglichen Schallbeschränkungen maßgeblich betroffen. Einzelne Anlagen sind durch technische Einschränkungen gekennzeichnet, durch welche einzelne Szenarien nicht realisierbar sind. Anderen Anlagen hingegen wurden bereits recht hohe Schwall- und Sunkauflagen erteilt.

Bei der Ermittlung der Mindererlöse wurden Marktpreise herangezogen. Eine Schwalleinschränkung erfordert eine Erhöhung der Basiswassermenge, sodass das geforderte Schwall/Sunk-Verhältnis eingehalten wird.

		$Q_{min} : Q_{max}$		
Kraftwerk	**derzeitiger Schwall**	**1 . 10**	**1 . 5**	**1 . 3**
KW 19,20,21	max. 3,8 : 1			92000 €
KW 22	max. 8,4 : 1		776000 €	1008000 €
KW 26	max. 12,6 : 1		964000 €	1244000 €

Tabelle KF 7: Mindererlöse infolge Schwallbegrenzung (Unternehmen 4)

Kraftwerk 24:

Beim Kraftwerk 24 stellen Schwall-/Sunk-Einschränkungen eine besondere Problematik dar. Das Kraftwerk kann eine Wassermenge von 14,1 m³/s abarbeiten. Im Winterhalbjahr sinken die Abflüsse beim maßgeblichen Pegel ohne Betrieb des Kraftwerks 24 bis auf 0,4 m³/s.

Eine weitere Problematik stellt der Einsatzbereich der installierten Turbine dar. Ein Schwall-/Sunkverhältnis von 3:1, 5:1,10:1 ist unter den derzeitigen Gegebenheiten technisch nicht realisierbar. Eine mögliche Abhilfe kann ein Schwallbecken oder die Nachrüstung mit einer zusätzlichen Turbine bringen, diese Maßnahmen sind jedoch mit sehr kostenintensiven Investitionen verbunden.

2.2.1.5.4 Unternehmen 5: Speicherkraftwerksbetreiber

Besonders das Kraftwerk 31 mit einer Ausbauwassermenge von 8 m³/s und einem $MNQ_{T.}$ von unter 1.5 m³/s in den Wintermonaten ist von Schwallbeschränkungen deutlich betroffen. Es kann davon ausgegangen werden, dass für diese Anlagen dadurch zwar keine zusätzliche Erzeugungsminderung die Folge wäre, allerdings müssten diese Speicherkraftwerke dann vorwiegend im Laufkraftwerksbetrieb gefahren werden und könnten daher nicht mehr zur Abdeckung von Bedarfsspitzen wie bisher dienlich sein.

2.2.1.5.5 Unternehmen 6: Leistungs-Frequenzregelung für Regelzonenführer

Die monetäre Auswertung verschiedener Vorgaben für das Schwallverhältnis erfolgt ausschließlich auf Grundlage der Leistungsreduktionsermittlung der MNQ-Tagesbasiswerte. Die monetären Bewertungen erfolgten ausschließlich auf Basis der relevanten Marktpreise ungeachtet eventuell zwischen dem Unternehmen 6 und den Übertragungsnetzbetreibern vereinbarter Abtausch- bzw. Vergütungsrelationen.

2.2.1.5.5.1 Kraftwerk 34

Für die monetäre Bewertung ist davon auszugehen, dass das Kraftwerk 34 derzeit zu 100 % am Regelenergiemarkt eingesetzt wird. Als untere Variante mit vorsichtigen Erlösen wurde hier angenommen, dass lediglich 80 % der Engpassleistung mit einer Benutzungsdauer von 1800 h/a als Sekundärregelleistung Verwendung finden und die restliche Leistung bzw. Energie am Markt für Stundenprodukte angeboten wird. Die 1800 h/a Benutzungsdauer lassen sich aus dem vom Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Wert für die vergebene positive Sekundärregelleistung bezogen auf die tatsächlich abgerufene positive Sekundärregelenergie ableiten. Aufgrund der Stochastik beim Anfall von Regelleistung einerseits und infolge der preisabhängigen Reihung in der Merit Order-Liste beim Übertragungsnetzbetreiber andererseits ergeben sich davon abweichende tatsächliche Werte (zwischen theoretisch 0 und 8760 h/a).[13]

	Erlösminderung pro Jahr [Mio.. €]
Sunk/Schwallverhältnis 1:3	47,2
Sunk/Schwallverhältnis 1:5	34,6
Sunk/Schwallverhältnis 1:10	8,0

Tabelle KF 8: Erlösminderung beim Kraftwerk 34 aufgrund von Schwallrestriktionen

[13] Quelle: Unternehmen 6

2.2.1.5.5.2 Kraftwerk 35

Die monetäre Bewertung betreffend kann davon ausgegangen werden, dass das Kraftwerk 35 derzeit zu 100 % am Regelenergiemarkt eingesetzt wird.

	Erlösminderung pro Jahr [Mio.. €]
Sunk/Schwallverhältnis 1:3	13
Sunk/Schwallverhältnis 1:5	0
Sunk/Schwallverhältnis 1:10	0

Tabelle KF 9: Erlösminderung beim Kraftwerk 35 aufgrund Schwallrestriktionen

2.2.1.5.5.3 Kraftwerk 33

Das Kraftwerk 33 ist von seiner technischen Konzeption her grundsätzlich für die Sekundärregelung geeignet und wird unter Anwendung des Portfolio-Ansatzes auch temporär dafür verwendet. Wegen der vorgegebenen Vergabezeiträume für Sekundärregelenergie von einem halben Jahr in Deutsachland wurde allerdings keine diesbezügliche Verwendung berücksichtigt, sondern lediglich angesetzt, dass das Kraftwerk nur teilweise (nur Winterperiode und auch dann nur mit einem maximalen Leistungsanteil von 50 %) unter Nutzung des Schwellspeichers mit 250.000 m^3 für den Minutenmarkt verwendet wird. Dies stellt eine vorsichtige Erlösbewertung dar, weil bei einer Portfoliobetrachtung zumindest teilweise die deutlich höheren Preise des Sekundärregelmarktes ansetzbar wären.TP[14]PT

	Erlösminderung pro Jahr [Mio.. €]
Sunk/Schwallverhältnis 1:3	1,4
Sunk/Schwallverhältnis 1:5	0,4
Sunk/Schwallverhältnis 1:10	0,1

Tabelle KF 10: Erlösminderung beim Kraftwerk 33 aufgrund Schwallrestriktionen

2.2.1.5.5.4 Schwell-Kraftwerk 32

Das Kraftwerk 32 ist von seiner technischen Konzeption her grundsätzlich für die Sekundärregelung geeignet und wird unter Anwendung des Portfolio-Ansatzes auch temporär dafür verwendet.

	Erlösminderung pro Jahr [Mio.. €]
Sunk/Schwallverhältnis 1:3	5,8
Sunk/Schwallverhältnis 1:5	1,8
Sunk/Schwallverhältnis 1:10	0,2

Tabelle KF 11: Erlösminderung beim Kraftwerk 32 aufgrund Schwallrestriktionen

2.2.1.5.6 Unternehmen 7: Betreiber einer Speicherkraftwerkskette

Das Kraftwerk 36 ist nicht von Schwall-/Sunkeinschränkungen betroffen, da es als Unterwasser einen Speicher der nachfolgenden Kraftwerksstufe nutzt. Allerdings ist das Kraftwerk 36 in den Sommermonaten durch eine Absenkbeschränkung aus touristischen Gründen betroffen.

Eine besondere Schwallproblematik ergibt sich für unterste Stufe der Kraftwerkskette. Hier ist jedoch aufgrund der bestehenden Pflichtwassermenge von 3 m³/s nach dem Kraftwerk die

[14] Quelle: Unternehmen 6

Schwallproblematik auf die Szenarien 3:1 und 5:1 beschränkt. Durch die Mindestwassermenge von etwa 3 m³/s der Turbine in dieser Stufe ist das Szenario 5:1 nur kurze Zeit im Jahr nicht realisierbar. Auf eine genaue Untersuchung wird hier verzichtet, da es sich bei diesem Kraftwerk um ein Kleinwasserkraftwerk handelt.

2.2.1.5.7 Unternehmen 8: Betreiber einer alpinen Hochdruckanlage

Dieses Unternehmen ist bei seiner größten Anlage maßgeblich durch mögliche Schwallvorschreibungen betroffen. Bei einer Ausbauwassermenge von maximal 23 m³/s kann dies vor allem in Niederwassersituationen im Vorfluter zu einem erheblichen Schwall führen.

	Jän	Feb	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept	Okt.	Nov	Dez
MNQ_T	6,42	6,29	6,12	7,04	12,5	23,1	18,8	14,4	11,7	10,3	8,63	7,11

Tabelle KF 12: Pegel des Vorfluters Kraftwerk 37[15]

Tabelle KF 12 zeigt die MNQ_T-Werte auf Monatsbasis des maßgeblichen Pegels. Man erkennt, dass diese in einigen Wintermonaten um die 6 - 8 m³/s liegen. Mit der gesamten Wassermenge von 29 m³/s und einem Schwallszenario von 10:1 ist ein uneingeschränkter Betrieb der Unterstufe der Kraftwerkgruppe bis zu einer Wasserführung im Vorfluter von 3,2 m³/s möglich, darunter nur noch eingeschränkt. Die Situation verschärft sich bei strengeren Schwallszenarien. Bei einem Schwall von 5:1 ist ein uneingeschränkter Betrieb bis zu einem Abfluss im Vorfluter von 7,25 m³/s möglich. Ein Schwall von 3:1 bedeutet einen notwendigen Abfluss von 14,5 m³/s, um keine Einschränkungen zu erfahren.

Um Schwallsituationen zu vermeiden, muss in den Vorfluter in Niedriglastzeiten Wasser vordotiert werden, damit in der Unterstufe der Kraftwerksgruppe ein voller Einsatz in Hochlastzeiten möglich ist.

Aufgrund der Komplexität der Kraftwerksgruppe ist eine einfache elektrizitätswirtschaftliche Bewertung nicht möglich. Eine Vordotierung muss wahrscheinlich auf "Verdacht" erfolgen, da der Einsatz der Kraftwerksgruppe unter Umständen plötzlich auf Bedarf erfolgt.

Eine Vordotierung in Niederlastzeiten führt zu finanziellen Einbußen. Ohne Vordotierung ergibt sich für die Kraftwerksgruppe ein deutlich eingeschränkter Einsatz. Die Einschränkung des Einsatzes der Kraftwerksgruppe stellt für das Unternehmen 8 einen bedeutsamen energiewirtschaftlichen Verlust dar, da es dem Unternehmen mit den Speicherkraftwerken möglich ist, Regelenergie für den Ausgleich der Schwankungen des Bedarfes der Kunden bereit zu stellen.[16]

[15] Quelle: Hydrografisches Jahrbuch 2001, Mittel aus 1976 bis 2001

[16] Quelle: Unternehmen 8

2.2.1.5.8 Unternehmen 9

Die Auswirkungen der Schwallproblematik auf die Speicherkraftwerke des Unternehmens 9 sind zum Teil sehr unterschiedlich:

Schwall-Szenario	Verluste im Regeljahr Mio. € p.a.	Verbleibende Vollaststungen im Vergleich zu einem Betrieb ohne Schwallbeschränkung %
1 : 10	0,9	84
1 : 5	1,6	75
1 : 3	2,4	65

Tabelle 1: Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengen auf KW 41

Schwall-Szenario	Verluste im Regeljahr Mio. € p.a.	Verbleibende Vollaststungen im Vergleich zu einem Betrieb ohne Schwallbeschränkung %
1 : 10	1,3	86
1 : 5	2,3	57
1 : 3	4,5	15

Tabelle 2: Ergebnisse der Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengen auf die Pumpspeicherkraftwerksgruppe Kraftwerk 42

Schwall-Szenario	Verluste im Regeljahr Mio. € p.a.	Verbleibende Vollaststungen im Vergleich zu einem Betrieb ohne Schwallbeschränkung %
1 : 10	0,19	27
1 : 5	0,25	0
1 : 3	0,37	0

Tabelle 3: Auswirkungen von Schwallbegrenzung und Restwassermengen auf Speicherkraftwerksgruppe Kraftwerk 43

Je nach Kraftwerkstyp – Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk – fallen auch die Volllaststundenverluste sehr unterschiedlich aus. Kraftwerk 43 als Speicherkraftwerk ohne Pumpeinrichtung weist demnach auch die höchsten Verluste auf.

2.2.2 Laufkraftwerke

Das technisch-wirtschaftliche Laufkraftpotenzial Österreichs ist zu einem großen Teil ausgebaut; die wesentlichen Kraftwerke liegen vor allem an den großen Flüssen Donau, Drau, Enns, Inn, Mur, Salzach, Steyr und Traun. Von Maßnahmen der WRRL sind vor allem die

Ausleitungskraftwerke betroffen aber auch jene Kraftwerke, bei denen noch keine Fischaufstiegshilfen installiert wurden.

Die energiewirtschaftlichen Auswirkungen teilen sich hier in drei Bereiche auf:

- Verluste durch Restwasservorschreibung bei Ausleitungskraftwerken,
- Investitionen in die Herstellung der Durchgängigkeit und
- Verluste aufgrund der Fischwasser-Dotierungsmengen (nur bei Anlagen ohne Ausleitungsstrecken)

Da die Restwasservorschreibung bei Ausleitungskraftwerken eine besondere Rolle spielt und jedes Ausleitungskraftwerk andere Gegebenheiten wie Hydrographie und bauliche Voraussetzungen aufweist, ist es notwendig, die betreffenden Kraftwerke einzeln zu untersuchen. Die Verluste aufgrund der Restwasservorschreibungen und Dotierwassermengen für Fischaufstiegshilfen werden mit dem nachstehenden Modell abgeschätzt. Die Investitionskosten für die Herstellung der Durchgängigkeit sind im Punkt 2.2.3 enthalten.

2.2.2.1 Datenbasis

Als Grundlage für die folgende Abschätzung dienen die Erhebungen der Kraftwerksbetreiber, verfügbare Daten am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation sowie Daten des hydrographischen Jahrbuches und des hydrographischen Atlas.

Erfasst wurden in der Summe 18 Ausleitungskraftwerke mit einem RAV von insgesamt 2.660 GWh. Das entspricht einem Erfassungsgrad von etwa 90 %. Das Gesamt-RAV aller Ausleitungs-Flusskraftwerke beträgt rund 3.000 GWh; das gesamtösterreichische RAV der Flusskraftwerke über 10 MW beträgt ca. 26.000 GWh).

2.2.2.2 Methodik

Die Verluste der einzelnen Kraftwerke werden auf Basis der Abflüsse, der Ausbautage, der technischen Beschränkungen der Kraftwerke und der bestehenden Restwasservorschreibungen berechnet.

Ausleitungskraftwerke können das Wasser mehrerer Gewässer fassen und zur Elektrizitätserzeugung ausleiten. In solchen Fällen wurde jede Fassung einzeln berücksichtigt und die energiewirtschaftlichen Einbußen berechnet. Bei einigen der betrachteten Kraftwerke waren keine Angaben zu den monatlichen Ausbautagen vorhanden. Um eine geeignete Schätzung der Ausbautage zu erhalten, wurde eine Kubische Spline-Interpolation des Regeljahresabflusses durchgeführt. Überprüfungen zeigten, dass die mit dieser Methode erreichbare Genauigkeit der Abschätzung der Ausbautage im Mittel bei 95 % liegt. Abbildung KF 15 zeigt einen mit Spline-Funktionen interpolierten Verlauf des Regeljahresabflusses eines Kraftwerkes. Der Regeljahresabfluss dieses Beispiels wurde dem Hydrographischen Jahrbuch entnommen und mit der Einzugsgebietsgröße korrigiert.

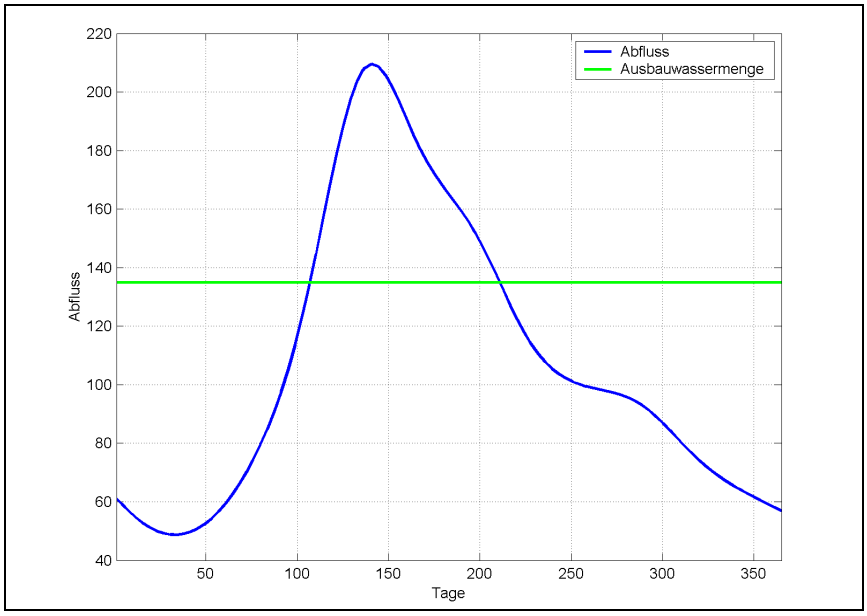

Abbildung KF 15: Spline-Interpolation Regeljahresabfluss: Abschätzung der Ausbautage

Kraftwerke mit Angabe der monatlichen Ausbautage wurden diesem Prozedere nicht unterzogen, sondern es gingen die Angaben direkt in die Berechnung ein. Jedoch wurden auch diese Kraftwerke zur Genauigkeitskontrolle dieser Methode unterzogen.

2.2.2.3 Ergebnisse

2.2.2.3.1 Erzeugungsverluste

Die Einzelergebnisse zeigten sehr unterschiedliche Restwasserverluste bei den verschiedenen Kraftwerken. Diese Unterschiede erklären sich durch das unterschiedliche Alter der Anlagen. Ältere Anlagen haben in der Regel wesentlich geringeren Restwasservorschreibungen als jüngere Kraftwerke. Abbildung KF 16 zeigt die Summe der jährlichen Erzeugungsverluste aller betrachteten Ausleitungs-Laufkraftwerke. Wie man erkennen kann, steigen die Erzeugungsverluste mit zunehmendem Restwasser. Die Zunahme ist nicht direkt proportional zur Restwassermenge, da bei einigen der betrachteten Kraftwerke Restwasser- bzw. Wehrturbinen installiert sind. Diese Turbinen können in manchen Szenarien noch Restwassermengen bei einem geringeren Arbeitswert des Wassers zur Energieumwandlung nutzen. Bei einem Szenario mit größerem Restwasser können immer weniger Restwasserturbinen diese Wassermenge vollständig nutzen, da der Ausbaugrad überschritten wird. Dieser Umstand schlägt sich in der Jahres-Gesamtbetrachtung nicht so stark nieder, sehr viel besser ist das bei einzelnen Kraftwerken zu bemerken. Der Zusammenhang ist in Abbildung KF 16 grafisch dargestellt.

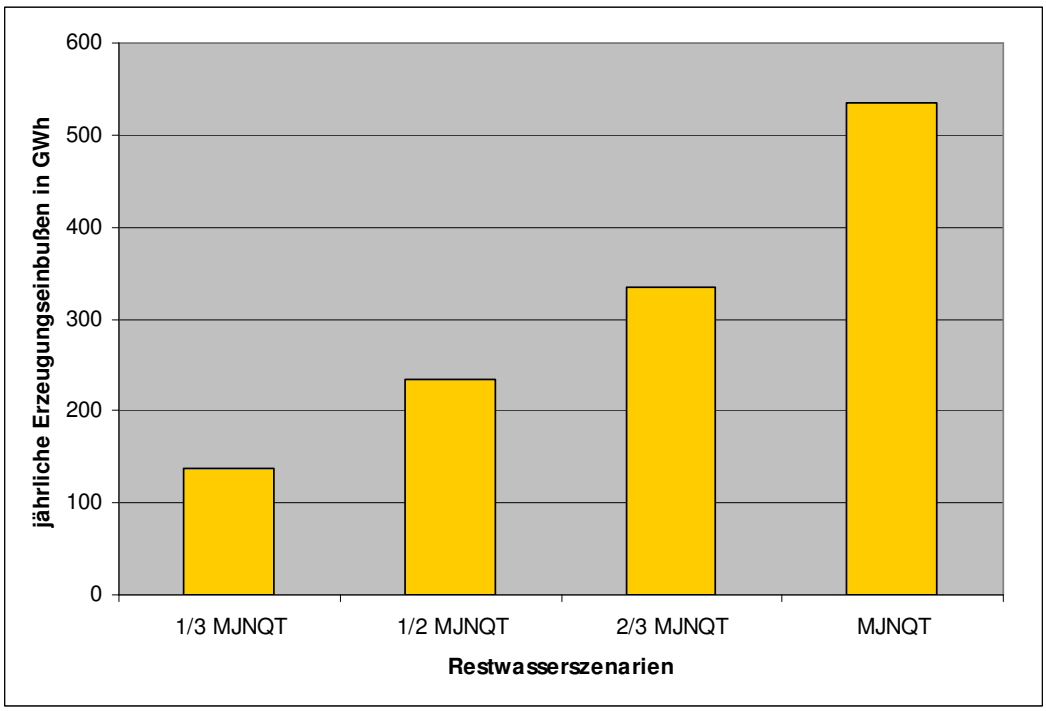

Abbildung KF 16: Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW: Erzeugungseinbußen je Restwasserszenario

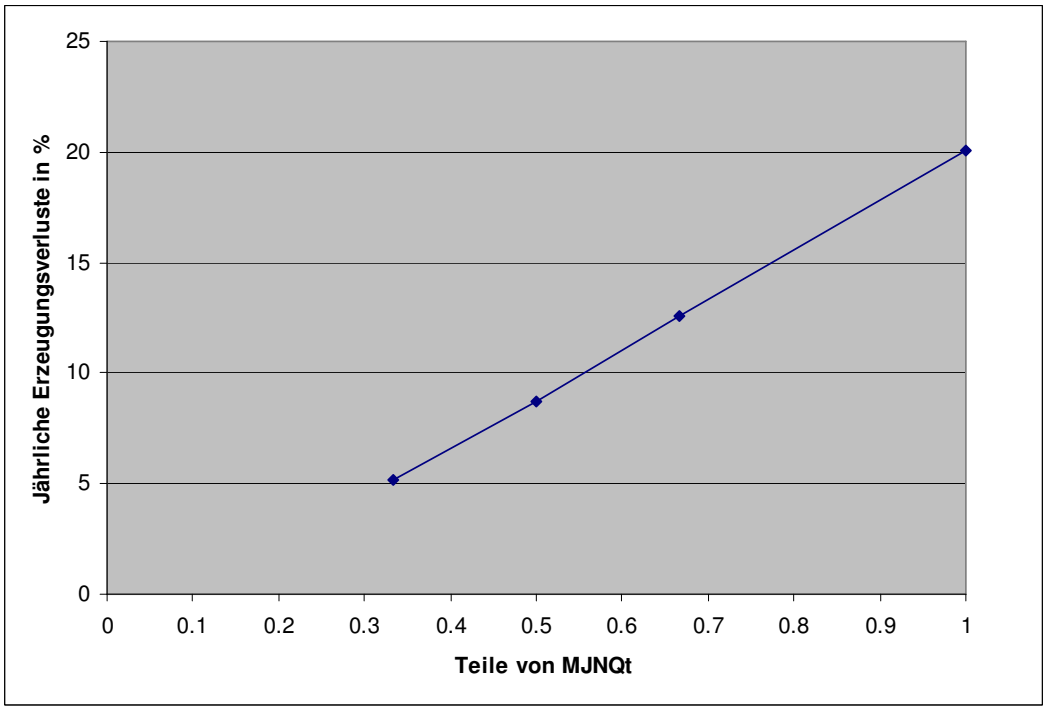

Abbildung KF 17: Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW - Zusammenhang zwischen prozentuellen Erzeugungsverlusten und Restwassermenge

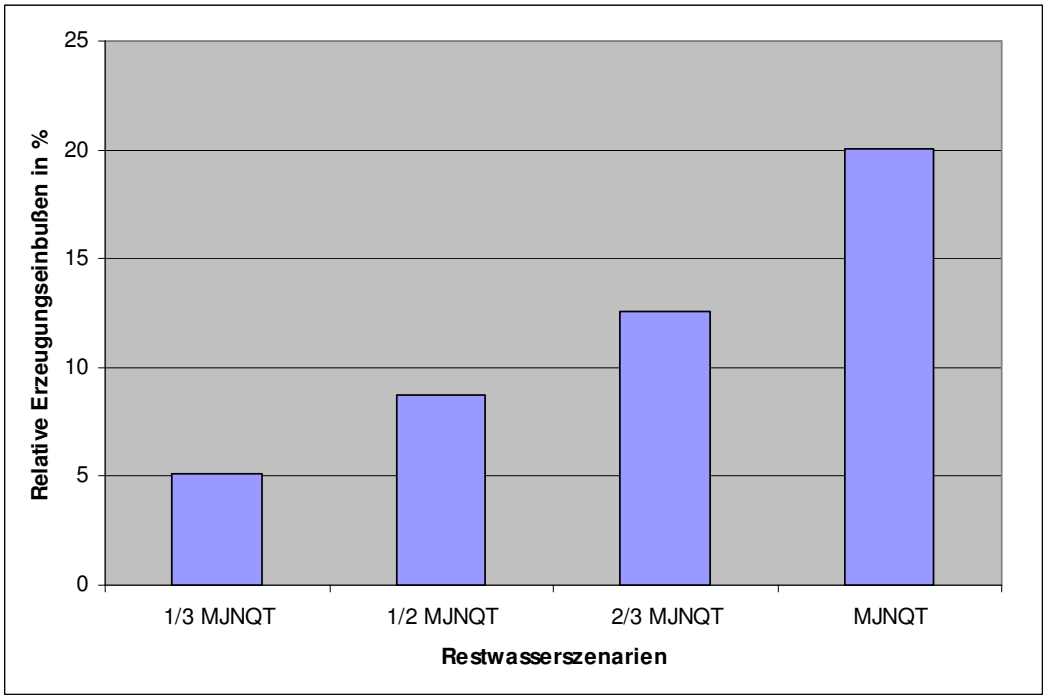

Abbildung KF 18: Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW - Relative Erzeugungseinbußen je Restwasserszenario (RAV 3.000 GWh)

Szenario	Erzeugungsverluste bei Flußkraftwerken über 10 MW infolge höherer Restwasserabgaben		
	GWh	%*)	In Mio. €
$MJNQ_T$	601	20,0	16,1
2/3 $MJNQ_T$	377	12,6	10,1
1/2 $MJNQ_T$	262	8,7	7,0
1/3 $MJNQ_T$	154	5,1	4,2

*) Hochgerechnet auf ein Regelarbeitsvermögen der Ausleitungskraftwerke >10 MW von 3 TWh

Abbildung KF 19: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - absolute und relative jährliche Erzeugungseinbußen je Restwasserszenario (RAV 3.000 GWh)

Eine geringere Erzeugung führt zu geringeren Einnahmen beim jeweiligen Kraftwerksbetreiber. Die Bewertung der Erzeugungseinbußen wurde mit EEX-Baseload-Preisen[17] des Jahres 2004 durchgeführt. Die Preise für die Monate November und Dezember wurden durch Forward-Preise und den Preisen des Jahres 2003 abgeschätzt. Abbildung KF 20 stellt diesen Sachverhalt grafisch dar.

[17] vgl. EEX, European Energy Exchange, http://www.eex.de.

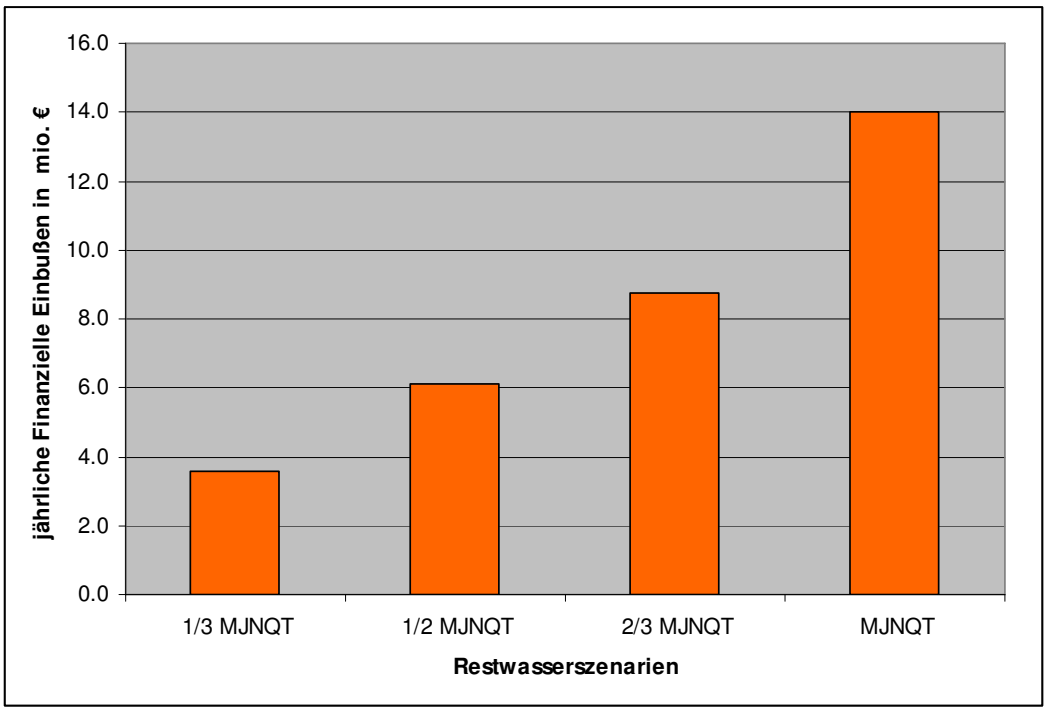

Abbildung KF 20: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Finanzielle Bewertung der Restwasserverluste (2665 GWh RAV) je Restwasserszenario

2.2.2.3.2 Leistungsverluste

Eine höhere Restwasserdotierung verursacht auch Leistungsverluste. Das eigentümliche an Restwasserdotierungen ist, dass damit Leistung "von unten" verloren geht. Wesentlich bei Restwasserdotierungen ist, dass damit Grundlast verloren geht. Besser erkennt man das bei der Leistungsdauerlinie, wie in Abbildung KF 1 dargestellt. Man sieht, dass eine Restwasserabgabe dann verfügbare und gesicherte Leistung schmälert, wenn eine zu geringe Wassermenge zur Verfügung steht. Das bedeutet, dass die relative Schwankung der verbleibenden Leistungserzeugung erheblich größer wird. Dies schlägt sich unmittelbar im Erzeugungsportfolio von Kraftwerksbetreibern mit Ausleitungskraftwerken nieder, da eine höhere Volatilität der Leistungserzeugung auch ein höheres Risiko bei der gesamten Aufbringung verursacht.

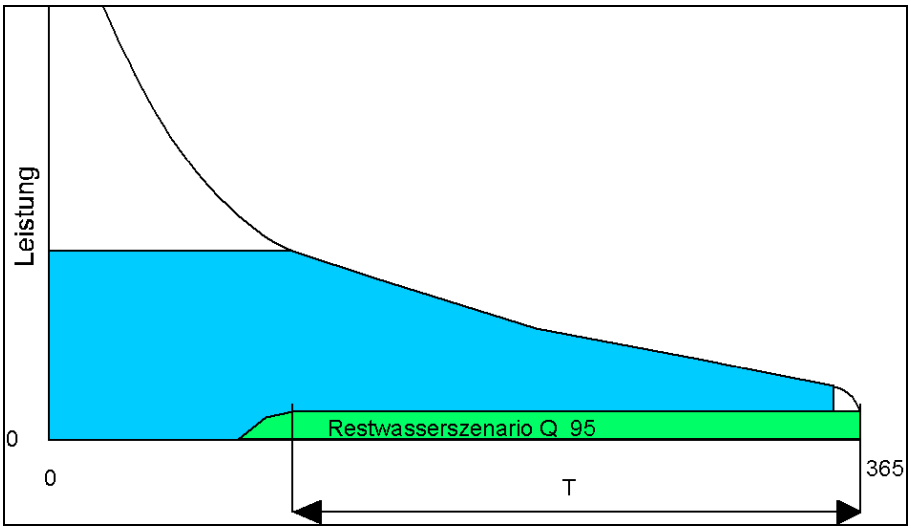

Abbildung KF 21: Verringerung der verfügbaren Leistung während der Zeitdauer T

Der Verlust an "gesicherter Leistung" nimmt mit steigenden Restwasseranforderungen zu, wie dies in Abbildung KF 22 dargestellt wird. In absoluten Zahlen schwanken die Leistungseinbußen von 17 MW bei 1/3 $MJNQ_T$-Restwasserabgabe bis zu 62 MW bei $MJNQ_T$ als Restwasserszenario. Die Verluste schwanken relativ zwischen 6 und etwa 20 % der gesamten Leistung der Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW (bezogen auf gesamtes RAV von 3.000 GWh).

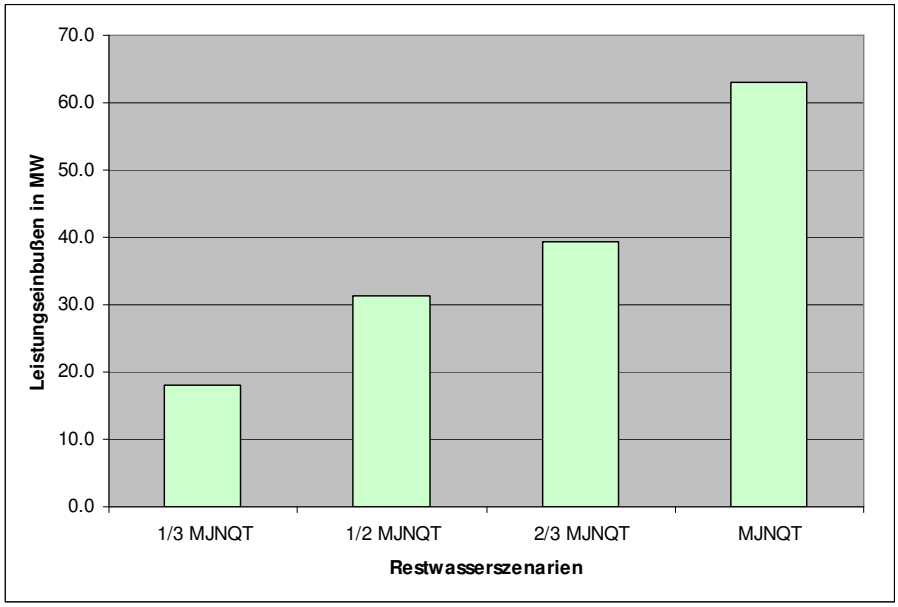

Abbildung KF 22: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Mittlere jährliche Leistungseinbußen der erfassten Ausleitungslaufkraftwerken abhängig vom Restwasserszenario

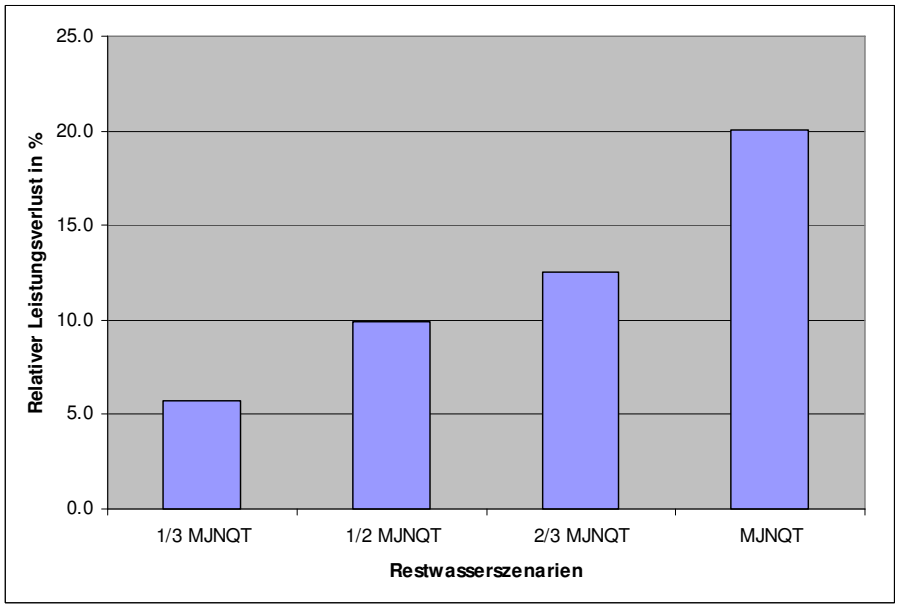

Abbildung KF 23: Relative mittlere jährliche Leistungseinbußen der erfassten Ausleitungs-Laufkraftwerke über 10 MW abhängig vom Restwasserszenario

2.2.2.3.3 Saisonalität der Leistungseinbußen

Besonders bedeutsam ist der Umstand, dass die Leistungseinbußen vor allem in Niederwasserperioden auftreten. Das bedeutet, dass die Leistung besonders in Zeiten hohen elektrischen Energiebedarfs, also in den Wintermonaten, vermehrt fehlt: vgl.Abbildung KF 24.

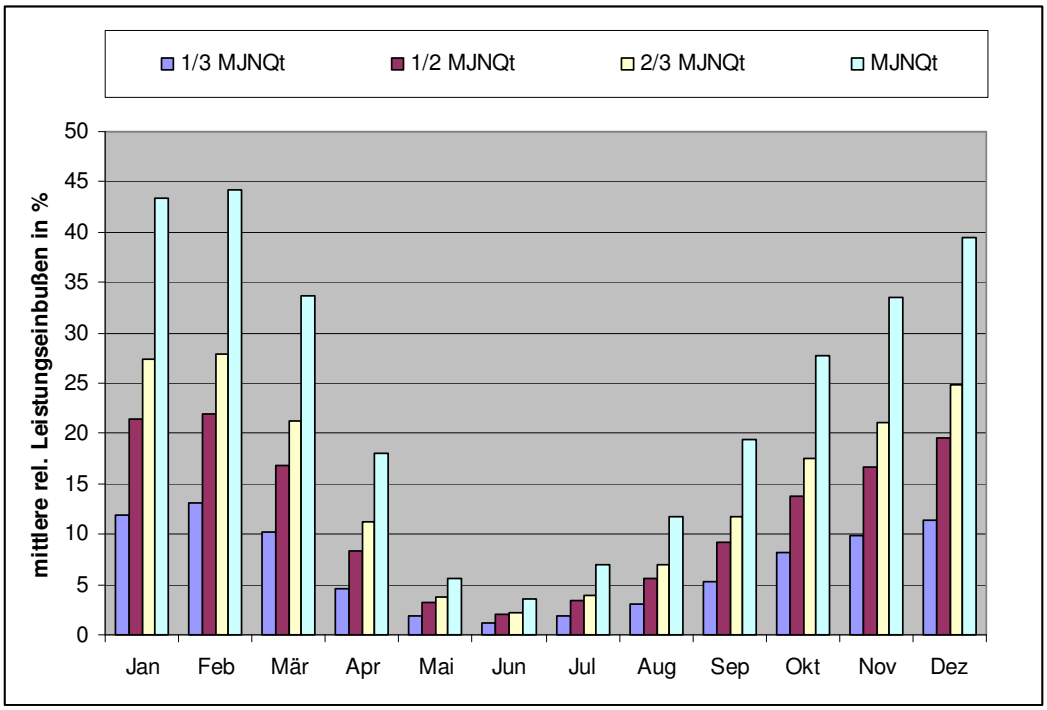

Abbildung KF 24: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Relative mittlere monatliche Leistungseinbußen je Restwasserszenario

Besonders deutlich stellt dies die Aufgliederung der mittleren Leistungsverluste in Sommer- und Winterhalbjahr in Abbildung KF 25 dar; das Verhältnis der relativen Leistungsverluste im Schnitt der Restwasserszenarien beträgt etwa eins zu vier.

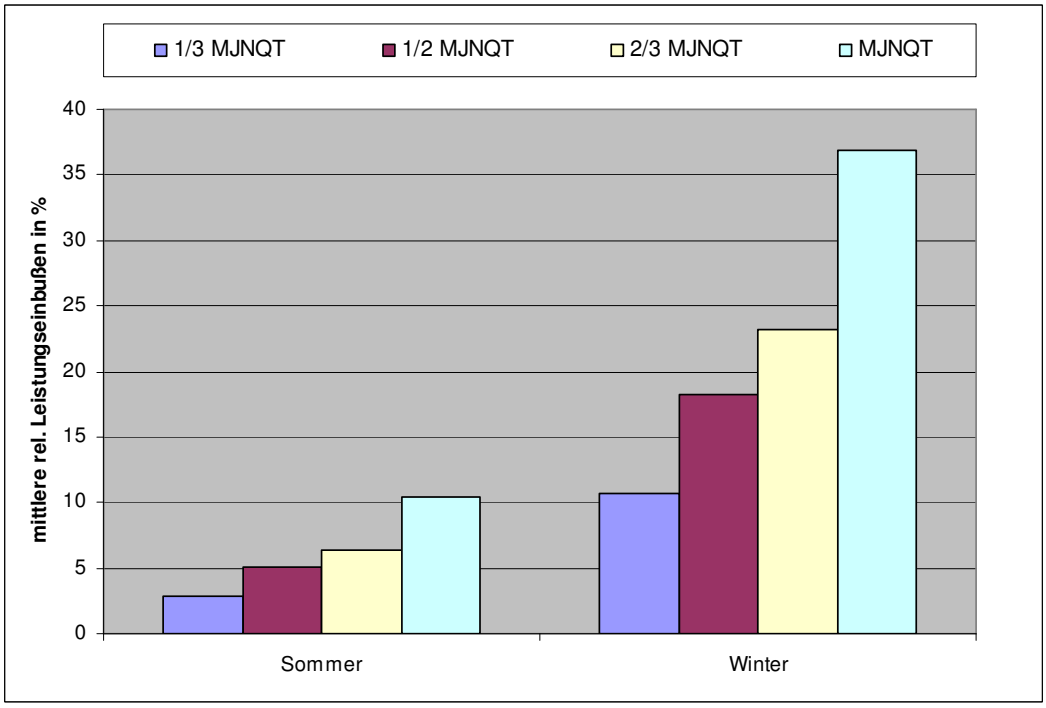

Abbildung KF 25: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - Relative mittlere Leistungseinbußen im Sommer- und Winterhalbjahr je Restwasserszenario

2.2.3 Durchgängigkeit

2.2.3.1 Allgemeines

Die EU-Wasserrahmenrichtlinie schreibt den Schutz bzw. die Herstellung des „guten ökologischen Zustandes“ bzw. des „guten ökologischen Potenziales“ aller europäischen Gewässer vor. Der gute ökologische Zustand ist durch eine lebens- und funktionsfähige aquatische Flora und Fauna charakterisiert, welche dem entsprechenden Gewässertyp entspricht. Die Umsetzung der Richtlinie erfordert auch das Wiederherstellen der Durchgängigkeit von unpassierbaren Querbauwerken in Fließgewässern, sofern diese für die Sicherstellung der Lebensfunktionen und der natürlichen Fortpflanzung der typspezifischen Fischpopulationen und anderer aquatischer Organismen notwendig ist. Diese für Österreich vor allem aufgrund seiner alpinen Lage besonders bedeutsame Auflage impliziert nicht nur die Errichtung von Fischaufstiegshilfen, beispielsweise auch bei Kraftwerksanlagen, sondern vor allem auch die fisch- bzw. organismenpassierbare Anbindung der Seitenzubringer, um damit auch Laichwanderungen in die Seitenzubringer zu ermöglichen.

2.2.3.2 Investitionskosten für Fischaufstiegshilfen

Um die Kosten für die Herstellung der Durchgängigkeit bei den Kraftwerksanlagen über 10 MW abschätzen zu können, wurden mehrere, vom Redaktionsteam vorgegebene Szenarien zur Herstellung der Durchgängigkeit gerechnet.

Die Szenarien unterscheiden die zu errichtenden Fischaufstiegshilfen je nach Höhe der Kontinuumsunterbrechung. In der vorliegenden Studie sollten entsprechend den Vorgaben durch das Redaktionsteam nur die Kosten für die Herstellung der Durchgängigkeit Kontinuumsunterbrechung mit einer maximalen Höhe von 12 m (bezogen auf die Mittelwasserführung) berechnet werden. Die Untersuchung zeigte, dass gerade in diesem Höhenbereich der Kontinuumsunterbrechung (um die 12 m) die Investitionskosten je nach Szenario stark variieren. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass sich bei einigen großen Laufkraftwerksketten, mit hohen Investitionskosten zur Herstellung der Durchgängigkeit, die Höhe der Kontinuumsunterbrechung gerade in diesem Bereich befindet. Aus diesem Grund wurde auch ein Szenario mit Kontinuumsunterbrechung von über 12 m und mit der Einbeziehung der ökologischen Sinnhaftigkeit (d.h. Ausschluss von Kontinuumsunterbrechungen bei Hochgebirgsspeicher usw.) berücksichtigt.

Eine weitere Dimension der Szenariorechnungen ist die geodätische Höhe bis zu welcher Fischaufstiege zu vorzusehen sind. Das Szenario der Seehöhenstaffelung wurde als vereinfachte Berücksichtigung der gewässertypspezifischen Notwendigkeit herangezogen. Es wurden die Kosten für Fischaufstiege von Anlagen bis in eine Höhe von 500 m ü.A., 800 m ü.A. und 1.200 m ü.A. berechnet. Mit diesen Szenarien sind somit auch FAH bei Fassungen einiger Speicher berücksichtigt. Ein weiterer erheblicher Unterschied in den Kosten zur Herstellung der Durchgängigkeit stellt die Berücksichtigung der Kosten für die Anbindung der Nebengewässer dar.

Abbildung KF 26 veranschaulicht die nach geodätischer Höhe kumulierten Kosten für FAH mit Fallhöhen unter 12 Metern jeweils mit und ohne Anbindung der Nebengewässer.

Die folgende Abbildung KF 26 zieht jeweils nur FAH in Betracht, deren Errichtung von den Kraftwerksbetreibern auch als *ökologisch sinnvoll* eingestuft wurde und durch Kontinuums-unterbrechungen mit Höhendifferenzen von weniger als 12 Meter gekennzeichnet ist.

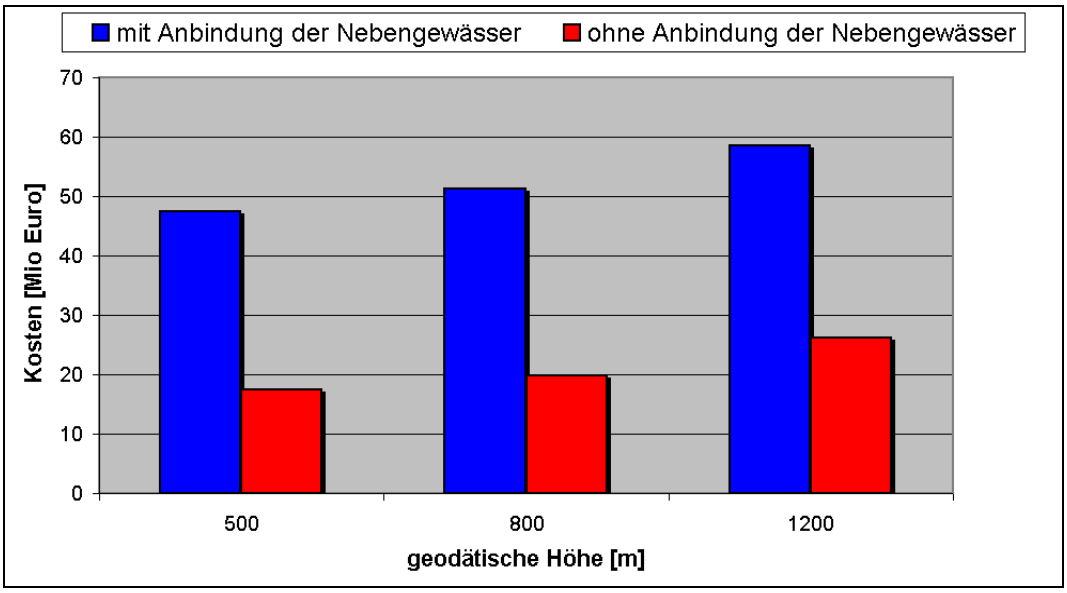

Abbildung KF 26: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für FAH mit Fallhöhen unter 12 m mit / ohne Anbindung der Nebengewässer

Vor allem die Kraftwerke an der Donau und der Enns bilden aber aufgrund der von den Betreibern attestierten ökologischen Sinnhaftigkeit der FAH-Investitionen trotz Fallhöhen mit teilweise weit über 12 Metern einen gewichtigen Anteil, der – laut Betreibern – nicht außer acht gelassen werden darf (vgl. Abbildung KF 1).

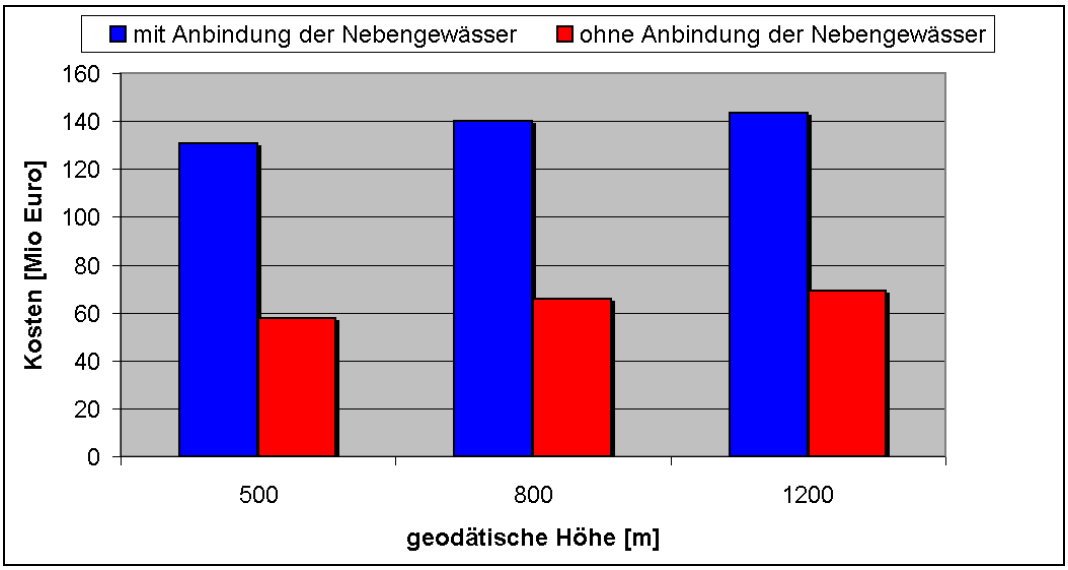

Abbildung KF 27: Ausleitungskraftwerke über 10 MW - nach geodätischer Höhe kumulierte Kosten für Fischaufstiegshilfen mit / ohne Anbindung der Nebengewässer unter Berücksichtigung ökologisch sinnvoller Kontinuumsherstellung

2.2.3.3 Erzeugungsverluste auf Grund Fischaufstiegshilfen

Bei der Abschätzung der Erzeugungsverluste aufgrund von Dotierungswasser in die Fischaufstiegshilfen sind die Ausleitungslaufkraftwerke nicht mehr enthalten, da das Dotierwasser bei diesen Kraftwerkstypen in der Restwassermenge enthalten ist. Ebenso sind hier keine Dotierverluste enthalten, die bei einigen Bachfassungen von Speicherkraftwerken entstehen würden, da diese Verluste bereits in den Restwasserverlusten der Speicherkraftwerke enthalten sind. Die Abschätzung der notwendigen Dotierwassermenge

erfolgte auf Basis konkreter Beispiele und wurde für die verschiedenen Kraftwerke auf Basis des MQ bestimmt.

Exkurs: Beispiel Donau

Die Donau stellt aufgrund ihrer großen Wasserfracht einen Sonderfall dar und wird aus diesem Grund auch näher erläutert. Angenommen wurde diesbezüglich ein Szenario mit 1,5 m^3/s Dotation für das Sommerhalbjahr und 1,8 m^3/s für das Winterhalbjahr[18]. Abbildung KF 28 stellt die relativen Erzeugungsverluste in Abhängigkeit von der Fischwasser-Dotation über das Jahr dar. Während der Wintermonate wirkt sich die Dotierungsmenge stärker auf das Arbeitsvermögen aus als während der Sommermonate, was aufgrund des geringeren Wasserdargebots im Winter einsichtig ist. Diese relativen Erzeugungsverluste sind im Vergleich zur Restwassermengen-Bestimmung bei Ausleitungskraftwerken vergleichsweise geringer.

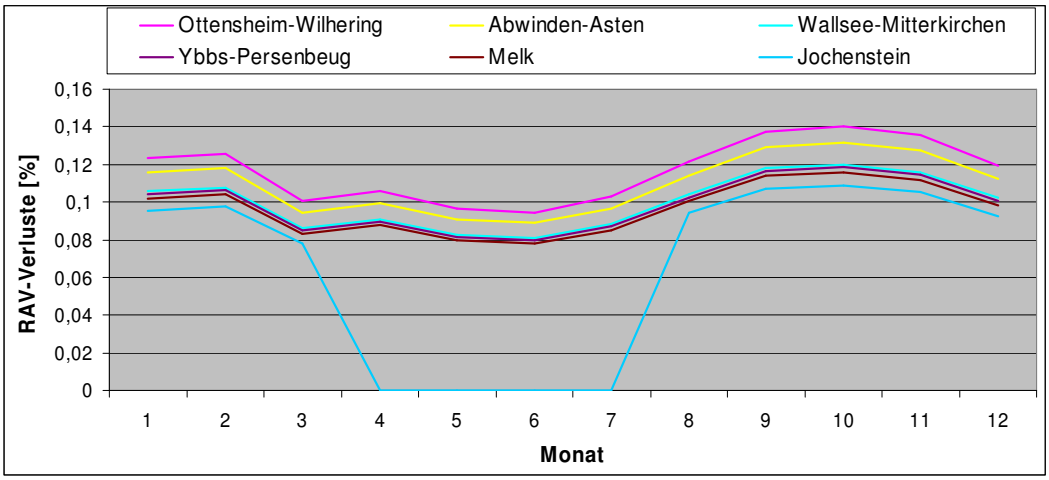

Abbildung KF 28: relative Erzeugungsverluste der Donaukraftwerke wegen Fischwasserdotierung (bez. auf RAV der jeweiligen Anlage), 1.500 l/s Winter-, 1.800 l/s Sommer-Halbjahr

Tabelle KF 13 stellt die Verluste bedingt durch Fischwasser-Dotation für alle Kraftwerke je einzelnem Fluss dar.

Fluss	Verluste bei Kontinuumsunterbrechung		
	bis 12 m	über 12 m	
Donau	167933	315391	€/a
Salzach	15917	15917	€/a
Inn	18765	39241	€/a
Drau	23743	139375	€/a
Traun	7950	56295	€/a
Enns	7910	114078	€/a
Mur	38390	38390	€/a
Gesamt	**280608**	**718687**	**€/a**

Tabelle KF 13: Finanzielle Einbußen in €/a auf Grund FAH-Dotation je Fluss

Würde man nun alle Kraftwerke – also auch jene mit Kontinuumsunterbrechungen von über 12 Metern Höhendifferenz – berücksichtigen, so ergäben sich jährliche Gesamt-Kosten von mehr als 720.000 €. Die Untersuchung bezieht sich jedoch auftragsgemäß ausschließlich auf

[18] Vorschlag Dr. Pirker (Verbund AHP)

Laufkraftwerke mit Kontinuumsunterbrechungen bis zu 12 Metern Höhendifferenz und einer geodätischen Höhenlage bis zu 1200 Metern. Die Verluste aufgrund von Wasserdotation in die Fischaufstiegshilfen stellen bei den großen Kraftwerken (über10 MW) einen relativ geringeren Anteil dar. In absoluten Zahlen sind die Verluste durchaus beträchtlich. Im Gegensatz dazu wirkt sich die Dotation in Fischaufstiegshilfen bei den Kleinwasserkraftwerken wesentlich stärker aus.

3. Möglichkeiten zur Minimierung der Auswirkungen auf die Wasserkraft bei gleichzeitiger Einhaltung der Vorgaben der WRRL

In der vorliegenden Studie wurden mit Szenarien die möglichen Auswirkungen der WRRL auf die Wasserkraft, die mit der WRG-Novelle 2003 in nationales Recht umgesetzt wurde, abgeschätzt. Diese Studie berücksichtigt nicht, welche Verminderungen der Auswirkungen auf die Wasserkraft sich aus der Anwendung der Kategorie der „erheblich veränderten Gewässer“ oder der Anwendung von Ausnahmeregelungen ergeben würden. Ebenso wurde bei der Berechnung der Auswirkungen der WRRL nicht auf die Thematik auslaufender Wasserrechte und Neuverleihung eingegangen. Im Fall einer neuerlichen wasserrechtlichen Bewilligung (in Folge von größeren Umbauarbeiten oder aufgrund einer auslaufender Bewilligung) hätte nämlich bereits die WRG-Novelle 1990 im Zuge der Neubewilligung bzw. Wiederverleihung zur Gewährleistung der ökologischen Funktionsfähigkeit der Gewässer die Vorschreibung einer ökologisch ausreichenden Restwassermenge, die Errichtung eines Fischaufstieges und die Minimierung der Schwallauswirkungen erfordert.

Zur Minimierung der Auswirkungen der WRRL auf die Wasserkraft (Reduktion der energetischen Verluste) wird es auch notwendig sein, Alternativen auszuloten. Folgende Maßnahmen könnten dazu beitragen:

- Optimierung der Pflichtwasserdotation im Hinblick auf die lokalen Erfordernisse;
- Schwallreduktion nicht ausschließlich durch Änderung der Betriebsweise sondern auch durch bauliche Maßnahmen wie Schwallausgleichsbecken, Unterstufe bis zum nächst größeren Vorfluter oder bauliche Gestaltungsmaßnahmen an den Gewässern;
- Wirkungsgradverbesserung bei Altanlagen;
- zusätzliches Potenzial primär dort nutzen, wo auch ein Beitrag zu einer gewässerökologischen Verbesserung zu erwarten ist bzw. es zu keiner Verschlechterung des derzeitigen Zustandes kommt (z.B. Nutzung von Fallhöhen bei Anlagen, die bisher nicht zur Stromerzeugung verwendet wurden usw.).

Natürlich müsste bei all diesen Überlegungen auch der Aspekt der Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit geprüft werden. Das Prinzip der Verhältnismäßigkeit gemäß WRG muss dabei Anwendung finden, sofern die Maßnahmen als Ausgleich für mögliche Einbußen verstanden werden. Vor allem vor dem Hintergrund der Marktöffnung und des Wettbewerbsgedanken in der Elektrizitätswirtschaft spielt die wirtschaftliche Rechtfertigung von Maßnahmen eine größere Rolle als früher.

Grundsätzlich bedeutet die Umsetzung der EU-WRRL nicht, dass in Zukunft keine neuen Wasserkraftanlagen errichtet werden können. Im Sinne einer nachhaltigen Bewirtschaftung der Gewässer müssen allerdings die ökologischen Anforderungen der WRRL nach ausreichendem Restwasser, Sicherstellung der Durchgängigkeit udgl. erfüllt werden.

Zur Umsetzung der EU-WRRL bzw. des WRG 2003 wird es jedenfalls notwendig sein, eine entsprechende Prioritätensetzung bei der Maßnahmenplanung vorzunehmen. Diese Studie soll

einen Beitrag dazu leisten, denn auf der einen Seite gilt es, die bedeutendste Primärenergiequelle Österreichs in seiner Menge und Qualität entsprechend zu erhalten und auf der anderen Seite die in der Wasserrahmenrichtlinie festgelegten Umweltziele zu erreichen und eine nachhaltige Bewirtschaftung der Gewässer sicherzustellen.