

Unterstützung bestehende Wasserkraft / Einzelfallprüfung

Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE

Aarau, 29. Juli 2015



Auftraggeber

Bundesamt für Energie BFE
Mühlestrasse 4
3063 Ittigen

Ansprechpartner

Klaus Riva

Auftragnehmer

EVU Partners AG
Mühlemattstr. 54
5000 Aarau

Autoren

Dr. Markus Flatt
Roland Leuenberger
Patrik Boog
Dr. Thomas Marti

Status: Final



Inhaltsverzeichnis

Management Summary	IX
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage	1
1.2 Zielsetzungen	1
1.3 Aufbau des Berichts	2
1.4 Abgrenzung	3
2 Definition und Abgrenzung der Anspruchsberechtigten	4
2.1 Definition eines «Kraftwerks»	4
2.2 Organisations- und Rechtsformen / «Partnerwerke»	4
2.3 Hydraulische Verknüpfung	5
2.4 Ausschluss einzelnen Kraftwerkstypen	6
2.5 Notwendigkeit der buchhalterischen Abgrenzung	7
2.6 Definition der Anspruchsberechtigung	8
3 Grundlagen zur Bilanz-, Kosten- und Erlösstruktur von Wasserkraftwerken	10
3.1 Rechnungslegung von Kraftwerksbetreibern	10
3.2 Differenzierung von Jahres- und Gestehungskosten	11
3.2.1 Finanz- und Betriebsbuchhaltung	11
3.2.2 Jahreskosten auf Basis «FiBu»	12
3.2.3 Gestehungskosten auf Basis «BeBu»	13
3.3 Eignung für Bemessung des Unterstützungsbedarfs	14
3.4 Spezialfall Wasserzinsen	15
3.5 Spezialfall Steuern	16
3.6 Spezialfall Fremdfinanzierungskosten	17
3.7 Spezialfall Gemeinkosten	19
3.7.1 Relevanz von nicht direkt zuweisbaren Kosten	19
3.7.2 Anteilige Overhead-Kosten der Kraftwerkseigentümer / Partner	19
3.7.3 Anteilige Kosten der Handelsabteilung	20
3.8 Erlösstruktur von Wasserkraftwerken	22
3.8.1 Erlösarten	22
3.8.2 Strukturelle Erlösgenerierung	23



4	Definition der wirtschaftlichen Notsituation	24
4.1	Obligationenrechtlicher Sanierungsbedarf.....	24
4.2	Bilanzielle Wertberichtigungen («Impairments»)	25
4.3	Negative Cashflows («Cash Drains»).....	26
4.4	Grenzkosten («Incremental Costs»).....	27
5	Bestimmung der Förderungsgröße.....	29
5.1	Schema zur Ermittlung des «Net Cash Drain»	29
5.2	Relevante Zeitperiode	30
5.3	Bestimmung der Erlöse.....	31
5.3.1	Referenzerlöse Markt.....	31
5.3.2	Berechnungsansätze bei SDL-Erlösen.....	32
5.3.3	Unterscheidung nach Kraftwerks-Typ.....	33
5.4	Erneuerungsinvestitionen.....	36
5.4.1	Abgrenzungsbedarf.....	36
5.4.2	Befristete Förderung mittels Teil-Finanzierung.....	37
5.5	Grundversorgung	38
5.5.1	Rechtliche Ausgangslage	38
5.5.2	Bestehende Deklarationspflicht	40
6	Form und Vorgehen hinsichtlich Solidaritätsprinzip.....	43
6.1	Stakeholder und ihre Sanierungsbeiträge	43
6.2	Zweistufiges Verfahren zur Bestimmung einzelner Förderungsanteile	44
7	Form und Inhalt des Antrages.....	47
7.1	Form des Antrages	47
7.2	Inhalte des Antrages	47
7.2.1	Sanierungsplan	47
7.2.2	Erforderliche Nachweise	48
8	Vollzug.....	51
8.1	Priorisierung der Gesuchseingänge	51
8.2	Überprüfung des Antrages	52
8.3	Auszahlungsmechanismus	52
8.4	Vollzugsaufwand.....	53
8.4.1	Vollzugsaufwand beim Kraftwerk.....	53
8.4.2	Vollzugsaufwand beim BFE	53



9 Gesamtwürdigung.....	55
Anhang: Übersicht Beantwortung Fragestellungen	57



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel – Kraftwerkssituation / -schema der KWZ.....	5
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Anspruchsberechtigung.....	8
Abbildung 3: Auswertung anspruchsberechtigter Kraftwerke gemäss WASTA.....	9
Abbildung 4: Schema Jahreskosten nach VSE	12
Abbildung 5: Gestehungskostenschema gemäss VSE	13
Abbildung 6: Ermittlungsschema des «Net Cash Drain»	29
Abbildung 7: Zeitliche Betrachtungsweise	30
Abbildung 8: Referenzerlöse Markt	32
Abbildung 9: Erlösbestimmung bei Laufwasserkraftwerken.....	34
Abbildung 10: Erlösbestimmung bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken	35
Abbildung 11: Illustration Grundversorgungsanteile	40
Abbildung 12: EICom Kostenrechnungsreporting zu Gestehungskosten	40
Abbildung 13: Übersicht relevanter Stakeholder und möglicher Sanierungsbeiträge	43
Abbildung 14: Schema «Net Cash Drain» mit Zahlenbeispiel.....	44
Abbildung 15: Illustration der 2-stufigen Bestimmung der «Opfersymmetrie» – Schritt 1	45
Abbildung 16: Illustration der 2-stufigen Bestimmung der «Opfersymmetrie» – Schritt 2.....	45



Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BeBu	Betriebsbuchhaltung
BFE	Bundesamt für Energie
BVGer	Bundesverwaltungsgericht
CH	Schweiz
CHF	Schweizer Franken
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
EICom	Eidgenössische Elektrizitätsmarktkommission
EnV	Energieverordnung
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FER	Fachempfehlungen der Rechnungslegung
FiBu	Finanzbuchhaltung
GAAP	Generally Accepted Accounting Principles
GSchG	Gewässerschutzgesetz
GV	Grundversorgung
GWh	Gigawattstunde
HD	Hochdruck
HKN	Herkunftsnachweis
hPFC	Hourly Price Forward Curve
IFRS	International Financial Reporting Standards
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KRSG	Kostenrechnungsschema Gestehungskosten
KW	Kraftwerk
KWB	Kraftwerk Birsfelden
KWG	Kraftwerksgruppe
kWh	Kilowattstunde
KWO	Kraftwerke Oberhasli
KWZ	Kraftwerke Zervreila
LW	Laufwasserkraftwerk
MCHF	Millionen Schweizer Franken
MV	Marktversorgung
ND	Niederdruck



OR	Obligationenrecht
OTC	Over-the-counter
PSW	Pumpspeicherwerke
SchKG	Schuldbetreibungs- und Konkursgesetz
SDL	Systemdienstleistungen
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher
SLA	Service-Level-Agreement
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SW	Speicherkraftwerke
URE	Unterhalt, Reparaturen, Ersatz
UREK-S	Ständerätliche Kommission für Umwelt, Raumplanung, Energie und Kommunikation
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UWW	Umwälzwerk
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WRG	Wasserrechtsgesetz
WZV	Wasserzinsverordnung



Management Summary

Zur Erzielung einer einzelfallorientierten Unterstützung im Rahmen einer Notleidung sind diverse Kriterien zu bestimmen und durch die begünstigten Kraftwerksbetreiber zu erfüllen. Die anvisierte Lösung sieht vor, dass die Anspruchsberechtigung unabhängig von der Rechts- und Organisationsform definiert und an energiewirtschaftlichen Kriterien ausgerichtet ist. Dazu wird neben dem Grössenkriterium ein Konzept von hydraulisch verknüpften Kraftwerken bestimmt, so dass sich die Anspruchsberechtigung pro Kraftwerk oder pro Kraftwerksgruppe unabhängig des Kraftwerkstyps bestimmen lässt.

Das Modell zur Bestimmung einer Notleidung muss auch unabhängig von der Rechnungslegung sein, um eine Gleichbehandlung zu erzielen. Dies wird in einem ersten Schritt mit einer buchhalterischen Entflechtung und der Ermittlung von Gestehungskosten gemäss KRSG¹ bewerkstelligt. Damit lassen sich die Kosten der Kraftwerke in einer von der Branche definierten, einheitlichen Struktur ermitteln.

Eine bilanzielle Notleidung ist aufgrund der vorherrschenden Partnerwerks- und Eigentümerstrukturen nicht als wahrscheinlich zu betrachten. In erster Linie führen fortwährende Liquiditätsabflüsse (Cash Drains) zu einer Liquiditätskrise und damit zu einer Notsituation. Vor diesem Hintergrund wird von den Gestehungskosten auf die zwingend erforderlichen betrieblichen Cash-Ausgaben übergeleitet. Diese werden in der skizzierten Lösung mit den anteiligen, um die Grundversorgung bereinigten und kraftwerksspezifischen Markterlösen verglichen, um festzustellen, ob ein fortwährender netto Geldabfluss («Net Cash Drain») besteht, welcher durch eine entsprechende Förderung temporär zu beheben ist.

Die Notlage ist mittels Antrag und Sanierungsplan zu dokumentieren. Da bei einer Notleidung rasche Geldzuflüsse von hoher Relevanz sind, wird für den Sanierungsplan eine ex-ante-Betrachtung verfolgt, welche es erlaubt jährliche Vorschusszahlungen zu gewähren. Im Rahmen von ex-post-Prüfungen ist die korrekte und zulässige Verwendung der Gelder auf Basis von Ist-Kosten und -Erträgen zu prüfen. Die Antragstellung wird umfassende Unterlagen seitens des Kraftwerksbetreibers erfordern, welcher in der Beweispflicht steht. Insbesondere die Erstellung des Sanierungsplanes, der notwendigen Finanzinformationen, die Ermittlung des Anteils der Marktproduktion innerhalb der gegebenen Branchenstruktur sowie der kraftwerksspezifischen Marktpreise sind aufwändig und komplex. In gleichem Umfang wird auch die Prüfung anforderungs- und umfangreich ausfallen, da diese sowohl ex-ante als auch ex-post erfolgen muss.

¹ VSE (2013).



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die ständerätliche Kommission für Umwelt, Raumplanung, Energie und Kommunikation (UREK-S) hat an ihrer Sitzung vom 27. Mai 2015 beschlossen, bestehende Grosswasserkraftwerke (>10 MW Leistung), die mit ernsthaften wirtschaftlichen Problemen kämpfen bzw. kurz vor dem Konkurs stehen, zu unterstützen. Die Unterstützung erfolgt vor dem Hintergrund, dass die Wasserkraft eine tragende Säule innerhalb der Energiestrategie 2050 ist und auch künftig die bestehende Jahresproduktion aus der heimischen Wasserkraft aufrechterhalten werden soll.

Dazu hat die UREK-S mehrere Grundsätze festgelegt, welche für die Ausrichtung von Unterstützungsleistungen zu berücksichtigen sind. Diese beinhalten insbesondere folgende politischen Rahmenbedingungen:

- Die Ausrichtung von Unterstützungsleistungen soll nicht nach dem Giesskannenprinzip erfolgen, sondern selektiv und gezielt den vom Konkurs bedrohten einzelnen Kraftwerken zugestanden werden («Einzelfallprüfung»).
- Kraftwerkseigentümer, Standortkantone, Finanzierungspartner sowie weitere Stakeholder sollen einen Beitrag zur «Sanierung» eines Kraftwerkes leisten. Ein «Sanierungskonzept» wird seitens des Antragstellers verlangt.
- Im Rahmen einer «Sanierung» sollen auch allfällig ineffiziente Strukturen bereinigt werden («Effizienzsteigerung»).
- Der Bund leistet im Einzelfall lediglich einen Beitrag an die «laufenden Betriebskosten», um sicherzustellen, dass das Kraftwerk nicht abgestellt wird. Ein Einbezug dringend notwendiger Erneuerungsinvestitionen ist denkbar.
- Die Produktionsanteile im Rahmen der Grundversorgung gemäss Art. 6 StromVG sind auszuschliessen.
- Die Unterstützung wird auf 5 Jahre beschränkt und ist nicht verlängerbar.
- Die Antragsteller müssen den Nachweis erbringen, dass sie die Kriterien zur Unterstützung im Einzelfall erfüllen.

1.2 Zielsetzungen

Die Kommission hat das Bundesamt für Energie (BFE) beauftragt, in der UREK-S Sitzung am 11. August 2015 darzulegen, wie eine solche Einzelfallprüfung im Vollzug durchgeführt werden soll bzw. im Gesetz verankert werden kann. Demnach sind so-



wohl der materielle Inhalt als auch die entsprechenden Gesetzesartikel inklusive Erläuterungen zum Gesetz kurzfristig zu erarbeiten. Dazu hat das BFE ein Pflichtenheft erstellt, welches die zentralen zu beantwortenden 17 Fragestellungen im Hinblick auf die Einhaltung der von der Kommission definierten Grundsätze und zur Umsetzung der beabsichtigten Einzelfallprüfung enthält.

EVU Partners AG wurde beauftragt, das BFE bei der Erarbeitung der Gesetzesgrundlagen zu unterstützen und die offenen Fragen inhaltlich zu beantworten. Der vorliegende Bericht erörtert die 17 aufgeworfenen Fragen, stellt mögliche Lösungen im relevanten Kontext der betroffenen Wasserkraftwerke dar und dient als Diskussions- und Entscheidungsgrundlage für das BFE. Die Entscheidung über das anzuwendende Konzept sowie die Formulierung der konkreten Gesetzestexte obliegen dem BFE.

1.3 Aufbau des Berichts

Nach der Einleitung in diesem Kapitel befasst sich das Kapitel 2 mit der Kraftwerksdefinition und mit der Abgrenzung der Anspruchsberechtigten. Dabei wird auf die unterschiedlichen Organisations- und Rechtsformen, die hydraulische Verknüpfung einzelner Kraftwerke zu Kraftwerksgruppen, die Abgrenzung von Nebenaktivitäten, die buchhalterische Entflechtung sowie auf die verschiedenen Kraftwerkstypen eingegangen.

In Kapitel 3 werden die Grundlagen zur Bilanz-, Kosten- und Erlösstruktur von Wasserkraftwerken erläutert, in dem die Rechnungslegungsgrundsätze, die Jahres- und Gestehungskosten und die verschiedenen Erlösarten beleuchtet werden. Speziell wird auf die Wasserzinsen, die Steuern, die Finanzierungskosten und die Gemeinkosten eingegangen.

Kapitel 4 definiert die wirtschaftliche Notsituation von Wasserkraftwerken unter Berücksichtigung der Branchenstruktur. Es wird aufgezeigt, dass weder der klassische Sanierungsbedarf, noch bilanzielle Wertberichtigungen oder Grenzkostenüberlegungen dienlich sind. Als Lösungsansatz wird der «Net Cash Drain» als relevante Förderungsgrösse eingeführt.

Das Kapitel 5 befasst sich mit der detaillierten Bestimmung dieser Förderungsgrösse. Zuerst werden die relevanten Daten und deren Zeitperiode (ex-ante, ex-post, Ist, Plan) definiert. Anschliessend wird auf die Zusammensetzung der Referenzerträge und deren Berechnung in Abhängigkeit des Kraftwerktyps eingegangen. Der Umgang mit Erneuerungsinvestitionen, SDL-Erträgen und der Grundversorgung sind weitere zentrale Elemente zur Herleitung der konkreten Förderungsgrösse.



In Kapitel 6 wird aufgezeigt, wo sich wesentliche Sanierungsbeiträge von weiteren Stakeholdern solidarisch realisieren lassen. Zur Bestimmung der Förderungsanteile der einzelnen Stakeholder wird ein zweistufiges Vorgehen vorgeschlagen.

Während Kapitel 7 Inhalt und Form des Unterstützungsantrages darstellt, zeigt Kapitel 8 die Komplexität des Vollzugs auf. Im abschliessenden Kapitel 9 wird eine Gesamtwürdigung des vorliegenden Konzepts aus Sicht von EVU Partners AG vorgenommen.

Im Anhang sind die Antworten zu den 17 Fragen des BFE tabellarisch zusammengefasst.

1.4 Abgrenzung

Der Auftrag der EVU Partners AG begrenzte sich auf die materielle Beantwortung der vom BFE gestellten Fragen sowie der damit zusammenhängenden Erarbeitung eines konkreten Vorschlags zur Definition, Bemessung und dem Vollzug der politisch diskutierten Förderung.

Nicht im Auftrag der EVU Partners AG enthalten waren insbesondere die Würdigung der politischen Rahmenbedingungen für eine Förderung sowie die Bestimmung allfällig notwendiger Grenzen der Anspruchsberechtigung bzw. der Förderung. Die Beurteilung, inwiefern eine solche Einzelfallförderung infolge wirtschaftlicher Notlage sinnvoll ist und sowohl mit dem bestehenden Recht als auch mit einem beabsichtigten EU-Stromabkommen vereinbar wäre, obliegt dem Bund.



2 Definition und Abgrenzung der Anspruchsberechtigten

2.1 Definition eines «Kraftwerks»

Für die geplante Förderung der Grosswasserkraft im Rahmen der beabsichtigten Einzelfallprüfung kommen nur Kraftwerke >10 MW (mechanische Bruttoleistung) in Frage. Kleinere Kraftwerke gelten als Kleinwasserkraft und werden über das Instrument der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) bereits heute gefördert.

Alle Wasserkraftwerke der Schweiz sind in der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA)² aufgeführt. Ein «Kraftwerk» entspricht dabei einer Zentrale mit einer oder mehreren stromproduzierenden Maschinen an einem Standort.

2.2 Organisations- und Rechtsformen / «Partnerwerke»

«Kraftwerke» können in verschiedenen Organisations- und Rechtsformen organisiert sein. Das Kraftwerk kann einzeln oder im Rahmen einer Kraftwerksgruppe (KWG) betrieben werden. Das Kraftwerk oder die KWG können in einer separaten Gesellschaft organisiert sein. Vielfach sind Kraftwerke aber auch Teil von integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU), welche über mehrere Wertschöpfungsstufen (Produktion, Handel, Verteilung, Vertrieb) oder sogar über mehrere Sparten (Strom, Gas, Wärme, Wasser, etc.) tätig sind. Die EVU selber sind sowohl in verschiedenen privatrechtlichen Formen (Aktiengesellschaft, Genossenschaft) als auch öffentlich-rechtlich (unselbständige Eigenwirtschaftsbetriebe von Gemeinden und Städten, selbstständige Anstalten) organisiert.

Separate Kraftwerks-Gesellschaften haben häufig die Form von Aktiengesellschaften und sind als sogenannte «Partnerwerke» ausgestaltet. Partnerwerke sind im Eigentum verschiedener EVU (Partner), welche i.d.R. die vom Kraftwerk oder der KWG produzierte Energie gemäss ihrem Eigentumsanteil übernehmen (vgl. Kap. 3.1).³

Da es vorliegend bei der bedarfsweisen Unterstützung der Grosswasserkraft um den Erhalt der bestehenden Produktion geht, kann die Rechts- bzw. Organisationsform des Kraftwerks keine Rolle spielen. Dies bedingt alleine auch schon der Gleichbehandlungsgrundsatz.

² BFE (2015c).

³ Oftmals sind an Partnerwerken auch Gemeinden oder Kantone beteiligt, welche ihrerseits ihre Energiebezugsrechte an ihre Kantons- oder Gemeindewerke zur Verwertung abtreten.



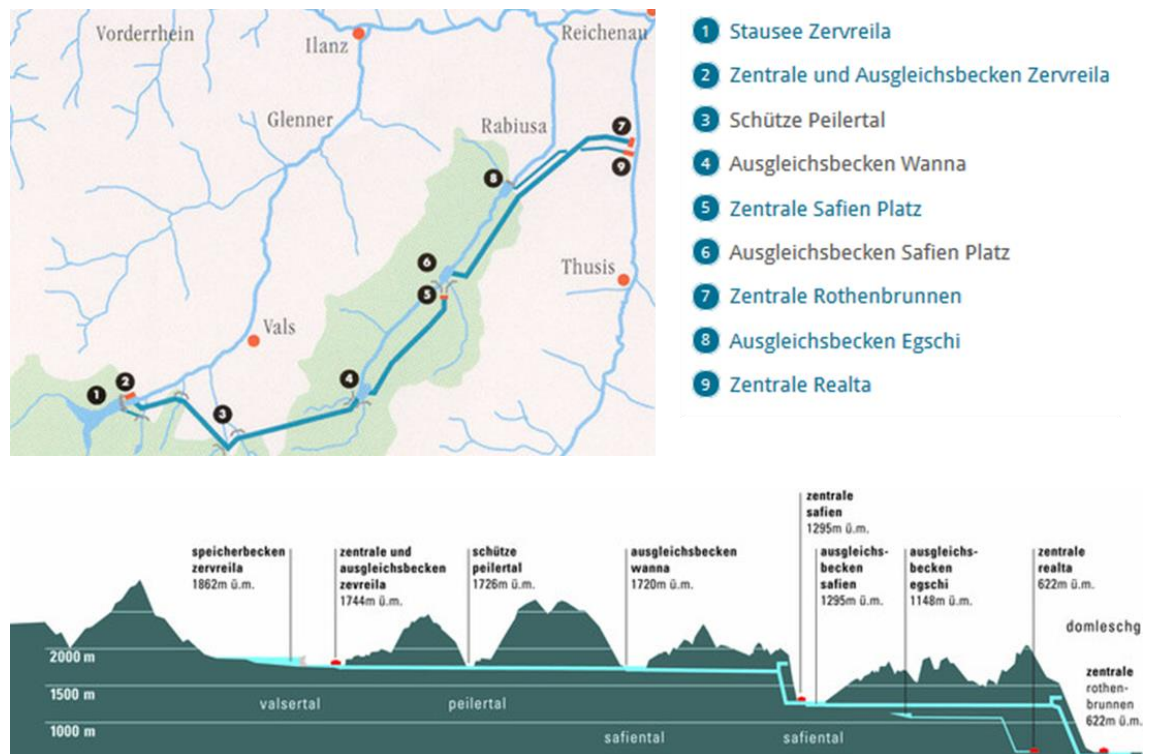
2.3 Hydraulische Verknüpfung

Insbesondere Hochdruckkraftwerke in den Alpen sind typischerweise in KWG angeordnet, wobei das Wasser über eine Kaskade von Kraftwerken und Wasserspeichern mehrfach genutzt wird.

Die einzelnen Kraftwerke einer KWG sind energiewirtschaftlich aufeinander abgestimmt und wurden i.d.R. bereits bei der Planung entsprechend ausgelegt. So muss z.B. ein nachgelagertes Kraftwerk in der Lage sein, das zufließende Wasser des oberen Kraftwerks sofort zu nutzen, oder es muss ein Ausgleichsbecken oder Stausee zur Speicherung des Wassers vorhanden sein. Die Verknüpfung dieser Kraftwerke erfolgt über Druckleitungen oder -stollen, Freispiegelstollen oder andere künstliche Elemente, jedoch i.d.R. nicht über frei fließende Gewässer.

Einzelne Kraftwerke einer solchen hydraulisch verknüpften Gruppe können nicht einzeln geprüft werden, da diese Kraftwerke als Gesamtsystem betrieben und optimiert werden. Teilweise enthalten KWG aber Kraftwerke, die unabhängig vom Rest der Gruppe betrieben werden können, wenn keine relevante hydraulische Verknüpfung besteht. Solche Kraftwerke könnten einzeln anspruchsberechtigt sein, wenn sie tatsächlich unabhängig betrieben werden.

Abbildung 1: Beispiel – Kraftwerkssituation / -schema der KWZ⁴



⁴ Vgl. Kraftwerke Zervreila AG (2015). Die Auswahl des Beispiels erfolgte rein zufällig und ohne Anspruch auf Repräsentativität.



Dieser Sachverhalt lässt sich am Beispiel der Kraftwerke Zervreila AG (KWZ) illustrieren. Abbildung 1 zeigt, dass die Elemente 1–7 (3 Zentralen, 1 Stausee und 3 Ausgleichsbecken) voneinander abhängig sind, da sie hydraulisch miteinander verknüpft sind: Das Wasser aus dem obersten Stausee Zervreila durchfließt alle diese Elemente. Dabei steht die betriebliche Optimierung des Gesamtsystems im Zentrum. Eine Einzelfallprüfung einzelner Kraftwerksstufen wäre vorliegend nicht adäquat.

Umgekehrt kann beim Abstützen auf die Gesellschaft als Ganzes zurecht argumentiert werden, dass die Elemente 8 und 9 vom Rest der KWG eventuell als unabhängiges Kraftwerk betrachtet werden können, da keine direkte hydraulische Verknüpfung besteht. In diesem Fall wird zusätzliches Wasser gefasst und in einem separaten Kraftwerk genutzt. Dies wäre im Rahmen der Antragsstellung seitens des Kraftwerksbetreibers zu prüfen und entsprechend zu begründen.

2.4 Ausschluss einzelnen Kraftwerkstypen

In der WASTA⁵ werden vier Kraftwerkstypen unterschieden: Fluss-, Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzwerkszentralen. Die Flusswerkszentralen können zusätzlich in Nieder- (ND) und Hochdruckanlagen (HD) unterteilt werden.⁶

- **Laufkraftwerke (LW):** Wasserkraftanlagen ohne eigenen Speicher; laufende Verarbeitung des jeweiligen Zuflusses.
- **Speicherkraftwerke (SW):** Nutzen nur einen Teil des gefassten Wassers unverzüglich. Den anderen Teil speichern sie und nutzen ihn später. Das Wasser kann auch durch Pumpen zugeführt werden (Zubringerpumpen). Das betreffende Speichervermögen wird mindestens 25% der mittleren Produktionserwartung im Winter betragen.
- **Reine Umwälzwerke (UWW):** Nutzen nur Wasser, das vorgängig gepumpt und gespeichert wird. Pumpen und Turbinen sind in der Regel an dasselbe Unter- bzw. Oberbecken angeschlossen.
- **Pumpspeicherkraftwerke (PSW):** Ein Pumpspeicherkraftwerk ist eine Kombination von Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk.

Der Ausschluss von PSW und UWW ist eine durch das BFE geprüfte Option, da durch Pump-/Turbinenzyklen netto kein Strom aus Wasser erzeugt wird, sondern Energiespeicherung betrieben wird. Dieses Vorgehen wäre vergleichbar mit der Logik bei den Herkunftsnachweisen (HKN) zur Kennzeichnung von Strom aus Wasserkraft. Ggf.

⁵ BFE (2015c).

⁶ Filippini et al. (2001).



könnte diese Methodik auf die reinen UWW angewendet werden. Dazu müssten jedoch die Unterteilungen in der WASTA überprüft werden, da sie nicht überall konsistent erscheinen.

Gegen einen Ausschluss von PSW und UWW als Anspruchsberechtigte spricht, dass mit deren Stilllegung aufgrund der teilweise engen Verflechtung auch Stromproduktion verloren gehen könnte und deren Abgrenzung schwierig ist. Insbesondere sind gerade solche Kraftwerkstypen innerhalb von KWG organisiert und somit Teil eines relevanten Gesamtsystems.

Im Sinne der Ausführungen zur hydraulischen Verknüpfung (vgl. Kap. 2.3) empfehlen wir daher von einem Ausschluss bestimmter Kraftwerkstypen abzusehen.

2.5 Notwendigkeit der buchhalterischen Abgrenzung

Häufig sind Kraftwerksgesellschaften im Besitz von weiteren Assets, die nicht direkt betriebsrelevant sind, z.B.:

- Netze für die Versorgung der Umgebung (Talversorgung)
- Touristische Einrichtungen wie Bergbahnen
- Immobilien, Verkehrseinrichtungen, etc.

Der Erhalt bzw. die Mitfinanzierung dieser Nebenaktivitäten ist nicht Ziel der Unterstützung. Sie müssen daher vom anspruchsberechtigten Kraftwerk bzw. von der KWG buchhalterisch getrennt bzw. abgegrenzt werden. Dies gilt sowohl für die relevanten Erlöse als auch für die entsprechenden Kostenanteile.

Im Fall von integrierten Gesellschaften (EVU) mit anspruchsberechtigten Kraftwerken ist ebenfalls eine Abgrenzung der übrigen Tätigkeiten (Netz, Handel, übrige Geschäftsaktivitäten) vom Kraftwerk bzw. der KWG notwendig. Dies kann in Analogie zur buchhalterischen Entflechtung (Unbundling) der Stromnetze gemäss Art. 10 Abs. 3 StromVG auch für die anspruchsberechtigten Kraftwerke erfolgen. Inwiefern zu diesem Zweck eine getrennte Buchhaltung geführt wird, ob diese Trennung mittels Kostenstellen und Kostenträger erfolgt oder ob eine einfache Elimination von Einzelpositionen im Kontenplan genügt, ist im Einzelfall zu prüfen. Unabhängig von der Methode müssen die Kraftwerksbetreiber eine sach- und verursachergerechte, nachvollziehbare und stetige Kosten- und Erlösabgrenzung vornehmen.⁷

⁷ Die prinzipiellen Vorgaben von Art. 7 Abs. 5 und 6 StromVV können vorliegend in Analogie angewendet werden.



2.6 Definition der Anspruchsberechtigung

Basierend auf den vorstehenden Ausführungen kann folgende Definition der anspruchsberechtigten Kraftwerke vorgenommen werden:

Definitionsansatz

Bestehende Grosswasserkraftwerke können im Einzelfall Antrag auf Unterstützung infolge einer nachweislichen, finanziellen Notsituation stellen.

Anspruchsberechtigt sind Kraftwerksbetreiber von bestehenden Wasserkraftwerken mit einer mechanischen Bruttoleistung >10 MW. Als Kraftwerksbetreiber gelten die jeweiligen Konzessionäre im Sinne von Art. 40 Wasserrechtsgesetz (WRG). Ein Kraftwerksbetreiber kann mehrere Kraftwerke betreiben.

Der Kraftwerksbetreiber hat sicherzustellen, dass der Kraftwerksbetrieb mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflochten ist.

Der Antrag auf Unterstützung ist im Grundsatz für jedes anspruchsberechtigte Kraftwerk einzeln zu stellen. Betreibt der Kraftwerksbetreiber eines anspruchsberechtigten Kraftwerks mehrere Wasserkraftwerke in einer zusammenhängenden Kraftwerksgruppe, so muss der Antrag für die ganze Gruppe gestellt werden. Als Kraftwerksgruppe gelten hydraulisch zusammenhängende Kraftwerkseinheiten, welche gemeinsam betrieben und gesamthaft optimiert werden. Eine hydraulisch zusammenhängende Kraftwerkseinheit liegt dann vor, wenn eine Gruppe von Kraftwerken dasselbe Wasser in verschiedenen, energiewirtschaftlich voneinander abhängigen und durch hydraulische Verbindungen (Druckleitung/-stollen, Freispiegelstollen, andere künstliche Elemente) miteinander verbundenen Kraftwerken nutzt. In begründeten Einzelfällen können auch hydraulisch verknüpfte Kraftwerke einzeln anspruchsberechtigt sein, wenn ihr energiewirtschaftlicher Beitrag zur Gruppe hinreichend gering ist. Mehrere Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers, die nur durch ein natürliches Fließgewässer verbunden sind (Ober- und Unterlieger), gelten grundsätzlich nicht als Gruppe.

Abbildung 2: Schematische Darstellung der Anspruchsberechtigung

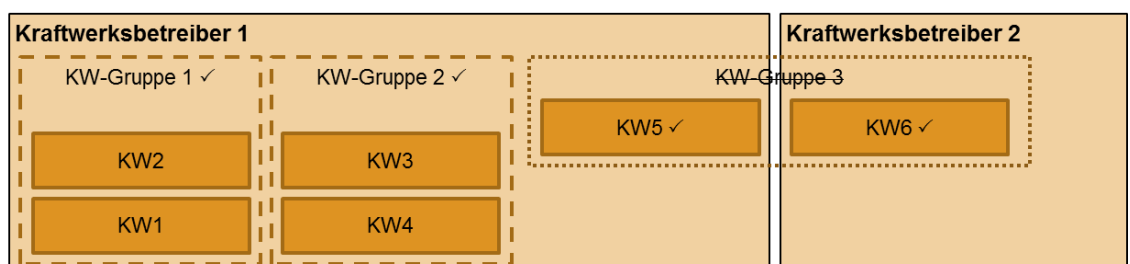
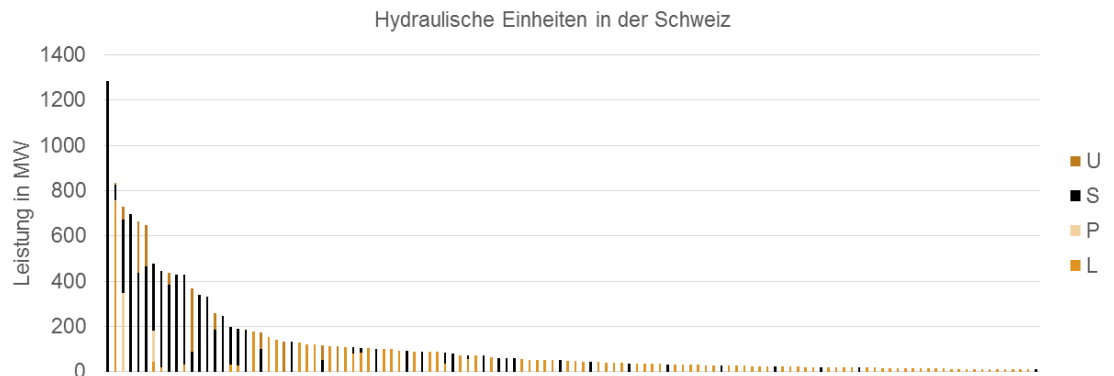


Abbildung 2 zeigt die Abgrenzungen schematisch auf. KW1 und 2 bzw. KW3 und 4 können als KWG1 bzw. KWG2 anspruchsberechtigt sein. KW5 und KW6 sind in jedem Fall einzeln anspruchsberechtigt.

Abbildung 3: Auswertung anspruchsberechtigter Kraftwerke gemäss WASTA



Die Anwendung des vorstehenden Definitionsansatzes anhand der öffentlich verfügbaren Daten gemäss WASTA⁸ ergibt die Auswertung gemäss Abbildung 3 und folgende Erkenntnisse:

- Gemäss WASTA sind in der Schweiz 181 Kraftwerke aller Typen mit einer installierten Turbinenleistung >10 MW in Betrieb. Diese liefern eine Gesamtleistung von 13.8 GW. Die Kraftwerke sind in 120 hydraulisch verknüpften Einheiten organisiert (inkl. Einzelkraftwerke);
- 35 Einheiten mit total 96 Kraftwerken (8.5 GW Leistung, 58% der gesamten Wasserkraftwerksleistung in der Schweiz) enthalten mehr als 1 Kraftwerk;
- Kraftwerksbetreiber mit mehr als einer hydraulisch verknüpften Einheit >10 MW existieren gemäss vorläufiger Analyse nur in wenigen Fällen (z.B. Grande Dixence mit KWG GD und KW Biedron einzeln oder KW Mittelbünden mit KWG Mittelbünden und KW Tiefencastel West einzeln). Eine abschliessende Beurteilung muss aber immer unter Einbezug der detaillierten Kraftwerkspläne und ggf. energiewirtschaftlicher Simulation der KWG erfolgen;
- Die Grössenverteilung der relevanten Leistungen zeigt 1 Objekt >1 GW, 36 Objekte zwischen 1 GW und 100 MW und 83 Objekte zwischen 100 MW und 10 MW (Legende: U = UWW; S = SW; P = PSW; L = Laufkraftwerk).

⁸ BFE (2015c).



3 Grundlagen zur Bilanz-, Kosten- und Erlösstruktur von Wasserkraftwerken

3.1 Rechnungslegung von Kraftwerksbetreibern

Ein wesentlicher Teil der schweizerischen Grosswasserkraftwerke wird in Form von Partnerwerken in einer separaten Aktiengesellschaft geführt. Vielfach werden dabei mehrere einzelne Kraftwerke in einer Gesellschaft zusammengeführt. Die Partnerwerke sind in der Regel im Eigentum von mehreren EVU und der lokalen öffentlichen Hand und charakterisieren sich dadurch, dass sich die Eigentümer verpflichten, die produzierte Energie entsprechend ihrem Aktienanteil zu übernehmen und die entstehenden Jahreskosten anteilig zu bezahlen.

Für die finanzielle Abbildung der Partnerwerke hat sich Swiss GAAP FER als Rechnungslegungsstandard in der Branche etabliert. Dieser Rechnungslegungsstandard zeichnet sich dadurch aus, dass eine Bilanzierung nach den tatsächlichen wirtschaftlichen Verhältnissen (true and fair view) zu erfolgen hat und damit die effektive wirtschaftliche Situation einer Gesellschaft ausgewiesen wird.⁹ Im Gegensatz zu den gesetzlichen Vorgaben nach Rechnungslegungsrecht (OR) erlaubt Swiss GAAP FER keine Bildung von stillen Reserven, welche zu einem verzerrten Ausweis der wirtschaftlichen Lage einer Gesellschaft führen. Zur weiteren Vereinheitlichung der Bilanzierung und Bestimmung der Jahreskosten von Partnerwerken hat der VSE ein entsprechendes Handbuch erlassen.¹⁰

Weitere Grosswasserkraftwerke werden integriert in einem EVU geführt und werden entsprechend der Rechnungslegungsvorgaben des jeweiligen Unternehmens bilanziert. Dabei besteht eine grosse Bandbreite an unterschiedlichen Rechnungslegungsstandards, welche von IFRS und Swiss GAAP FER als anerkannte Rechnungslegungsstandards über das für privatrechtliche Gesellschaften massgebliche OR bis hin zu den öffentlich-rechtlichen Rechnungslegungsvorgaben nach dem jeweiligen Gemeindegesetz der Kantone reichen.

Bei der integrierten Struktur eines EVU stehen i.d.R. nur beschränkt finanziell ausgewiesene Daten im Sinne der Rechnungslegung über die einzelnen Grosswasserkraftwerke zur Verfügung, da eine rechtliche und damit bilanzielle Trennung auf Stufe des Kraftwerkes fehlt. Daher muss auf Ansätze der Betriebsbuchhaltung bzw. der Kosten-

⁹ Swiss GAAP FER 1.

¹⁰ VSE (2008).



rechnung zurückgegriffen werden, um die finanziellen Eckwerte wie die Jahres- oder Gestehungskosten eines Kraftwerkes zu bestimmen.

Diese Ausgangslage hinsichtlich Rechts- und Organisationsform sowie der damit zusammenhängenden Rechnungslegung lässt sich an folgenden Beispielen illustrieren:¹¹

- **Kraftwerk Flumenthal** (27 MW): Integriert mit zwei weiteren Laufkraftwerken in der Alpiq Hydro Aare AG; 100% im Eigentum von Alpiq; bilanziert als AG gesamthaft für Konsolidierungszwecke nach IFRS.
- **Kraftwerke Oberhasli** (1125 MW): Kraftwerksgruppe der KWO Kraftwerke Oberhasli AG als Partnerwerk im Eigentum der Partner BKW (50%), ewb (16.67%), IWB (16.67%) und EWZ (16.67%); bilanziert gesamthaft nach Swiss GAAP FER.
- **Kraftwerk Wettingen** (26 MW): Laufkraftwerk integriert betrieben in der EWZ als öffentlich-rechtliches unselbstständiges EVU der Stadt Zürich; bilanziert in der Stadtrechnung von Zürich nach Zürcher Gemeindegesetz.
- **Kraftwerk Birsfelden** (97.5MW): Einzelnes Laufkraftwerk als Partnerwerk betrieben und im Eigentum von IWB (50%), Kanton Baselland (25%), EBM (15%) und EBL (10%); bilanziert nach OR.

Zwischenfazit

Es besteht eine grosse Bandbreite an unterschiedlichen Rechnungslegungsstandards. Bei integrierten Kraftwerken stehen zudem nur beschränkt finanziell ausgewiesene Daten zur Verfügung. Die Rechnungslegung der einzelnen Kraftwerke kann deshalb für die Definition der Unterstützung nicht massgebend sein.

3.2 Differenzierung von Jahres- und Gestehungskosten

3.2.1 Finanz- und Betriebsbuchhaltung

Grundsätzlich führen sämtliche Kraftwerksbetreiber eine Finanz- und Betriebsbuchhaltung, deren Daten als Grundlage für die Einzelfallprüfung des Unterstützungsbedarfs herangezogen werden können. Während bei reinen Kraftwerksgesellschaften, insbesondere bei Partnerwerken mit einem einzigen Kraftwerk, die Finanzbuchhaltung (FiBu) und damit die sogenannten «Jahreskosten»¹² im Vordergrund stehen, erfolgt die Kostenerfassung bei einem in einem EVU integrierten Kraftwerk lediglich auf Stufe der Betriebsbuchhaltung (BeBu; i.d.R. mittels Kostenstellen und -trägern). Im Fall ei-

¹¹ Die Beispiele basieren auf öffentlich verfügbaren Informationen der jeweiligen Unternehmen. Die Unternehmen sind rein zufällig ausgewählt und haben keinen Anspruch auf Repräsentativität.

¹² Filippini & Geissmann (2014) bezeichnen die Jahreskosten als «pagatorische Gestehungskosten».



nes integrierten Kraftwerks fehlt dabei insbesondere eine separate Bilanz und damit letztlich auch eine entflochtene Rechnungslegung (vgl. Kap. 3.1). Durch Anwendung von kalkulatorischen Grössen stehen hier die sogenannten «Gestehungskosten» im Zentrum. Während sämtliche Kraftwerke über Gestehungskosten verfügen, sind Jahreskosten ohne entsprechende bilanzielle Trennung i.d.R. nicht vollständig und vergleichbar vorhanden.

3.2.2 Jahreskosten auf Basis «FiBu»

Die Jahreskosten finden ihre Verwendung insbesondere im Zusammenhang mit Partnerwerken. Dabei handelt es sich um die laut FiBu entstehenden Netto-Aufwendungen inklusive einem exogen definierten, steuerlichen Zielgewinn. Bei der Ermittlung von Jahreskosten werden weitere Erträge mit Dritten (z.B. Erlöse aus Dienstleistungen oder Erlöse durch das Angebot an Regelenergie) abgezogen. Die Jahreskosten entsprechen damit letztlich dem «Umsatz» des Partnerwerkes (sog. «cost+»-Regelung), welcher den Partnern im Gegenzug zur Lieferung der produzierten Energie in Rechnung gestellt wird. Die Jahreskosten beinhalten damit letztlich auch die effektiv verbuchten Abschreibungen, allfällige Rückstellungsbildungen oder -auflösungen, Fremdfinanzaufwendungen (Fremdkapitalzinsen) und den definierten Gewinn zugunsten der Aktionäre, welcher in der Regel vom Aktienkapital der Gesellschaft abgeleitet wird.¹³ Nicht enthalten sind kalkulatorische Kostenelemente, wie z.B. die kalkulatorischen Zinsen auf dem investierten Kapital. Eine vollständige Kostenbeurteilung (Vollkosten) ist daher mit den Jahreskosten nicht gewährleistet.

Abbildung 4: Schema Jahreskosten nach VSE¹⁴

Nr.	Position	Anmerkung
30	Jahreskosten zu Lasten der Partner	Jahreskosten als Saldobetrag, fakturiert an Partner
31	Aktivierbare Eigenleistungen	Aktivierbarer Anteil am Personalaufwand (Eigenleistungen)
32	Übriger Betriebsertrag	Energieabgaben an Dritte, übrige betriebliche Erträge
40	Energie- und Netznutzungsaufwand	Energiebeschaffung, Netznutzung und Anlagebenutzung Dritter
42	Material und Fremdleistungen	Insbesondere Ersatz, Reparatur und Unterhalt (URE) des Kraftwerks
43	Personalaufwand	Inkl. Sozialaufwendungen
44	Abschreibungen	Abschreibungen von Sach-, Finanz- und immateriellen Anlagen
45	Abgaben, Kapital- und sonstige Steuern	v.a. Konzessions- und Wasserrechtsabgaben (Wasserzinsen)
46	Übriger Betriebsaufwand	Raumaufwand, Fahrzeuge, Versicherungen, Honorare, etc.
50	Finanzertrag	Beteiligungserträge, Wertschriften, aktivierbare Fremdkapitalzinsen
51	Finanzaufwand	Zinsaufwendungen, Spesen, Emissionskosten
52	Betriebsfremde Erträge und Aufwendungen	z.B. für Tourismus-Anlagen
53	Ausserordentliche Erträge und Aufwendungen	z.B. einmalige Wertberichtigungen
60	Ertragssteuern	Gewinnsteuern, i.d.R. über auf Basis der «cost+» Gewinndefinition
=	Jahresgewinn	i.d.R. im Voraus in seiner Höhe vertraglich definiert («cost+»)

¹³ Vgl. Filippini & Geissmann (2014), S. 29ff.

¹⁴ VSE (2008), Kap. 4.



3.2.3 Gestehungskosten auf Basis «BeBu»

Gestehungskosten werden gemäss der VSE-Branchenempfehlung KRSG-CH wie folgt definiert:¹⁵

«Als Gestehungskosten der Produktion werden alle Kosten eines Kraftwerkes loco Klemme verstanden. Sie umfassen alle effizienten Aufwandskosten in direktem oder indirektem ursächlichen Zusammenhang mit der Erzeugung, kalkulatorische Kosten (wie z.B. Kosten für Gratis- oder Vorzugsenergielieferungen) und kalkulatorische Kapitalkosten für das betriebsnotwendige Vermögen. Sie werden bei gleichzeitiger Strom- und Wärmeproduktion mengengewichtet berücksichtigt.»

Dieser Ansatz ermöglicht es, die Kosten pro Kraftwerk vollständig und in einer einheitlichen Struktur zu ermitteln. Abbildung 5 stellt das vom VSE dafür erarbeitete Schema zusammenfassend dar.

Abbildung 5: Gestehungskostenschema gemäss VSE (in Bezug auf die Produktion)¹⁶

Nr.	Position	Anmerkung
100	Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen	
100.1	Kalkulatorische Abschreibungen	Lineare Abschreibungen über definierte Nutzungsdauern
100.2	Kalkulatorische Zinsen	Nominale Gesamtkapitalzinsen (WACC) der Anlagenrestwerte ²⁾
200	Betriebskosten	
200.1	Anlagenbetrieb	Betrieb und Steuerung, Leittechnik, Fahrplanerstellung, Sicherheit, etc.
200.2	Instandhaltung der Anlagen	Fremd- und Eigenleistungen für Wartung, Instandsetzung, Ersatz, etc.
200.3	Eigenbedarf	v.a. Energiebeschaffung, inkl. Netznutzung und SDL; zu Marktpreisen
200.4	Pumpspeicherbetrieb	Separate Erfassung Kosten für Pumpenenergie; zu Marktpreisen
200.5	Ausgleichsenergie	Kosten bei Abweichung von Fahrplänen (via Bilanzgruppe)
200.6	Einstauersatz	Ersatzenergielieferung zu Marktpreisen für Einstau
200.7	Bildung / Auflösung von Rückstellungen	Rückstellungen für Betriebsrisiken inkl. Rückbauverpflichtungen
200.8	Übrige Betriebskosten	Mieten, Baurechtszinsen, Versicherungskosten, etc.
300	Beschaffungskosten	i.d.R. auf Stufe Kraftwerk nicht relevant
600	Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten	Management / Verwaltung, kalk. Verzinsung NUV, sonstige Kosten
700	Direkte Steuern	Aufwandgleiche oder kalkulatorische Steuern
800	Abgaben	Konzessionsabgaben, Wasserzinsen, Gratis- / Vorzugsenergie
900	Sonstige Erlöse	Subventionen und Kostenbeiträge, Erlöse aus Drittgeschäft

Gestehungskosten werden u.a. auch in Art. 4 Abs. 1 StromVV als Basis zur Bestimmung der Grundversorgungstarife (Anteil Produktion) angewandt und von der ECom als anrechenbare Kosten verfügt.

¹⁵ VSE (2013), S. 11.

¹⁶ VSE (2013), S. 16ff.



3.3 Eignung für Bemessung des Unterstützungsbedarfs

Die vorstehenden zwei Konzepte der Jahres- und der Gestehungskosten sind nun im vorliegenden Anwendungsfall zur Bemessung des Unterstützungsbedarfs zu beurteilen.

Gegen die Verwendung von Jahreskosten als Bemessungsgrundlage sprechen folgende vier Argumente:

1. Jahreskosten sind nicht durchgängig von allen Kraftwerken in der Schweiz verfügbar bzw. nachweisbar (integrierte Kraftwerke);
2. Die Jahreskosten sind infolge unterschiedlicher Rechnungslegung (v.a. Abschreibungen) nicht per se vergleichbar;
3. Jahreskosten stellen weder die effektiven Vollkosten, noch die relevanten Teilkosten dar. Vielmehr sind die Jahreskosten Produkt eines vertraglich definierten und mit den Steuerbehörden ausgehandelten Gewinns. Die wirtschaftliche Situation eines Kraftwerks ist daher nicht von den verrechneten Jahreskosten ableitbar.
4. Die relevanten Erlöse am Markt – und damit die effektiven Gewinne bzw. Verluste – fallen erst auf Stufe der Partner im jeweiligen Einkauf / Handel bzw. im Vertrieb an.¹⁷ Im Fall von integrierten Kraftwerken sind die Ergebnisse direkt abhängig vom internen Verrechnungspreis.

Im Umkehrschluss folgt, dass sich für die Bemessung des Unterstützungsbedarfs im Einzelfall die Gestehungskosten grundsätzlich besser eignen, da diese durchgängig für alle Kraftwerke mit Verweis auf die KRSG-CH bereitgestellt werden können. Die Datengrundlagen (FiBu, BeBu) sind dabei im Einzelfall zu überprüfen, insbesondere auch bei integrierten Kraftwerken.

Jedoch sind auch bei den Gestehungskosten Abgrenzungen notwendig, da nicht sämtliche Kosten für die Unterstützung in finanziellen Notlagen relevant sind. Insbesondere soll gemäss den politischen Rahmenbedingungen keine Abgeltung der bestehenden Kapitalkosten (Abschreibungen und Zinsen) erfolgen (sog. «sunk costs»).

¹⁷ Vgl. zum Portfoliomodell nach Wertschöpfungsstufen auch VSE (2013), S. 13.



Zwischenfazit

Jahreskosten eignen sich aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit und Vergleichbarkeit sowie aufgrund der fehlenden Aussagekraft grundsätzlich nicht als Bemessungsgrundlage.

Gestehungskosten eignen sich besser als Jahreskosten, da diese mit Verweis auf die KRSG-CH für alle Kraftwerke in vergleichbarer Art und Weise bereitgestellt werden können. Allerdings sind Abgrenzungen notwendig, da nicht sämtliche Kosten («sunk costs») relevant sind.

3.4 Spezialfall Wasserzinsen

Für die Berechnung des Wasserzinses ist gemäss Art. 51 Abs. 1 WRG die mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers massgeblich, die aus den nutzbaren Gefällen und Wassermengen errechnet wird. Diese Bruttoleistung wird mit dem jeweiligen Wasserzinsansatz multipliziert, was den jährlichen Wasserzins ergibt. Der Berechnung des höchstzulässigen Wasserzinses ist das Jahresmittel der Bruttoleistungen in Kilowatt zu Grunde zu legen (vgl. Art. 1 Abs. 1 WZV).¹⁸ Die Wasserzinsen stellen damit grundsätzlich eine fixe Abgabengrösse unabhängig von der effektiven Produktionsmenge dar (vorbehalten bleiben individuelle Spezialvereinbarungen, welche im Rahmen des jeweiligen Konzessionsvertrages geregelt wurden).

Neben diesem Grundsatz der Wasserzinsberechnung bestehen lokale oder regionale Spezialfälle. Im Kanton Glarus erhebt der Kanton zum Beispiel eine sogenannte Wasserwerksteuer, welche rund die Hälfte des Bundesmaximums erreicht.¹⁹ Sie wird nicht auf der Bruttoleistung, sondern über eine abgestufte Abgabe pro Kilowattstunde Jahresproduktion erhoben. Damit wäre dieser Kostenblock grundsätzlich variabel. Eine weitere Abgabe bis rund zur Hälfte des Bundesmaximums haben die Kraftwerke in Form eines Wasserzinses an die Grundeigentümer der an die genutzten Gewässer anstossenden Grundstücke zu leisten.²⁰

Vielfach erbringen die Kraftwerksbetreiber ausser der Bezahlung des Wasserzinses noch andere Leistungen, die entweder notwendig sind, um die bei der Zulassung einer Wasserkraftnutzung einzuhaltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zu erfüllen, oder die zum Teil ohne Vorliegen einer Rechtspflicht vertraglich übernommen werden.

¹⁸ Sigg & Röthlisberger (2002), S. 17.

¹⁹ Sigg & Röthlisberger (2002), S. 16.

²⁰ Sigg & Röthlisberger (2002), S. 16.



Zur ersten Kategorie zählen die Leistungen im Interesse der Fischerei, des Natur- und Landschaftsschutzes, des Gewässerschutzes und der Schifffahrt; zur zweiten Gruppe gehören einmalige Gebühren, die Abgabe von Gratis- oder Vorzugsenergie, Heimfalls- und Rückkaufsrechte sowie Infrastrukturleistungen aller Art.²¹

Weil die Wasserzinsen gemäss gesetzlicher Grundlage grundsätzlich unabhängig von der effektiven Produktion oder sonstigen wirtschaftlichen Kriterien, wie beispielsweise der effektiven wirtschaftlichen Lage, geleistet werden müssen, stellen sie im Grundsatz eine feste Kostengrösse dar, welche folglich auch in der Situation einer Notleidung weiterhin ihre volle Kostenwirkung entfalten.

Der Anteil der Wasserzinsen beträgt im Mittel rund 22%, wobei der Anteil je nach Kanton und Typisierung des Kraftwerkes schwanken kann (Pumpspeicherkraftwerke relativ tief, sowohl im absoluten wie im relativen Vergleich).²² Die Wasserzinsen stellen damit einen wesentlichen Kostenfaktor von Grosswasserkraftwerken dar.

Zwischenfazit

Wasserzinsen fallen grundsätzlich unabhängig von der effektiven Produktion an. Gleichzeitig bestehen vielfach wesentliche geldwerte Leistungen der Kraftwerksbetreiber, deren Anrechenbarkeit im Einzelfall geprüft werden muss. Mit einem durchschnittlichen Anteil von 22% bilden die Wasserzinsen einen wesentlichen Fixkostenblock, der für die Bestimmung der Fördergrösse zu berücksichtigen ist.

3.5 Spezialfall Steuern

Wie bei den Finanzierungskosten (vgl. Kap. 3.6), lassen sich auch die Gewinnsteuern sowohl auf effektiver als auch auf kalkulatorischer Basis herleiten.

Einen Sonderfall bilden die Partnerwerke. Die Steuern werden zwar auf einem effektiv ausgewiesenen Gewinn berechnet, dieser wird aber im Rahmen von vertraglichen Vereinbarungen mit den Standortkantonen und Gemeinden als fixe Grösse definiert und ist jedes Jahr gleich hoch, damit am Standort des Kraftwerkes ebenfalls ein Anteil an Steuern bezahlt wird.²³ Dieser Gewinn inkl. Steuern fliesst damit als fester Kostenbestandteil in die Berechnung der Jahreskosten eines Partnerwerkes ein. Da die Steuern geldwirksam sind, führen diese jährlich zu einem Geldabfluss unabhängig vom effektiven Resultat eines Partnerwerkes. Daraus lässt sich schliessen, dass auch im Fal-

²¹ Sigg & Röthlisberger (2002), S. 17.

²² Vgl. Filippini et al. (2014), S. 42.

²³ Vgl. Filippini & Geissmann (2014), S. 30.



le einer Notleidung eines Partnerwerkes Gewinne ausgewiesen werden und die Steuern gemäss vertraglicher Vereinbarung grundsätzlich geschuldet sind.

Zur Bestimmung der Gestehungskosten werden die Steuern in der Regel kalkulatorisch – ausgehend von den kalkulatorischen Kapitalzinsen – berechnet. Die kalkulatorischen Steuern berücksichtigen das effektiv in der Finanzbuchhaltung ausgewiesene Ergebnis nicht und schliessen damit auch Sonderereignisse wie beispielsweise zusätzliche Abschreibungen oder Einmalerträge aus. Aus diesen Gründen weichen sie normalerweise von den verbuchten und effektiv bezahlten Gewinnsteuern gemäss Finanzbuchhaltung ab. Die Differenz stellen sog. latente Steuern dar.

Bei den in EVU integrierten Kraftwerken sind diverse Steuerregelungen anzutreffen. Diese hängen oftmals von der Rechtsform des Eigentümers ab und können von einer kompletten Steuerbefreiung bei öffentlich-rechtlichen Körperschaften, über eine anteilige Steuerpflicht bis hin zu einer normalen, ordentlichen Besteuerung bei Aktiengesellschaften reichen.

Zwischenfazit

Im Falle einer Notleidung sind geldrelevante Abflüsse wichtig. Daher sind die effektiv zu bezahlenden Steuern gemäss Jahresrechnung zu berücksichtigen, obwohl das Kraftwerk betriebswirtschaftlich gar keine Gewinne mehr erwirtschaftet (Notleidung). Steuern sind daher bei Partnerwerken im Rahmen von vertraglichen Vereinbarungen mit den Standortkantonen und Gemeinden als fixe Grösse nachzuweisen und im Rahmen der Förderung im Einzelfall anrechenbar.

3.6 Spezialfall Fremdfinanzierungskosten

Das zur Finanzierung des Kraftwerks investierte Kapital wird durch Fremdkapital (Banken, Anleihen, Aktionärsdarlehen) und durch Eigenkapital bereitgestellt. Fremdkapital ist in aller Regel zur Rückzahlung an den Kapitalgeber geschuldet, während dem das Eigenkapital einer Unternehmung grundsätzlich dauernd zur Verfügung steht.²⁴

Während die Gläubiger für ihr zur Verfügung gestelltes Fremdkapital und das damit eingegangene Risiko in aller Regel durch einen fixen Zins abgegolten werden, erwarten die Eigentümer für ihr investiertes Eigenkapital und für die durch sie getragenen Risiken eine entsprechende Entschädigung in Form eines Gewinns (Dividende). Eigentümer einer Gesellschaft können sowohl Fremd- als auch Eigenkapital zur Verfügung stellen.

²⁴ Boemle (1998), S. 36/40.



Zur Bestimmung der kumulierten Fremd- und Eigenkapitalkosten (Kapitalzinsen) wird vielfach auf das Modell der durchschnittlichen, gewichteten Gesamtkapitalkosten (WACC) abgestellt.²⁵ Dieses Modell wird auch zur Bestimmung der Abgeltung der Netzbetreiber für das Stromnetz²⁶ verwendet und definiert zudem die Methodik zur Bestimmung der Kapitalkosten im Rahmen der Gestehungskostenermittlung nach KRSG.²⁷ Die mit dem WACC-Modell bestimmten Kapitalkosten stellen eine kalkulatorische Grösse dar, welche auf Markt- und Branchendaten basieren. Diese weichen von den effektiven, in der Finanzbuchhaltung einer einzelnen Gesellschaft verbuchten Grössen ab, da jede Gesellschaft eine individuelle Finanzierungsstruktur aufweist.

Im Falle einer unmittelbaren Notsituation sind für ein Kraftwerk nicht primär die kalkulatorischen Zinsen relevant, sondern die effektiv an die Gläubiger zu bezahlenden Kredit- und Anleihszinsen, welche zu entsprechenden, zwingenden Geldabflüssen führen. Von Belang sind dabei primär die Zinsen, welche an Drittgläubiger zu bezahlen sind. Darlehenszinsen gegenüber Eigentümern werden in einer Notsituation nicht als relevant erachtet, da vom Eigentümer ein Verzicht auf seine Zinsen im Sinne einer vorrangigen Sanierungsleistung erwartet wird.

Bei in EVU integrierten Kraftwerken lassen sich die Fremdfinanzierungskosten teilweise nicht direkt bestimmen, da keine kraftwerksspezifische Finanzierung besteht. Zur Bestimmung der Fremdfinanzierungskosten eines einzelnen Kraftwerks muss daher eine Ableitung von der Gesamtbilanz- und -erfolgsrechnung mit Hilfe von sachgerechten, nachvollziehbaren und stetigen Schlüsselungen vorgenommen werden.

Die Fremdfinanzierungskosten haben aufgrund der Kapitalintensität von Wasserkraftanlagen in der Regel einen wesentlichen Anteil an den Gestehungskosten. Diese variieren jedoch stark aufgrund der unterschiedlichen Altersstruktur der Anlagen und der daraus folgenden unterschiedlichen Höhe des Restwertes bzw. des Restfinanzierungsbedarfes der Anlagen.

Zwischenfazit:

Im Falle einer unmittelbaren Notsituation sind die Zinsen, welche an Drittgläubiger zu bezahlen sind, relevant. Ohne deren Einbezug, trotz des Grundsatzes der Irrelevanz von «sunk costs», kann das Risiko des Konkurses von Kraftwerksgesellschaften nicht reduziert werden.

²⁵ Vgl. etwa Boemle (1998), S. 81.

²⁶ Vgl. Gutachten IFBC (2012).

²⁷ Vgl. VSE (2013), S. 24.



3.7 Spezialfall Gemeinkosten

3.7.1 Relevanz von nicht direkt zuweisbaren Kosten

Abhängig von der konkreten Organisationsform fallen i.d.R. nicht sämtliche relevanten Betriebs- und Gemeinkosten direkt auf Stufe der Kraftwerke bzw. der KWG an. Während Betriebskosten dem Kraftwerk i.d.R. gemäss Leistungsverrechnung auf Basis von sogenannten Service-Level-Agreements (SLA) verrechnet werden, ist dies insbesondere bei den nicht direkt zuweisbaren Gemeinkosten nicht vollständig der Fall. Zwar trägt das Kraftwerk bzw. die KWG seine eigenen Gemeinkosten sowie anteilige Gemeinkosten des Overheads (z.B. Verwaltungsrat, Geschäftsleitung, Finanzen) mit. Insbesondere im Fall von Partnerwerken ist jedoch diskussionswürdig, welcher Anteil der Gemeinkosten der einzelnen Partner auf Stufe des Kraftwerks bzw. der KWG zusätzlich zu dessen eigenen Overhead-Kosten (sofern vorhanden) anrechenbar ist.

Der Verband Swisselectric geht in seinen Berechnungen von relevanten Gemeinkosten auf Stufe der Partner von durchschnittlich 0.8 Rp./kWh aus und kritisiert Ansätze bzw. Erhebungen von Gestehungskosten, welche diese Kosten nicht miteinbeziehen, als generell zu positiv.²⁸ Wendet man diese mengengewichtete Durchschnittsbetrachtung auf eine für den Fall eines anspruchsberechtigten Laufwasserkraftwerks beispielhafte Produktionsmenge von 150 GWh an, würde dies einem wesentlichen Kostenblock von CHF 1.2 Mio. pro Jahr entsprechen. Je nach Gestehungskostenhöhe würde der Kostenanteil an den gesamten Gestehungskosten damit zwischen 10–15% betragen.

Diese Kostenposition wird nachstehend einerseits hinsichtlich klassischer Overhead-Kosten der Partner, andererseits aber insbesondere hinsichtlich der anteiligen Kosten der Handelsabteilung erörtert.

3.7.2 Anteilige Overhead-Kosten der Kraftwerkseigentümer / Partner

Das Branchendokument KRSG-CH definiert in der Position 600 die Verwaltungskosten der Produktion wie folgt:²⁹

«Anteilige Kosten für Geschäftsleitung, Sekretariat, Rechnungswesen, Mahn- und Inkassowesen, Controlling, Personalwesen, Rechtsdienst, Informatik, interne Post, Telefonzentrale, anteilige Raumkosten, kalk. Kapitalkosten für Verwaltungsinfrastruktur, Bank- und Postcheckgebühren, übrige Gebühren, De-

²⁸ Vgl. Piot (2015), S. 10.

²⁹ VSE (2013), S. 19.



bitorenverluste, Delkredereveränderungen, Verbandsbeiträge, Geschäftsbericht, Kommissions- und Verbandsarbeit, Unternehmenskommunikation, etc.»

Die Definition nach KRSG ist dabei bewusst nicht abschliessend und lässt Ermessensspielraum für den Einzelfall offen. Insbesondere ist nicht definiert, inwiefern zusätzlich zu bereits bestehenden Overhead-Kosten auf Stufe eines Partnerwerks zusätzliche Overhead-Kosten des Partners selber angerechnet werden können. Auch dies dürfte von der konkreten Leistungsaufteilung bzw. Organisation im Einzelfall abhängen.

Da gerade bei Partnerwerken in der Regel Gesellschaften mit entsprechend selbständigen Strukturen (Betrieb, Verwaltung, etc.) und Organen (VR, Geschäftsleitung, Revision, etc.) bestehen, ist ein Hinzuaddieren von anteiligen Overhead-Kosten der jeweiligen Partner kritisch zu hinterfragen. Insbesondere gilt dies dann, wenn die relevanten Kostenanteile über eigene Strukturen, über SLA der betriebsführenden oder leistungserbringenden Partner oder über entsprechende Honorare (z.B. im VR) bereits auf Stufe des Partnerwerks verbucht sind. Hier sind entsprechende Doppelzählungen zu vermeiden. Eine Anrechnung von anteiligen Overhead-Kosten auf Stufe Partner aufgrund der reinen Beteiligung (im Sinne von Beteiligungsmanagement), ist aus Sicht des vorliegenden Förderansatzes für notleitende Kraftwerke daher grundsätzlich auszuschliessen. Ein Nachweis der Anrechenbarkeit spezifischer, bisher nicht verrechneter Kosten im Fall von Partnerwerken bleibt jedoch vorbehalten. Dies bedingt schon die Gleichbehandlung mit integrierten Kraftwerken, welche ebenfalls einen sachlich begründbaren und angemessenen Anteil an den zentralen Overhead-Kosten des EVU mittragen.

3.7.3 Anteilige Kosten der Handelsabteilung

Das Branchendokument KRSG-CH definiert in der Position 300.4 die Kosten der Handelsabteilung (Disposition) wie folgt:³⁰

«Die anteiligen Betriebskosten der mit dem Einkauf & Handel betrauten Personen sowie die kalkulatorischen Kapitalkosten deren Infrastruktur, insbesondere der eingesetzten Energiedatenmanagement- und Handelssysteme sind zu berücksichtigen.»

³⁰ VSE (2013), S. 20.



Diese Kosten werden im Rahmen des Kostenrechnungsschemas nicht der Wertschöpfungsstufe der Produktion, sondern dem Einkauf & Handel zugewiesen. Aufgrund der aufeinander aufbauenden Kostenkalkulation für Strompreise am Markt und in der Grundversorgung spielt diese Zuweisung aus Sicht der Gestehungskosten letztlich auch keine Rolle bzw. kann entsprechend unterbleiben.

Vorliegend wird jedoch unterstellt (vgl. Kap. 3.8.2), dass die relevanten Erlöse der Kraftwerke bzw. der KWG am Markt erzielt bzw. gegen den Markt optimiert werden. Letzteres trifft insbesondere für optimierbare Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu. Dies bedingt entsprechende Ressourcen in Bezug auf Personal und Systeme. Insofern ist der Anspruch von Swisselectric, diese Kosten anteilig bei den relevanten Gestehungskosten zu berücksichtigen, begründet.

Zu hinterfragen dürfte indes die Höhe der anrechenbaren Handelskosten sein. Der Ansatz zur Verwendung von Durchschnittszahlen, wie z.B. die dargestellten 0.8 Rp./kWh, ist im Rahmen der Einzelfallbetrachtung nicht sachgerecht. Gerade im Fall von Laufwasserkraftwerken, welche ihrerseits keine wesentlichen Optimierungen bedingen und deren Strom primär als Bandenergie verkauft wird, muss der Kostenanteil wesentlich tiefer sein als im Fall einer komplexen, viertelstündlich zu optimierenden Speicher- und Pumpspeicher-KWG. Vor diesem Hintergrund erachten wir es als notwendig, dass entsprechende Kostenanteile im Rahmen des Antrags separat begründet werden und deren Zuweisung kosten- und leistungsorientiert erfolgt. Grundsätzlich sind dabei die effektiven, nachweisbaren Kosten der Handelsabteilung auf alle ein- und verkauften kWh zu verteilen, da die einzelnen Beschaffungen und Teilmärkte unterschiedlich betreuungsintensiv sind. Im Falle von hohen zugewiesenen Kostenanteilen ist es auch möglich, sich seitens BFE eines Drittvergleiches mit entsprechenden Angeboten für Portfoliomanagement von Kraftwerken zu behelfen.

Zwischenfazit

Anteilige Gemeinkosten für das jeweilige Kraftwerk bzw. die KWG sind Teil der anrechenbaren Gestehungskosten. Diese müssen nachvollziehbar, sach- und verursachergerecht sowie stetig geschlüsselt werden. Anteilige Kosten des Handels des EVU oder der jeweiligen Partner sind nur insofern in die Gestehungskosten der Produktion miteinzubeziehen, als dass diese direkt für die Kraftwerksstromvermarktung notwendig und nachweisbar sind. Weitergehende Handelskosten sowie andere Gemeinkosten von Kraftwerkseigentümern bzw. Partnern sind grundsätzlich nicht anrechenbar.



3.8 Erlösstruktur von Wasserkraftwerken

3.8.1 Erlösarten

Ein Wasserkraftwerk kann auf verschiedene Arten am Markt Erlöse erzielen. Grundsätzlich sind Wasserkraftwerke dafür gebaut worden, Band- oder Spitzenenergie zu liefern. In jüngerer Zeit haben jedoch zusätzliche Ertragsquellen in Anbetracht der tiefen Energiemarktpreise an Wichtigkeit gewonnen.

Strommarktpreise können in Spotmarkt- und Terminmarktpreise sowie Lieferung an Vertragspartner eingeteilt werden.³¹ Grundsätzlich ist für den Markterlös eines Kraftwerks der Energiepreis «loco Schweiz» heranzuziehen.

- **Terminmarkt:** Die erwarteten Energiemengen der Kraftwerke können am Terminmarkt (OTC oder Börse) bereits im Voraus abgesichert werden. Gehandelt werden Jahre, Quartale und Monate jeweils in Base und Peak-Qualität.
- **Spotmarkt:** Die Energie wird stündlich i.d.R. für den Folgetag (day-ahead-Markt) oder den aktuellen Tag (Intradaymarkt) gehandelt.
- **Grundversorgung:** Liefert das Kraftwerk an einen Kraftwerksbetreiber mit Kunden in der Grundversorgung, so kann diese Energie nach Art. 4 Abs. 1 StromVV aktuell zu Gestehungskosten den gebundenen Kunden tarifiert werden. Die Erlösanteile aus der Grundversorgung sind daher aus den betrachteten Erlösen auszu-schliessen.
- **Ev. Lieferungen von Vorzugsenergie** an Konzessionsgemeinden zu günstigen (Preis < Marktpreis) Konditionen.

Swissgrid betreibt in der Schweiz den Markt für Regelleistung und Regelenergie. Wasserkraftwerke können je nach Typ und Ausrüstung (Regelbarkeit Turbinen und/oder Pumpen) an den Märkten für Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung teilnehmen. Zertifizierte Wasserkraftwerke können Herkunftsnachweise (HKN) produzieren und am entsprechenden Markt verkaufen. Zusätzlich können Wasserkraftwerke übrige Erlöse im Kerngeschäft erzielen. Denkbar sind KEV-Erlöse für kleinere Kraftwerke innerhalb einer KWG (z.B. Dotierkraftwerk) oder Subventionen für ökologische Massnahmen gem. Gewässerschutz.³²

³¹ Vgl. dazu auch Filippini & Geissmann (2014).

³² Vgl. Pfandler et al. (2015).



3.8.2 Strukturelle Erlösgenerierung

In der Praxis erfolgt die Vermarktung der erzeugten Energie und Regelenergie eines Kraftwerks meist im Rahmen eines gesamtheitlichen Portfoliomanagements über den gesamten Kraftwerkspark eines Unternehmens. Dafür zuständig sind Handels- und Portfoliomanagement-Einheiten (vgl. die Begründung der anteiligen Kostenzuordnung in Kap. 3.7). Die Zuordnung von Anteilen der Grundversorgung und des Marktes an ein einzelnes Kraftwerk ist deshalb nicht eindeutig und nur über Annahmen möglich.

Das Kraftwerk selber erhält i.d.R. über das Partnerwerkskonstrukt die Jahreskosten entschädigt (vgl. Kap. 3.1 und 3.2.2). Bei integrierten Kraftwerken werden i.d.R. interne Verrechnungspreise entschädigt, die sich an den Gestehungskosten des Kraftwerks oder an «verhandelten» Marktpreisen orientieren. Die buchhalterisch aus- bzw. zugewiesenen Erlöse sind damit i.d.R. nicht vollständig aussagekräftig und für den vorliegenden Verwendungszweck nicht anwendbar. Für die Erlösberechnung sind synthetische Methoden notwendig, welche die effektiv produzierten Mengen und Leistungen möglichst zeitpunktscharf mit den jeweiligen beobachtbaren Marktpreisen bewerten.

Zwischenfazit

Ein Wasserkraftwerk kann verschiedene Erlöse am Markt generieren. Neben den Spotmarkt- und Terminmarktpreisen sowie Lieferungen an Vertragspartner sind dies vor allem die Erlöse für Regelleistung und Regelenergie. Die Berechnung von Erlösen auf Marktbasis darf sich nicht an den ausgewiesenen Erträgen der Kraftwerke orientieren, sondern muss den dem Markt ausgesetzten Anteil des Kraftwerks mit am Markt erzielbaren Preisen vergleichen.



4 Definition der wirtschaftlichen Notsituation

4.1 Obligationenrechtlicher Sanierungsbedarf

Wirtschaftliche Not lässt sich aus klassischer betriebswirtschaftlicher Sicht in der Regel auf zwei Ursachen zurückführen: Ein vollständiger Verzehr von Eigenkapital (Unterbilanz/Überschuldung) oder fehlende Liquidität (Illiquidität), um den Geschäftsbetrieb aufrecht zu erhalten. Illiquidität ist die Folge ungenügender Erträge oder falscher Finanzierungsstrukturen und bedroht die gesamte Existenz eines Unternehmens. Bilanzprobleme (Überschuldung und Unterbilanz) treten meist erst als Spätfolge von finanziellen Krisensituationen auf.³³

Gemäss Art. 725 OR hat der Verwaltungsrat im Falle einer Unterbilanz (50% des Aktienkapitals und der gesetzlichen Reserven sind nicht mehr gedeckt) zuhanden der Generalversammlung Sanierungsmassnahmen zu beantragen. Besteht begründete Besorgnis für eine Überschuldung (vollständiger Kapitalverlust), muss eine Zwischenbilanz erstellt, vom Revisor geprüft und im Falle von deren Bestätigung die Bilanz beim Richter deponiert werden (Konkurs).

Beide klassischen Sanierungsgründe (Illiquidität, bilanzieller Sanierungsbedarf) lassen sich aufgrund der Branchenstruktur bzw. der Rechts- und Organisationformen (vgl. Kap. 2.2) in der Regel nicht auf ein einzelnes Kraftwerk anwenden:

- Die Kraftwerke werden vielfach nicht separiert in einer einzelnen Gesellschaft geführt, sondern sind Teil eines integrierten EVU.
- Kraftwerke werden zwar teilweise in einer einzelnen, reinen Kraftwerksgesellschaft geführt. Diese sind aber vielfach als sogenannte Partnerwerke ausgestaltet und befinden sich als Beteiligung im indirekten Eigentum von verschiedenen EVU. Bei Partnerwerken verpflichten sich die Eigentümer grundsätzlich (Ausnahmen bestehen insbesondere bei Kantonen und Gemeinden als Miteigentümer) die entstehenden Jahreskosten anteilmässig zu tragen. Als Folge entsteht auf der Ebene der Partnerwerksgesellschaft prinzipiell nie eine klassische, finanzielle Notsituation. Der Fall, dass die Partner das Partnerwerk bewusst in den Konkurs bzw. in eine Sanierungssituation führen bzw. einer der Partner seine Kostenanteile nicht mehr übernehmen kann, scheint wenig realistisch.
- Nur wenn ein anspruchsberechtigtes Kraftwerk oder eine anspruchsberechtigte KWG einzeln in einer Gesellschaft geführt wird und diese ihre Energieproduktion

³³ Vgl. zur klassischen Sanierung z.B. Schenker (2002).



direkt am Markt bzw. an Dritte verkaufen muss, könnte theoretisch auf die klassischen Kriterien einer Notsituation abgestellt werden.

Die Wahrscheinlichkeit eines klassischen Konkurses einer Grosswasserkraftwerksgesellschaft ist vor diesem Hintergrund als gering zu betrachten.

Zwischenfazit

Aufgrund der Vielfalt an Eigentums- und Organisationsstrukturen von Kraftwerken lässt sich zur Feststellung einer Notsituation im vorliegenden Kontext i.d.R. nicht auf die bilanzielle Lage abstellen. Unter Berücksichtigung der Gleichbehandlung ist demzufolge auf eine bilanzielle Betrachtung zur Ableitung einer Notsituation zu verzichten.

4.2 Bilanzielle Wertberichtigungen («Impairments»)

Aufgrund der derzeitigen Marktpreissituation können Anzeichen für eine Wertbeeinträchtigung («Impairment»)³⁴ bei Kraftwerksanlagen bestehen. Solche können bereits angezeigt sein, wenn die als notwendig beurteilte Rendite der Eigentümer nicht mehr vollständig gedeckt werden kann. Impairmentbedarf beginnt somit deutlich früher, als die klassische Definition einer finanziellen Notsituation.

Wenn der in den Büchern geführte Restwert sich durch die vernünftig zu schätzenden, künftigen Einnahmen nicht mehr einbringen lässt, muss eine erfolgswirksame Wertberichtigung des in den Büchern geführten Wertes des Kraftwerkes vorgenommen werden. Die Wertberichtigung selber kann dabei maximal bis auf einen Restwert von Null der Anlagenwerte erfolgen.³⁵ Die Vornahme von Wertberichtigungen kann zu hohen Buchverlusten bei der Kraftwerksgesellschaft und damit zu einem wesentlichen Verzehr von Eigenkapital führen.

Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass die Vornahme einer Wertberichtigung zu keinem Geldabfluss bei der Kraftwerksgesellschaft führt, sondern ein bilanzieller Vorgang darstellt, welcher zu Lasten des Eigenkapitals und damit zu Lasten des Eigentümers ausfällt. Sofern die Verluste jedoch zu einem Verzehr der Hälfte des Aktienkapitals und der gesetzlichen Reserven führen oder gar zu einer Überschuldung³⁶ liegt aus rechtlicher Sicht eine Not- bzw. eine Sanierungssituation vor.

³⁴ Zum Impairment: vgl. etwa die Definition nach Swiss GAAP FER in VSE (2008), Kap. 13.

³⁵ Im Fall von weitergehenden Verpflichtungen wären dann Rückstellungen anzusetzen.

³⁶ Im Sinne von Art. 725 OR.



Dieser Sachverhalt kann aber insbesondere bei den häufig im Kraftwerksbereich anzutreffenden Partnerwerkskonstrukten faktisch nicht eintreffen, da sich die Partner verpflichten, die produzierte Energie und die entstehenden Jahreskosten vollständig und entsprechend ihrem Anteil zu übernehmen. Eine allfällige Wertberichtigung findet aus diesem Grund bei Partnerwerken auch direkt auf Stufe der Partner durch ein Impairment der Beteiligung (abhängig von der jeweiligen Rechnungslegung bzw. der Restwertbilanzierung) statt. Dies wird im Swiss GAAP FER-Handbuch des VSE für Partnerwerke entsprechend definiert und von den Partnerwerken i.d.R. im Anhang deklariert.³⁷

Bei integrierten Unternehmen findet eine Wertberichtigung grundsätzlich auf die gleiche Weise statt, wie bei einer Kraftwerksgesellschaft (Vorgabe der Einzelbewertung). Allerdings ist das Kraftwerk dort Teil einer Gesamtbilanz mit weiteren Aktiven, so dass es infolge von einzelnen Impairments erst zu einer bilanziellen Notleidung kommt, wenn sich das gesamte Unternehmen in einer Unterbilanz bzw. Überschuldungssituation befindet.

Zwischenfazit

Das Risiko einer bilanziellen Sanierung infolge Wertberichtigungsbedarfs (Impairment) besteht primär im Falle von «stand-alone» Kraftwerksgesellschaften ohne Partnerwerkskonstrukt.

Als Anknüpfungspunkt von Unterstützungsmassnahmen dient im vorliegenden Fall die Definition von Impairment bzw. Impairmentbedarf grundsätzlich nicht.

4.3 Negative Cashflows («Cash Drains»)

Die Entstehung von Illiquidität kann im Unterschied zur bilanziellen Definition einer finanziellen Notlage auf Basis von effektiven Cashflows vorliegend herangezogen werden. Schenker beschreibt die Auswirkungen eines negativen Cashflows wie folgt:³⁸

«Ein Unternehmen [oder ein Unternehmensteil], das einen negativen Cashflow [Cash Drain] ausweist, kann aus seiner Betriebstätigkeit nicht einmal mehr die laufenden Ausgaben des Geschäftes decken. Ein derartiges Unternehmen erleidet durch die Fortsetzung seiner Geschäftstätigkeit einen dauernden Liquiditätsabfluss und ist somit kurzfristig in seiner Existenz ge-

³⁷ Vgl. VSE (2008), Kap. 13.

³⁸ Schenker (2002), S. 11.



fährdet, da ihm nicht nur die Mittel zur Finanzierung der notwendigen Ersatzinvestitionen fehlen, sondern es nicht einmal die Mittel hat, um den laufenden Betrieb aufrechtzuerhalten. Ist die vorhandene Liquidität einmal ausgeschöpft und kann auch nicht kurzfristig durch den Verkauf von Aktiven Liquidität beschafft werden, so kann ein Unternehmen in einer derartigen Situation seinen Betrieb nur aufrechterhalten, wenn neue Mittel zugeführt werden, was eine sofortige und konsequente Sanierung notwendig macht.»

Während ein klassischer Konkurs infolge Überschuldung oder effektiver Illiquidität auf Stufe einer Kraftwerksgesellschaft (sofern vorhanden) eher als wenig wahrscheinlich beurteilt wird, besteht indes die Möglichkeit, dass der Konzessionär den Betrieb seines Kraftwerkes infolge bestehender oder erwarteter «Cash Drains» einstellt. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Erlöse die laufenden Kosten der Produktion nicht mehr decken bzw. wenn zwingende Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen nicht mehr finanziert werden können. Dabei wird der Betreiber auch eine Minderung seines Produktionspotentials in Kauf nehmen und notwendige Ersatzinvestitionen nicht mehr tätigen, wenn er davon ausgeht, dass er die durch die Investitionen entstehenden Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen) durch die laufenden Erlöse nicht wieder einbringen kann.

Zwischenfazit

Die Abstimmung der Fördergrösse auf effektive und relevante negative Cashflows, welche unabhängig von der Organisations- und Rechtsform sowie unabhängig von der konkreten Rechnungslegung festgestellt werden können, ist vertieft zu prüfen. Kapitel 5 basiert auf diesem Grundkonzept zur Bestimmung der Fördergrösse.

4.4 Grenzkosten («Incremental Costs»)

Anders zu beurteilen wäre die reine Anwendung klassischer Grenzkosten. Als Grenzkosten werden diejenigen Kosten bezeichnet, welche bei der Erstellung einer zusätzlichen Einheit entstehen. Die kurzfristigen Grenzkosten bei Wasserkraftwerken sind aufgrund der überwiegend fixen (gleichbleibenden) Kosten jedoch praktisch bei null.³⁹

³⁹ Vgl. Filippini & Geissmann (2014), S. 23; Filippini et al. (2001), S. 93; vgl. auch Everts (2010), S. 90, mit Grenzkosten von 1 CHF/MWh.



Anders verhalten sich die langfristigen Grenzkosten (sog. «long run incremental cost» (LRIC)). Diese orientieren sich grundsätzlich an den zukünftigen Durchschnitts- bzw. Vollkosten einer Technologie, in dem insbesondere auch die notwendigen, künftigen Investitionen bzw. deren Finanzierung miteinbezogen werden müssen.⁴⁰

Die Anwendbarkeit von Grenzkostenansätzen im vorliegenden Fall ist eingeschränkt möglich, da die Variabilisierung der fixen Kosten über die Zeit je nach Alter und Art des Kraftwerkes anders zu beurteilen wären. Eine «harte» Definition der relevanten Grenzkosten besteht unseres Erachtens nicht. Dennoch zeigt die Grenzkostentheorie zwei Effekte auf: einerseits sind kurzfristig variable Kosten und längerfristig auch Ersatzinvestitionen relevant. Im Unterschied zum Ansatz von «Net Cash Drains» würde bei einer reinen Grenzkostenanwendung der Umstand einer Sanierung infolge historisch entstandener Kosten (z.B. Fremdfinanzierung) im Sinne von «sunk costs» definitiv keine Rolle spielen.

Zwischenfazit

Die Verwendung reiner Grenzkosten wäre aus streng betriebswirtschaftlicher Sicht wohl richtig, die konkrete Anwendung im vorliegenden Kontext jedoch mit Schwierigkeiten verbunden. Insbesondere besteht das Risiko, dass mit einem reinen Grenzkostenansatz die politische Absicht zur Unterstützung von Grosswasserkraftwerken in Notlagen bzw. zur Sicherstellung von Ersatzinvestitionen nicht sichergestellt wird.

⁴⁰ Vgl. Filippini et al. (2001), S. 7; zu LRIC vgl. etwa Confraria (ohne Datum).



5 Bestimmung der Förderungsgrösse

5.1 Schema zur Ermittlung des «Net Cash Drain»

Basierend auf den bisherigen Überlegungen basiert der nachstehende Lösungsansatz zur Bestimmung der Förderungsgrösse auf dem Grundkonzept des netto Geldabflusses bzw. des «Net Cash Drain». Die Ermittlung basiert gemäss den Erkenntnissen in Kapitel 3.3 grundsätzlich auf den effektiven, nachweisbaren Gesteungskosten des Kraftwerks gemäss KRSG.⁴¹ Dabei werden sämtliche nicht cash-relevanten Kostenbestandteile, insbesondere die kalkulatorischen Kapitalkosten, bestehend aus Abschreibungen und kalkulatorischen Zinsen (WACC) eliminiert. Umgekehrt werden die cash-relevanten bestehenden Fremdfinanzierungskosten (Zinsen) gegenüber Dritten zur Sicherstellung des Fortbetriebes berücksichtigt. Gleiches gilt grundsätzlich für die temporäre Finanzierung der notwendigen Ersatzinvestitionen. Die vollständige Bezahlung von Ersatzinvestitionen ist dabei jedoch nicht vorgesehen.

Abbildung 6: Ermittlungsschema des «Net Cash Drain»

Nr.	Position	Total	Anteil Grundvers.	Anteil Marktvers.	Anmerkung
100	Kalkulatorische Kapitalkosten auf bestehenden Anlagen				Details vgl. Kapitel 3.2.3
200	Betriebskosten				Details vgl. Kapitel 3.23; ohne Nebengeschäfte
600	Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten				Details vgl. Kapitel 3.2.3; ohne Nebengeschäfte
700	Direkte Steuern				Nur Aufwandgleiche Steuern gemäss Jahreskosten
800	Abgaben				Konzessionsabgaben, Wasserzinsen, Gratis- / Vorzugsenergie
900	Sonstige Erlöse				inkl. Subventionen gemäss GschG-Massnahmen
=	Gesteungskosten				
-	Elimination Kalkulatorische Kapitalkosten auf bestehenden Anlagen				Nicht liquiditätsrelevante Kosten
+/-	Veränderungen Rückstellungen				Nicht liquiditätsrelevante Kosten / Erlöse
=	Operative Geldabflüsse				
-	Fremdkapitalzinsen Dritter aus <u>bestehenden</u> Finanzierungsverpflichtungen				Für bestehende zwingende Verpflichtungen bei Dritten
-	Fremdkapitalzinsen und kalkulatorische Amortisation für neue, notwendige Ersatzinvestitionen				Finanzierung für neue <u>Ersatzinvestitionen</u> bestehend aus Zinszahlungen und Amortisation (vgl. Kapitel 5.4)
=	Relevante Geldabflüsse inkl. Fremdfinanzierung				
+	Referenzerlöse «Markt»	n/a	n/a		Cash-relevante Zuflüsse zu Marktpreisen (vgl. Folgeseiten)
=	«Net Cash Drain»	n/a	n/a		Relevante Förderungsgrösse (sofern negativ)

Bei der Anwendung der KRSG-CH als Grundlage für die vorliegende Ermittlung des «Net Cash Drain» bestehen zwei Einschränkungen von Wahlrechten:

⁴¹ VSE (2013).



- 1) Nicht betriebliche Erlöse und Kosten (z.B. für Liegenschaften, Bahnen, etc.) sind im Sinne der buchhalterischen Entflechtung zwingend herauszurechnen (vgl. Kap. 2.5).
- 2) Bei den Steuern sind nur die trotz Sanierungssituation zwingenden, effektiven, cash-relevanten (anteiligen) Steuern abzubilden (vgl. Kap. 3.5). Dies dürfte nur bei Partnerwerken mit definierten Gewinnausweisen überhaupt der Fall sein. Ansonsten ist davon auszugehen, dass in Sanierungssituationen keine Gewinne erwirtschaftet und damit auch keine Steuern bezahlt werden müssen. Auf eine Aufrechnung von Vorteilen aus steuerlichen Verlustvorträgen wird aus Wesentlichkeitsgründen verzichtet.

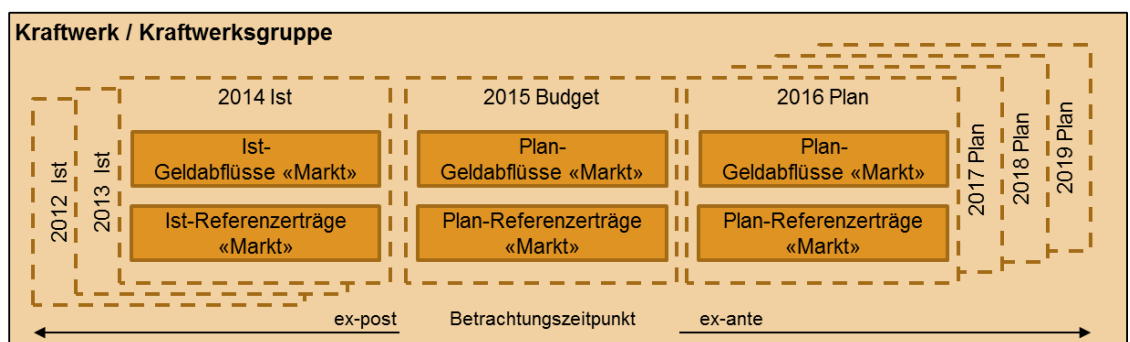
Zwischenfazit

Mit der vorstehenden Definition des «Net Cash Drain» lassen sich aus unserer Sicht die zentralen Anforderungen an die Fördergrösse für Grosswasserkraftanlagen in Notsituationen im Grundsatz erfüllen. Der Ansatz basiert direkt auf der KRSG-CH als anerkannte Branchenvorgabe und berücksichtigt relevante, cash-wirksame Kosten und Erlöse.

5.2 Relevante Zeitperiode

Zur Bestimmung der Förderungsgrösse ist festzulegen, auf welchen Datengrundlagen bzw. auf welche Zeitperiode sich die Daten der Kraftwerksbetreiber zu beziehen haben. Dabei kann grundsätzlich sowohl eine ex-post-Betrachtung mittels Ist-Zahlen als auch eine ex-ante-Betrachtung mittels Plan-Kosten und -Erlösen geprüft werden.

Abbildung 7: Zeitliche Betrachtungsweise (Beispieljahre; schematisch)



Aufgrund der Vorgabe einer temporären Förderung von maximal fünf Jahren⁴² und der Forderung nach einem Sanierungsplan einerseits und der Überprüfbarkeit andererseits

⁴² BFE (2015a).



dürften im Rahmen der Einzelfallprüfung beide Sichtweisen, ex-post und ex-ante, von Relevanz sein.

Aufgrund des Sanierungsumstandes ist eine ex-ante-Betrachtung notwendig. Nur in einer ex-ante-Betrachtung ist es auch im Einzelfall möglich, die notwendigen Ersatzinvestitionen zu beurteilen und deren Finanzierung durch Anrechnung von Fremdkapitalzinsen und anteiligen Amortisationen sicherzustellen.

Ein reines ex-post-Modell hat zudem das Problem, dass die Ist-Erlöse dennoch simuliert bzw. berechnet werden müssen (vgl. Kap. 5.3). Zudem fehlt bei einer reinen ex-post-Betrachtung den Kraftwerksbetreibern die notwendige Rechts- und Investitionssicherheit. Im Vollzug besteht bei ex-post-Modellen ein hoher zeitlicher Versatz zwischen der Entstehung und der Förderung, was je nach Vollzugsdauer für die Betreiber problematisch sein kann.⁴³

Vor diesem Hintergrund erachten wir eine Kombination aus einer ex-ante-Beurteilung in Form eines Sanierungsplans, welcher a) mit ex-post-Daten zu plausibilisieren ist und b) ex-post überprüft wird, als zielführend. Konkret können aufgrund des Sanierungsplans jährliche Förderbeiträge definiert und ausbezahlt werden. Im Anschluss werden diese jedoch mit einer jährlichen ex-post-Abrechnung überprüft bzw. korrigiert (Deckungsdifferenz aus Vorjahr wird in Zahlung im laufenden Jahr angerechnet).

Zwischenfazit

Die «Net Cash Drains» werden im Rahmen eines Sanierungsplanes sowohl im Voraus (ex-ante) beurteilt als auch im Nachhinein (ex-post) hinsichtlich der effektiven Realisierung überprüft.

5.3 Bestimmung der Erlöse

5.3.1 Referenzerlöse Markt

Zur Bestimmung der «Net Cash Drains» werden – analog zur Kostenerhebung – nur die energiewirtschaftlichen und stromnahen Erlöse des Kraftwerks oder der KWG berücksichtigt. Abbildung 8 zeigt die entsprechenden Erlösbestandteile.

Bei der Bewertung der Erlössituation wird davon ausgegangen, dass ein Kraftwerk durch seinen Betreiber gegen den Strommarkt optimiert wird und nicht z. B. gegen vertraglich vereinbarte Preise an die Eigentümer. Liefert ein Kraftwerk einen Teil seiner Energie an Kunden in der Grundversorgung, so ist dieser Anteil aus der Betrachtung

⁴³ Vgl. dazu auch die Korrektur im Vollzug von Art. 15b^{bis} EnG für Grossverbraucher per 1. Januar 2014.



herauszurechnen, da diese Gestehungskosten per Definition gedeckt sind (vgl. Kap. 5.5).

Als Bewertungsgrundlagen für den Strommarkt sind die Strommarktpreise «loco Schweiz» bzw. die effektiven SDL-Preise von Swissgrid zu verwenden. Es ist der tagesaktuelle Umrechnungskurs von EUR in CHF zu verwenden.

Dabei sind alle werttreibenden technischen, vertraglichen und gesetzlichen Einschränkungen und Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- Technisch: Flexibilität des Maschinenparks und Grösse der Speicher
- Vertraglich: Einschränkungen in der Konzession, z. B. Minimal-/Maximalkoten (auch zeitlich) oder Wasser zur Bewässerung als must-run-Bedingungen
- Gesetzlich: Restwassermengen und weitere Regelungen zum Gewässerschutz

Verzerrungen des Erlöses aus Vorzugs- oder Gratisenergie werden bereits auf Stufe der Kosten in der Position 800 gemäss Vorgaben der KRSG (vgl. Abbildung 6 in Kap. 5.1) berücksichtigt (sog. Opportunitätskosten).⁴⁴

Allfällige Erlöse aus der HKN-Vermarktung müssen berücksichtigt werden, wenn die Kosten bzw. Opportunitätskosten der Herstellung (z. B. Zertifizierungskosten, Einschränkungen der Bewirtschaftung des Kraftwerks) ebenfalls in den Kosten bzw. der Berechnung des Markterlöses berücksichtigt werden.

Sonstige, betriebliche Erlöse sind gemäss KRSG direkt den Gestehungskosten in Position 900 in Abzug zu bringen.

Abbildung 8: Referenzerlöse Markt

Nr.	Position	Bewertungsmethode	Bemerkung
1000.1	Erlöse am Strommarkt	Strommarktpreise in der Schweiz (Spot und Termin)	Energiewirtschaftlich optimierte Bewirtschaftung des Kraftwerks gegen den Strommarkt unter Berücksichtigung aller technischen, vertraglichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen bei der Bewirtschaftung
1000.2	Erlöse aus SDL-Vermarktung	Effektiver Erlös– Opportunitätskosten	Opportunitätskosten entsprechen den entgangenen Erlösen am Strommarkt durch die Erbringung der SDL (i.d.R. aus Leistungsvorhaltung, nur bei optimierten Kraftwerken für ex-ante-Berechnung relevant).
1000.3	Erlöse aus HKN-Vermarktung	Effektiver Erlös	Berücksichtigung zwingend, wenn Kosten der Zertifizierung ebenfalls berücksichtigt wurden und Einschränkungen des Kraftwerksbetriebs durch die Zertifizierung berücksichtigt wurden.
=	Referenzerlöse Markt		

5.3.2 Berechnungsansätze bei SDL-Erlösen

Die Datenbeschaffung aus SDL-Erlösen einzelner Kraftwerke bzw. KWG kann problematisch sein, weil die SDL-Erbringung durch den Systemdienstleistungsverantwortli-

⁴⁴ Dies entspricht einem in der Konzession begründeten Mindererlös; der Abzug erfolgt gemäss KRSG zu Gestehungskosten (vgl. VSE (2013), S. 19). Von einer anteiligen Korrektur auf Marktpreise (nur Anteil exkl. Grundversorgung) kann aus Gründen von Praktikabilität und Wesentlichkeit unseres Erachtens abgesehen werden.



chen (SDV) erfolgt. In der Regel müssten die Daten jedoch mehrheitlich auf die Kraftwerksgruppe zugeordnet werden können.

Im Fall von Partnerwerken ist der betriebsführende Partner für das Einreichen der Angebote an Swissgrid zuständig (SDV-Rolle). Die entsprechenden Erlöse werden an die teilnehmenden Partner weiterverteilt. Auf Stufe Partnerwerk ist in diesem Fall die Datentransparenz zumindest ex-post vorhanden, da Swissgrid gegenüber dem Betriebsführer eine Abrechnung ausstellt.

Falls die Zuordnung von SDL-Erlösen für einzelne Produkte und/oder Kraftwerke bzw. KWG nicht möglich sein sollte, dann sind Ersatzverfahren denkbar. Da Swissgrid die erzielten Preise der SDL (Netzregelung und Wirkverluste sowie Regelenergie) regelmässig publiziert, muss für das jeweilige Kraftwerk der erwartete Einsatz abgeschätzt werden. Dies könnte beispielsweise über die Abschätzung der Opportunitätskosten und einem Vergleich mit den effektiven SDL-Preisen erfolgen.

5.3.3 Unterscheidung nach Kraftwerks-Typ

Bei der Erlösberechnung eines Kraftwerks oder einer KWG kann nach Optimierbarkeit des Kraftwerks unterschieden werden:

- Laufkraftwerke (HD und ND) können i.d.R. nicht oder nur geringfügig gegen den Markt optimiert werden, da kein Speicher zur Verfügung steht und die Energieproduktion dem saisonalen und wettergegebenen Verlauf folgt. Ggf. können am Regelenergiemarkt zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden, da hierfür nur kurzzeitige Anpassungen im Kraftwerksbetrieb notwendig sind. Allerdings sind die Konzessionsauflagen in der Praxis insbesondere bei ND-Laufkraftwerken oft sehr strikt und schränken daher die Bewirtschaftung im SDL-Markt stark ein. Die Bewertung des möglichen Erlöses kann hier deshalb einem üblichen Jahresprofil des Kraftwerkes folgen. Es sind keine komplexen Optimierungsalgorithmen nötig.
- Speicherkraftwerke und Pumpspeicher werden meist saisonal bewirtschaftet, d.h. der Hauptspeicher wird im Sommerhalbjahr gefüllt und im Winterhalbjahr geleert. Dieser saisonale Zyklus wird durch kurzfristige (tägliche bzw. wöchentliche) Muster überlagert, die sich nach dem Strommarkt richten. Zusätzlich können diese Kraftwerke die meisten Regelleistungen (primär, sekundär und tertiär) an Swissgrid anbieten. Zur Bewertung des möglichen Erlöses ist eine Optimierung des Kraftwerkes gegen einen Marktpreisverlauf nötig. Zudem muss abgeschätzt werden, welcher Zusatzbetrag durch SDL-Angebote an Swissgrid erwirtschaftet werden kann.



5.3.3.1 Erlösbestimmung von Laufwasserkraftwerken

Bei Laufwasserkraftwerken handelt es sich um die Bewertung eines nicht oder nur unwesentlich beeinflussbaren Profils gegen die Marktpreise. Als Berechnungsmethode wird abgewandelt die bereits im Rahmen der Vollzugshilfe Renaturierung der Gewässer nach Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes (GSchG)^{45,46} beschriebene Methode (Berechnung von Erlöseinbussen bei Energieminderproduktion) vorgeschlagen:

Abbildung 9: Erlösbestimmung bei Laufwasserkraftwerken

Position	Methode ex-post	Methode ex-ante
Erlöse am Strommarkt	Gefahrenes Stundenprofil x Spotpreise EEX CH	Normprofil x hPFC
SDL-Erlöse	Tatsächlich erhaltene Erlöse von Swissgrid	Erwartete Erlöse von Swissgrid
HKN-Erlöse	Tatsächlich erhaltene Erlöse aus HKN-Verkauf zu Marktpreisen	Erwartete Markterlöse

Ex-post-Bewertung: Die Berechnung des Markterlöses folgt aus dem tatsächlich gefahrenen stündlichen Profil der vergangenen Periode multipliziert mit den zum jeweiligen Zeitpunkt gültigen Spotpreisen für Elektrizität an der Börse für das Marktgebiet Schweiz (Swissix). Die Umrechnung der Preise von EUR in CHF erfolgt aufgrund der jeweiligen von der Schweizerischen Nationalbank publizierten Tageswechsellkurse.

Ex-ante-Bewertung: Die Berechnung erfolgt analog ex-post, jedoch wird als Preiskurve eine geeignete, gegenüber den aktuellen Futurespreisen an der EEX (Markt CH) oder den aktuellen Forwardpreisen (OTC, Markt CH) neutrale stündliche Preiskurve (hPFC) verwendet. Als Profil wird das Normprofil, basierend auf einem mehrjährigen Mittelwert der Zuflüsse, eingesetzt.

5.3.3.2 Erlösbestimmung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken können als Preisbasis historische oder zukunftsgerichtete modellierte Werte herangezogen werden. Die geeignete preisliche Volatilität ist dabei entscheidend. Die Verwendung von gemittelten stündlichen Preiskurven (hPFCs) ist problematisch, da diese aufgrund fehlender Extremwerte zu geringe Erlöse liefern.

Eine sehr einfache Methode zur Bestimmung des Kraftwerkswertes ist die Berechnung der historischen Markterlöse des Kraftwerks. Hierbei können historisch realisierte Spotpreise herangezogen und mit der tatsächlichen Fahrweise des Kraftwerks der Erlös berechnet werden. Der Vorteil der Methode liegt klar in der Einfachheit und Ver-

⁴⁵ Vgl. Pfaundler et al. (2015).

⁴⁶ Vgl. UVEK (2015).



ständigkeit. Der Nachteil ist, dass hier nicht zwingend von einem optimierten Kraftwerksbetrieb ausgegangen wird.

Eine sehr einfache Methode zur Bewertung von Speicherkraftwerken ist die Abschätzung über eine Preisganglinie. Dabei werden historische oder modellierte Preise über eine Bewirtschaftungsperiode sortiert und die höchsten «n» Stunden für die Durchschnittspreisbestimmung ausgewählt, wobei «n» den durchschnittlichen Volllaststunden des Kraftwerks entspricht. Diese Methode ist sehr einfach anzuwenden, vernachlässigt jedoch alle technischen und vertraglichen Einschränkungen des Kraftwerks und wird deshalb tendenziell zu hohe Erlöse liefern. Für sehr einfache Kraftwerke kann die Methode unter Umständen plausible Werte liefern.

Weiter kann das Kraftwerk deterministisch mit einer speziellen Software optimiert werden, wie sie von verschiedenen Anbietern am Markt angeboten wird. Dabei wird für jede Stunde die optimale Aktion des Kraftwerks (turbinieren, pumpen oder keine Aktion) gegen eine definierte Preiskurve berechnet und iterativ optimiert.^{47,48} Die Methode liefert tendenziell zu hohe Erlöse, weil sie von der vollständigen Prognostizierbarkeit der Preiskurve und der Zuflüsse ausgeht («perfect foresight»)⁴⁹. Sie kann aber mit vergleichsweise einfacher Software durchgeführt werden. Zu hohe Erlöse können mit historisch bestimmten, auf die verwendete Preiskurve passenden Korrekturfaktoren angepasst werden.

Am nächsten an der Realität kann ein Kraftwerkserlös bewertet werden, wenn die Marktpreise stochastisch simuliert und die Aktionen des Kraftwerks unter Unsicherheit optimiert werden. Diese Methode ist die mathematisch Anspruchsvollste und setzt ein grosses Know-how voraus.⁵⁰

Bei SW und PSW handelt es sich um eine Optimierung eines flexiblen Kraftwerks gegen Marktpreise. Die Berechnungsmethoden sind unterschiedlich, je nachdem ob ein ex-post oder ein ex-ante-Ertrag berechnet werden soll.

Abbildung 10: Erlösbestimmung bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Position	Methode ex-post	Methode ex-ante
Erlöse am Strommarkt	Gefahrenes Stundenprofil x Spotpreise EEX CH	Optimierung mit marktüblicher Optimierungssoftware und geeigneter Preiskurve, ggf. Anwendung Korrekturfaktor
SDL-Erlöse	Tatsächlich erhaltene Erlöse von Swissgrid	Erwartete Erlöse von Swissgrid, abzüglich Opportunitätskosten zu deren Erzeugung.
HKN-Erlöse	Tatsächlich erhaltene Erlöse aus HKN-Verkauf zu Marktpreisen	Erwartete Markterlöse

⁴⁷ Vgl. Bartelt und Heitmann (2013).

⁴⁸ Vgl. Werlen (2004).

⁴⁹ Vgl. Torchiani und Zuur (2014).

⁵⁰ Vgl. Frontier Economics und swissQuant Group (2013).



Ex-post-Bewertung: Die Berechnung der Markterlöse folgt aus dem tatsächlich gefahrenen stündlichen Profil der vergangenen Periode multipliziert mit den zum jeweiligen Zeitpunkt gültigen Spotpreisen für Elektrizität an der Börse für das Marktgebiet Schweiz (Swissix). Es wird also implizit davon ausgegangen, dass der Kraftwerksbetreiber sein Kraftwerk bzw. seine KWG wirtschaftlich optimiert betreibt. Die Umrechnung der Preise von EUR in CHF erfolgt aufgrund der jeweiligen von der Schweizerischen Nationalbank publizierten Tageswechsellkurse.

Ex-ante-Bewertung: Als Berechnungsmethode wird abgewandelt die bereits im Rahmen der Vollzugshilfe Renaturierung der Gewässer^{51,52} beschriebene Methode (Berechnung von Erlöseinbussen durch zeitliche Verschiebung der Produktion) vorgeschlagen. Dabei wird eine marktübliche Optimierungssoftware⁵³ verwendet und das Kraftwerk bzw. die KWG gegen eine auf das Modell abgestimmte Preiskurve optimiert. Die Preiskurve muss gegenüber den beobachtbaren Futures- oder Forwardpreisen für den Markt Schweiz neutral sein. Aufgrund der besprochenen Vor- und Nachteile der Methoden kann der Erlös ggf. noch korrigiert werden, wobei die Wahl des Korrekturfaktors plausibel erklärt werden muss. Die erwarteten SDL-Erlöse müssen als SDL-Mehrerlöse über den Opportunitätskosten für die Leistungsvorhaltung eingesetzt werden. Die Opportunitätskosten können z.B. mit der in der Vollzugshilfe Renaturierung der Gewässer⁵⁴ beschriebenen Methode (simulierter Erlös ohne Vorhaltung minus simulierter Erlös mit Vorhaltung) ermittelt werden.

Zwischenfazit

Erlöse aus dem Kraftwerk gegen den Strommarkt, den SDL-Markt und den HKN-Markt erfolgen nach definierten Methoden. Diese sind unterschiedlich nach Kraftwerkstyp sowie für ex-post- und ex-ante-Betrachtungen.

5.4 Erneuerungsinvestitionen

5.4.1 Abgrenzungsbedarf

Um das bestehende Produktionspotential der Wasserkraft fortwährend sicherzustellen, sind der zwingend notwendige Unterhalt und die zwingend notwendigen Erneuerungs- bzw. Ersatzinvestitionen auch im Falle einer Notleistung zu tätigen.

⁵¹ Vgl. Pfaundler et al. (2015).

⁵² Vgl. UVEK (2015).

⁵³ Gleiches Produkt, welches der Kraftwerksbetreiber bereits verwendet.

⁵⁴ Vgl. Pfaundler et al. (2015).



Erweiterungsinvestitionen werden hingegen von einer Förderung im Rahmen einer Notleidung gänzlich ausgeschlossen, da es in einer Notsituation primär gilt, das bestehende Geschäft bzw. die bestehende Produktion aufrechtzuerhalten.⁵⁵

Während der Unterhalt in die Betriebskosten einfließt, werden Erneuerungsinvestitionen in der Anlagenbuchhaltung aktiviert und über die jeweiligen Nutzungsdauern abgeschrieben. Sie generieren primär Kapitalkosten in Form von Abschreibungen und Zinsen. Die Grenzen zwischen Unterhalt und Erneuerungsinvestitionen sind dabei nicht immer eindeutig. Für deren Unterscheidung sowie für die Bestimmung der Nutzungsdauern sind auf die geltenden Rechnungslegungs- und Aktivierungs-Richtlinien abzustellen, wobei im Sinne einer möglichst einheitlichen Regelung eine Anlehnung an die Vorgaben des Rechnungslegungs- und Reporting-Handbuches des VSE für Partnerwerke⁵⁶ zu empfehlen ist.

5.4.2 Befristete Förderung mittels Teil-Finanzierung

Da Erneuerungsinvestitionen je nach Art und zeitlichem Anfall ein hohes finanzielles Volumen zur Folge haben können, besteht bei deren Unterstützung ein erhöhtes Risiko von Fehlanreizen, indem z.B. Erneuerungsinvestitionen bewusst in die Periode der erwarteten Förderungen verschoben werden oder indem bewusst in teurere Ausführungsarten zur Entlastung des späteren Unterhalts investiert wird.

Um das Risiko hoher Fehlanreize einzuschränken und gleichzeitig den beabsichtigten Beitrag zur Vornahme von Erneuerungsinvestitionen zu leisten, besteht ein Lösungsansatz darin, die Kapitalkosten der Erneuerungsinvestitionen während der Unterstützungsfrist durch einen Förderbeitrag zu finanzieren. Dabei müsste der Kraftwerksbetreiber die Finanzierung der Erneuerungsinvestition selbst sicherstellen. Er würde jedoch die Garantie erhalten, dass die aus der Investition resultierenden Kapitalkosten während der Unterstützungsfrist finanziert sind, sofern die Situation der Notleidung («Net Cash Drains») anhält. Als Kapitalkosten werden dabei Abschreibungen gemäss Branchenvorgaben einerseits und eine Mindestverzinsung des investierten Kapitals im Umfang eines marktüblichen Fremdkapitalzinssatzes andererseits angerechnet. Auf eine Gewinnerzielung aus neuen Investitionen ist infolge der Notleidung und aufgrund der politischen Rahmenbedingungen zu verzichten. Insofern können die Erneuerungsinvestitionen auch nicht zum vollen Kapitalkostensatz (WACC) angerechnet werden.

Der Kraftwerkseigentümer hat damit in einer ersten Phase der Investitionen keine bzw. nur minimale Kapitalkosten (Zinsdifferenz auf seinen allfälligen Eigenkapitalanteil) der

⁵⁵ Vgl. die Vorgabe von BFE (2015a).

⁵⁶ VSE (2008), Kap. 3.



Erneuerungsinvestition zu tragen. Diese fallen bei ihm erst nach der Phase der Unterstützung an. Mit einer Lösung in dieser Art wäre im Sinne der Notleidung eine kurzfristige Unterstützung sichergestellt; gleichzeitig werden jedoch grössere Fehlanreize durch vollständiges Bezahlen langfristig werterhaltender Investitionen verhindert. Spätestens nach fünf Jahren muss der Betreiber die Kosten selber tragen können.

Das Risiko von Fehlanreizen verbleibt indes bei direkt cash-relevanten Unterhaltsaufwendungen, indem während der Förderungsfrist ein erhöhter bzw. vorgezogener Unterhalt betrieben werden könnte. Diesem Umstand kann mittels Festlegung eines Benchmarks oder mittels eines Vergleichs mit historischen Kostendaten (längere Zeitreihen von 5–10 Jahren) begegnet werden, welche im Rahmen der Antragstellung einzuverlangen sind. Auch sind die bestehenden Aktivierungsrichtlinien stetig einzuhalten.

Die Abweichung vom reinen Geldabfluss, welcher auf Stufe des Cashflows aus Investitionstätigkeiten sämtliche Zahlungen für Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen beinhalten würde, wird aufgrund der generellen Rahmenbedingungen (keine Erweiterungsinvestitionen), der nur temporären Unterstützung über 5 Jahre sowie der mehrheitlich langen Nutzungsdauern der investierten Anlagengüter in Kauf genommen.

Zwischenfazit

Betrieblich notwendige Erneuerungsinvestitionen können gemäss bestehenden Aktivierungsrichtlinien vorgenommen und temporär durch Anrechnung der neuen, minimalen Kapitalkosten (Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen) über den Ansatz des «Net Cash Drain» finanziert werden. Nach der Förderung muss der Kraftwerksbetreiber die Kapitalkosten der Erneuerungsinvestitionen wieder selber tragen können. Auf eine vollständige Anrechnung der ganzen Investitionsausgaben ist zu verzichten. Um eine Verlagerung von Investitionsausgaben in Unterhaltskosten zu verhindern, sind längere Zeitreihen des Unterhalts und die historische Aktivierungspraxis vom Kraftwerksbetreiber nachzuweisen.

5.5 Grundversorgung

5.5.1 Rechtliche Ausgangslage

Die Grundversorgung nach Art. 6 StromVG in Verbindung mit Art. 4 Abs. 1 StromVV ermöglicht dem grundversorgungspflichtigen EVU heute grundsätzlich Gestehungskosten der Energieproduktion und -lieferung für die relevanten Elektrizitätstarifen zur Anrechnung bringen zu können. Diese Gestehungskosten haben die Vorgaben der



EICom Weisung 3/2012⁵⁷ sowie die Empfehlungen des für diesen Zweck erarbeiteten und vorliegend bereits mehrfach zitierten Branchendokuments KRSG-CH zu berücksichtigen.

Generell gilt es jedoch anzumerken, dass bei der heutigen Gestehungskostenregelung im Rahmen der Grundversorgung erst teilweise Rechtssicherheit besteht. In einem kürzlich erschienenen Piloturteil zu den anrechenbaren Gestehungskosten hat das Bundesverwaltungsgericht (BVGer) am 3. Juni 2015 befunden, dass umfassende Effizienzvergleiche, welche den Anforderungen von Art. 19 Abs. 1 StromVV genügen, notwendig werden.⁵⁸ Inwiefern sich dieser Entscheid auch auf grundsätzlich anrechenbare Gestehungskosten der Produktion auswirken kann, ist heute unklar. Jedenfalls umfasst nach BVGer die in Art. 19 Abs. 1 StromVV statuierte Durchführung von Effizienzvergleichen zur Überprüfung von Elektrizitätstarifen gemäss klarem Wortlaut die Überprüfung aller Kosten.⁵⁹

Die Grundversorgung im Sinne von Art. 6 StromVG betrifft grundsätzlich nie die Kraftwerke bzw. KWG selber, sondern deren Eigentümer, die einen Grundversorgungsauftrag im Sinne des Gesetzes haben. Aus Sicht des VSE⁶⁰ kann ein Produzent bzw. dessen Eigentümer nur in zwei Fällen dazu verpflichtet werden, die Gestehungskostenregelung nach Art. 4 Abs. 1 StromVV anzuwenden:

1. Das Kraftwerk oder die Kraftwerksgesellschaft ist im direkten Eigentum oder unter der Kontrolle eines EVU mit Grundversorgungsauftrag.
2. Das Kraftwerk ist als Partnerwerk ausgestaltet und mindestens ein EVU mit Grundversorgungsauftrag ist daran beteiligt. In diesem Fall ist/sind diese/s EVU als (Mit-)Eigentümer gemäss Ziffer 5 der EICom-Weisung 3/2012 verpflichtet, seine/ihre Vorteile aufgrund der partnerschaftlichen Eigenproduktion unabhängig von der Eigentümerstruktur an seine Endverbraucher mit Grundversorgung weiterzugeben. Für die übrigen Eigentümer ist die Gestehungskostenregelung von Art. 4 Abs. 1 StromVV nicht anzuwenden.

Dies führt dazu, dass für eine Elimination der Grundversorgungsanteile auf Stufe Kraftwerk bzw. KWG die jeweiligen Energieabnehmer, i.d.R. die Eigentümer, hinsichtlich deren Grundversorgungsanteile Rechenschaft ablegen müssen.

⁵⁷ Vgl. EICom (2012).

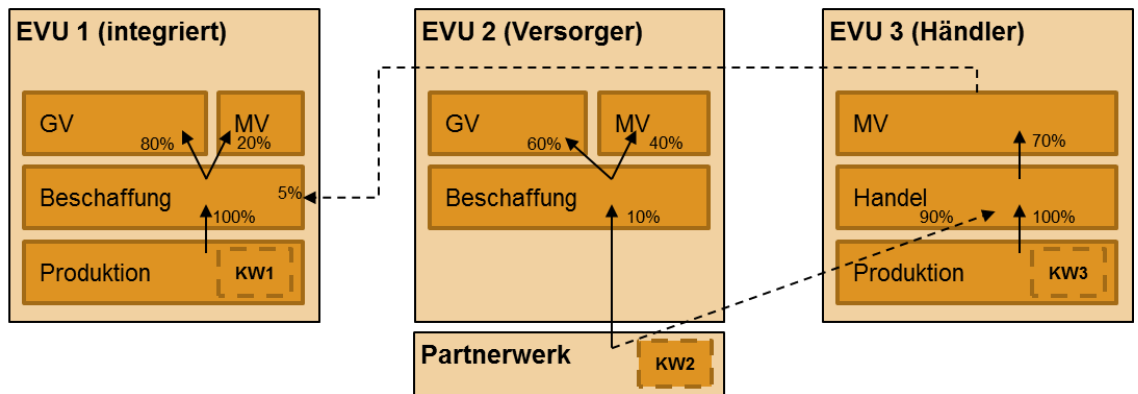
⁵⁸ BVGer (2015), Ziff. 11.2.

⁵⁹ Vgl. BVGer (2015), Ziff. 10.1.

⁶⁰ VSE (2013), S. 9.



Abbildung 11: Illustration Grundversorgungsanteile (schematisch)



Legende: MV = Marktversorgung; GV = Grundversorgung

Im stark vereinfachten Beispiel in Abbildung 11 hätten damit das KW1 einen zu eliminierenden Grundversorgungsanteil von 80%, das KW2 von 6% (10%*60%) sowie das KW3 von 0%. Die indirekte Beziehung zwischen EVU3 und EVU1 ist grundsätzlich nicht als Grundversorgung zu qualifizieren, wobei im Fall von gestehungskostenbasiereten Bezugsrechten der Einzelfall geprüft werden muss.

5.5.2 Bestehende Deklarationspflicht

Die Grundversorger im Sinne von Art. 6 StromVG müssen aktuell der EICom ihre Gestehungskosten aus eigener Produktion gemäss Vorgaben von Weisung 3/2012 jährlich deklarieren. Darin sind auch die Bezüge aus Partnerwerken darzustellen.⁶¹

Abbildung 12: EICom Kostenrechnungsreporting zu Gestehungskosten⁶²

Gestehungskosten für die Kostenrechnung 2015

Gestehungskosten Energielieferung	Zeitraum: von		bis		MWh-Anteil Liefermenge	Rp/kWh	davon für Kunden in Grundversorgung [Rp/kWh]
	Kosten in CHF	davon für Kunden in Grundversorgung [CHF]	Liefermenge in MWh	davon für Kunden in Grundversorgung [MWh]			
Eigene Produktion							
Kauf (inkl. Ausgleichsenergie)							
- Eigene Netzverluste							
Total Beschaffung minus Netzverluste / Vertriebsmenge	0	0	0	0			
Verwaltungs- und Vertriebskosten (ohne Deckungsdiff.)							
Sonstige Kosten der Energielieferung							
Gewinn des Vertriebes							
Total Gestehungskosten Energielieferung	0	0	0	0			
Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren							
Tarifizierte Gestehungskosten		0					

Gemäss Weisung 3/2012 erfolgt dabei die darzustellende Aufteilung zwischen Markt- und Grundversorgung mit einem sachgerechten, nachvollziehbaren und schriftlich festgehaltenen Schlüssel. Als Schlüssel wird im Normalfall der durchschnittliche Absatz verwendet. Abweichungen davon sind möglich, aber zu begründen.

⁶¹ Vgl. EICom (2012).

⁶² EICom (2014).



Das BVGer hat in ihrem kürzlich erlassenen Piloturteil die vereinfachende Durchschnittsbetrachtung der ECom abgelehnt und zur Aufteilung auf die Grund- und die Marktversorgung folgendes festgehalten:⁶³

«Die Verteilnetzbetreiber können den stündlichen Stromverbrauch in Erfahrung bringen, d.h. sie wissen auf die Stunde genau, wieviel sie produzieren und/oder zu welchem Preis sie einkaufen und wer zu welchem Zeitpunkt wieviel elektrische Energie bezieht. Die Gesamtkosten, welche im Unterschied zu den Einzelkosten nicht direkt zugeordnet werden können, sollten in einem Mischtarif (Marktbezüge und Eigenproduktion) weiterverrechnet werden, um sicherzustellen, dass unzulässige Quersubventionierungen vermieden werden. Dabei sollte die Zuordnung so verursachergerecht wie möglich erfolgen, was bedeutet, dass sie auf die kleinstmögliche Einheit erfolgen sollte und wenn möglich nicht auf einen relativ ungenauen Jahresdurchschnitt.»

Für den vorliegenden Kontext der Abgrenzung der relevanten Kosten und Erträge der jeweiligen Kraftwerke bzw. KWG im Rahmen der Grundversorgung wird deutlich, dass die grundversorgenden EVU eine entsprechende Praxis haben und diese seit mehreren Jahren stetig anwenden müssen. Inwiefern diese Praxis mit den Vorgaben der ECom bzw. nun mit dem neuen Leitentscheid des BVGer übereinstimmt, ist im Einzelfall zu beurteilen. Wichtig erscheint in diesem Kontext – unter Vorbehalt der bestehenden Rechtsunsicherheit – dass für den vorliegenden Anwendungszweck keine neue, andere Praxis als die für die Gestehungskostenregulierung nach Art. 4 Abs. 1 StromVV angewendet wird. Eine Anpassung der bestehenden Zuteilungspraxis müsste zudem im Einzelfall auf Verweis auf entsprechende regulatorische Vorgaben begründet werden können. Dadurch soll eine einseitige Optimierung zugunsten der Förderung verhindert werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Ausscheidung der Grundversorgungsanteile auf bestehenden Datengrundlagen bzw. im Rahmen der Auswertung der jeweiligen Energiebilanzen der einzelnen, beteiligten Grundversorger grundsätzlich möglich, jedoch je nach Situation und Komplexität mit erheblichem Erstellungs- und Überprüfungsaufwand verbunden. Eine vollständige Überprüfung dieser Deklarationen durch die ECom erfolgt nicht bzw. nur in Einzelfällen und ex-post.

⁶³ BVGer (2015), Ziff. 9.2.



Der alternative Ansatz, anstelle der Kosten- und Erlösausscheidung sämtliche Kosten und Erlöse (und damit die Gewinne) aus der Grundversorgung miteinzubeziehen, wäre zwar theoretisch denkbar, jedoch noch problematischer. Aufgrund der unterschiedlichen Rechtssubjekte erscheint eine Verknüpfung der unterschiedlichen Gewinnrealisierungen in der Grundversorgung und eine Übertragung auf das jeweilige Kraftwerk bzw. auf die KWG nicht zulässig. Auch besteht hinsichtlich der zulässigen Gewinne eine erhebliche Rechtsunsicherheit (vgl. Kap. 5.5.1) sowie eine hohe Heterogenität der Praxis bei den einzelnen grundversorgenden EVU.

Im Falle der vollständigen Marktliberalisierung per 1. Januar 2018 durch das Inkrafttreten von Art. 7 StromVG (anstelle von Art. 6 StromVG) wäre die Sachlage anders zu beurteilen. Im Rahmen der gemäss Bericht des Bundesrates⁶⁴ angestrebten Angemessenheitsprüfung der Grundversorgungstarife, würde die Gestehungskostenregelung wegfallen. Eine Aufteilung der Kosten der Kraftwerke ist ab diesem Zeitpunkt nicht mehr notwendig.⁶⁵

Zwischenfazit

Die Abgrenzung der Kostenanteile, welche im Rahmen der Grundversorgung nach Art. 6 StromVG zu Gestehungskosten angerechnet werden können, ist grundsätzlich im Rahmen der geltenden regulatorischen Praxis bei jedem betroffenen EVU definiert und anwendbar. Jedoch sind davon nicht die Kraftwerke bzw. KWG selber, sondern deren Eigentümer und Partner betroffen. Der vorliegende Ansatz stellt – trotz bestehender Rechtsunsicherheit – auf den regulierten Werten ab.

⁶⁴ Bundesrat (2014).

⁶⁵ Übereinstimmend mit der Beurteilung des BVGer (2014), Ziff. 10.2.1. Dieses beschreibt, dass zu diesem Zeitpunkt auch die Notwendigkeit von Effizienzprüfungen wegfallen wird, weil dann der Markt den Strompreis bestimmen und die Kostenbetrachtung an Bedeutung verlieren wird.



6 Form und Vorgehen hinsichtlich Solidaritätsprinzip

6.1 Stakeholder und ihre Sanierungsbeiträge

Sofern ein «Net Cash Drain» im Sinne der Definition von Kap. 5.1 festgestellt wird, ist ein Anspruch auf Unterstützung grundsätzlich gegeben. Diese Unterstützung soll gemäss Projektskizze des BFE⁶⁶ durch alle involvierten Stakeholder im Sinne eines Solidaritätsprinzips erfolgen. Dabei bestehen gemäss Abbildung 13 diverse Möglichkeiten.

Abbildung 13: Übersicht relevanter Stakeholder und möglicher Sanierungsbeiträge

Stakeholder	Sanierungsbeitrag	Wirkung
Eigentümer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Verzicht auf Verzinsung von gewährten Darlehen; ▪ (Teil-)Verzicht auf Gewinn (Dividende, Zins auf Eigenkapital); ▪ Tragen von nicht amortisierbaren Investitionen infolge von Wertberichtigungen auf den Kraftwerksanlagen; ▪ Gewährung eines Rangrücktritts auf gewährten Darlehen; ▪ Rekapitalisierung der Kraftwerksgesellschaft mit neuem Eigenkapital. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Wirkung; Kapitalkosten (inkl. Fremdkapitalzinsen) stellen aufgrund der Kapitalintensität des Kraftwerksgeschäftes mit rund 40% den wesentlichsten Kostenblock dar;⁶⁷ ▪ Sanierungsbeiträge haben sowohl Cash-Relevanz (Verzicht auf Zinsen und Gewinn bzw. Rekapitalisierung) als auch rein strukturellen Charakter zur Verbesserung der Finanzierungsstruktur (Gewährung von Rangrückritten auf Darlehen).
Betreiber	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimierung der Betriebs- / Verwaltungskosten mittels Effizienzsteigerungsmassnahmen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grad der Wirkung je nach Ausgestaltung der Kostenstrukturen von mittlerer Relevanz; ▪ Teilweise beschränkte Reduktionsmöglichkeiten aufgrund von Pflicht-Leistungen gemäss Konzessionsvertrag.
Kreditgeber	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temporäre Stundung der Kreditzinsen bzw. -rückzahlungen; ▪ Verzicht auf Kreditzinsen; ▪ Umwandlung der Kredite in Eigenkapital; ▪ Verzicht auf Rückzahlung (Schuldenschnitt). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Je nach Grad der Verschuldung hohe Wirkung; ▪ Fremdkapitalzinsen stellen Teil der Kapitalkosten dar; ▪ Vertragsverhältnis zwischen Eigentümer und Kreditgeber – der Eigentümer hat die entsprechenden Sanierungsbeiträge von den Kreditgebern einzufordern.
Standortkanton(e)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Verzicht auf Wasserzinsen; ▪ Gewährung von Steuererleichterungen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Wirkung, Abgaben und Steuern haben mit 16%–35% wesentlichen Anteil an Gesamtkosten.⁶⁸
Standortgemeinde(n)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ (Teil-)Verzicht auf Wasserzinsen; ▪ Gewährung von Steuererleichterungen. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Wirkung, Abgaben und Steuern haben mit 16%–35% wesentlichen Anteil an Gesamtkosten.⁶⁹

⁶⁶ Vgl. BFE (2015a), S. 1.

⁶⁷ Vgl. Filippini & Geissmann (2014), S. 25.

⁶⁸ Vgl. Filippini & Geissmann (2014), S. 42.

⁶⁹ Vgl. Filippini & Geissmann (2014), S. 42.



6.2 Zweistufiges Verfahren zur Bestimmung einzelner Förderungsanteile

In der Kenngrösse «Net Cash Drain» zur Feststellung einer Notleidung sind bereits keine Kapitalkosten des Eigentümers mehr enthalten. Dies wird anhand der schematischen Darstellung in Abbildung 14 im Rahmen eines Zahlenbeispiels erläutert (blau markiert).

Abbildung 14: Schema «Net Cash Drain» mit Zahlenbeispiel (alle Werte in MCHF)

Nr.	Position	Stakeholder	Total	Anteil Grundvers. (30%)	Anteil Marktvers. (70%)
100	Kalkulatorische Kapitalkosten auf bestehenden Anlagen	Kapitalgeber	-90	-27	-63
	- Kalkulatorische Abschreibungen	- Eigentümer	-40	-12	-28
	- Kalkulatorische Zinsen Eigentümer	- Eigentümer	-30	-9	-21
	- Kalkulatorische Zinsen Fremdkapitalgeber	- Fremdkapitalgeber	-20	-6	-14
200	Betriebskosten	Betreiber	-80	-24	-56
600	Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten	Betreiber	-8	-2.4	-5.6
700	Direkte Steuern	Bund, Standortkanton(e), Standortgemeinde(n)	-2	-0.6	-1.4
800	Abgaben	Standortkanton(e), Standortgemeinde(n)	-20	-6	-14
900	Sonstige Erlöse	Betreiber	0	0	0
=	Gestehungskosten		-200	-60	-140
-	Elimination Kalkulatorische Kapitalkosten auf bestehenden Anlagen		90	27	63
+/-	Veränderungen Rückstellungen		0	0	0
=	Operative Geldabflüsse		-110	-33	-77
-	Fremdkapitalzinsen Dritter aus bestehenden Finanzierungsverpflichtungen	Fremdkapitalgeber	-15	-4.5	-10.5
-	Fremdkapitalzinsen und kalkulatorische Amortisation für neue, notwendige Ersatzinvestitionen	Kapitalgeber	-5	-1.5	-3.5
=	Relevante Geldabflüsse inkl. Fremdfinanzierung		-130	-39	-91
+	Referenzerlöse «Markt»		n/a	n/a	70
=	«Net Cash Drain»		n/a	n/a	-21

Für die weitere Betrachtung im Rahmen der einzelfallorientierten Unterstützung ist einzig die Marktversorgung von Bedeutung. Die kalkulatorischen Kapitalkosten der Marktversorgung (Zinsen und Abschreibungen; im Beispiel MCHF 63) wurden vollständig eliminiert. Während dem die effektiven Zinsen für die Fremdkapitalgeber nachgelagert wieder berücksichtigt werden (Position Fremdkapitalzinsen Dritter aus bestehenden Finanzierungsverpflichtungen; im Beispiel MCHF 10.5), wird bei den Positionen des Eigentümers (Zinsen Eigentümer und Abschreibungen; im Beispiel MCHF 21 bzw. MCHF 28) davon ausgegangen bzw. vorausgesetzt, dass der Eigentümer in einer Not-situation auf jegliche Entschädigung für seine Investition verzichtet. Damit hat der Eigentümer bereits den in der Regel wesentlichsten Sanierungsbeitrag geleistet. Ge-



mässig Bericht des BFE zuhanden der UREK-S soll der Sanierungsbeitrag des Bundes 50% betragen, 25% sollen durch eine Reduktion der Wasserzinsen erfolgen und die restlichen 25% sind durch Eigentümer, Betreiber und Privatinvestoren beizutragen.⁷⁰

In einem ersten Schritt gilt es folglich festzustellen, ob der Eigentümer durch seinen Verzicht auf die kalkulatorischen Kapitalkosten⁷¹ seinen Anteil an der Sanierungsleistung bereits erbracht hat. Dazu sind die kalkulatorischen Kapitalkosten des Eigentümers (im Beispiel MCHF 49) zum «Net Cash Drain» (im Beispiel MCHF 21) zu addieren, um den «Brutto-Sanierungsbetrag» festzustellen. Sofern der Anteil der kalkulatorischen Kapitalkosten die geforderten 25% des «Brutto-Sanierungsbetrages» übersteigt, ist die Sanierungsleistung des Eigentümers erbracht. Dies dürfte aufgrund des hohen Anteils der Kapitalkosten an den Gesamtkosten in einer sehr hohen Zahl aller Fälle gegeben sein.

Abbildung 15: Illustration der 2-stufigen Bestimmung der «Opfersymmetrie» – Schritt 1 (alle Werte in % bzw. MCHF)

Schritt 1: Ermittlung Bruttosanierungsbeitrag	Anteile (Beispiel)
Kalkulatorische Kapitalkosten Eigentümer	70% (49)
+ «Net Cash Drain»	30% (21)
= «Brutto-Sanierungsbetrag»	100% (70)

In einem zweiten Schritt wird der «Net Cash Drain» nun auf die beiden gemäss Vorgabe verbleibenden Stakeholder-Gruppen Bund und Kanton/Gemeinde(n) im geforderten Verhältnis von 2:1 aufgeteilt. Durch den zu erwartenden hohen Anteil des Eigentümers dürfte der effektive Anteil von Bund und Kantonen am Brutto-Sanierungsbetrag unter den Vorgaben liegen (laut Bsp. 20% Bund / 10% Kanton).

Abbildung 16: Illustration der 2-stufigen Bestimmung der «Opfersymmetrie» – Schritt 2 (alle Werte in % bzw. MCHF)

Schritt 2: Aufteilung Net Cash Drain	Anteile (Beispiel)
Standortkanton(e) / -gemeinde(n)	33.3% (7)
Bund	67.7% (14)
= «Net Cash Drain»	100% (21)

Es gilt ferner festzuhalten, dass der Beitrag eines Stakeholders nicht mehr als 100% seiner «Leistung» umfassen kann. Übersteigt z.B. der 25% Anteil des von Kan-

⁷⁰ BFE (2015b), S. 25.

⁷¹ Unter Abzug der kalkulatorischen Fremdfinanzierungskosten.



ton/Gemeinden geforderten Sanierungsbeitrages in absoluter Höhe die gesamten Abgaben und Steuern, so können maximal diese als Sanierungsbeitrag gefordert werden. In diesem Fall müssten die anderen Stakeholder ihren Anteil erhöhen.

Zwischenfazit

Durch ein zweistufiges Verfahren wird sichergestellt, dass der Eigentümer auf seinen Anteil an den Gestehungskosten im Bereich des Marktabsatzes verzichtet und dass alle relevanten Stakeholder im Rahmen des Solidaritätsprinzips ihren Beitrag zur Sanierung leisten, welcher transparent ermittelt und nachgewiesen wird.



7 Form und Inhalt des Antrages

7.1 Form des Antrages

Gemäss den Vorgaben des BFE⁷² soll der Nachweis des Unterstützungsbedarfs durch die Kraftwerksbetreiber selber erfolgen müssen. Unterstützung wird somit nur auf Antrag hin gewährt. Der Antrag muss den Unterstützungsbedarf im Einzelfall ausweisen und begründen sowie mit entsprechenden Beilagen von sachverständigen Dritten überprüfbar sein.

Der Antrag auf Unterstützung soll schriftlich erfolgen und eine einzelfallspezifische Begründung und einen Nachweis der bestehenden, finanziellen Notsituation des Kraftwerksbetreibers enthalten. Der eigentliche Unterstützungsbedarf ist im Grundsatz aufgrund der Daten des letzten Geschäftsjahres sowie aufgrund der (maximal) fünf Folgejahre (laufendes Jahr und vier Planjahre) mittels eines standardisierten Erhebungsformulars zu deklarieren. Zu den einzelnen Werten sind die relevanten Beilagen (vgl. Kap. 7.2.2) zu referenzieren.

Ein standardisiertes Erhebungsformular kann in Anlehnung an die bewährte Praxis bei der Grossverbraucherregelung im Sinne von Art. 15b^{bis} EnG ausgestaltet werden.⁷³ Dies vereinfacht den Antragstellern die Deklaration der quantitativen Angaben und stellt für das BFE bzw. deren Beauftragten eine vergleichbare und standardisierte Form der Antragsstellung sicher.

7.2 Inhalte des Antrages

7.2.1 Sanierungsplan

Zentrales Element des Antrags ist der eigentliche Sanierungsplan über maximal fünf Jahre (aktuelles Geschäftsjahr und maximal vier Planjahre). Im Sanierungsplan hat der Antragsteller darzulegen, wieso er sich in einer finanziellen Notlage befindet und wie er mittels Unterstützung von Bund und den anderen relevanten Stakeholdern (Eigentümer, Kanton, Gemeinde) diese Situation innert maximal fünf Jahren beheben kann. (sog. Sanierungsfähigkeit⁷⁴).

In der Schweiz gibt es keine formalen Anforderungen an Sanierungspläne, vielmehr muss diese Lücke in der Praxis durch das fachliche Ermessen und den Sachverstand des Antragstellers geschlossen werden. Sanierungspläne enthalten im Kern eine

⁷² Vgl. BFE (2015a), S. 1.

⁷³ Vgl. BFE (2015d).

⁷⁴ Zur Sanierungsfähigkeit im Rahmen von Sanierungskonzepten: vgl. etwa Leuchtmann & Zraggen (2005).



Prognose hinsichtlich des Eintretens bezweckter Sanierungsergebnisse. Eine Prognose ist eine durch eine Kette nachvollziehbarer, realitätsbezogener Argumente gestützte Aussage über das Eintreten von bestimmten Zuständen, Ereignissen oder Ereignisfolgen (Entwicklungen) innerhalb bestimmter zukünftiger Zeiträume und/oder über deren entsprechende Eintrittswahrscheinlichkeit.⁷⁵

Als Elemente des Sanierungsplans im vorliegenden Kontext können grundsätzlich folgende Inhalte vorgesehen werden:

- 1) Angaben zum Unternehmen, dessen Struktur (Eigentümer, Rechtsform, Organisation) und zum anspruchsberechtigten Kraftwerk bzw. zur KWG (KW-Typ(en), Produktionskennzahlen, Standort(e), Baujahr(e));
- 2) Darlegung der Anspruchsberechtigung, insbesondere im Fall der Bildung von KWG (Abgrenzung);
- 3) Beschreibung der Ursache und der Konsequenzen der finanziellen Notlage;
- 4) Darlegung der Sanierungsfähigkeit anhand operativer und finanzieller Unterstützungsmassnahmen seitens Betreiber, Eigentümer, Kanton, Gemeinde und Bund sowie der erwarteten Marktentwicklung zur mittelfristigen Beseitigung des «Net Cash Drains»;
- 5) Kommentierung der Planrechnung der erwarteten «Net Cash Drains» gemäss Antragsformular und Erläuterung der einzelnen Annahmen bzw. Berechnungsgrundlagen;
- 6) Unterhalts- und Ersatzinvestitionsplanung auf Komponentenebene mit Begründung der Notwendigkeit sowie der Angabe von Finanzierung und Nutzungsdauer im Falle von zu aktivierenden Ersatzinvestitionen.

Der Sanierungsplan sollte als formelles Dokument vom zuständigen, für die finanzielle Führung verantwortlichen Organ, i.d.R. vom Verwaltungsrat der Kraftwerksgesellschaft bzw. des EVU, genehmigt und unterzeichnet sein. Es ist Aufgabe des Antragstellers den Sanierungsplan mit seinen relevanten Stakeholdern, insbesondere mit seinen Eigentümern, dem Kanton und der Gemeinde im Voraus zur Eingabe abzustimmen.

7.2.2 Erforderliche Nachweise

Dem Antrag auf Unterstützung bzw. dem Sanierungsplan sind zwingend folgende Dokumente als Grundlage für die Überprüfung beizulegen:

⁷⁵ Leuchtmann & Zraggen (2005), S. 673.



- Kopie des relevanten Konzessionsvertrags bzw. der Konzessionsverträge (bei KWG);
- Kraftwerksschema im zur Plausibilisierung nötigen technischen Detaillierungsgrad;
- Energiebilanzen des Kraftwerks bzw. der KWG der vergangenen drei Geschäftsjahre;
- Revidierte Jahresrechnungen des Kraftwerksbetreibers der letzten drei Geschäftsjahre (nach Swiss GAAP FER, sofern vorhanden);
- Von einer unabhängigen Revisionsstelle hinsichtlich Richtigkeit und Vollständigkeit bestätigte Überleitungsrechnung von der revidierten Jahresrechnung zu den im Antragsformular deklarierten Gestehungskosten nach KRSG für das letzte Geschäftsjahr inklusive Vorjahr;
- Nachweis der relevanten und im Antragsformular deklarierten Markt-Erlöse des jeweiligen Kraftwerks bzw. der KWG des vergangenen Geschäftsjahres; Im Fall von PSW oder UWW sind auch die marktbasieren Kosten des Pumpstroms auszuweisen;
- Nachweis der Anteile der Grundversorgung pro Eigentümer (inkl. Energiebezugsrechte) des letzten Geschäftsjahres inklusive deren Bestätigung anhand der jeweiligen Deklaration nach Art. 4 Abs. 1 StromVV;
- Nachweis bestehender Fremdfinanzierungszinsen durch Verträge und Überleitung pro KW bzw. KWG;
- Bestehende Aktivierungsrichtlinie des Kraftwerksbetreibers;
- Anlagenspiegel mit Alter und Nutzungsdauern der einzelnen Kraftwerksanlagen;
- Ausweis der Kraftwerksinvestitionen sowie der Unterhaltskosten der vergangenen zehn Geschäftsjahre.



Zwischenfazit

Form und Inhalt des Antrages können weitgehend definiert werden, wobei dem Antragssteller, insbesondere beim Sanierungsplan, ein erheblicher Ermessensspielraum über Umfang und Tiefe der Ausführungen bleibt. Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerke, der unterschiedlich hohen Komplexität und des Ansatzes des Einzelfalls erscheint dies jedoch angemessen. Unabhängig davon wird der Umfang des gesamten Antrags und damit verbunden der Erstellungsaufwand vergleichsweise hoch sein (vgl. Kap. 8.4 dazu). Ein Kraftwerksbetreiber, der keine realistische Aussicht auf eine wesentliche finanzielle Unterstützung hat, dürfte den Aufwand für einen solchen Antrag inklusive genehmigten Sanierungsplan nicht betreiben.



8 Vollzug

8.1 Priorisierung der Gesuchseingänge

Abhängig von der konkreten Finanzierung der vorliegenden Unterstützung für notleidende Grosswasserkraftwerke kann eine Priorisierung der Unterstützungsanträge bzw. der Auszahlungen notwendig werden.

Für eine solche Priorisierung bestehen grundsätzlich mehrere Varianten mit unterschiedlicher Ausprägung. So könnte die Priorisierung beispielsweise in Anlehnung an die Vorgaben der KEV vorgenommen werden, wo grundsätzlich das Anmeldedatum des Förderungsantrages massgebend ist.⁷⁶ Damit würden die zuerst eingereichten Gesuche berücksichtigt bis der Deckel der zur Verfügung stehenden Mittel erreicht ist. Gesuche, welche später eingehen, würden keine Förderung erhalten und nicht berücksichtigt. Da die Förderung i.d.R. für fünf Jahre ex-ante zugeteilt wird, könnten die nach Erreichen des Deckels eingereichten Gesuche auch nicht zu einem späteren Zeitpunkt gefördert werden. Dies erscheint problematisch und mit hohen Fehlanreizen zur frühen (aber evtl. nicht gerechtfertigten) Gesuchseingabe verbunden. Eine Warteliste erachten wir vor diesem Hintergrund ebenfalls nicht als sachgerecht, da die Förderung generell auf fünf Jahre beschränkt werden soll.

Eine zweite Variante besteht darin, dass periodische Anmeldetermine vorgegeben werden (z.B. jährlich am 30.4. oder halbjährlich per 30.6. oder 31.12.) und alle innerhalb der Anmeldetermine eingegangenen Gesuche identisch behandelt werden. Überschreiten alle innerhalb der Anmeldetermine eingegangenen Gesuche die zur Verfügung stehenden Mittel, so erfolgt eine lineare Kürzung. Gehen Gesuche nach dem ersten Anmeldetermin ein und ist die Deckelung bereits erreicht, so erhalten diese Antragsteller keine Förderung mehr. Im Unterschied zur ersten Variante wird bei dieser Variante eine höhere Anzahl an Gesuchen gefördert, jedoch erhält jedes geförderte Kraftwerk eine geringere Unterstützung. Bei beiden Priorisierungsvarianten besteht die Möglichkeit, dass Antragsteller aufgrund der beschränkt zur Verfügung stehenden Mittel gänzlich nicht berücksichtigt werden.

Um sicherzustellen, dass alle förderungsfähigen Gesuche unterstützt werden, könnte auf eine Priorisierung vollständig verzichtet werden. Dabei würde wie bei der zweiten Variante ein periodisches Zeitfenster zur Gesuchstellung bestehen. Alle bis zu diesem Zeitfenster eingegangenen Gesuche, welche förderungsfähig sind, werden kumulativ berücksichtigt (d.h. Gesuche aus dem ersten Jahr, Gesuche aus dem zweiten Jahr etc.

⁷⁶ Vgl. Art. 3g^{bis} Abs. 1 EnV.



bis zu den Gesuchen des aktuellen Jahres x). Als Folge ändert sich jährlich die Höhe der berechtigten Gesuchsumme. Übersteigt diese die zur Verfügung stehenden Mittel, so erfolgt eine anteilmässige Kürzung. Jeder förderungsfähige Antragsteller erhalte mit dieser Variante eine Unterstützung. Die Höhe der Unterstützung könnte dem Antragsteller aber ex-ante nicht vollumfänglich zugesichert werden, da diese jährlich schwankt; abhängig von der kumulierten Summe aller förderungsfähiger Gesuche und der zur Verfügung stehenden Mittel. Es gilt jedoch festzuhalten, dass diese Variante aus Abwicklungssicht aufwändiger ist als die beiden vorgenannten Varianten.

8.2 Überprüfung des Antrages

Der Antrag des Kraftwerksbetreibers kann mittels einer Spezialprüfung durch eine Revisionsstelle aus unabhängiger Sicht auf Vollständigkeit und Richtigkeit bestätigt werden. Davon ausgenommen ist der Sanierungsplan mit den relevanten Zukunftserwartungen (ex-ante), welche seitens einer Revisionsstelle nicht auf «Angemessenheit» beurteilt werden.

Der Antrag inkl. Beilagen muss seitens BFE (bzw. einer vom BFE beauftragten Stelle) trotz einer Bestätigung einer Revisionsstelle als Grundlage für die Verfügung entsprechender Unterstützungszahlungen nochmals geprüft werden. Insbesondere ist dabei den energiewirtschaftlichen Aspekten (Referenzerlöse Markt), dem Sanierungsplan sowie den diskussionsbedürftigen Unterhalts- und Ersatzinvestitionsplanungen vertiefte Beachtung zu schenken.

Es ist davon auszugehen, dass die Einzelfälle nach einer ersten Prüfung seitens BFE (bzw. einer vom BFE beauftragten Stelle) mit dem Antragsteller zu besprechen sind. Insbesondere wird der Sanierungsplan mit seinen zentralen Annahmen und Inhalten Gegenstand einer «Sanierungsverhandlung» sein, in welcher gewisses Ermessen im Einzelfall nicht ausgeschlossen werden kann.

8.3 Auszahlungsmechanismus

Infolge des Sanierungsumstandes sollen nach erfolgter Antragsprüfung schnelle und unkomplizierte Akonto-Auszahlungen «ex-ante» in Jahrestanchen möglich sein. Nach der ersten Zahlung im Antragsjahr können Folgezahlungen an das Einreichen der relevanten «ex-post»-Abrechnungen geknüpft werden. Damit ist eine laufende Überwachung und der Abgleich mit dem Sanierungsplan sichergestellt. Die Schlusszahlung kann an die Bedingung der entsprechenden Schlussabrechnung nach maximal fünf Jahren geknüpft werden.

Die geleisteten Unterstützungszahlungen des Bundes sind seitens der Kraftwerksbetreiber unter Position 900 nach KRSG bzw. im übrigen Erlös auch in den Jahreskosten



zu berücksichtigen und zu deklarieren. Die Eigentümer profitieren im Fall von Partnerwerken indirekt über die Reduktion der entsprechenden Jahreskosten.

Durch die «ex-post»-Abrechnung ist das zentrale Kriterium, die Existenz von «Net Cash Drains», sichergestellt. Sollte eine Planung mit «Net Cash Drains» wider Erwartung nicht so eintreffen und kumuliert «Net Cash Flows» resultieren, so würde der Kraftwerksbetreiber in Anlehnung an Art. 28 des Subventionsgesetzes für die resultierende Differenz samt Zins von jährlich 5 Prozent rückzahlungspflichtig.

8.4 Vollzugsaufwand

8.4.1 Vollzugsaufwand beim Kraftwerk

Aufgrund des Umfangs und der Komplexität der einzureichenden Unterlagen ist der Vollzugsaufwand beim Kraftwerksbetreiber grundsätzlich als hoch bis sehr hoch einzustufen. Insbesondere die Ermittlung und Zuweisung der Gestehungskosten auf die einzelnen Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen, die Vornahme der Erlössimulation und die Erstellung der Planrechnungen dürften aufwändig sein. Ferner können auch die Verhandlungen mit Standortkantonen und Gemeinden sowie die Abstimmung zwischen den Partnern und die Sanierungsverhandlungen mit dem BFE zeitintensiv sein. Zudem werden einzelne Daten jährlich vom Kraftwerksbetreiber aktualisiert werden müssen, was weiteren Vollzugsaufwand bedeutet.

Der Vollzugsaufwand wird je nach Komplexität der konkreten Einzelsituation variieren. So dürfte der Aufwand bei einem Laufkraftwerk, welches in einer separaten Kraftwerksgesellschaft geführt wird und nur einen Eigentümer aufweist deutlich geringer sein als bei einem Pumpspeicherkraftwerk, welches als Partnerwerk ausgestaltet ist und diverse Eigentümer aufweist. Die Zeitdauer von der Erhebung der Daten für die Erstellung des Sanierungsplans bis zur Einreichung des mit den Stakeholdern abgestimmten Sanierungsplanes beim BFE dürfte dabei im Bereich von mehreren Wochen bis zu mehreren Monaten liegen.

8.4.2 Vollzugsaufwand beim BFE

Ein standardisiertes Antragsformular sowie eine Prüfungsbestätigung der Richtigkeit der Deklaration (ohne Beurteilung der Planrechnungen) sind zentral, um den Vollzugsaufwand zu minimieren. Aufgrund der Komplexität und der notwendigen Tiefe bei den Daten ist jedoch kein «schlanker» Vollzug realistisch.



Zeitlich ist mit einer Verfahrensdauer für die Vorprüfung inkl. «Sanierungsverhandlungen» mit einem Zeitbedarf von vier Monaten zu rechnen. Dieser Zeitbedarf wird auch im Fall des Vollzugs der Finanzierung der Massnahmen nach GschG so vorgegeben.⁷⁷

Zwischenfazit

Um eine möglichst faire Förderung zu gewährleisten, sollte jedes förderungsfähige Gesuch unterstützt werden. Als Folge müsste bei einem Überschreiten der zur Verfügung stehenden Mittel eine anteilmässige Kürzung bei jedem zu förmernden Kraftwerk vorgenommen werden.

Die Auszahlung der Mittel sollte aufgrund des Sanierungstatbestandes möglichst rasch im Sinne einer Akonto-Auszahlung erfolgen können, wobei eine ex-post Prüfung zur Sicherstellung der korrekten Verwendung vorzusehen ist.

Der Vollzugsaufwand für die einzelfallorientierte Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft wird sowohl auf Seiten der Kraftwerksbetreiber als auch beim BFE als hoch bis sehr hoch beurteilt, da diverse Unterlagen und komplexe Daten über mehrere Jahre zu erheben, zu erstellen und zu prüfen sind.

⁷⁷ Vgl. Pfandler et al. (2015), S. 24.



9 Gesamtwürdigung

Das Ziel der UREK-S ist es, bestehende Grosswasserkraftwerke (>10 MW), welche mit ernsthaften, wirtschaftlichen Problemen kämpfen bzw. kurz vom dem Konkurs stehen, temporär über einen Zeitraum von maximal fünf Jahren finanziell zu unterstützen. Dabei sollen der Einzelfall und nur dessen «laufende Betriebskosten» massgebend sein.

Im vorliegenden Zwischenbericht haben wir als unabhängige Gutachter aufgezeigt, dass Wege zur Operationalisierung dieses Vorhabens bestehen. Zu diesem Zweck haben wir den Ansatz eines «Net Cash Drains» ausgehend von den Gestehungskosten und der relevanten Markterlöse des Kraftwerks bzw. der KWG entwickelt.

Das Konzept hat seinen Vorteil in der Einhaltung der zentralen Rahmenbedingungen der UREK-S bzw. des BFE, der Herleitung unabhängig von Rechts- und Organisationsform und der direkten Abstützung auf Branchendokumenten (KRSG) bzw. vergleichbaren Praxen (Vollzugshilfe im Kontext GSchG). Die verwendeten Denkkonzepte sollten somit den betroffenen Kraftwerksbetreibern und der Branche bekannt sein.

Das Konzept hat aber auch klare Schwächen:

1. Die Komplexität der Situation einzelner Kraftwerksbetreiber wirkt sich direkt auf die Komplexität der Berechnungen und der notwendigen Nachweise zur Überprüfung aus. Eine einfache Lösung ist aus unserer Sicht nicht möglich.
2. Der Gesamtaufwand für die Antragstellung bei den betroffenen Kraftwerksbetreibern sowie beim Bund für den Vollzug ist als hoch zu bezeichnen. Die Verhältnismässigkeit ist aufgrund des limitierten Fördervolumens zu hinterfragen.
3. Die Einzelfallprüfung führt nicht zum Anreiz einer Strukturbereinigung. Tendenziell werden mit diesem Konzept eher strukturell schlecht aufgestellte Kraftwerksbetreiber gestützt. Beispielsweise profitieren hoch verschuldete Kraftwerksbetreiber von der vorliegenden Regelung, während eigenfinanzierte Kraftwerke später oder gar nicht unterstützt werden. Eine Gleichbehandlung würde automatisch wieder hin zum Giesskannenprinzip führen.
4. Die Idee, das vorliegende Konzept mit positiven Anreizen zu Kostenoptimierungen zu ergänzen, scheint verlockend. Jedoch müsste sich diese Erweiterung an Modellen einer Anreizregulierung mit beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten orientieren, was hinsichtlich der Komplexität im Vergleich zum absoluten Beitrag solcher Betriebskostenoptimierungen als nicht verhältnismässig erscheint.



5. Es verbleiben letztlich Fehlanreize bei den Kraftwerksbetreibern, das Konzept zu ihren Gunsten auszunutzen (z.B. bewusste Überhöhung der Unterhaltskosten oder aktive Beeinflussung der bestehenden Finanzierung in Richtung Fremdkapital). Es besteht ein Ermessens- und Verhandlungsspielraum der im Einzelfall auszufüllen ist.

Schlussfazit

Das im Rahmen dieser Arbeit entworfene Modell des «Net Cash Drains» beurteilen wir als valable und umsetzbare Variante der Umsetzung der politischen Absicht der Förderung notleidender Grosswasserkraftwerke zur Sicherstellung von deren Weiterbetrieb. Das Konzept überwindet jedoch nicht die mit einer Einzelfallprüfung verbundenen Probleme hinsichtlich Fehlanreizen und Komplexität.

Unter Berücksichtigung der Schwächen und aufgrund der Tatsache, dass das Modell nur in absoluten «Härtefällen» greifen dürfte, ist die gesetzgeberische Absicht, gerade im Kontext der massiv höheren, finanziellen Erwartungen seitens der Branche, zu überprüfen. Ein Ansatz über die Mitfinanzierung von neuen Investitionen im Sinne der Energiestrategie 2050 wäre wohl einfacher umsetzbar und würde u.U. mehr zur Problemlösung beitragen.



Anhang: Übersicht Beantwortung Fragestellungen

Abschliessend werden nachfolgend die einzelnen, vom BFE gestellten Fragen zusammenfassend und mit Verweis auf die jeweiligen Ausführungen im vorliegenden Bericht beantwortet.

Frage Nr.	Fragen	Antwort	Referenz zu Kapitel
1	Wie hat ein Antrag auf Unterstützung auszusehen? Welche Dokumente müssten eingereicht werden (Revisionsbericht, Sanierungsplan, Commitment Eigentümer und Standortkantone, substanzielle Beiträge zu leisten etc.)?	Der Antrag besteht aus einem schriftlichen Gesuch um temporäre Unterstützung infolge finanzieller Notlage seitens des Kraftwerksbetreibers mit einer spezifischen Begründung der Situation und einem entsprechend ausgefüllten, standardisierten Antragsformular. Als Beilagen zum Antragsformular dienen insbesondere die revidierten Jahresrechnungen des Betreibers, die entsprechenden Überleitungsrechnungen auf die Gestehungskosten, die Berechnungen der Referenzerlöse sowie ein Sanierungsplan. Die verbindliche Zusage eines temporären Verzichts auf Abgaben/Steuern seitens Kantone und Gemeinden ist Teil des Sanierungsplans (vgl. Frage 15).	7
2	Wie können unterschiedliche Rechnungsstandards überführt werden, so dass eine Gleichbehandlung sichergestellt ist? Wie ist mit unterschiedlichen Reserven, stillen Reserven, Rückstellungen, insbesondere bezüglich den unterschiedlichen Rechnungsstandards umzugehen?	Die Rechnungslegung der einzelnen Kraftwerksbetreiber ist aufgrund der unterschiedlichen Rechtsformen und Rechnungslegungsstandards per se nicht relevant. Die Kraftwerksbetreiber werden verpflichtet, ihre Kosten exklusive allfälliger anderer Tätigkeiten sowie von Nebenbetrieben nach den Vorgaben der KRSG zu erfassen bzw. zu deklarieren. Zwingend bleibt eine Überleitung von revidierter Jahresrechnung auf den Nachweis der Gestehungskosten nach KRSG.	3/7
3	Wie ist sichergestellt, dass innerhalb der komplexen Struktur der Branche (Partnerwerke) festgestellt werden kann, dass ein einzelnes Kraftwerk vor dem Konkurs steht?	Klassische Sanierungssituationen sind nur in Ausnahmefällen zu erwarten, da die meisten Grosswasserkraftwerke entweder in Partnerwerken oder aber integriert in EVU betrieben werden. Die Definition einer Notsituation orientiert sich daher am Umstand der Illiquidität, welche pro KW bzw. KWG auf Basis der Gestehungskosten u.a. durch Elimination von kalkulatorischen Kapitalkosten und Berücksichtigung der temporären Finanzierung notwendiger Ersatzinvestitionen durch Ausweis eines sog. «Net Cash Drains» operationalisiert wird.	4/5
4	Falls die Gestehungskosten nicht auf das einzelne Kraftwerk runtergebrochen werden können, welche Alternativen zum Nachweis der Dringlichkeit der Unterstützung gäbe es?	Gestehungskosten können auf Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen heruntergebrochen werden. Diese bilden die Basis für die Ableitung der vorliegenden empfohlenen Förderungsgrösse des «Net Cash Drain».	3

5	Wie kann sichergestellt werden, dass die Unterstützung dem einzelnen Kraftwerk und nicht dem Konzern oder generell dem Kraftwerkportfolio eines Unternehmens zukommen wird (Stichwort Controlling)?	Der Kraftwerksbetreiber wird als Anspruchsberechtigter definiert. Dies stellt eine Gleichbehandlung unabhängig von Eigentümerschaft und Rechtsform sicher. Dass die Unterstützungsleistung im Falle von integrierten KW in EVU dem EVU als Ganzes zukommt, kann nicht ausgeschlossen werden. Gleiches gilt für den Fall eines Partnerwerks, wo durch Unterstützung des KW bzw. der KWG auch die Eigentümer über tiefere Jahreskosten profitieren. Dies ist aber aufgrund der wirtschaftlichen Verknüpfung und der Tatsache, dass die effektiven Verluste in diesen Konstellationen bei den jeweiligen Eigentümern anfallen, auch korrekt. Zur Sicherstellung des Controllings sind die Unterstützungszahlungen sowohl nach Rechnungslegungsstandards als auch unter der KRSG (Position 900) entsprechend auszuweisen.	2/8
6	Was passiert, wenn im Nachgang einer Zahlung festgestellt wird, dass elementare Kriterien doch nicht eingehalten werden? Sanktionsmöglichkeit?	Durch die «ex-post»-Abrechnung ist das zentrale Kriterium, die Existenz von «Net Cash Drains» sichergestellt. Sollte eine Planung mit «Net Cash Drains» wider Erwarten nicht so eintreffen und kumuliert «Net Cash Flows» resultieren, so würde der Kraftwerksbetreiber in Anlehnung an die Vorgaben des Subventionsgesetzes samt Zins von jährlich 5 Prozent rückzahlungspflichtig. Im Rahmen der Verfügung der Unterstützung sind die Bedingungen konkret festzuhalten.	8
7	Welche finanzbuchhalterischen Indikatoren müssen auf rot stehen und im Revisionsbericht belegt werden können (Stellschrauben)?	Unser Lösungsansatz sieht einen Nachweis eines relevanten Mittelabflusses («Net Cash Drain») aus dem laufenden Betrieb des KW bzw. der KWG vor. Ein direkter Nachweis via Revisionsbericht ist dabei nicht möglich, da entsprechende Überleitungsrechnungen vorzunehmen sind. Diese müssen jedoch überprüft werden können. Die zusätzliche Bestätigung der Korrektheit dieser Eingabe durch eine unabhängige Revisionsstelle im Auftrag des Kraftwerksbetreibers ist dabei möglich.	5/8
8	Wie lässt sich das Ausmass der finanziellen Not-situation messen?	Durch die Berechnung der «Net Cash Drains» basierend auf laufenden, cash-relevanten Kosten inklusive der temporären Finanzierung der notwendigen Ersatzinvestitionen («cash out») sowie den effektiven Markterlösen («cash in»). Nicht relevant für diese Bestimmung sind grundsätzlich die buchhalterischen Erträge auf Stufe KW bzw. KWG sowie die Kapitalkosten der Vergangenheit (Abschreibungen und Zinsen).	5
9	Wie lassen sich die ausgewiesenen Gestehungskosten eines Partnerwerks überprüfen? Wie detailliert müssen dabei die laufenden Betriebskosten ausgewiesen werden?	Detaillierter Nachweis in Anlehnung an KRSG auf Stufe der Einzelpositionen (z.B. 200.1 Anlagenbetrieb) und nachvollziehbare Überleitung von der revidierten Jahresrechnung.	3/7
10	Wie lässt sich der Anteil der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung des betroffenen, ein-	Die Bestimmung hat zwingend über die nach EICOM Weisung 3/2012 auf Stufe der Eigentümer mit Grundversorgungsauftrag auszuscheidenden Grundversorgungsanteile zu er-	5

	zelenen Werks erfassen?	folgen. Eine Bestimmung ex-ante ist nur mittels Annahmen (insbesondere zur Marktliberalisierung) möglich. Ex-post erfolgt die Bestimmung zusammen mit den entsprechenden regulatorischen Deklarationen zuhanden der EICom (EICom Kostenrechnungsreporting).	
11	Wie muss der Revisionsbericht strukturiert sein, damit rasch ersichtlich ist, wie hoch der Fehlbeitrag bei den laufenden Betriebskosten ist?	Für diesen Zweck ist ein Spezialbericht einer Revisionsstelle notwendig. Wichtig dürfte nicht der Bericht, sondern das relevante Antragsformular sein, welches der Antragsteller einzureichen hat. Dieser Antrag kann von einer Revisionsstelle als vollständig und nach den Vorgaben des BFE als korrekt ausgefüllt bestätigt werden. Die Bestätigung der Richtigkeit von ex-ante-Beurteilungen (Sanierungsplan) ist indes nicht möglich. Die Bestätigung wird sich auf die Konformität der Datengrundlagen beschränken.	7/8
12	Wie lässt sich feststellen, was dringende Investitionen in den Unterhalt sind und wie hoch diese ausfallen?	Dringende Unterhaltsvorhaben (laufende Kosten) sowie Investitionen (aktivierbar gemäss Aktivierungsrichtlinie und nur temporär über Finanzierungskosten berücksichtigt) sind im Einzelfall pro Komponente und im Vergleich zu den Vorjahresperioden zu beurteilen. Der Unterhalt wird im Rahmen der Vorjahre und mit zwingendem Charakter zum Erhalt der Produktion begründet werden müssen; Ersatzinvestitionen sind grundsätzlich nur von Anlagen am Ende der Nutzungsdauer oder bei Ausfällen anrechenbar.	5
13	Gibt es weitere Entlastungsmassnahmen durch Stakeholder?	Die zentralen Entlastungsmassnahmen sind der Verzicht auf die eigenen Kapitalkosten der bestehenden Anlagen («sunk costs») durch die Betreiber sowie die temporäre Reduktion der Abgaben / Steuern durch die Kantone und Gemeinden. Weitere Entlastungsmassnahmen bestehen im Bereich der Betriebs- und Verwaltungskosten sowie bei den Fremdfinanzierungskosten. Letztere Massnahmen sind im Einzelfall zu prüfen und im Sanierungsplan aufzunehmen.	6
14	Wie kann abgeschätzt werden, dass die Beiträge der Stakeholder in dem Ausmass sind, dass sie substanziell zur Rettung des Werkes beitragen? Welche Zusicherungen von den Stakeholdern sind dabei notwendig?	Verbindlicher Sanierungsplan mit entsprechenden schriftlichen Zusicherungen seitens Kanton bzw. Gemeinde(n) ist notwendig. Der Beitrag der Betreiber bzw. Eigentümer erfolgt über den Verzicht auf die bestehenden Kapitalkosten (inkl. Amortisation bestehender Verbindlichkeiten) und ist bereits in der Berechnung des «Net Cash Drain» enthalten.	6/7
15	Sanierungskonzept: Welchen Anforderungen muss der Sanierungsplan genügen?	Der Sanierungsplan muss die Sanierungsfähigkeit des KW bzw. der KWG aufzeigen. Die temporäre Situation von «Net Cash Drains» muss sich über absehbare Frist durch operative und finanzielle Unterstützungsmassnahmen zumindest teilweise beheben lassen. Der Sanierungsplan umfasst zu diesem Zweck eine finanzielle Planung über (mind.) 5 Jahre, die konkrete Investitions- und Unterhaltsplanung sowie die verbindlichen Zusagen der Stakeholder.	7

16	Welche Voraussetzungen sind nötig, um einen schlanken Vollzug zu gewährleisten?	Ein standardisiertes Antragsformular sowie eine Prüfungsbestätigung der Richtigkeit der Deklaration (ohne Beurteilung der Planrechnungen) sind zentral, um den Vollzugsaufwand zu minimieren. Aufgrund der Komplexität und der notwendigen Tiefe bei den Daten ist jedoch kein «schlanker» Vollzug realistisch.	7/8
17	Innerhalb welcher Zeitspanne hat die Prüfung der Unterlagen zu erfolgen?	Ein Vollzug nach Eingabe des Antragsformulars sollte innerhalb von 120 Tagen realisierbar sein.	8

Quellenverzeichnis

- Bartelt, M., Heitmann, N. (2013) Simultan-modellgestützte Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken an mehreren Märkten. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63, 1/2, Se. 112.
- Bundesamt für Energie BFE (2013) Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz. Erhältlich unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/00492/index.html?lang=de&dossier_id=00745
- Bundesamt für Energie BFE (2015a) Projektskizze Unterstützung Grosswasserkraft, Einzelfallprüfung (nicht öffentlich).
- Bundesamt für Energie BFE (2015b) Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung - Bericht zuhanden der UREK-S (nicht öffentlich).
- Bundesamt für Energie BFE (2015c) Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz. Erhältlich unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049
- Bundesamt für Energie BFE (2015d) Rückerstattung Netzzuschlag ab 01.01.2015. Erhältlich unter <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/06124/index.html?lang=de>
- Bundesrat (2014) Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung – Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage. Erhältlich unter www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/36804.pdf
- Bundesverwaltungsgericht (2015) Urteil A-1107/2013 vom 3. Juni 2015. Erhältlich unter <http://www.bvger.ch/publiws/?lang=de>
- Boemle, M. (1998) Unternehmensfinanzierung. Zürich: SKV.
- Confraria, J., Noronha, J., Vala, R., Amante, A. (ohne Datum) On the use of LRIC models in price regulation. Instituto das Comunicações de Portugal.
- ECom (2012) Weisung 3/2012 – Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung vom 14. Mai 2012. Erhältlich unter <http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00042/index.html?lang=de>
- ECom (2014) ECom Kostenrechnung Tarife 2015 – Demoversion. Erhältlich unter <http://www.elcom.admin.ch/index.html?lang=de>
- Everts M. (2010) Managementguide für Schweizer Energieversorgungsunternehmen (E-VU). Hrsg. Friedli T. & Walti N. Bern: Haupt. S. 88–103.
- Filippini, M., Banfi, S., Luchsinger, C., Wild, J. (2001) Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz. Bundesamt für Energie BFE CEPE / Mecop.
- Filippini, M. & Geissmann, T. (2014) Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Bundesamt für Energie BFE / CEPE. Erhältlich unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier_id=06075
- Frontier Economics und swissQuant Group (2013) Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bundesamt für Energie BFE, S. 49ff.
- IFBC (2012) Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt. Bundesamt für Energie BFE. Erhältlich unter <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/05803/index.html>



- Leuchtmann, M. & Zraggen, R. (2005) Sanierungskonzepte aus Prüfersicht. Schweizer Treuhänder 9/05, S. 672–679.
- Pfaundler, M., Kummer, M., Iten, B., Schmidli, I., EVU Partners AG (2015) Ökologische Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen – Finanzierung der Massnahmen – Vollzugshilfe (Version für die Anhörung). Bundesamt für Umwelt BAFU. Erhältlich unter www.bafu.admin.ch/umsetzungshilfe-renaturierung
- Piot, M. (2015) Steigende Kosten, sinkende Preise – Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke. VSE Bulletin 2/2015, S. 9–12.
- Schenker U. (2002) Sanierung von Aktiengesellschaften – Rechtliche und steuerliche Rahmenbedingungen. Zürich: Baker & McKenzie.
- Stiftung für Fachempfehlungen zur Rechnungslegung (2014) Swiss GAAP FER 2014/15.
- Torchiani, I., Zuur, E. (2014) Mehrwert durch stochastische Optimierung, Energy 2.0 Kompendium, S. 100. Erhältlich unter <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=236586>
- UVEK (2015) Verordnung des UVEK über die Berechnung der anrechenbaren Kosten von betrieblichen Sanierungsmassnahmen bei Wasserkraftwerken (VKSWk, Entwurf vom 17. Juni 2015). Erhältlich unter <https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/pendent.html>
- VSE (2008) Handbuch Rechnungslegung und Reporting – nach Swiss GAAP FER für Partnerwerke. Erhältlich unter www.strom.ch
- VSE (2010) Ermittlung des Marktpreises gem. Art. 4 StromVV.
- VSE (2013) Kostenrechnungsschema Gestehungskosten (KRSG CH) – Branchensystematik für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung. Erhältlich unter www.strom.ch
- Werlen, K. (2004) Optimale Einsatzplanung von Wasserkraftwerken, Bulletin SEV/AES 15/04, S. 8.

