

Heimfall Wasserkonzessionen

Schlussbericht

Dr. Urs Trinkner

Claudio Burkhard

Dr. Nicolas Eschenbaum

Leah Meyer de Stadelhofen

**Bericht im Auftrag des Amts für Abfall, Wasser, Energie und Luft (AWEL) des
Kantons Zürich**

25.10.2023

ISSN 2235-1868



Metainformationen

Titel:	Heimfall Wasserkonzessionen
Status:	Schlussbericht
Version:	V2
Datum:	25.10.2023
Autoren:	Urs Trinkner, Claudio Burkhard, Nicolas Eschenbaum, Leah Meyer
Kontakt:	Urs Trinkner, +41 79 830 14 32, urs.trinkner@swiss-economics.ch
Keywords:	Heimfall, Wasserkonzessionen
Abstract:	Im Rahmen eines ergebnisoffenen Grundlagenberichts wird aufgezeigt, was die Heimfallstrategien der Standortkantone sind und welche Vor- und Nachteile sowie Chancen und Risiken damit einhergehen. Vertieft werden dabei insbesondere auch Fragestellungen im Bereich der Investitionsanreize und der Governance.

Projektbegleitung Auftraggeber

Dr. Stefan Muster, Matthias Möller

Inhaltsübersicht

Zusammenfassung.....	3
Inhaltsverzeichnis	9
1 Einleitung.....	13
2 Grundlagen zum Heimfall	15
3 Heimfallstrategien.....	24
4 Vertiefung Investitionshemmnisse	37
5 Vertiefung Governance.....	47
6 Chancen und Risiken der Heimfallstrategien.....	54
7 Synthese.....	63

Disclaimer

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE AG im Auftrag des Amtes für Abfall, Wasser, Energie und Luft (AWEL) des Kantons Zürich erstellt. Obwohl Swiss Economics sich bemüht, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich
www.swiss-economics.ch

Zusammenfassung

Ausgangslage

Die heute bestehenden Schweizer Wasserkraftwerke sind auf der Grundlage von Wasserkraftskonzessionen gebaut worden, welche nach Wasserrechtsgesetz (WRG) für maximal 80 Jahre gewährt werden dürfen. Läuft die Konzession aus, ist das Gemeinwesen, dem gemäss kantonalem Recht die Wassernutzungsrechte gehören, zum sogenannten Heimfall berechtigt: Es darf die errichteten Anlagen zum Stauen oder Fassen, Zu- oder Ableiten des Wassers, die Wassermotoren mit den Gebäuden, in denen sie sich befinden, und den zum Betrieb des Wasserwerks dienenden Boden unentgeltlich an sich ziehen («nasse Teile»). Anlagen zum Erzeugen und Fortleiten elektrischer Energie («trockene Teile») sind gegen eine «billige Entschädigung» zu übernehmen (Art. 67 Abs. 1 Bst b WRG).

Hiervon ist in den nächsten Jahrzehnten ein Grossteil der Schweizer Wasserkraftwerke betroffen. Wesentliche Standortkantone wie das Wallis oder Graubünden haben daher Heimfallstrategien erarbeitet, die darauf abzielen, den Heimfall dahingehend zu nutzen, künftig stärker an der Wertschöpfung der Wasserkraft zu partizipieren. Hierzu zählen insbesondere auch der Betrieb der Werke und die Vermarktung des erzeugten Stroms.

Auftrag und Struktur des Berichts

Swiss Economics wurde vom Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft (AWEL) mandatiert, im Rahmen eines ergebnisoffenen Grundlagenberichts aufzuzeigen, was die Strategien der Standortkantone sind und welche Vor- und Nachteile sowie Chancen und Risiken damit einhergehen. Zu vertiefen waren dabei insbesondere auch Fragestellungen im Bereich der Investitionsanreize und der Governance.

Im vorliegenden Bericht werden zunächst die wesentlichen Grundlagen dokumentiert (anstehende Konzessionierungswelle, rechtliche Grundlagen). Vor diesem Hintergrund werden die Heimfallstrategien der Kantone Wallis, Graubünden, Tessin, Uri und Bern vorgestellt und verglichen. Danach folgen Vertiefungen zu Investitionshemmnissen und zu Governancefragen. Auf dieser Basis werden die Chancen und Risiken für verschiedene Anspruchsgruppen aufgezeigt und abschliessend aus Sicht des Kantons Zürich zusammengefasst.

Heimfallstrategien

Wesentliche Elemente der kantonalen Heimfallstrategien sind in **Tabelle 1** aufgeführt. Die Strategien lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der **Kanton Wallis** hat die gesetzlichen Grundlagen dafür geschaffen, je heimfallendem Werk zusammen mit den Standortgemeinden einen Eigentumsanteil von mindestens 60% zu halten. Mindestens 30% davon soll in die kantonale Energiegesellschaft FMV eingebracht werden. Die Gemeinden haben grundsätzlich die Möglichkeit, die ihnen verbleibende Energie durch andere Gesellschaften als die FMV verwerten zu lassen,

welche die FMV auf komplementäre Weise ergänzen sollen. Als Dritte dürften dadurch i.d.R. nicht die bisherigen Konzessionäre im Vordergrund stehen.

- Die Regierung des **Kantons Graubünden** strebt Mehrheitsbeteiligungen an den heimfallenden Kraftwerken an, die in eine noch zu gründende kantonale Beteiligungsgesellschaft eingebracht werden sollen. Der Betrieb soll künftig aus dem Kanton heraus durch private Branchenpartner erfolgen, darunter eine ggf. zu Beginn vom Kanton zu fördernde private Ingenieursgesellschaft, welche künftig das notwendige Know-how im Kanton bündeln soll. Die Energie wird aktuell über die Verwertungsgesellschaft Grischelectra an den strategischen Partner Repower abgegeben, an welcher der Kanton Zürich via die EKZ mit 38.5 % eine grössere Beteiligung hält als der Kanton Graubünden. Künftig soll neben diese eine neue kantonale Verwertungsgesellschaft gestellt werden, welche die Energiebezüge bündelt und die Vermarktung in Zusammenarbeit mit Dritten übernimmt, sodass kein eigener Handel auf eigenes Risiko erfolgt.
- Der **Kanton Tessin** verfügt mit der AET über eine eigene Energiegesellschaft. Die Heimfallstrategie wurde gesetzlich verankert; künftig müssen grössere Konzessionen im Kantonsgebiet vollständig in öffentlichem Tessiner Eigentum sein. Raum für Dritte bei Betrieb und Vermarktung ist hier kaum vorhanden.
- Der **Kanton Uri** strebt künftig ein Mehrheitseigentum an den Anlagen an. Die Gründung einer eigenen kantonalen Energiegesellschaft ist als Option vorgesehen, die jüngst mittels Übernahme der Mehrheit an der EWA erreicht wurde.
- Über die Strategie des **Kantons Bern** ist nur bekannt, dass sie in Erarbeitung ist.

Tabelle 1: Übersicht der Heimfallstrategien Wallis, Graubünden, Tessin und Uri

	VS	GR	TI	UR
Verfügungshoheit über das Wasser	Gemeinden (Kanton bei Rhone und Genfersee)	Gemeinden	Kanton	Kanton
Eigentum an den Anlagen	Mind. 30% FMV, max. 70% Gemeinden, mind. 60% «Walliser Hände»	Mehrheitseigentum des Kantons zusammen mit Konzessionsgemeinden	100% Tessiner Eigentum	Mehrheitseigentum des Kantons
Kantonale Energiegesellschaft	Ja, FMV	Je 1 kantonale Beteiligungs- und Vertriebsgesellschaft	Ja, AET	Vorderhand nein, als Entwicklungsoption
Betrieb der Kraftwerksanlagen	Durch FMV und ggf. Gemeinde, ggf. Dritte in Minderheit	Im Kanton domizilierte Branchenpartner	Durch AET	Durch EWA und ggf. Partner mit Minderheitsbeteiligung, ggf. externen Dienstleister
Künftige Rolle bisheriger Konzessionäre	Höchstens komplementäre Rolle, im besten Fall 40% Eigentum	Eigentum max. 49%; Betrieb aus GR heraus; Handel im Auftrag	Keine Rolle	Minderheitseigentum mit max. 49%, Betreiber

Quelle: Eigene Darstellung

Aus Sicht des Kantons Zürich ergeben sich nur begrenzte Möglichkeiten für die Axpo und EKZ im Wallis, Graubünden und Uri. In Graubünden bestehen die besten Möglichkeiten im Bereich des Betriebs und der Vermarktung. Der Kanton Tessin hingegen verfolgt die Strategie, die gesamte Wertschöpfungskette innerhalb des Kantons durch die kantonale Gesellschaft AET abzudecken und lässt somit wenig Raum für Dritte.

Investitionshemmnisse

In der Praxis kann ein bevorstehender Heimfall zu einem Investitionshemmnis werden, wenn Investitionen im Vorfeld des Heimfalls nicht ausreichend vergütet werden. Das Wasserrechtsgesetz (WRG) bietet prinzipiell Lösungen zur Entschädigung von Anlagenteilen und Investitionen beim Heimfall an, lässt aber Spielraum offen. So fallen die nassen Teile unentgeltlich zurück, die trockene Teile hingegen gegen eine «billige Entschädigung». Normale Ersatz- und Unterhaltsinvestitionen werden nicht vergütet (Bedingung der Konzession ist es, die Anlagen in betriebsfähigem Zustand zu halten), während Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen dann zum Restwert vergütet werden, wenn die Investitionen in Absprache mit dem heimfallberechtigten Gemeinwesen vorgenommen wurden.

Entsprechend werden Verhandlungen darüber notwendig, ob eine Investition als Modernisierung- und Erweiterungsinvestition gilt und wie genau die billige Entschädigung bzw. der Restwert beim Heimfall festzulegen ist. Investitionen in nasse Teile, welche nicht als Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestitionen anerkannt werden, dürften insbesondere gegen Konzessionsende nur dann getätigt werden, wenn sie zur Sicherung eines betriebsfähigen Zustands zwingend notwendig sind.

Die ex-ante fehlende vertragliche Regelung dieser Bedingungen kann zu Unklarheiten führen. Diese Situation kann von beiden Parteien zu ihrem Vorteil genutzt werden, führt aber auch zu unterschiedlichen Ansätzen in der Praxis. Um diese Unsicherheit zu reduzieren, ist es sinnvoll, die Berechnung des Restwertes und welche Investitionen als Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen gelten, klar im Voraus zu definieren. Der Nationalrat hat am 3. Mai 2023 die Motion 23.3021 der Energiekommission des Nationalrats angenommen, welche eine Lösung dieser Herausforderungen bezweckt und den aktuellen Konzessionären einen Anreiz und eine Absicherung bieten soll, um die notwendigen Investitionen auch dann zu tätigen, wenn zwischen Konzedent und Konzessionär keine Einigung erzielt werden kann.

Um eine vollständige Investitionssicherheit zu gewährleisten, ist überdies eine transparente und im Vorfeld festgelegte Methodik in der Restwertbestimmung und den Verhandlungen zentral, um klare rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen.

Governance

Aus Governance-Sicht waren bislang die öffentlichen Aufgaben des Gemeinwesens als Konzedentin (Konzessionserteilung unter Beachtung von Auflagen der Wasserbaupolizei, des Natur- und Heimatschutzes, der Umweltauflagen, der wasserbaupolizeilichen Auflagen, der Fischerei sowie der Wasserversorgung) und die betriebswirtschaftlichen Aufgaben der Wasserverwertung als Konzessionärin (Planung, Bau, Betrieb, Vermarktung) klar getrennt. Nimmt das Gemeinwesen – wie in den Heimfallstrategien vorgesehen – stärker strategische oder gar operationelle Aufgaben des Konzessionärs wahr, dürften Zielkonflikte teils anders als bisher aufgelöst werden:

- Reduzierter Fokus auf Kosteneffizienz, stärkerer Fokus auf lokale Wertschöpfung;
- Umweltschutz-Anliegen sowie Fischerei und Heimatschutzanliegen werden u.U. aktiver mit ihren finanziellen Auswirkungen abgewogen, dies kann zu einem geringeren effektiven Umweltschutz führen, aber auch zu schnelleren Verfahren;
- Die Energievermarktung erfolgt potenziell stärker nach politischen Kriterien mit entsprechenden Wohlfahrtsverlusten und einem grösseren Diskriminierungspotenzial.

Insgesamt kann aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine Verschlechterung der Situation nicht ausgeschlossen werden. Um dem entgegenzuwirken, sind die verschiedenen Rollen innerhalb der Gemeinwesen möglichst auf unterschiedliche Akteure zu verteilen (analog der Governance-Regelungen des Bundes für öffentliche Unternehmen). Insbesondere können die Gemeinwesen die betriebswirtschaftlichen Aufgaben an eigenständige, gewinnorientierte Gesellschaften delegieren, welche die Werke möglichst im Verbund betreiben. Genau dies wird insbesondere mit den Heimfallstrategien der Kantone Tessin, Wallis und Graubünden avisiert. Durch diese operative Trennung und Zusammenlegung mit anderen Gemeinwesen verlieren die Konzessionen jedoch wiederum Einfluss. Es stellt sich daher für das einzelne Gemeinwesen die Frage, ob nicht eine erhöhte Beteiligung an den bestehenden Konzessionären die effizientere Lösung ist, da dies die mit der Neugründung und Delegation verbundenen Transaktionskosten vermeidet und die Investitionssicherheit für die bestehenden Konzessionäre erhöht.

Chancen und Risiken

Die gesonderte Analyse der Chancen und Risiken aus Sicht Standortkantone, Standortgemeinden, Konzessionäre, Volkswirtschaft und Versorgungssicherheit lässt u.A. folgende Schlüsse zu:

- Die Heimfallstrategien führen zu einem Transfer von Werten, Erträgen und Wertschöpfung weg von den bisherigen Konzessionären hin zu den berechtigten Gemeinwesen als Eigentümer oder Betreiber von Energiegesellschaften. Damit verbunden werden auch die entsprechenden technischen und kommerziellen Risiken vom «Mittelland in die Berge» verschoben («ohne Risiko kein Ertrag»). Die bisherigen Konzessionäre verlieren insbesondere einen Teil ihrer mittlerweile recht breit diversifizierten Energieverwertungsrechte, können aber auf Auftragsbasis insbesondere im Bereich Energiehandel weiterhin situativ Chancen nutzen.
- Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind die beabsichtigte Verlagerung von Wertschöpfung, Umsätzen und Arbeitsplätzen hin zu den Standortkantonen eine reine Verteilungsfrage, soweit die benötigten Experten in der Peripherie auch verfügbar sind und keine Doppelpurigkeiten entstehen. Jedoch dürften die Anreize zu Kosteneffizienz und optimaler Energievermarktung in der Tendenz etwas geringer ausfallen, was mit entsprechenden Wohlfahrtsverlusten einhergehen dürfte. Die Wirkungen auf Investitionsanreize sind unklar: Es besteht zwar ein Interesse der Gemeinwesen, das Wasser maximal zu nutzen, gleichzeitig aber auch die Möglichkeit, dass sich diese mit dem Status quo begnügen und so ein geringeres Interesse an einem weiteren Ausbau zeigen. Bei Erweiterungen

wie z.B. Erhöhungen der Staumauern könnte eine verstärkte kommerzielle Beteiligung der Gemeinwesen allenfalls zu einem geringeren lokalen Widerstand gegen den Kapazitätsausbau führen. Gerade bei kleineren Gemeinwesen könnten jedoch ungenügende Investitionsmittel vorliegen, zudem ist deren Risikofähigkeit stark limitiert. Unbesehen davon schmälert die Aussicht der Konzessionäre auf eine sichere Ausübung des Heimfalls deren Anreize für Ersatz- und Unterhaltsinvestitionen insbesondere in nasse Teile, die unentgeltlich heimfallen.

- Mit Blick auf die Versorgungssicherheit hat die Eigentümerstruktur der Stromproduktion in der Schweiz nicht unmittelbar eine Auswirkung auf die Versorgungssicherheit. Umgekehrt beeinflusst jedoch die Produktion eines einzelnen Kraftwerks immer auch die ganze Schweiz und es gilt, dass die Versorgungssicherheit gestärkt wird, wenn mehr regelbare Stromproduktion wie die Wasserkraft am System angeschlossen wird. Insofern können die Ausführungen unter dem vorherigen Punkt zu den Investitionen auch hier angebracht werden.

Synthese

Das Heimfallrecht führt dazu, dass bestehende Anlagen zu einem verhältnismässig tiefen Wert an die verfügbungsberechtigten Gemeinwesen heimfallen. Dies war Konzedenten und Konzessionären von Beginn weg klar. Die Heimfallstrategien gehen jedoch einen Schritt weiter, indem die Standortkantone und -gemeinden nicht bloss eine einmalige Heimfallverzichtentschädigung anstreben, sondern das Konzessionsende als Instrument nutzen wollen, im Allgemeinen stärker an der Wertschöpfung der Wasserkraft zu partizipieren, namentlich am Betrieb der Kraftwerke und der Vermarktung des Stroms.

Aus Sicht des Kantons Zürich, der über seine Kraftwerksgesellschaften und Beteiligungen mehrheitlich als indirekter Konzessionär betroffen ist, präsentieren sich die Vor- und Nachteile der Heimfallstrategien wie in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Insgesamt leitet sich **in einem Punkt ein regulatorischer Handlungsbedarf ab, der jüngst vom Parlament aufgegriffen worden ist:**

- Bezüglich **Investitionsanreizen** sind die heutigen Regelungen im Grundsatz kohärent, jedoch lassen sie den Akteuren Spielraum, der zu Investitionshemmnissen führen kann. Eine Motion, die den Bundesrat beauftragt, sich dem Thema anzunehmen, wurde jüngst im Mai 2023 vom Nationalrat angenommen. Namentlich soll unter Einbezug der Vertreter der konzedierenden Gemeinwesen und der Konzessionäre eine Lösung gefunden werden, dass Erweiterungs- und Modernisierungsprojekte auch dann umgesetzt werden können, wenn zwischen Konzedent und Konzessionär keine Einigung nach Art. 67. Abs. 4 erzielt werden kann. Geprüft werden soll auch eine eindeutige Vorschrift zur Bestimmung des Restwertes. Solche gesetzliche Präzisierungen würden die Unsicherheiten von Investoren reduzieren und so die Investitionsanreize stärken.
- Aus **Sicht Governance** sehen die Heimfallstrategien grundsätzlich eine Trennung von öffentlichen und betriebswirtschaftlichen Aufgaben vor. Ebenso ist die Nutzung von

Skalen- und Verbundeffekten vorgesehen. Mittel- und langfristig dürften zwei neue wesentliche Wasserkraftunternehmen entstehen (insb. FMV und AET), welche am Markt bestehen müssen. Vordergründig scheinen die neuen Unternehmen aus einer sicheren Position agieren zu können, indem sie davon ausgehen können, dass das Heimfallrecht langfristig zu ihren Gunsten wirkt. Gleichzeitig wird es bei jedem Heimfall auch künftig zu einer Verschiebung von Assets weg vom bisherigen Konzessionär hin zu den berechtigten Gemeinwesen bzw. deren eingesetzten Gesellschaften führen. Dabei werden sich die Gemeinwesen am jeweiligen Marktwert der heimfallenden Assets orientieren. Zu beachten ist, dass die Übernahme von Konzessionen durch Werke der Standortkantone und -gemeinden bedeutet, dass mit dem Eigentum auch die langfristigen Risiken (kommerzielle wie Marktpreise etc., technische wie Versandung Stauseen, Stauanlagensicherheit, usw.) in die Bergregionen verschoben werden. Insofern sehen wir in diesem Punkt keinen grundlegenden Handlungsbedarf.

Tabelle 2: Einfluss der Heimfallstrategien auf den Kanton Zürich

Thema	Einfluss auf Kanton Zürich
Versorgungssicherheit Schweiz und Kanton Zürich	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kurzfristig kein Einfluss da keine Möglichkeit, Strom nur lokal einzusetzen (Regelzone Schweiz) ▪ Langfristig Wirkung auf Zubau von Produktionskapazitäten unklar: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Durch erhöhte Beteiligung der Kantone und Gemeinden ggf. geringerer lokaler Widerstand gegen neue Projekte ▪ Insb. bei kleineren Gemeinwesen ggf. nicht ausreichende Finanzierungskapazitäten und geringes Interesse zum weiteren Ausbau
Preise für Endverbraucher im Kanton Zürich	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etwaige Energiebezugsrechte der Axpo und Zürcher EVU werden hinfällig oder fallen geringer aus
Implikationen auf Axpo und Zürcher EVU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wegfall von Produktionskapazitäten (und seitens Axpo Reduktion der «Long Position» bei der Energieproduktion) ▪ Entsprechend Rückgang des Produktionsparks Wasserkraft ▪ Reduktion des Bedarfs an Projekt- und Engineering-Knowhow für eigenen Kraftwerkspark, gleichzeitig neue, aber weniger umfangreiche Geschäftsmöglichkeiten für Dienstleistungen in diesem Bereich bei neuen Betreiberinnen (z.B. in Graubünden Gründung und Führung eines lokalen Ingenieursunternehmens) ▪ Gewisses Potenzial, für die neuen Konzessionäre weiterhin die Vermarktung der Produktion zu übernehmen

Quelle: Eigene Darstellung

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	9
1 Einleitung	13
1.1 Ausgangslage.....	13
1.2 Auftrag	13
1.3 Vorgehen und Struktur des Berichts.....	14
2 Grundlagen zum Heimfall	15
2.1 Anstehende Konzessionierungswelle	15
2.2 Rechtliche Grundlagen.....	16
2.2.1 Auslösung und Folgen des Heimfalls.....	16
2.2.2 Rollen bei der Konzessionierung und Abgeltungsformen	18
2.2.3 Auch in der EU keine Ausschreibungspflicht	21
2.2.4 Verfügungsrechte über das Wasser.....	22
2.2.5 Entwicklung des Wasserzinses.....	23
3 Heimfallstrategien	24
3.1 Kanton Wallis.....	24
3.1.1 Ausgangslage.....	24
3.1.2 Heimfallstrategie.....	25
3.2 Kanton Graubünden.....	27
3.2.1 Ausgangslage.....	27
3.2.2 Heimfallstrategie.....	27
3.3 Kanton Tessin.....	30
3.3.1 Ausgangslage.....	30
3.3.2 Heimfallstrategie.....	31
3.4 Kanton Uri.....	32
3.4.1 Ausgangslage.....	32
3.4.2 Heimfallstrategie.....	32
3.5 Kanton Bern	33
3.5.1 Ausgangslage.....	33
3.5.2 Heimfallstrategie.....	33
3.6 Vergleich der Strategien.....	34
4 Vertiefung Investitionshemmnisse	37
4.1 Vorgaben im Wasserrechtgesetz	37
4.2 Bestimmung des Restwertes	37

4.3 Szenarien langfristiger Preisentwicklung.....	40
4.4 Möglicher regulatorischer Handlungsbedarf.....	42
4.5 Exkurs: Beseitigung von Netzengpässen.....	46
5 Vertiefung Governance.....	47
5.1 Rollenteilung.....	47
5.2 Zielkonflikte.....	48
5.3 Handlungsbedarf.....	50
5.4 Exkurs: Wettbewerbspolitische und -rechtliche Aspekte.....	51
6 Chancen und Risiken der Heimfallstrategien.....	54
6.1 Grundsätzliche Risiken aus Sicht der relevanten Akteure.....	54
6.1.1 Für Standortkantone.....	54
6.1.2 Für Standortgemeinden.....	56
6.1.3 Für bisherige Konzessionäre.....	57
6.2 Chancen und Risiken im zeitlichen Ablauf.....	57
6.3 Für Volkswirtschaft und Versorgungssicherheit.....	60
7 Synthese.....	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der Heimfallstrategien Wallis, Graubünden, Tessin und Uri.....	4
Tabelle 2:	Einfluss der Heimfallstrategien auf den Kanton Zürich	8
Tabelle 3:	Übersicht der Heimfallstrategien der Standortkantone	34
Tabelle 4:	Restwerte nach Berechnungsmethode und Marktumfeld	44
Tabelle 5:	Chancen und Risiken der Standortkantone	54
Tabelle 6:	Chancen und Risiken der Standortgemeinden	56
Tabelle 7:	Chancen und Risiken für bisherige Konzessionäre	57
Tabelle 8:	Chancen und Risiken gegen Ende der Konzession	57
Tabelle 9:	Chancen und Risiken in der Heimfallperiode	58
Tabelle 10:	Chancen und Risiken nach Heimfall	59
Tabelle 11:	Vor- und Nachteile der Heimfallstrategien aus Sicht Kanton Zürich.....	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anstehender Heimfall.....	15
Abbildung 2:	Ablauf der Konzessionen von Axpo.....	16
Abbildung 3:	Mögliche Rollen und Geldflüsse.....	19
Abbildung 4:	Mögliche Abgeltungsformen.....	20
Abbildung 5:	Kantonale Unterschiede.....	23
Abbildung 6:	Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes nach WRG.....	23
Abbildung 7:	Schematische Darstellung der Umsetzung des Heimfalls kommunaler Gewässer nach kWRG (Empfehlung des Kantons).....	26
Abbildung 8:	Arten des Heimfalls und Handlungsoptionen	29
Abbildung 9:	Schematischer Prozess bei Heimfall im Einzelfall.....	30
Abbildung 10:	Rollen, Aufgaben und Kernkompetenzen bei der Konzessionierung	47
Abbildung 11:	Zielkonflikte	49

Abkürzungen

AET	Azienda elettrica ticinese
AWEL	Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft
BE	Bern
BFE	Bundesamt für Energie
BWRG	Kantonales Wasserrechtsgesetz (Graubünden)
CHF	Schweizer Franken
DCF	Discounted Cash Flow
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
EU	Europäischen Union
EUR	Euro
EVU	Eisenbahnverkehrsunternehmen
EWZ	Elektrizitätswerke der Stadt Zürich
FMV	Forces motrices valaisannes
GNG	Kantonales Gesetz zur Gewässernutzung (Uri)
GR	Graubünden
GWEG	Gesetz über die Walliser Elektrizitätsgesellschaft
GWh	Gigawattstunde
kWRG	Kantonales Gesetz zur Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wallis)
LAET	Gesetz über die Tessiner Elektrizitätsgesellschaft
LUA	Kantonales Gesetz zur Wassernutzung (Tessin)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NIMBY	Not in my backyard
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SDL	Systemdienstleistungen
TI	Tessin
TWh	Terawattstunde
UR	Uri
VS	Wallis
WNG	Kantonales Gesetz zur Wassernutzung (Bern)
WRG	Wasserrechtsgesetz

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die heute bestehenden Schweizer Wasserkraftwerke sind i.d.R. von finanzkräftigen Unternehmen auf der Grundlage von **Wasserkraftskonzessionen** gebaut worden. Diese bestehen maximal 80 Jahre und ähneln dem Baurecht: Läuft die Konzession aus, fällt ein Grossteil der Anlagen entschädigungslos dem Gemeinwesen heim, dem die Verfügungshoheit des Wassers gehört (**Heimfall**).

Damit eine Erneuerung einer bestehenden Wasserrechtskonzession zustande kommt, müssen sich Kraftwerksbetreiber (**Konzessionär**) und das Gemeinwesen, dem die Wasserverfügungsrechte originär gehören (**Konzedent**) auf einen neuen Vertrag einigen. Wenn dies nicht gelingt, wird der – bundesgesetzlich geregelte – Heimfall ausgelöst.¹

Eine Weiterführung oder Verlängerung der Konzession ist in den meisten Fällen für die Standortkantone und -gemeinden **kein Thema**: Wesentliche «Wasser-Kantone» möchten den anstehenden Heimfall nutzen, um die bestehenden Anlagen mehrheitlich ins Eigentum von Kanton und Gemeinden zu überführen. Die Kantone wollen dabei aber meist nicht zu Kraftwerksbetreibern werden, sondern diese Aufgaben in Betriebsgesellschaften, an denen sie mindestens 51 Prozent beteiligt sind, auslagern.

Diese anstehenden Heimfälle werden in der Stromversorgung der Schweiz eine der wichtigsten Veränderungen für die nächsten 20 Jahre darstellen und sich entscheidend auf das Investitionsklima in der Schweiz auswirken.

Entsprechend möchte sich der Kanton Zürich, vertreten durch das Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft (AWEL) im Thema eine Meinung bilden, auch vor dem Hintergrund, dass der Kanton (Mit-)Eigentümer an Konzessionären ist, insbesondere an der Axpo Holding AG (Axpo).

1.2 Auftrag

Im Rahmen eines Grundlagenberichts sollen zuhanden des AWEL folgende Fragestellungen ergebnisoffen geklärt werden im Sinne einer neutralen Auslegeordnung:

1. Strategien der Standortkantone

Der Grad der geplanten «Überführung» ins Eigentum von Standortkanton und/oder Standortgemeinden ist unterschiedlich (TI: 100% Kanton, VS: x% Kanton, y% Gemeinde, GR: ..., UR: ..., weitere: ...).

- Wie sehen die einzelnen Heimfall-Strategien der Standortkantone aus?

¹ Gemäss Art. 64 und Art. 67 WRG kann der Konzedent den Heimfall ausüben oder die Konzession erlischt ohne weiteres.

- Welche Vor- und Nachteile bieten die Heimfall-Strategien der Standortkantone im Vergleich?

2. Investitionshemmnisse

Ein bevorstehender Heimfall kann sich als grosses Investitionshemmnis erweisen für den aktuellen Eigentümer.

- Wie kann erreicht werden, dass Investitionen trotzdem attraktiv sind für Eigentümer? Welche Modelle sind geeignet?
- Gibt es regulatorischen Handlungsbedarf und wenn ja, welchen?

3. Governance

- Wie ist die Situation, dass die Standortkantone (Konzessionsgeber) heute teilweise und zukünftig vermutlich vermehrt direkt oder indirekt an den Konzessionsnehmern beteiligt sind, aus Sicht der Governance zu beurteilen?
- Gibt es problematische Rollenkonflikte?
- Gibt es regulatorischen Handlungsbedarf und wenn ja, welchen?

4. Chancen und Risiken

Welche Chancen und Risiken – auch aus ggf. verändertem Betreiberverhalten – ergeben sich aus den Heimfall-Strategien der Standortkantone

- für die Standortkantone?
- für die Standortgemeinden?
- für die bisherigen Konzessionäre?
- für die Schweiz aus volkswirtschaftlicher Sicht und aus Sicht der sicheren Stromversorgung?

1.3 Vorgehen und Struktur des Berichts

Der Bericht wird entlang der obigen vier Themenkreise erarbeitet und gliedert sich entsprechend:

- In Kapitel 2 führen wir die wesentlichen Grundlagen zum Heimfall auf;
- In Kapitel 3 stellen wir die einzelnen Heimfallstrategien der Standortkantone vor;
- In Kapitel 4 vertiefen wir den Themenkreis der Investitionshemmnisse;
- In Kapitel 5 diskutieren wir die sich stellenden Governance-Fragen;
- In Kapitel 6 führen wir die Chancen und Risiken der einzelnen Heimfallstrategien auf;
- In Kapitel 7 ziehen wir unsere Schlussfolgerungen aus Sicht des Kantons Zürich.

Die Zusammenfassung findet sich eingangs dieses Berichts.

2 Grundlagen zum Heimfall

2.1 Anstehende Konzessionierungswelle

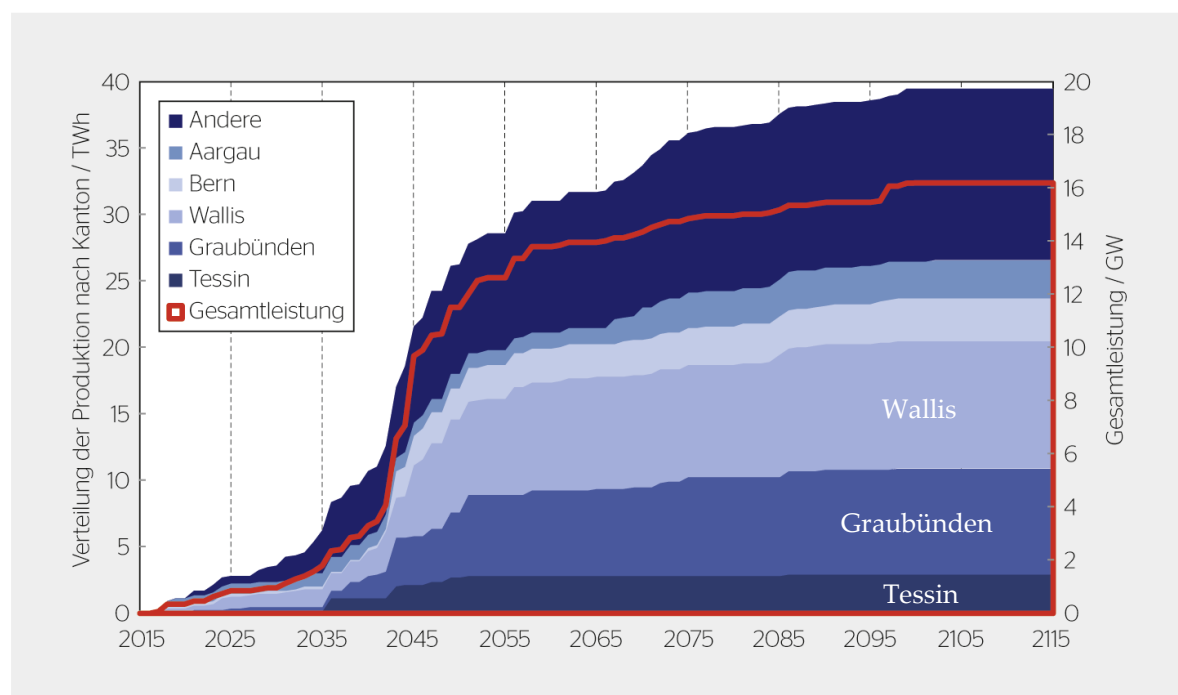
Die Konzessionslaufzeit wird in der Konzession festgelegt.² Die maximale Dauer wird vom Bund vorgegeben und beträgt 80 Jahre.³ Die lange Frist soll es den Betreibern ermöglichen, die getätigten Investitionen über einen langen Zeitraum hinweg zu amortisieren.

Konzessionierungswelle und Verteilung über die Kantone

Ab 2030 und in den Folgejahren laufen viele Konzessionen für Wasserkraftwerke aus. Rund 30 TWh Jahresproduktion – dies entspricht etwa der Hälfte der gegenwärtigen gesamten Schweizer Jahresproduktion aller Erzeugungsarten – müssen in den nächsten rund 20 Jahren in der Schweiz neukonzessioniert werden. Wird die bestehende Konzession nicht erneuert, fallen die Anlagen den Standortkantonen und -gemeinden heim (**Heimfall**) oder die Konzession erlöscht ohne weiteres (Details vgl. nachfolgend Abschnitt 2.2).

Die anstehende Welle auslaufender Konzessionen ist in **Abbildung 1** dargestellt. Die Kantone Wallis und Graubünden sind die beiden grössten Produzenten von Wasserkraft in der Schweiz. Daher laufen in diesen beiden Kantonen die meisten Konzessionen für Wasserkraftwerke aus.

Abbildung 1: Anstehender Heimfall



Quelle: [Bulletin](#)

² Art. 54 WRG

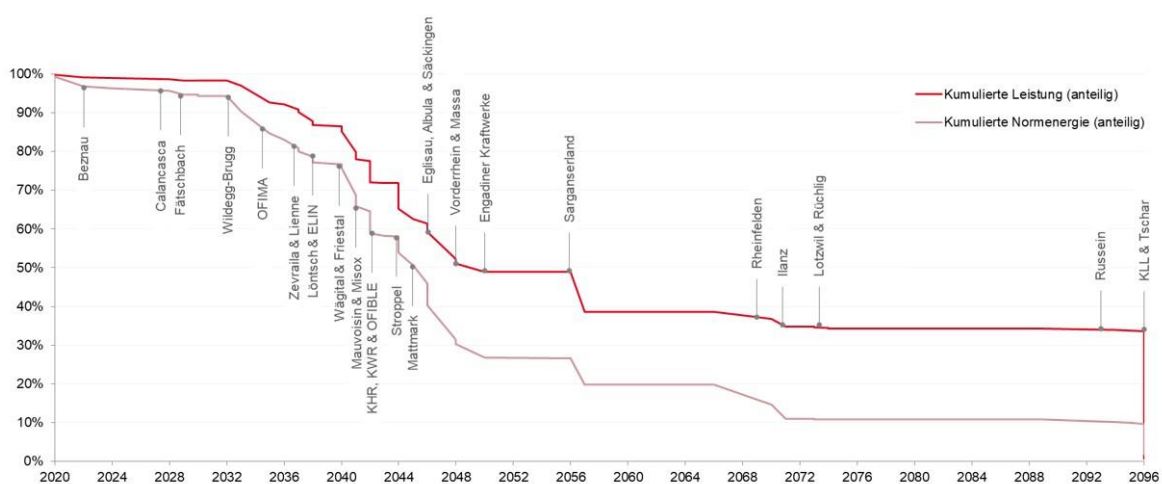
³ Art. 58 WRG

Betroffenheit des Kantons Zürich

Der Kanton Zürich ist hiervon betroffen in seiner Rolle als Aktionär der Axpo Holding AG (Axpo), einer der grössten Konzessionärinnen im Land, sowie als Eigentümer der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ). Direkt ist der Kanton mit 18.3% an der Axpo beteiligt, indirekt hält er über die EKZ nochmals 18.4% der Aktien, was ihn zum grössten Aktionär der Axpo macht. Auch die Stadt Zürich als Eigentümerin des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (EWZ) ist betroffen.

Beispielhaft laufen bis 2050 insgesamt 33 Wasserkraftkonzessionen der Axpo aus, wie in **Abbildung 2** dargestellt. Wenn diese Konzessionen nicht mit der Axpo erneuert werden, könnte sie rund 2 Gigawatt Leistung verlieren, was einem Rückgang der installierten Leistung in ihrem Wasserkraftpark von rund 50 Prozent entspricht. Dies könnte ihre finanzielle Position und Geschäftsmöglichkeiten entsprechend schwächen.

Abbildung 2: Ablauf der Konzessionen von Axpo



Quelle: Axpo

2.2 Rechtliche Grundlagen

2.2.1 Auslösung und Folgen des Heimfalls

Die Grundzüge des Heimfalls sind im Wasserrechtsgesetz (WRG, Stand 01.01.2023) geregelt, das u.a. auch die maximale Konzessionsdauer von 80 Jahren vorgibt.

Auslösung des Heimfalls

Damit nach Ablauf einer Konzessionsdauer eine neue Konzession zustande kommt, müssen sich der bisherige Konzessionär und der Konzedent, der die Verfügungshoheit über das Wasser besitzt, auf eine Konzessionserneuerung einigen. Wenn keine Erneuerung erfolgt, kann der Heimfall ausgelöst werden. Der Heimfall bedeutet, dass die Nutzungsrechte und das Eigentum an der Wasserkraftanlage an den Konzessionsgeber zurückfallen und damit die Beteiligung des derzeitigen Konzessionärs endet.

Gemäss Art. 66 WRG, muss die Anlage nach Ablauf oder Hinfall der Konzession, falls sie nicht weiter genutzt wird, vom Konzessionär gesichert werden.

Folgen des Heimfalls

Art. 67 WRG legt die Folgen eines Heimfalls fest.

Gemäss Abs. 1 gilt, sofern die Konzession nichts anderes bestimmt⁴:

- Die hydraulischen oder «**nassen**» Teile der Anlage, wie beispielsweise die Staumauer, Turbinen oder Druckrohre, kann der Konzedent «**unentgeltlich** an sich ziehen».
- Für die elektromechanischen oder «**trockenen**» Teile, wie beispielsweise Generatoren, Transformatoren oder Leitsysteme, wird eine «**billige Entschädigung**» fällig.

Die vom Konzessionär während der Konzessionsdauer getätigten Investitionen werden rechtlich wie folgt differenziert:

- **Ersatz- und Unterhaltsinvestitionen (nachfolgend Erneuerungsinvestitionen)** werden für die nassen Teile nicht vergütet. Gemäss Abs. 3 ist «der Konzessionär verpflichtet, die Anlagen (...) in betriebsfähigem Zustand zu erhalten».
- Gemäss Abs. 4 werden «**Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen** beim Heimfall dem Konzessionär vergütet, sofern er die Modernisierung oder Erweiterung in Absprache mit dem heimfallberechtigten Gemeinwesen vorgenommen hat. Die Vergütung entspricht höchstens dem Restwert der Investition bei branchenüblicher Abschreibung unter Berücksichtigung der Veränderung des Geldwertes».
- Gemäss Art. 69a WRG ist der Konzessionär sodann innerhalb von zehn Jahren vor Ablauf der Konzession verpflichtet, «gegen volle Schadloshaltung alle **Umbaumasnahmen**, insbesondere solche zur Modernisierung und Erweiterung der Anlage, durchzuführen, die von der Verleihungs- oder Genehmigungsbehörde **im Hinblick auf den Übergang des Werkes** an einen anderen Betreiber verlangt werden».

Heimfallverzicht

Verzichtet der Konzedent stattdessen auf die Ausübung des Heimfallrechts und erneuert die Konzession, so hat der Konzessionär eine **Heimfallverzichtsentschädigung** zu bezahlen. Gemäss Art. 48 Abs. 1 WRG setzt «die Verleihungsbehörde [...] nach Massgabe des kantonalen Rechtes die Leistungen und Bedingungen fest, gegen die dem Konzessionär das Nutzungsrecht erteilt wird». Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um eine einmalige Abgabe, in verschiedenen kantonalen Gesetzgebungen wird dies entsprechend präzisiert.⁵

⁴ Die genaue Wertbemessung der abzugeltenden Teile erfolgt nicht einheitlich, sondern kann in der jeweiligen Konzession festgelegt werden.

⁵ Vgl. z.B. Wassernutzungsgesetz Kanton Bern Art. 34, Gewässernutzungsgesetz Kanton Uri Art. 21.

Da der Konzedent somit auf den unentgeltlichen Heimfall der nassen Werkanlagenteile sowie möglichen Gewinn aus dem Betrieb des Wasserkraftwerks während der Dauer der neuen Konzession verzichtet, reflektiert die Höhe der Entschädigung diese Werte.

Auslaufen einer Konzession

Wird *kein* Heimfall ausgeübt und findet *keine* Neukonzessionierung statt, erlischt die Konzession (Art. 64). In diesem Fall kommt Art. 67 Abs. 1 WRG, der zwischen «nassen» und «trockenen» Anlagenteilen unterscheidet *nicht* zur Anwendung. Die Anlagenteile werden dann gemäss Art. 69 WRG «geographisch» verteilt bzw. vergütet. Erfolgt keine Nutzung mehr, **bleibt der bisherige Konzessionär für die Sicherung der Anlagen verantwortlich**. Bei den Sicherungsarbeiten sind auch die Vorgaben des Natur- und Landschaftsschutzes zu berücksichtigen.

2.2.2 Rollen bei der Konzessionierung und Abgeltungsformen

Rollen

Gestützt auf das WRG lassen sich bei der Konzessionierung folgende Rollen unterscheiden, die in **Abbildung 3** dargestellt sind:

- Die erste Rolle ist diejenige des **Konzedenten**, der die Verfügungshoheit über das Wasser innehat. Das kantonale Recht bestimmt, welchem Gemeinwesen (Kanton, Bezirk, Gemeinde oder Körperschaft) die Verfügung über die Wasserkraft der öffentlichen Gewässer zusteht (Art. 2 WRG). Der Konzedent ist befugt, einem Konzessionär Wassernutzungsrechte gegen Entgelt (Wasserzins, Energie, usw.) zu gewähren. Mögliche Abgeltungsformen werden im nächsten Abschnitt erläutert.
- Der **Konzessionär** ist i.d.R. eine juristische Person in Form einer Aktiengesellschaft. Er erhält die Wassernutzungsrechte vom Konzedenten und muss hierfür verschiedene Pflichten und Bedingungen einhalten und u.A. die Wasserzinsen vergüten (Kapitel E WRG). Der Konzessionär entscheidet seinerseits über Betrieb und Vermarktung des Stroms:
 - Der **Betreiber** der Wasserkraftanlagen ist verantwortlich für die Instandhaltung und Erneuerung im Auftrag der Konzessionärin und stellt sicher, dass die Anlagen jederzeit auf Abruf betriebsbereit sind.
 - Der **Vermarkter** verkauft die Energie an den verschiedenen Märkten (Spot, Termin, SDL, Kapazität/Reserve, HKN) und trifft die Entscheide, wann das Wasser wie verwertet wird. Bei Partnerwerken erfolgt die Vermarktung i.d.R. durch die einzelnen Partner separat.

Wer die obigen Rollen ausführt, ist massgeblich von den Eignern bzw. **Aktionären** der Konzessionärin geprägt, welche gerade auch bei grösseren Anlagen mehrere **Partner** sein können («Partnerwerke»). Die Eigner steuern via ihre Stimmrechte und Verwaltungsräte strategisch und tragen die finanzielle Verantwortung. Im Gegenzug erhalten sie bzw. ihre Tochtergesellschaften anteilig Strom aus der erzeugten Energie und vermarkten diesen.

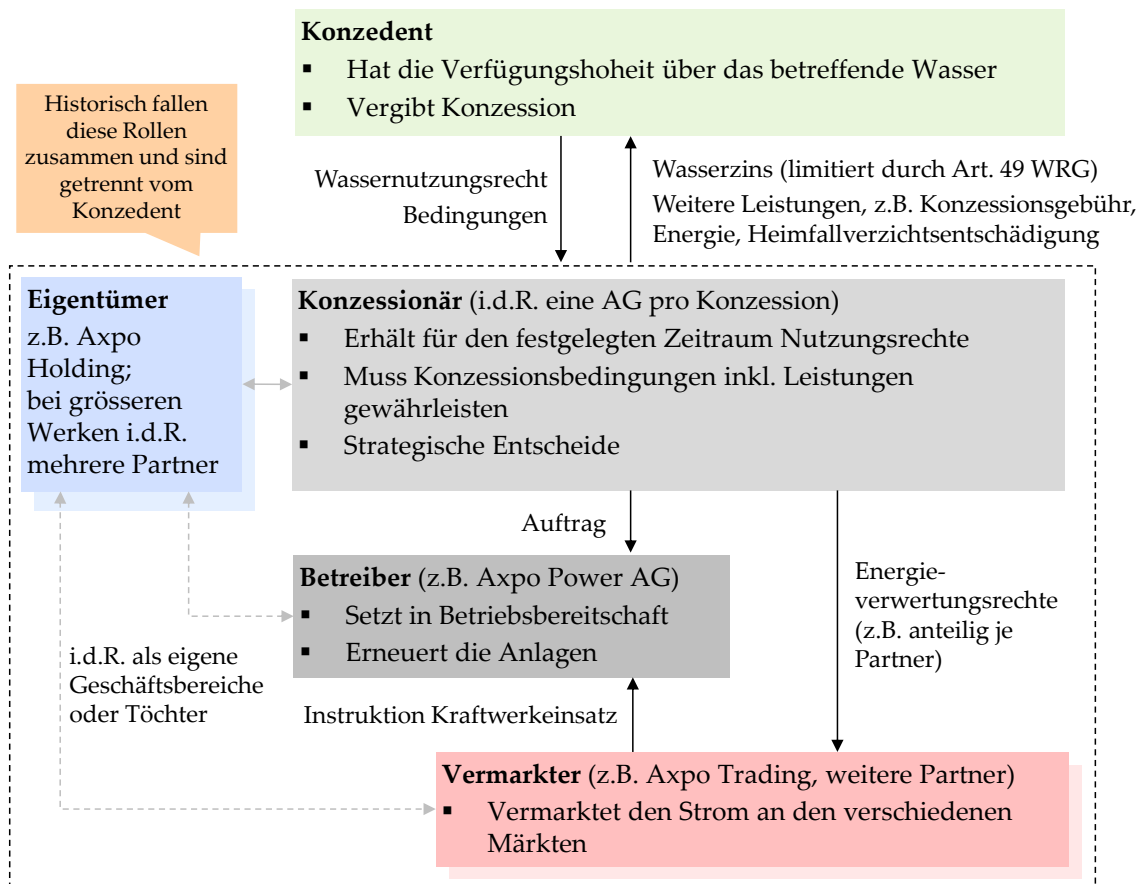
Dadurch erzielen sie einen direkten Nutzen aus der Stromerzeugung und haben die Chance, Einnahmen durch den Verkauf an andere Verbraucher oder den Strommarkt zu erzielen.

Die **Axpo** ist da, wo sie Konzessionärin bzw. Eigentümerin einer konzessionierten Gesellschaft ist, i.d.R. auch als Betreiberin und Vermarkterin tätig:

- Der **Betrieb** erfolgt im Geschäftsbereich «Generation and Distribution», formell in der Tochtergesellschaft **Axpo Power AG**, welche mehr als 100 Kraftwerke betreibt. Hier werden Unterhaltsarbeiten einer Vielzahl von Konzessionen über den ganzen Lebenszyklus gebündelt. In ähnlicher Weise bündelt z.B. die Alpiq mit FMV den Betrieb von ca. 40 Walliser Werken in der [HYDRO Exploitation SA](#).
- Die **Vermarktung** erfolgt ebenfalls zentralisiert im Geschäftsbereich «Trading and Sales», formell gebündelt in der **Axpo Solutions AG**.

Historisch gesehen sind Konzessionsbewirtschaftung, Betrieb und Vermarktung i.d.R. klar getrennt vom Konzedenten. Die Struktur ermöglicht eine klare Verteilung der Verantwortlichkeiten und Rechte zwischen den verschiedenen an der Konzession beteiligten Parteien. Ebenso können Skaleneffekte im Betrieb und in der Vermarktung genutzt werden.

Abbildung 3: Mögliche Rollen und Geldflüsse



Quelle: Eigene Darstellung

Abgeltungsformen

Der Konzessionär muss den Konzedenten für das ihm gewährte Wassernutzungsrecht abgelden. Diese Abgeltung kann verschiedene Formen annehmen, von denen einige nicht erschöpfende Beispiele in Art. 48 WRG aufgelistet sind: Gebühren, Wasserzins, Abgabe von Wasser oder elektrischer Energie, Bestimmungen über Strompreise, Beteiligung des Gemeinwesens am Gewinn. Im Zuge des Heimfalls kommt die Möglichkeit einer Heimfallverzichtsschädigung hinzu.

Abbildung 4 fasst diese Abgeltungsformen zusammen und verdeutlicht die Risikoverteilung und die intertemporären Effekte der verschiedenen Möglichkeiten auf den Konzessionär.

Abbildung 4: Mögliche Abgeltungsformen

Abgeltungsmöglichkeiten	Risikoverteilung	Intertemporäre Effekte
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Jährlicher Wasserzins (nach Bruttoleistung, unabhängig von Produktion) ▪ Konzessionsgebühren (gestaffelt) ▪ Konzessionsgebühren (einmalig) ▪ Heimfallverzichtsschädigung 	Risiko beim Konzessionär	Reduziert Finanzierungsbedarf zu Beginn
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abgabe von Energie <ul style="list-style-type: none"> ▪ Langfrist-Versorgungsverträge ▪ Reduzierte Energiepreise ▪ Gratisenergie ▪ Energieverwertungsrechte ▪ Renten in Abhängigkeit vom Gewinn (0 bei Verlust) 	Risikoteilung (teilweise Verteilung von Risiken, jedoch keine Verlustrisiken für Konzedent)	Erhöht Finanzierungsbedarf zu Beginn
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gewinnbeteiligungen ▪ Eigentum / Dividenden 	Anteilige Risikoübernahme durch Konzedent	Reduziert Finanzierungsbedarf des Konzessionärs zu Beginn (tiefere Konzessionsgebühren, tiefere Heimfallentschädigung)

Quelle: Eigene Darstellung

Allgemein muss für die Bemessung der Heimfallverzichtsschädigung aufgrund der verschiedenen Eigenschaften der Wasserkraftwerke auf deren Produktionscharakteristik⁶

⁶ **Laufwasserkraftwerk:** Praktisch konstante Produktion. Unflexibel und realisiert jeden Preis, je nach technischer Ausstattung, auch allfällige negativer Marktpreise. Das Kraftwerk kann nicht abgeschaltet werden. Kann bei langanhaltenden Trockenperioden, je nach Zuflusssituation, nur reduziert produzieren.

Speicherkraftwerk: Realisiert im Idealfall die teuersten Stunden (was nie optimal gelingt). Hat auf das Stauvolumen und Zufluss beschränkte Maximale Produktionskapazität. Liegt es unterhalb eines Gletschers, kann in den nächsten Jahren auf Grund des Klimawandels sogar eine grössere Produktion möglich sein, die mittel- bis langfristig aber stark zurückgehen kann. Kann auch SDL (Systemdienstleistungen) anbieten, was Zusatzeinnahmen generiert. Produktion wird eventuell durch regulatorische Vorgaben zur Reservehaltung, wie z.B. im Winter 2022/23, zum Zurückhalten von Produktionsreserven verpflichtet werden.

Pumpspeicherkraftwerk: Nutzt die Preisdifferenz zwischen billigen Stunden (Pumpen) und teuren Stunden (Turbinieren). Dabei spielt die Grösse beider Becken (ober- und unterhalb der Pumpen/Turbinen) und die Leistung der Maschinen eine Rolle. Je länger ein Füll-Entleerungszyklus dauert, desto weiter auseinander liegende Marktpreisdifferenzen können genutzt werden. Ein reines Pumpspeicherkraftwerk, d.h. ohne Zuflüsse, kommt praktisch nicht vor. Deshalb hat es, je nach Verhältnis der reinen Speicher- zur Pumpspeicherkapazität auch noch Betriebscharakteristiken, wie beim Speicherkraftwerk beschrieben.

eingegangen werden. Laufwasserkraftwerke sind eher im Mittelland entlang der grossen Flüsse zu finden. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke eher in den Bergen. Die in den vorliegend betrachteten Kantonen heimfallenden Kraftwerke sind mehrheitlich Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke.

2.2.3 Auch in der EU keine Ausschreibungspflicht

Aus den obigen Ausführungen wird ersichtlich, dass somit in der Schweiz Konzessionserteilungen nicht einer Ausschreibungspflicht unterliegen. Wie nachfolgend gezeigt, ist es juristisch umstritten, ob diese auch in der Europäischen Union (EU) nicht vorgeschrieben sind.

Die Vergabe von Konzessionen wird in der EU durch die [Richtlinie 2014/23/EU](#) des europäischen Parlaments und des Rates über die Konzessionsvergabe geregelt. Wasserrechtskonzessionen sind von dieser Richtlinie nach Meinung wesentlicher Mitgliedstaaten ausgenommen, während sich die EU auf einen anderen Standpunkt stellte und im Jahr 2019 ein [Vertragsverletzungsverfahren](#) gegen acht Mitgliedstaaten einleitete. Zumindest das Verfahren gegen Deutschland wurde von der Kommission am 23. September 2021 ohne Begründung eingestellt (vgl. [Bundesregierung Deutschland](#), Seite 3). Als Folge ist die Vergabepaxis in den Mitgliedstaaten weiterhin stark unterschiedlich geregelt:

- In Norwegen werden Wasserkonzessionen seit 2008 grundsätzlich nur an norwegische staatliche Einrichtungen vergeben.⁷
- In Schweden werden Konzessionen für einen unbegrenzten Zeitraum vergeben, daher gibt es kein Verfahren für die Erneuerung von Konzessionen und keinen Zeitplan für die Erneuerung.⁸
- Frankreich lässt einen kleinen Teil seiner Wasserkraftkonzessionen auf dem europäischen Markt konkurrieren. Allerdings wurde Anfang des Jahres die Absicht bekannt gegeben, alle Konzessionen innerhalb des Landes zu behalten.⁹
- Italien vergibt Konzessionen im Rahmen eines wettbewerblichen Verfahrens. Die Konzessionen dauern 20 bis 30 Jahre. Die meisten der derzeitigen Konzessionen laufen schrittweise bis 2029 aus.⁸
- Österreich vergibt verwaltungsrechtliche Genehmigungen ohne wettbewerbliches Verfahren.⁸

⁷ https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/vedlegg/lover-og-reglement/act_no_16_of_14_deember_1917.pdf, abgerufen am 24.04.2023.

⁸ https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/37519/Glachant_Saguan_Rious_Douguet.pdf?sequence=1&isAllowed=y, abgerufen am 24.04.2023.

⁹ https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/textes/l16b0944_proposition-resolution-europeenne, abgerufen am 24.04.2023.

Aufgrund dieser unterschiedlichen Regelungen und Praktiken gibt es derzeit begrenzte Möglichkeiten für neue Konzessionen auf dem europäischen Markt.

Selbst wenn gestützt auf die Richtlinie dereinst auch in der Schweiz eine Ausschreibepflicht gelten würde, wäre dies nicht zwingend vorteilhaft für die heutigen Schweizer Konzessionäre, da eine solche Pflicht dazu führen dürfte, dass der Vergabeprozess kompetitiver wird und mehr Gebote auch aus der EU-Zone eingehen würden. I.d.R. wird derjenige Anbieter, der die Zukunft am meisten überschätzt, den Zuschlag erhalten («winner's curse»). Die Heimfallentschädigung würde hierdurch c.p. steigen mit entsprechenden kurzfristigen Vorteilen für die Gemeinwesen (langfristige Nachteile können eintreten, falls das konzessionierte Unternehmen aufgrund des hohen Preises in finanzielle Schieflage gerät).

2.2.4 Verfügungsrechte über das Wasser

Gemäss Art. 76 Abs. 4 der [Bundesverfassung](#) verfügen die Kantone über die Wasservorkommen, wobei der Bund für die SBB-Ausnahmen beanspruchen kann¹⁰:

Über die Wasservorkommen verfügen die Kantone. Sie können für die Wassernutzung in den Schranken der Bundesgesetzgebung Abgaben erheben. Der Bund hat das Recht, die Gewässer für seine Verkehrsbetriebe zu nutzen; er entrichtet dafür eine Abgabe und eine Entschädigung.

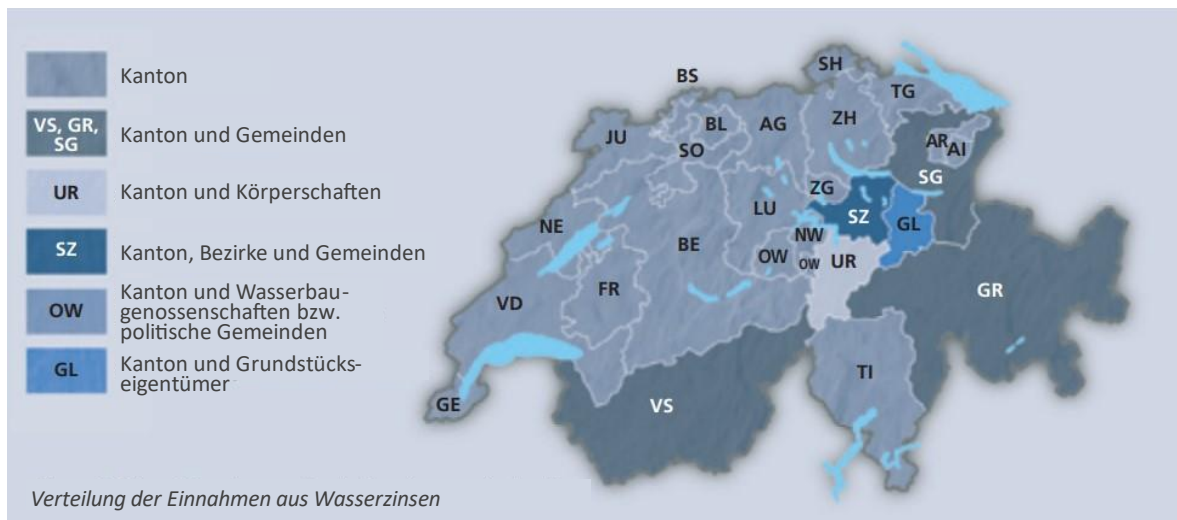
Gemäss Art. 2 WRG bestimmt anschliessend das kantonale Recht, welchem Gemeinwesen (Kanton, Bezirk, Gemeinde oder Körperschaft) die Verfügung über die Wasserkraft der öffentlichen Gewässer zusteht. Mit Blick auf die Einordnung der Heimfallstrategien zeigen sich bei der Umsetzung im kantonalen Recht **wesentliche kantonale Unterschiede**. Dies veranschaulicht **Abbildung 5**:

- Im Tessin liegen die Verfügungsrechte beim Kanton.
- Im Wallis hingegen liegen diese teilweise beim Kanton (für die Rhone und den Genfersee) und teilweise bei den Gemeinden (für Nebengewässer).
- Im Kanton Uri sind sie ebenfalls aufgeteilt, wobei etwa 90 Prozent beim Kanton liegen und der Rest bei der «Korporation Uri» und der «Korporation Ursern».

Diese kantonalen Unterschiede sind auch in den kantonalen Heimfallstrategien sichtbar.

¹⁰ Dies hat er in der Vergangenheit auch getan, vgl. z.B. Konzessionserneuerungen Barberine (2021, VS, Konzessionsgebühren CHF 343 Mio.) und [Etzelwerk](#) (2022, Kantone SZ; ZG, ZH, Konzessionsgebühr CHF 8 Mio.). Die grossen Beträge an die betreffenden Walliser Standortgemeinden habe einiges an Kontroverse ausgelöst, vgl. z.B. [Tagblatt](#). Der Bundesrat musste sich in dem Zusammenhang auch schon damit befassen, ob die Nichtberücksichtigung von Wasserzinsen usw. im Rahmen des Finanzausgleichs gerechtfertigt sei (vgl. z.B. [Motion Chevalley](#)).

Abbildung 5: Kantonale Unterschiede



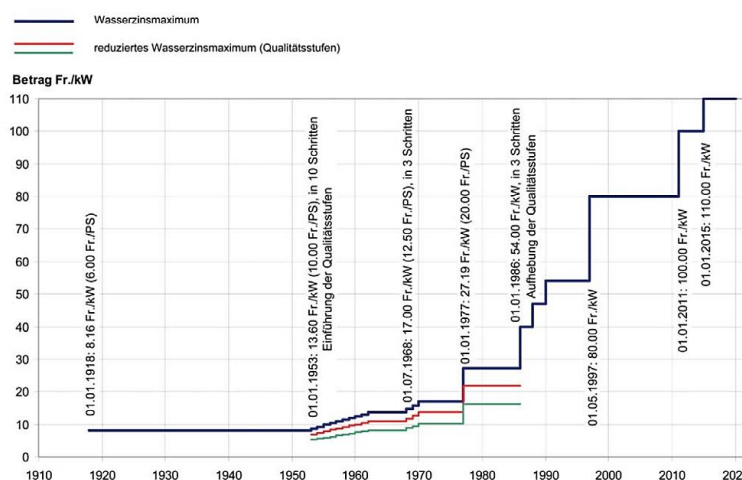
Quelle: Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG)

2.2.5 Entwicklung des Wasserzinses

Das WRG legt in Art. 49 den maximalen Wasserzinssatz fest und in Art. 51 die Berechnung des Wasserzinses. Seit 2015 und bis Ende 2030 beträgt die maximale Gebühr 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung. Bei der Ausgestaltung dieser Gebühren sind die Kantone jedoch frei. Falls die kantonale Gesetzgebung einen Maximalwasserzins festlegt, der unter dem nach Bundesvorschriften zulässigen Ansatz liegt, kann der Kanton eine Sondersteuer erheben, sofern die beiden Gebühren zusammen den maximalen Wasserzins nicht überschreiten.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes gemäss WRG über die letzten hundert Jahre. Der maximale Wasserzins ist kontinuierlich gestiegen: Im Zeitraum hat er sich nominal um mehr als das Zehnfache erhöht. In realen Werten beträgt der Wasserzins etwa das Dreifache des ursprünglichen Werts.

Abbildung 6: Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes nach WRG



Quelle: „Wasser Energie Luft“ 3-2016

3 Heimfallstrategien

In diesem Kapitel fassen wir die Heimfallstrategien der Kantone Wallis, Graubünden, Tessin, Uri und Bern zusammen und zeigen die wesentlichen Eigenheiten in einer vergleichenden Übersicht auf.

3.1 Kanton Wallis

3.1.1 Ausgangslage

Das kantonale Gesetz zur Nutzbarmachung der Wasserkräfte ([kWVG](#), Stand 01.01.2018) regelt die Nutzung der Wasserkräfte des Kantons unter Vorbehalt des WRG. Gemäss Art. 4 kWVG wird das Verfügungsrecht über öffentliche Gewässer wie folgt verteilt:

- Das Recht, über das Wasser der Rhone und des Genfersees zu verfügen, liegt beim Kanton.
- Das Recht über andere öffentliche Gewässer, namentlich der **Seitengewässer**, zu verfügen, liegt bei den **Gemeinden**.

Das Eigentum an den Anlagen ist derzeit wie folgt aufgeteilt: Etwa 10% gehören Walliser Gemeinden, weitere rund 10% der Walliser Elektrizitätsgesellschaft (WEG bzw. **FMV** auf französisch) und die verbleibenden 80% anderen Kantonen. Somit befinden sich rund 20% der Eigentumsanteile in «Walliser Händen».

Die FMV wurde im Jahr 1960 gegründet, um die Wasserkraft im Kanton zu nutzen. Im Jahr 2005 änderte sich ihre Rechtsform zu einer privatrechtlichen gemischtwirtschaftlichen AG. Seitdem bildet das Gesetz über die Walliser Elektrizitätsgesellschaft ([GWVG](#), Stand 15.03.2017) die rechtliche Grundlage für ihre Tätigkeit. Nach Art. 2 hat die FMV das Ziel, zur Verwertung der Wasserkraft der öffentlichen Gemeinwesen im Wallis beizutragen und die Elektrizitätsversorgung des Kantons mit Blick auf eine harmonische Entwicklung seiner Wirtschaft sicherzustellen. Gemäss Art. 5 GWVG müssen mindestens zwei Drittel des Aktienkapitals direkt oder indirekt im Besitz der Walliser öffentlich-rechtlichen Körperschaften sein, und der Kanton Wallis muss mindestens ein Drittel halten.

Die FMV ist in verschiedenen Wertschöpfungsstufen tätig. Dazu gehören die Stromproduktion, die überregionale Verteilung und der Stromhandel. Sie ist bislang nicht im Vertrieb an Endkunden tätig. Ihre Vision ist, im Jahr 2050 die grösste Wasserkraftproduzentin der Schweiz zu sein, in bedeutendem Ausmass zur Stromversorgungssicherheit des Landes beizutragen und ein anerkanntes Kompetenzzentrum im Dienst der Walliser Gemeinwesen zu sein. Zur «[Mission](#)» der FMV gehört unter anderem:

- **Entwicklung und Beherrschung der Wertschöpfungskette der Wasserkraft im Wallis.**
- Aufbau einer vertrauensvollen Partnerschaft mit den Konzessionsgemeinden und dem Kanton im Zusammenhang mit dem Heimfallprozess.

- Einbringen ihrer Erfahrung und ihres Fachwissens zugunsten des «Wasserkraftwerks Wallis».

Die FMV soll das Walliser Gemeinwesen in den zukünftigen Konzessionen in jeder Wasserkraftgesellschaft vertreten.

3.1.2 Heimfallstrategie

Die Walliser Strategie wird in der [Botschaft](#) zur Strategie Wasserkraft des Kantons Wallis vom 03.12.2015 beschrieben. Sie wurde 2017 im kantonalen Gesetz kWRG umgesetzt.

Die Grundidee der Strategie besteht darin, dass der Grossteil der Energie und der Erträge aus der Wasserkraft zukünftig dem Wallis zukommen und solidarisch aufgeteilt werden sollen. Dabei spielt das Heimfallrecht eine wesentliche Rolle als Instrument zur Erreichung der Ziele. Die rechtlichen Grundlagen für die Umsetzung dieser Strategie werden im Folgenden beschrieben:

- Gemäss Art. 22 kWRG koordinieren sich die Konzessionsgemeinde mit dem Kanton und entscheiden über die Ausübung des Heimfallrechts. Die Gemeinden vergeben Konzessionen, und der Staatsrat genehmigt diese.
- Gemäss Art. 58 kWRG geht das Beanspruchungsrecht auf den Kanton über, wenn die Gemeinde auf die Ausübung des Heimfallrechts verzichtet.
- Gemäss Art. 59b kWRG hat der **Kanton** bei Erneuerung oder Vergabe einer Wasserrechtskonzession für eine bestehende Anlage, die kommunales Wasser nutzt, ein **Beteiligungsrecht von 30%** an der Wasserkraftgesellschaft zu einem Solidaritätspreis.
- Gemäss Art. 59c kWRG, hat der **Kanton** ein **Vorkaufsrecht** im Umfang von **weiteren 30%** an Anteilen, bevor an ausserkantonale Einrichtungen verkauft werden darf.
- Gemäss Art 59e kWRG wird die Beteiligung des Kantons zu Marktpreisen **an die FMV** verkauft.
- Gemäss Art. 59g kWRG werden die aus dem Verkauf der Beteiligungen erzielten Gewinne zu gleichen Teilen gemäss dem Solidaritätsprinzip an den Solidaritätsfonds, die Konzessionsgemeinden und die Gesamtheit aller Walliser Gemeinden verteilt.

Ein weiterer wichtiger Punkt der Walliser Strategie besteht in der Gründung einer Wasserkraftgesellschaft für jede Anlage, welche formell der neue Konzessionär sein wird. Die Aktionäre dieser Gesellschaften sind sie FMV, die Konzessionsgemeinden und andere Dritte. Als Aktionäre sind sie Eigentümer der Anlagen und haben das Recht, den ihnen entsprechenden Anteil der erzeugten Energie zu vermarkten (Partnerwerkmodell).

Die Dienststelle für Energie und Wasserkraft des Kantons Wallis (DEWK) hat im April 2021 ein Vademecum veröffentlicht. Das Ziel besteht darin, den Walliser Gemeinden Unterstützung zu bieten, damit sie sich aktiv am komplexen Heimfallprozess beteiligen können.

Im Vademecum wird festgehalten, dass **Dritte komplementäre Kompetenzen zur FMV** einbringen sollen. Dies bedeutet, dass ein Dritter idealerweise in denjenigen

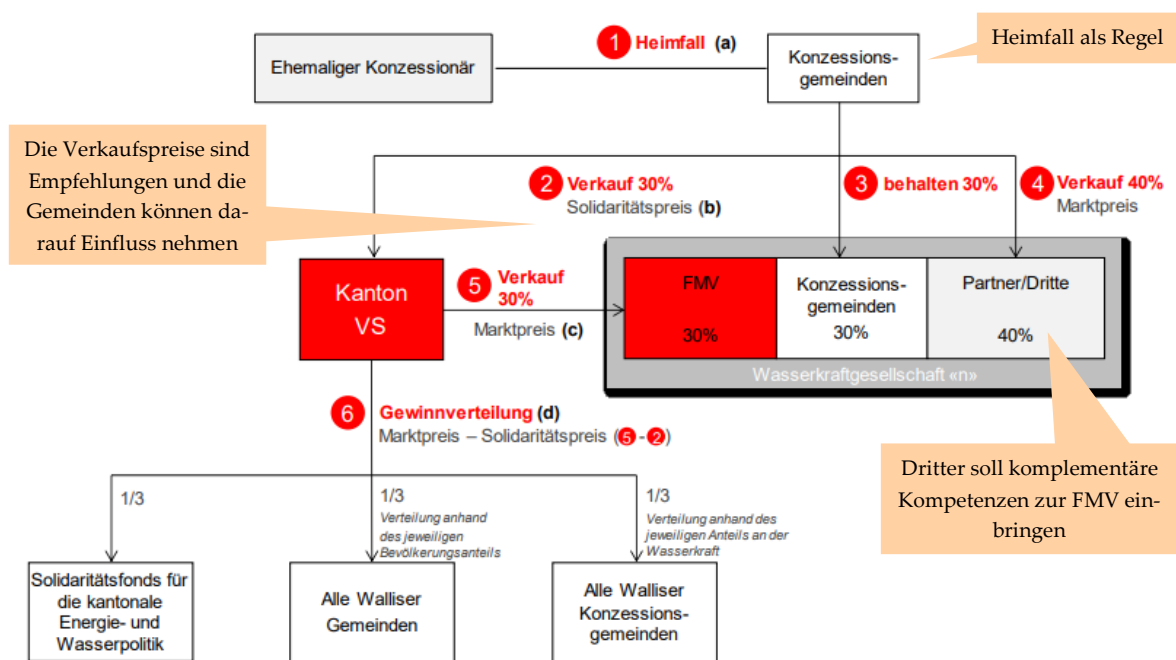
Geschäftsbereichen aktiv sein soll, in denen die Konzessionsgemeinde oder die FMV entweder nicht aktiv sind oder nur eingeschränkt aktiv sein können, wie beispielsweise beim direkten Zugang zu Endverbrauchern. Dadurch kommen in Zukunft nicht nur andere Unternehmen aus der Stromerzeugungsbranche, die auf Wasserkraft setzen, sondern auch Grossverbraucher wie Städte, Industrieunternehmen und reine Investoren, die strategisch erneuerbare Energien in ihrem Portfolio suchen, als potenzielle Partner in Frage. Diese Partner könnten sowohl schweizerische als auch Walliser Unternehmen sein.

Abbildung 7 stammt aus dem Vademecum und veranschaulicht die Walliser Strategie sowie die Empfehlung des Kantons hinsichtlich der Aufteilung der Anteile an der Wasserkraftgesellschaft:

- 30% an die FMV (der Anteil, den der Kanton durch sein Beteiligungsrecht erworben hat),
- 30% an die Konzessionsgemeinden und
- 40% an Dritte.

Gemäss dem Gesetz sind die Gemeinden jedoch frei, bis zu 70% der Anlagen zu behalten. Entschliessen sie sich zu einem Verkauf, kommt das Vorkaufsrecht des Kantons zum Zug um sicherzustellen, dass mindestens 60% der Anteile in Walliser Händen liegen.

Abbildung 7: Schematische Darstellung der Umsetzung des Heimfalls kommunaler Gewässer nach kWRG (Empfehlung des Kantons)



(a) Die Konzessionsgemeinden zahlen die billige Entschädigung für den trockensten Teil an den alten Konzessionär
 (b) Der Solidaritätspreis entspricht 30% des unter Punkt 1 bezahlten Betrags - d. h.: 30% der billigen Entschädigung des trockensten Teils.
 (c) Der Marktpreis wird nach dem Zahlungssystem «Anfangsbetrag + Ressourcenrente» bezahlt. Der Anfangsbetrag entspricht dem Solidaritätspreis.
 (d) Wird der Marktpreis gemäss dem Modell «Anfangsbetrag + Ressourcenrente» bezahlt, entsprechen die jährlich zu verteilenden Gewinne der Ressourcenrente.

Quelle: Vademecum « Heimfall der Konzessionen »

3.2 Kanton Graubünden

3.2.1 Ausgangslage

Das kantonale Wasserrechtsgesetz ([BWRG](#), Stand 01.01.2013) regelt die Nutzung der Wasserkräfte des Kantons unter Vorbehalt des WRG.

- Gemäss Art. 83 Abs. 2 der [Kantonsverfassung](#) (Stand 01.04.2023) liegt die **Verfügungshoheit** über die öffentlichen Gewässer zu 100 Prozent bei den Gemeinden. Gemäss Art. 10 und Art. 22 BWRG obliegt es denn auch den **Gemeinden**, über die Erteilung, Änderung und Übertragung von Konzessionen zu entscheiden, wobei eine Genehmigung des Kantons erforderlich ist.
- Gemäss Art. 42 BWRG werden jedoch bei Ausübung des Heimfalls die Anlagenteile **zur Hälfte den Konzessionsgemeinden und zur anderen Hälfte dem Kanton** zugesprochen.

Aktuell sind die Anlagen grob wie folgt aufgeteilt: 20% gehören den Konzessionsgemeinden und dem Kanton, rund 80% gehören ausserkantonalen Stromgesellschaften.

Die den Bündner Gemeinwesen aufgrund von jeweiligen Konzessionsbestimmungen zustehenden Energiebezugsrechte werden von der **Grischelectra AG** gebündelt. Es handelte sich im Jahr 2021 um rund 600 GWh jährlich. Die Verwertung erfolgt durch die Repower AG, die mit 10% an der Grischelectra beteiligt ist. Repower hat die Jahreskosten der eingebrachten Energie zu übernehmen und den Gemeinden sowie dem Kanton für jede in die Gesellschaft eingebrachte kWh ein Aufgeld zu entrichten.

Die **Repower** mit Sitz in Poschiavo ist als einziges Unternehmen mit Beteiligung des Kantons Graubünden auf der ganzen Wertschöpfungskette aktiv (Stromproduktion, Übertragung, Verteilung, Vertrieb und Handel). Am Aktienkapital sind der Kanton Graubünden mit 27 Prozent und die EKZ mit 38.5 Prozent beteiligt. Der Anteil des Kantons Zürich ist demnach deutlich höher als derjenige des Kantons Graubünden.

3.2.2 Heimfallstrategie

Die Graubündner Strategie, wie sie in der [Botschaft](#) der Regierung zur Wasserkraftstrategie 2022-2050 (vom 12.10.2021) dargelegt wird, verfolgt das Ziel, die Beteiligung des Kantons im Laufe der Zeit zu erhöhen und die Rolle eines «**produzierenden Marktakteurs**» einzunehmen. Wie im Wallis spielt dabei das Heimfallrecht eine wesentliche Rolle als Instrument. Die Strategie ist in Teilstrategien aufgeteilt mit folgenden Eckwerten:

- «**Heimfallstrategie**»
 - **Grundsätzlich üben die Konzessionsgemeinden den Heimfall gemeinsam mit dem Kanton aus** nach einer situativen Gesamtbeurteilung unter jeweils gegebenen, aktuellen Rahmenbedingungen. Der Kanton soll gemeinsam mit den Konzessionsgemeinden am neuen Kraftwerksunternehmen mehrheitsbeteiligt sein. Es soll mittelfristig

eine Verschiebung der Beteiligungsverhältnisse zu Gunsten der öffentlichen Hand stattfinden.

- Der Kanton und die Konzessionsgemeinden verpflichten sich, die Auswahl neuer Partner für die neue Kraftwerksgesellschaft gemeinsam vorzunehmen.
- Der Kanton hat ein **Vorkaufsrecht** über den Gemeindeanteil.
- **«Beteiligungsstrategie»:** Die Beteiligungen **des Kantons** an sämtlichen (neu organisierten) Kraftwerksgesellschaften sollen in einer **neuen Beteiligungsgesellschaft** zusammengefasst werden, wobei es zu einer signifikanten Erhöhung der Beteiligung des Kantons am Bündner Kraftwerkspark kommen soll. Zu den Aufgaben der neuen Gesellschaft gehören unter anderem:
 - Die umfassende und koordinierte Verwaltung der Beteiligungen des Kantons (Portfoliosicht, welche Nutzung von Synergien in neuer Grössenordnung zulassen soll);
 - Fokussierung auf die Optimierung der Wertschöpfung.
- Die **«Verwertungsstrategie»** hat zum Ziel, sich in Bezug auf die Verwertung des Stroms strategisch optimal aufzustellen. Zu diesem Zweck soll neben der Grischelectra eine **neue Verwertungsgesellschaft** gegründet werden, die risikobasiert die künftig grösseren Strommengen für den Kanton und allenfalls für die Konzessionsgemeinden an den verschiedenen Märkten absetzt, jedoch **ohne eigenständige Handelstätigkeit** zur Begrenzung der Risiken der öffentlichen Hand:
 - Energieverwertung durch verschiedene Instrumente und Zusammenarbeitsformen mit Handelsunternehmen;
 - Es wird ein ausgewogenes Verhältnis von sicheren Einnahmen und marktnäheren Modellen angestrebt, z.B. Aufgeld mit einem automatisierten Anpassungsmechanismus, der sich am Marktpreis orientiert;
 - Nutzung von Skaleneffekten.
- Die **«Betriebsstrategie»** schliesslich soll zwar den Betrieb der Kraftwerksanlagen den Branchenpartnern aus der Privatwirtschaft überlassen, unterstützt jedoch die Schaffung **einer oder mehrerer überregionaler Betriebsgesellschaften** (Betrieb, einfache Instandhaltungsaufgaben) und fördert aktiv die Gründung und den Aufbau einer spezialisierten, auf das Ingenieurwesen gerichteten Betriebsgesellschaft (**Ingenieurunternehmen**).

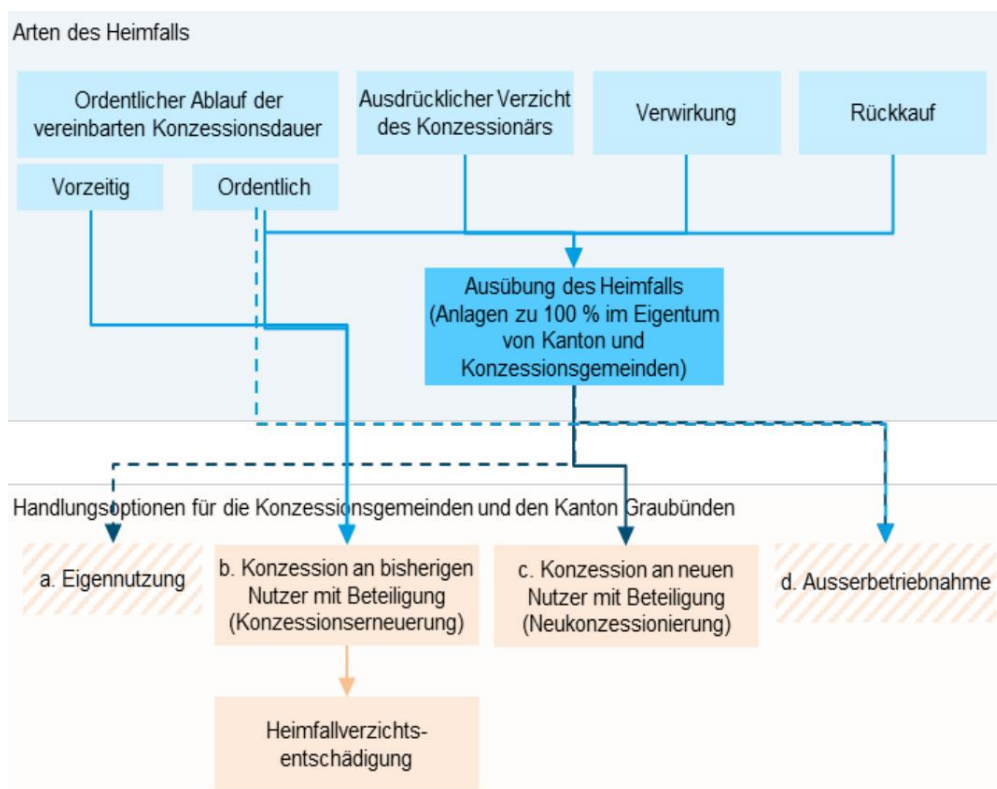
Der Repower spielt somit in den Überlegungen des Kantons künftig höchstens eine untergeordnete Rolle.

Schematische Prozesse

Die Dauer einer Konzession wird durch Art. 24 BWRG festgelegt (60 Jahre zu Beginn, Erneuerungen 40 Jahre). Es gibt verschiedene Gründe, aufgrund derer eine Konzession erlöschen kann, wie in **Abbildung 8** beschrieben. Diese Abbildung zeigt auch die Handlungsoptionen des Kantons nach dem Erlöschen einer Konzession:

- Die Konzessionserneuerung (Option b), ggf. mit einer Heimfallverzichtsentschädigung, und die Neukonzessionierung (Option c) werden bevorzugt. Durch diese Optionen will der Kanton aus dem Heimfall einen höheren Nutzen ziehen, ohne das mögliche Risiko eines Eigenbetriebs übernehmen zu müssen. Als Miteigentümer reduziert sich das unternehmerische Risiko, da es mit den anderen Partnern geteilt wird. Das betriebliche Risiko liegt bei der Betreiberin der Anlage.
- Die Eigennutzung (Option a) wird aus Sicht der Regierung als mit zu hohen Risiken verbunden angesehen, während die Ausserbetriebnahme (Option d) nicht zur Wertschöpfung beiträgt.

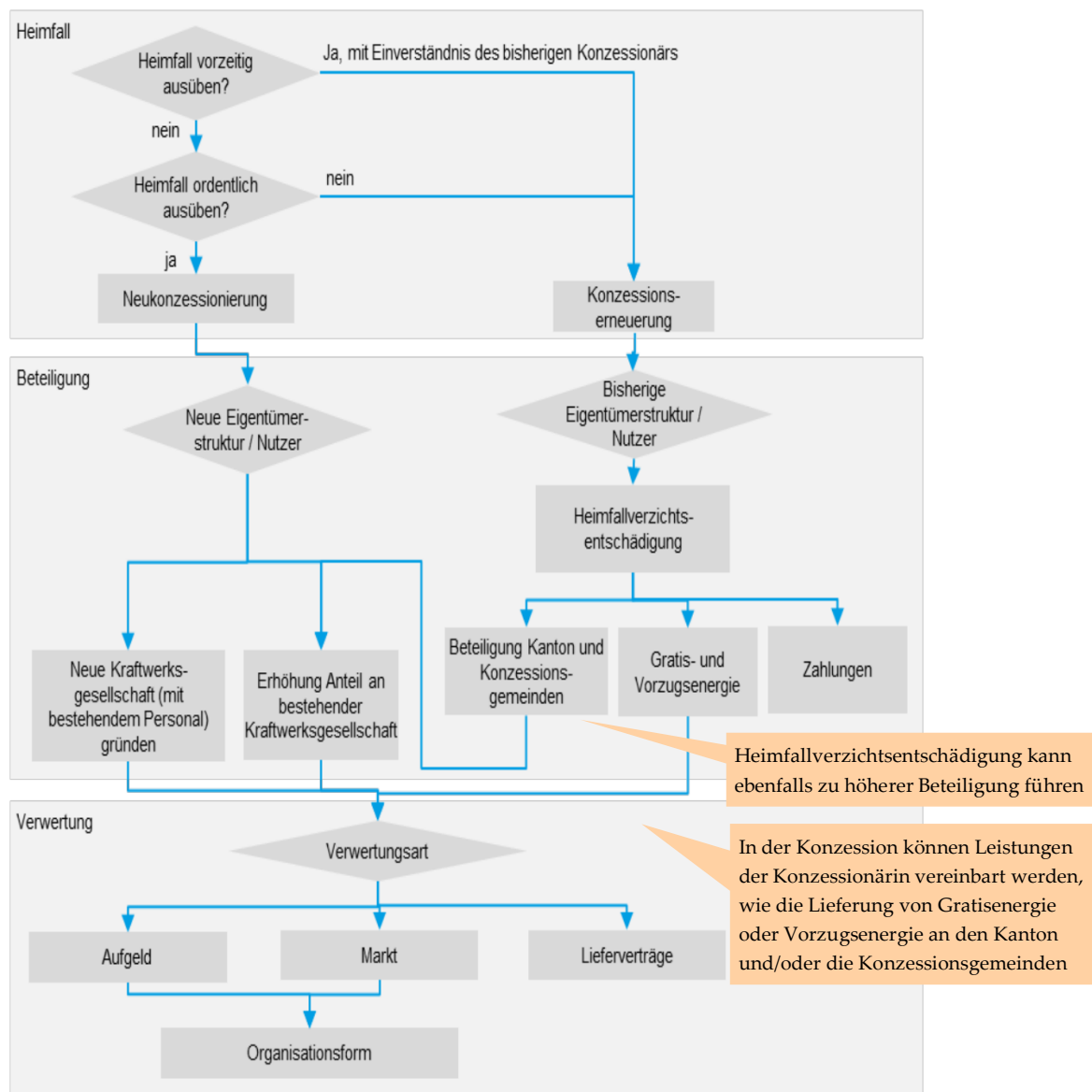
Abbildung 8: Arten des Heimfalls und Handlungsoptionen



Quelle: Botschaft der Regierung an den Grossen Rat

Abbildung 9 zeigt den schematischen Ablauf für die oben beschriebenen Optionen b und c. Es veranschaulicht die verschiedenen Möglichkeiten, Beteiligungen aufzuteilen und Energie zu verwerten. Tatsächlich können die Energieanteile des Kantons und der Gemeinden auf verschiedene Weisen vermarktet werden, um zur Wertschöpfung beizutragen.

Abbildung 9: Schematischer Prozess bei Heimfall im Einzelfall



Quelle: Botschaft der Regierung an den Grossen Rat

3.3 Kanton Tessin

3.3.1 Ausgangslage

Die Verfügungshoheit über die Gewässer liegt ausschliesslich beim Kanton.

Aktuell sind die Anlagen im Allgemeinen zu 20% im Besitz des Kantons und zu 80% im Besitz von ausserkantonalen Stromgesellschaften aufgeteilt. Es gibt jedoch einige Anlagen, die entweder zu 100% der Azienda elettrica ticinese (AET) gehören oder teilweise der AET und teilweise der SBB gehören.

3.3.2 Heimfallstrategie

Die Tessiner Strategie wird im [Bericht](#) einer Spezialkommission Energie zur Totalrevision des kantonalen Wassernutzungsgesetzes (vom 24.09.2002) beschrieben und im kantonalen Gesetz zur Wassernutzung ([LUA](#), Stand 07.10.2002) umgesetzt. Die relevanten Artikel sind wie folgt:

- Gemäss **Art. 2 LUA** erfolgt die Benutzung der öffentlichen Gewässer grundsätzlich durch den Kanton, während die Eigennutzung immer durch die AET erfolgt.
- Gemäss **Art. 9 LUA** darf die Übertragung der Konzession nur mit vorheriger Genehmigung der Konzessionsbehörde erfolgen.
- Gemäss **Art. 15 LUA** beträgt die maximale Konzessionsdauer 40 Jahre.
- Gemäss **Art. 17 LUA** übt der Kanton sein Heimfallrecht aus. Abs. 2 deutet nach unserem Verständnis darauf hin, dass auch die Verwertung der Energie durch den Kanton erfolgen soll.
- Gemäss **Art. 18 LUA** darf der Kanton Konzessionen für Anlagen über 1.5 MW nur an öffentliche Tessiner Einrichtungen oder Unternehmen im Tessin erteilen, die vollständig im Eigentum des Kantons und der Gemeinden stehen, wobei der Kanton in der Mehrheit sein muss.¹¹

Das langfristige Ziel besteht darin, dass Kanton und AET zu 100 Prozent Eigentümer im Kantonsgebiet werden.

Es gibt nach unserem Verständnis keine gesetzliche Grundlage, die regelt, wem der Betrieb der Anlagen und die Vermarktung des Stroms von Anlagen im vollständigen Eigentum des Tessins zusteht. Nach unserem Verständnis der Heimfallstrategie und des LUA (Art. 17 Abs. 2) gehen wir davon aus, dass der Betrieb und die Verwertung der Anlagen entweder beim Kanton selbst oder bei den Unternehmen, wie sie in Art. 18 LUA definiert sind, verortet ist. Die Vermarktung dürfte hauptsächlich durch die AET erfolgen.

Rolle der AET

Die AET ist eine 1958 gegründete kantonale öffentlich-rechtliche Anstalt mit eigener Rechtspersönlichkeit. Das Gesetz über die Tessiner Elektrizitätsgesellschaft ([LAET](#)) bildet die rechtliche Grundlage für ihre Tätigkeit. Sie ist organisatorisch und verwaltungstechnisch autonom und führt eine eigene Buchhaltung, die nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen geführt wird.

Die Hauptaufgaben der AET liegen vor allem in der Stromproduktion, -transport, -handel und -versorgung. Sie ist verantwortlich für den Betrieb des regionalen Mittel- und

¹¹ Ausnahmen gelten gemäss Art. 12 WRG, der es dem Bund ermöglicht, für seine Verkehrsbetriebe (SBB) die Benutzung eines Gewässers in Anspruch zu nehmen, sowie für Anlagen, die sich über mehrere Kantone erstrecken.

Hochspannungsnetzes im Tessin und handelt mit Strom in der Schweiz, Italien, Frankreich, Deutschland und Österreich.

Darüber hinaus hat die AET die Aufgabe, zur Erreichung der strategischen energie- und umweltpolitischen Ziele des Kantons beizutragen und die erneuerbaren Ressourcen im Tessin optimal zu nutzen.

Die AET vereinigt eine Stromproduktion von rund 1.5 TWh pro Jahr (ca. 40 Prozent der Produktion im Kantonsgebiet).

3.4 Kanton Uri

3.4.1 Ausgangslage

Das kantonale Gesetz zur Gewässernutzung ([GNG](#), Stand 01.04.1993) regelt die Nutzung der Wasserkräfte des Kantons unter Vorbehalt des WRG. Gemäss Art. 9 GNG liegt die Verfügungshoheit über die Gewässer **beim Kanton und bei der Korporation Uri bzw. Ursern**, je nachdem, auf welchem Hoheitsgebiet sie sich befinden.

Die wichtigste Elektrizitätsgesellschaft des Kantons ist EWA energieUri AG. Seit 1908 war CKW der Mehrheitsaktionär. Am 6. Juni 2023 wurde bekanntgegeben, dass CKW diese Anteile an den Kanton Uri, die Korporation Uri und Swiss Life Asset Managers weiterverkauft hat und 10% der Anteile behält.¹² Die Anteile von EWA gehören nun zu 37.3%¹³ dem Kanton Uri und zu 16% der Korporation Uri, wodurch sie zusammen mit den Gemeinden mit 56% zum neuen Mehrheitsaktionär werden. Swiss Life ist Eigentümerin von 34% der Aktien.

Im Jahr 2013 gehörten die Anlagen zu 18% den Konzessionsgemeinden und dem Kanton. Der Kanton hatte zudem Energiebezugsrechte von 6%.

3.4.2 Heimfallstrategie

Die Eignerstrategie für Wasserkraftkonzessionen wurde im Jahr 2008 beschlossen. Der wichtigste Punkt dieser Strategie ist die Erhöhung der Bezugsrechte auf 20% für bestehende Konzessionen und auf mindestens 30% für neue Konzessionen.

Im Jahr 2015 wurde die Strategie durch den [Bericht](#) zur Eignerstrategie für Wasserkraftkonzessionen und zur Schaffung einer kantonalen Energiegesellschaft im Umfeld tiefer Energiepreise aktualisiert. Diese aktualisierte Strategie zielt darauf ab der Urner Bevölkerung eine «angemessene Beteiligung» an den Erträgen aus der Wasserkraftnutzung zu ermöglichen. Dies wird wie folgt umgesetzt:

¹² [Medienmitteilung; Einordnung NZZ](#).

¹³ Der Kanton bietet den Gemeinden Aktien im Umfang von 2.3% zum Kauf an. Dadurch wird der Anteil des Kantons auf 35% sinken und die Aktien im Besitz von Gemeinden erreichen einen Anteil von 4%. <https://www.urnerzeitung.ch/zentralschweiz/uri/aktien-kanton-und-korporation-uri-uebernehmen-mehrheit-an-ewa-energie-uri-ld.2468584>, abgerufen am 06.06.2023.

- Bei Heimfall **bestehender Kraftwerksanlagen** strebt der Kanton Uri **mindestens eine Mehrheitsbeteiligung** an der zukünftigen Nutzung der Wasserkraft an, sofern es aus wirtschaftlicher Sicht des Kantons als sinnvoll erachtet wird. Die Entscheidung, ob eine Mehrheitsbeteiligung oder die Eigennutzung des Wassers im Hoheitsgebiet angestrebt wird, hängt von einer Einzelfallbewertung der Chancen und Risiken ab.
- Bei **neuen Kraftwerksanlagen** strebt der Kanton Uri ebenfalls **mindestens eine Mehrheitsbeteiligung** an, sofern das Projekt aus wirtschaftlicher Sicht des Kantons als rentabel betrachtet wird. Falls eine Mehrheitsbeteiligung nicht möglich ist, behält sich der Kanton das Recht vor, die Eigennutzung des Wassers vorzunehmen und auf die Vergabe einer Konzession zu verzichten; es sei denn, der Verzicht auf die Mehrheitsbeteiligung des Kantons wird vom Konzessionspartner durch andere gleichwertige wirtschaftliche Vorteile ausgeglichen.

Der Kanton hat vorerst auf die Gründung einer kantonalen Energiegesellschaft verzichtet, behält sich jedoch diese Option langfristig nach dem Heimfall der grossen Konzessionen vor. Die Gesellschaft würde sich ausschliesslich auf die Stromproduktion und den Stromhandel konzentrieren.

3.5 Kanton Bern

3.5.1 Ausgangslage

Das kantonale Gesetz zur Wassernutzung ([WNG](#), Stand 01.08.2020) regelt die Nutzung der Wasserkräfte des Kantons unter Vorbehalt des WRG.

- Gemäss Art. 3 WNG liegt die Verfügungshoheit über die Gewässer **beim Kanton**.
- Gemäss Art. 31 WNG gehen bei Ausübung des Heimfalls die Anlagenteile an den Kanton über.

Der Kanton Bern besitzt bereits seine eigene Gesellschaft, die **BKW**, an der er eine Mehrheitsbeteiligung von 52.54% hat.

3.5.2 Heimfallstrategie

Gemäss Zeitungsberichten erarbeitet der Regierungsrat und die Bau- und Verkehrsdirektion (BVD) des Kantons Bern derzeit eine Strategie, die umfassend aufzeigen soll, wie der Kanton neue Wasserkonzessionen bzw. Rekonzessionierungen erteilen möchte.

Grundsätzlich hat der Kanton drei Möglichkeiten, falls er am Ende einer Konzession den Heimfall ausüben möchte:

- Er lässt sich die heimfallenden Anlagen von der BKW abkaufen bzw. einigt sich im Rahmen einer Heimfallentschädigung auf eine Abgeltung;
- Er übernimmt die Anlagen und lässt sie von der BKW betreiben;
- Er bringt die heimgefallenen Anlagen über eine Kapitalerhöhung in die BKW ein und erhöht dadurch seine Beteiligung an der BKW.

3.6 Vergleich der Strategien

Tabelle 3 enthält eine zusammenfassende Übersicht der wichtigen Aspekte der verschiedenen kantonalen Heimfallstrategien, die in diesem Kapitel beschrieben wurden.

Tabelle 3: Übersicht der Heimfallstrategien der Standortkantone

	VS	GR	TI	UR	BE
Verfügungshoheit über das Wasser	Gemeinden (Kanton bei Rhone und Genfersee)	Gemeinden	Kanton	Kanton	Kanton
Strategie öffentlich	Ja	Ja	Ja	Ja	In Erarbeitung
Umsetzung	In Gesetz verankert	In Beratung im Parlament	In Gesetz verankert	Beschluss Regierungsrat	In Erarbeitung
Avisiertes Modell	Eigenbetriebene AG je Konzession	Eigenbetriebene AG je Konzession	AET als Eigentümerin der Anlagen	Mehrheitseigentum oder Eigennutzung	(unklar)
Rolle der Gemeinden	Miteigentum AG	Miteigentum AG	Konzessionsvergaben und -übertragungen	Unverändert	(unklar)
Verteilung der Einnahmen aus den Wasserzinsen	Kanton und Gemeinden	Kanton und Gemeinden	Kanton	Kanton und Körperschaften	Kanton
Eigentum an den Anlagen	Mind. 30% FMV, max. 70% Gemeinden, mind. 60% «Walliser Hände»	Mehrheitseigentum des Kantons zusammen mit Konzessionsgemeinden	100% Tessiner Eigentum	Mehrheitseigentum des Kantons	(unklar)
Kantonale Energiegesellschaft	Ja, FMV	Plant die Gründung je einer kantonalen Beteiligungs- und Vertriebsgesellschaft	Ja, AET	Vorderhand nein, als Entwicklungsoption	Hat bereits eine Mehrheitsbeteiligung an der BKW
Betrieb der Kraftwerksanlagen	Durch FMV und ggf. Gemeinde, ggf. Dritte mit Minderheitsbeteiligung	Aktuell durch Partner mit (indirekter) Mehrheitsbeteiligung, künftig durch Branchenpartner im Kanton	Durch AET	Durch EWA und ggf. Partner mit Minderheitsbeteiligung, ggf. externen Dienstleister	(unklar)
Energiebezug	Kann als Entschädigungsform in Frage kommen	Kann als Entschädigungsform in Frage kommen	Fokus kantonale Versorgung mit erneuerbarer Energie	Erhöhung Energiebezugsrechte des Kantons	(unklar)
Künftige Rolle bisheriger Konzessionäre	Höchstens komplementäre Rolle, im besten Fall 40% Eigentum	Eigentum höchstens 49% Betrieb aus dem Kanton GB heraus Handel	Keine Rolle	Minderheitseigentum mit max. 49%, Betreiber	(unklar)

Quelle: Eigene Darstellung

Die einzelnen Strategien lassen sich somit wie folgt charakterisieren:

- Der **Kanton Wallis** strebt je heimfallendem Werk einen Eigentumsanteil von mindestens 60% an. Mindestens 30% je Werk wird in die kantonale Energiegesellschaft FMV eingebracht. Die Gemeinden haben grundsätzlich trotzdem die Möglichkeit, ihre Energie durch andere Gesellschaften als die FMV verwerten zu lassen, vorausgesetzt, diese Gesellschaften ergänzen die FMV auf komplementäre Weise.
- Der **Kanton Graubünden** strebt eine Erhöhung der Beteiligungen an, die in eine zu gründende kantonale Beteiligungsgesellschaft eingebracht werden sollen. Die Energie wird aktuell über die Verwertungsgesellschaft Grischelectra an den strategischen Partner Repower abgegeben, an der der Kanton eine Minderheitsbeteiligung hält. Künftig soll neben diese eine neue kantonale Verwertungsgesellschaft gestellt werden, welche die Energiebezüge bündelt und die Vermarktung in Zusammenarbeit mit Dritten übernimmt, sodass kein eigener Handel auf eigenes Risiko erfolgt. Im Betrieb will der Kanton eine private Ingenieursgesellschaft im Kanton fördern, welche das entsprechende Know-how im Kanton bündeln soll.
- Der **Kanton Tessin** verfügt mit der AET über eine kantonale Energiegesellschaft und strebt 100% Eigentumsbeteiligung an allen Kraftwerksanlagen in seinem Kantonsgebiet an.
- Der **Kanton Uri** möchte seine Beteiligungen erhöhen. Dies soll entweder durch eine Mehrheitsbeteiligung am regionalen Versorger EWA erreicht werden oder durch die Gründung einer neuen Energiegesellschaft. Vor kurzem haben der Kanton und die Corporation Uri den ersten Ansatz verfolgt und sind nach dem Verkauf der CKW-Anteile zu den Hauptaktionären von EWA geworden.

Vor- und Nachteile im Vergleich

Aus Sicht des Kantons Zürich lassen sich die Strategien vergleichend wie folgt bewerten:

- Am **vorteilhaftesten erscheint auf den ersten Blick die Strategie des Kantons Uri**, die in einem Umfeld tiefer Energiepreise entstanden ist und vorsichtig ausfällt. Eine eigene kantonale Gesellschaft wird nur als Option genannt, entsprechend sind im Wesentlichen die heutigen integrierten Tätigkeiten der Axpo und CKW mit EWA weiterhin möglich, wobei der Heimfall vorderhand im Wesentlichen auf Verschiebungen im Eigentum hinauslaufen dürfte. Diese Möglichkeiten wurden jedoch vor kurzem eingeschränkt, nachdem CKW 52.3% seiner Anteile verkauft hatte. Der Zeitpunkt des Rückkaufs ist keineswegs zufällig und fällt mit dem Heimfall des Kraftwerks Lucendro im Jahr 2024 zusammen. Es handelt sich um eine strategische Entscheidung des Kantons Uri, der sich in die bestmögliche Position bringen möchte, um den zukünftigen Heimfällen verhandeln zu können.
- Die Strategie des **Kantons Graubünden** belässt **ausgewählte Möglichkeiten für die bisherigen Konzessionäre**. Der Kanton plant für die Gemeinwesen ein Mehrheitseigentum an den Anlagen, insofern bietet sich hier die Möglichkeit von Minderheitsbeteiligungen. Geplant sind des Weiteren separate Vertriebs- und Betriebsgesellschaften. Vertriebsseitig bietet sich auf Mandatsbasis die Übernahme von Handelsaktivitäten an, da der

Kanton die damit verbundenen Risiken explizit nicht auf sich nehmen will. Im Betrieb können die Axpo bzw. Repower versuchen, sich an den neu entstehenden Gesellschaften zu beteiligen oder solche in Graubünden anzusiedeln. Für den Kanton Zürich würden dann etwaige Arbeitsplätze im Raum Zürich entfallen.

- **Nur limitierte Möglichkeiten belässt die Walliser Heimfallstrategie** für bestehende ausserkantonale Konzessionäre: Je heimfallenden Werk darf die Standortgemeinde maximal 40% an Dritte ausserhalb des Kantons verkaufen, jedoch soll dieser möglichst komplementäre Kompetenzen zur FMV aufweisen (Kriterium wohl rechtlich nicht verbindlich). Da die Axpo in ähnlichen Marktsegmenten aktiv ist wie die FMV, scheinen die Möglichkeiten für einen Konzern wie die Axpo zunächst stark eingeschränkt und im Zeitablauf abnehmend, da die FMV laufend an Grösse zulegen wird. Nichtsdestotrotz werden Konzessionsgemeinden, die verkaufen wollen, tendenziell auf das meistbietende Gebot eintreten wollen.
- Am **nachteiligsten scheint die Strategie des Kantons Tessin**, welche via die bereits etablierte, auch im Handel aktive kantonale Gesellschaft AET vollständiges Eigentum an den Anlagen anstrebt.

4 Vertiefung Investitionshemmnisse

In diesem Kapitel befassen wir uns mit den Investitionshemmnissen, die im Zusammenhang mit dem Heimfall von Wasserkraftwerken auftreten können. Der Heimfall eines Kraftwerks kann für den aktuellen Konzessionär ein erhebliches Investitionshemmnis darstellen, da die Unsicherheit über den zukünftigen Betrieb und die damit verbundenen finanziellen Auswirkungen Investitionen in Modernisierung und Erweiterung des Kraftwerks unattraktiv erscheinen lassen können.

4.1 Vorgaben im Wasserrechtsgesetz

Das Wasserrechtsgesetz ([WRG](#)) bietet grundsätzlich Lösungen für die Problematik möglicher Investitionshemmnisse beim Heimfall von Wasserkraftwerken. Gemäss dem WRG ist eine **Differenzierung der Anlagenteile** vorgesehen:

- «**nasse**» Teile fallen **unentgeltlich** heim, während **trockene Teile** gegen eine «**billige Entschädigung**» heimfallen.
- Zusätzlich wird zwischen **obligatorischen, unentgeltlichen Erneuerungsinvestitionen** (Art. 67 Abs. 3) und **optionalen Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen** unterschieden, die zum **Restwert** entschädigt werden (Art. 67 Abs. 4). Das WRG beschränkt die Restwertentschädigung hier nicht auf die trockenen Anlagenteile, sodass alle Modernisierungsinvestitionen entschädigt werden können.
- Ergänzend kann der Konzedent in den letzten zehn Jahren vor dem Heimfall Umbaumaassnahmen durchsetzen, um den Übergang des Werkes an einen anderen Betreiber zu erleichtern (Art 69a), muss jedoch im Gegenzug den Konzessionär **schadlos** halten.
- Art. 64 sieht ausserdem vor, dass die Konzession ohne weiteres erlöschen kann. Falls die Konzession nicht erneuert und der Heimfall nicht ausgeübt wird, ist in Art. 69 Abs. 1 grundsätzlich geregelt, dass die Anlagen an die Bodeneigentümer übergehen.

Die finanzielle Entschädigung beim Heimfall ist somit im Wesentlichen in Art. 67 und 69a des WRG vorgegeben. Bei einer zugesicherten, angemessenen Entschädigung von Investitionen vor dem Heimfall könnten entsprechend die Investitionsanreize erhalten bleiben. Die genaue vertragliche Regelung zur Abgeltung von noch nicht abgeschriebenen Ausbauinvestitionen ist allerdings in der Konzession oder als Ergänzung derselben zu treffen. In der Praxis können sich hier Schwierigkeiten stellen. Die Details dieser Regelungen sind denn auch häufig in den Konzessionsverträgen festgelegt worden – je später, desto genauer.

4.2 Bestimmung des Restwertes

Für die Entschädigung der getätigten Investitionen muss der Restwert der Investitionen bestimmt werden. Grundsätzlich wird dies auf Basis der **Investitionskosten und Abschreibung** bis zum Zeitpunkt des Heimfalls gemacht. Hierbei wird der Restwert buchhalterisch verstanden als Differenz zwischen Investitionskosten und vorgenommenen kumulierten

Abschreibungen hierauf. Für die Bestimmung sind verschiedene Daten und Annahmen erforderlich, wie etwa der Investitionsaufwand, die Berechnungsdauer, die Abschreibungsmethode sowie eine Annahme über die erwartete Teuerung. Ähnlich wird auch bei der «billigen» Entschädigung vorgegangen. Beispielsweise ist im Wasserrechtsgesetz des Kantons Wallis festgehalten, dass «die billige Entschädigung [...] nach dem Sachwert zum Zeitpunkt des Heimfalls, das heisst nach dem Neuwert abzüglich der Wertverminderung für die der Lebensdauer dieser Anlagen entsprechende Abnutzung und technischen und wirtschaftlichen Altersentwertung zu berechnen» ist (Art. 56 Abs. 2 kWRG¹⁴). Bei einem jüngeren Heimfall in Schaffhausen soll bei Auslaufen der Konzession im Jahr 2030 ähnlich verfahren werden: der Restwert wird hier bestimmt als «Investitionsaufwand für die trockenen Anlagenteile abzüglich der Sachentwertung» (Heimfall des Kraftwerks Neuhausen¹⁵).

Herausforderungen bei der Restwertberechnung

Bei der Restwertberechnung stellen sich grundlegende Herausforderungen:

- Die **Trennung zwischen Unterhalts- und Ausbauinvestitionen** ist nicht immer einfach (Vgl. bulletin.ch). Eine Umfrage unter Kraftwerksgesellschaften im Rahmen eines rechtlichen Gutachtens von 2015 beispielsweise ergab, dass die Trennung zwischen Betriebs- und Unterhaltsmassnahmen auf der einen Seite und Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen auf der anderen eine grosse Schwierigkeit darstellt (z.B. Ersatz vs. Revision eines Anlagenteils; Ersatz eines Anlagenteils mit oder ohne Wirkungsgradsteigerung).¹⁶
- **Investitionen können die Lebensdauer der Anlage** (und damit den Restwert) **erhöhen**.
- Der Wert einer Investition aus Sicht des Konzessionärs kann nicht nur aus den getätigten Kosten der Investition selbst, sondern auch aus den **erwarteten Zusatzgewinnen** bestehen. Um die Investitionsanreize vollständig zu erhalten – so dies das Ziel ist – müssen diese also im Restwert berücksichtigt werden. Ein Restwert, dem stattdessen nur die Kosten der Investition zugrunde liegen, trägt diesem entsprechend nicht vollständig Rechnung.

Mit Blick auf die zweite Herausforderung kann zunächst die Berechnungsdauer in Abhängig von den getätigten Investitionen bestimmt werden. Zudem können optional bei Bedarf Leistungsklauseln in den Verträgen aufgenommen werden, um konkrete Ziele wie eine erhöhte Lebenszeit oder Verfügbarkeit des Kraftwerks zu erreichen oder zu vergüten.

¹⁴ https://lex.vs.ch/app/de/texts_of_law/721.8

¹⁵ <https://sh.ch/CMS/get/file/7b448b9a-3c73-432d-80e8-759bf3f7b2f2>, S. 11

¹⁶ <https://docplayer.org/116212003-Restwertentschaedigung-schaedigung-fuer-investitionen-in-bestehende-wasserkraftwerke.html>

Die Investitionsanreize bleiben jedoch auch dann nicht vollständig erhalten, da die Berechnung des Restwertes auf Basis der Investitionskosten und Abschreibung bis zum Heimfall nicht die Zusatzgewinne aufgrund der getätigten Investition berücksichtigt (dritte Herausforderung). **Eine Variante könnte sein, den berechneten Restwert auf Basis der Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erhöhen.**

Diese beiden Methoden – Investitionskosten und Abschreibung mit und ohne Kapitalverzinsung – bauen auf den historischen Kosten auf («historical cost accounting»); ein weit verbreitetes Konzept insbesondere in der Strommarktregulierung von Netzentgelten. Alternativ können hingegen auch Gegenwartskosten zugrunde gelegt werden, welche zukunftsgerichtet den aktuellen Zeitwert einer Investition anzeigen und bei Investitionsentscheidungen relevant sind.¹⁷

In der Branchenpraxis wird denn auch standardmässig statt der traditionellen Investitionskosten- und Abschreibungsmethode die **Discounted-Cash-Flow (DCF)-Methode** verwendet, um Investitionswerte einzuschätzen. Die Einmalvergütung für Photovoltaik-Grossanlagen wird beispielsweise vom Bundesamt für Energie (BFE) via DCF bestimmt (vgl. [BFE](#)). Der DCF für einen zweijährigen Horizont kann beispielsweise wie folgt berechnet werden:¹⁸

$$DCF = \frac{\text{Free Cash Flow Jahr 1}}{(1 + \text{Diskontrate})^1} + \frac{\text{Free Cash Flow Jahr 2}}{(1 + \text{Diskontrate})^2}$$

Der Vorteil dieser Methode besteht darin, dass der erwartete Zusatzgewinn im Wert der Investition berücksichtigt wird. Ein Konzessionär hätte entsprechend bei Vergütung auf Basis der DCF-Methode einen Anreiz, die Anlage gegen Ende der Konzession besser zu warten, sodass die Anlage ohne sofortige grosse Überholung gleich nach dem Heimfall für längere Zeit weiterbetrieben werden kann. Allerdings ist die DCF-Methode komplexer als die Ermittlung von Abschreibungswerten. So müssen z.B. die Diskontrate und zukünftige Erträge bestimmt bzw. abgeschätzt werden. In aller Regel weicht der so ermittelte Wert von den Abschreibungswerten ab.

Strukturiertes Vorgehen bei der Restwertberechnung

Ein schrittweises Vorgehen bei der Festlegung der Restwertberechnung zwischen Konzident und Konzessionär kann dazu beitragen, den Prozess strukturiert und effizient zu gestalten.

- 1. Schritt: Methodik – Zunächst muss festgelegt werden, wie der Restwert berechnet wird. Beispielsweise buchhalterisch auf Basis der Investitionskosten und

¹⁷ Im Telekommunikationsbereich kommen bei der Netzzugangsregulierung Zukunftskosten zur Anwendung («Long run (average) incremental costs»), bei denen die Kosten zugrunde gelegt werden, welche ein effizienter Neubau verursachen würde.

¹⁸ In der Praxis wird i.d.R. zusätzlich ein pauschaler Schlussterm für den über den Berechnungshorizont hinausgehenden Zeithorizont geschätzt.

Abschreibungen. Unabhängig von der Verhandlung zwischen Konzessionär und Konzedent und dem gewählten Vorgehen kann davon ausgegangen werden, dass Konzessionäre immer intern eine DCF-Bewertung vornehmen werden.

- 2. Schritt: Restwert der Investition – Bei der Abschreibungsmethode sind Investitionskosten, Berechnungshorizont und Abschreibungsmethodik relevant. Für die Anwendung der DCF-Methode sind hingegen Diskontrate, Berechnungshorizont und Free Cash Flows zu bestimmen.
- 3. Schritt: Art der Vergütung - Hier sollte festgelegt werden, dass der Restwert beim Heimfall gekauft wird und bei Bedarf können Leistungsklauseln aufgenommen werden, um Aspekte wie Instandhaltung, Nutzungsdauer und Leistung der Anlage zu berücksichtigen.

Es ist wichtig, dass der Vertrag und die Berechnungsmethode **möglichst einfach und transparent** gestaltet sind. Für die Annahmen in der Berechnung können nützliche Grundlagen herangezogen werden, wie etwa:

- Lebensdauern: Nutzungsdauertabelle in der Energieförderungsverordnung ([EnFV, Anhang 2.2](#)). Längere Lebensdauern sind im Interesse des Konzedenten, kürzere im Interesse des Konzessionärs. Bspw. argumentierte der Staatsrat des Wallis, dass die Lebensdauern in der Vergangenheit (VS 1988)¹⁹ zu hoch angenommen wurden ([Botschaft und Revisionsentwurf, 2015](#)).
- Abschreibungsmethodik: Eine lineare Abschreibungsberechnung wird häufig verwendet (Vgl. [Botschaft und Revisionsentwurf, 2015](#)).
- Diskontrate: Der WACC („Weighted Average Cost of Capital“) des BFE für Investitionsbeiträge (5,23%, Stand 01.03.2023) kann als Diskontrate herangezogen werden.²⁰
- Zukünftige Erträge: Eine Schätzung der langfristigen Preisentwicklung ist erforderlich, ebenso wie Inputs aus Marktforschung und Unternehmensstrategie des Konzessionärs.

Dieses schrittweise Vorgehen bietet eine strukturierte Herangehensweise an die Restwertberechnung und ermöglicht es, verschiedene Aspekte und Annahmen systematisch zu berücksichtigen, um letztendlich zu einer von allen Parteien anerkannten und nachvollziehbaren Bewertung der Anlage zu gelangen.

4.3 Szenarien langfristiger Preisentwicklung

Die langfristige Preisentwicklung von Strom hat erhebliche Auswirkungen auf die Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreibern. Zudem spielt sie eine wichtige Rolle bei

¹⁹ Energiedepartement Kanton Wallis, Wirtschaftlich-technische Berechnungsgrundlagen zur Wertermittlung einer Wasserkraftanlage mit oder ohne vorgezogenen Heimfall, September 1988, C. Cleusix, G. Favre, R. Zurbriggen, S. 8

²⁰ Vgl. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/wacc-kalkulatorischer-zinssatz.html>

der Restwertbestimmung mithilfe der DCF-Methode. Aktuell wird zumeist erwartet, dass die Strompreise tendenziell längerfristig hoch sein werden. Existierende Szenarioanalysen im Auftrag des BFE von 2022 skizzieren letztlich zwei Szenarien:²¹

- Szenario «Status Quo»: Die aktuelle Energie- und Klimapolitik wird fortgesetzt. Die aktuellste Prognose ging von steigenden Preisen aus, die ab 2045 bei oberhalb von 100 CHF/MWh liegen. Allerdings liegen die aktuellen Jahreskontrakte für 2025 bereits oberhalb dieses Wertes bei etwa 125 EUR/MWh.²² Das deutet darauf hin, dass die derzeitige Phase hoher Preise in den kommenden Jahren andauern wird. Die langfristige Erwartung muss vermutlich nach oben korrigiert werden mit Preisen von 150 CHF/MWh ab 2050.
- Szenario «Klimaneutral»: Die Schweiz erreicht bis 2050 Netto-Null CO₂-Emissionen. Konkret wird hier vor allem ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken und Photovoltaik vorausgesetzt, sowie eine Elektrifizierung von Verkehr und Wärme. Die aktuellste Prognose geht hier von 100+ CHF/MWh ab 2035 aus und 160+ CHF/MWh ab 2050. Angesichts aktueller Spot- und Terminmarktpreise muss vermutlich auch hier die Prognose nach oben korrigiert werden.

Begleitende Analysen im Auftrag des BFEs im Exkurs Winterstrom der «Energieperspektiven 2050+» zeigen zudem eine volatilere längerfristige Preisentwicklung.²³ Die hohen durchschnittlichen Strompreise sind ein Resultat von sehr hohen Preisen im Winter. Grund dafür sind die preissetzenden Grenzkraftwerke im europäischen Ausland in den Wintermonaten (aktuell Gaskraftwerke, in 2050 wird von Wasserstoff und Biogas/Biomethan-Anlagen ausgegangen), da diese flexiblen Kraftwerke gebraucht werden in Phasen, in denen Erneuerbare nicht die gesamte Nachfrage decken können. In den Sommermonaten hingegen führt die Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen zu eher geringeren Preisen als aktuell. Auch bei diesen Prognosen gilt jedoch, dass die derzeitigen Terminmarktpreise bereits höher liegen.

Zudem kann nicht gänzlich ausgeschlossen werden, dass über Investitionshorizonte von mehreren Jahrzehnten eine erneute Tiefpreisphase einsetzen wird. Trotzdem gilt, dass angesichts der aktuellen Marktentwicklung und den existierenden langfristigen Prognosen es weniger wahrscheinlich ist, dass Wasserkraftwerke in absehbarer Zeit wieder in Marktphasen geraten, in denen sie Schwierigkeiten haben, ihre Gestehungskosten zu decken.

Um schliesslich die Auswirkungen der Preisentwicklung auf Investitionen zu verstehen, ist es wichtig, zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen zu unterscheiden: Flexible Kraftwerke (beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke) profitieren vor allem von steigenden Base-Peak-Spreads, also grösserer Preisvolatilität, statt höheren durchschnittlichen Preisen,

²¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

²² https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/terminmarktberichte_MU/terminmarktbericht25-04-2023.pdf.download.pdf/Terminmarktbericht_vom_25-04-2023.pdf, Stand 25.04.2023

²³ <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10641>

da sie in Tiefpreisphasen pumpen und in Hochpreisphasen produzieren können, während unflexible Kraftwerke (beispielsweise Laufwasserkraftwerke) im Gegenzug von insgesamt höheren Preisen profitieren (vgl. hierzu auch Fussnote 6).

Zudem muss bedacht werden, dass die Preisentwicklung vor dem Heimfall von Kraftwerken immer berücksichtigt wird. Höhere (erwartete) Gewinne vor erfolgtem Heimfall führen zu höheren Investitionsanreizen. Die Preisentwicklung nach dem Heimfall kann jedoch nur via den Restwert schätzungsweise berücksichtigt werden. Daher ist es wichtig, verschiedene Aspekte zu differenzieren:

- Investitionen in **Anlagenbestandteile mit kürzerer Nutzungsdauer sind weniger beeinflusst** als solche mit längerer Nutzungsdauer.
- Die **Realisierung von Investitionen benötigt Zeit**, und wenn sie erst nach dem Heimfall erfolgt, können Perioden hoher Gewinne «verpasst» werden. Dem entgegen wirkt die Vorlaufzeit von 10 Jahren, welche in Art. 69a WRG vorgesehen ist, falls der Konzedent den Wechsel eines Betreibers vorsieht.

Kraftwerke mit Ausbaupotenzial können durch eine Festlegung der Restwertbestimmung und möglichen Leistungsklauseln incentiviert werden, Investitionen zu tätigen.

4.4 Möglicher regulatorischer Handlungsbedarf

Die geltenden bundesweiten Regelungen nehmen sich dem Problem der Investitionsanreize gegen Ende der Konzession grundsätzlich an. Gleichzeitig lassen sie Spielraum offen bezüglich des konkreten Vorgehens beim Heimfall und Berechnung des Restwertes. Art. 67 Abs. 4 WRG sieht explizit vor, dass Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen nur vergütet werden, wenn diese nach Absprache zwischen Konzessionär und Konzedent getätigt wurden. Die detaillierte Ausarbeitung der Abgeltung von noch nicht vollständig abgeschriebenen Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen muss daher verhandelt und vertraglich geregelt werden. Die hieraus entstehende Unsicherheit darüber, ob spezifische geplante Investitionen vergütet werden und in welcher Höhe, kann dazu führen, dass diese nicht getätigt werden.

Diese Ambivalenz kann auch im Interesse des Konzedenten genutzt werden, denn das WRG sieht nicht nur vor, dass «Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen [...] beim Heimfall dem Konzessionär vergütet» werden, «sofern er die Modernisierung oder Erweiterung in Absprache mit dem heimfallberechtigten Gemeinwesen vorgenommen hat» (Art. 67 Abs. 4), sondern auch, dass «in den letzten zehn Jahren vor Ablauf der Konzession der Konzessionär gegen volle Schadloshaltung alle Umbaumassnahmen, insbesondere solche zur Modernisierung und Erweiterung der Anlage, durchzuführen hat, die von der Verleihungs- oder Genehmigungsbehörde im Hinblick auf den Übergang des Werkes an einen andegren Betreiber verlangt werden» (Art. 69a). Im Gegenzug wird der Konzessionär immer Investitionen als Modernisierung oder Erweiterung ansehen und eine möglichst hohe Entschädigung aushandeln wollen.

In der Praxis gestaltet sich die Problematik entsprechend sehr unterschiedlich. In einer [Umfrage](#) unter Kraftwerksbetreibern in 2015 wurde die Restwertentschädigung von einzelnen Betreibern als «unbedingte Voraussetzung für die geplante Investition» bewertet, während andere Betreiber ihre Investitionen unabhängig der Entschädigung tätigten oder betonten, dass es wichtigere Faktoren (z.B. Entwicklung des Marktumfeldes) gibt.

Um diese Unsicherheit zu reduzieren, ist es zielführend, die Restwertberechnung, sowie welche Investitionen als Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen angerechnet werden klar festzulegen. Die aktuelle Energiestrategie und Energieplanung 2022 des Regierungsrats Kanton ZH sieht hier den Bund in der Pflicht (Vgl. [RRB Nr. 947/2022](#), [RRB Nr. 1225/2022](#)) und erkennt das fehlende «Commitment» ([RRB Nr. 1433/2022](#)) auf die konkrete Umsetzung des WRG an. Konkret benötigt es zusätzliches «Commitment» zum einen auf die Vergütung und zum anderen auf die Umsetzung von Art. 69a und 76 Abs. 4:

- **"Commitment" auf Vergütung.** Eine klare Festlegung auf eine Restwertberechnung, welche Nutzungsdauern konkreter Anlagenbestandteile berücksichtigt, sowie bei Bedarf Leistungsklauseln auf Nutzungsdauer und Anlagenleistung beinhaltet. Die Vergütungsform sollte dabei auf den Abkauf des Restwerts abzielen.
- **"Commitment" auf Art. 69a / 67 Abs. 4.** Der Konzessionär benötigt rechtliche Sicherheit, dass eventuelle Investitionen im Sinne von Art. 69a anerkannt werden. Alle vereinbarten Modernisierungs- und Erweiterungsinvestitionen sollten gemäss Restwert vergütet werden.

Um diese Herausforderungen zu lösen, hat der Nationalrat am 3. Mai 2023 die [Motion 23.3021](#) der Energiekommission des Nationalrats angenommen, welche die Erweiterung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen sicherstellen und den derzeitigen Konzessionären einen Anreiz und eine Absicherung bieten soll, um die notwendigen Investitionen zu tätigen. Konkret soll der Bundesrat «unter Einbezug der Vertreter der konzedierenden Gemeinwesen und der Konzessionäre eine gesetzliche Lösung ausarbeiten, damit Erweiterungs- und Modernisierungsprojekte auch dann umgesetzt werden können, *wenn keine Einigung gemäss Art. 67 Abs. 4 WRG gefunden werden kann*».²⁴ Die rechtliche Unsicherheit darüber, ob eine Investition als Modernisierungs- oder Erweiterungsinvestition anerkannt und vergütet wird («Commitment» auf Art. 69a / 67 Abs. 4), würde damit gelöst. Allerdings benötigt es zusätzlich Sicherheit über die Höhe der Vergütung («Commitment» auf Vergütung), wie zuvor beschrieben.²⁵

Der vollständige Erhalt der Investitionsanreize setzt zudem eine Vergütung auf Basis des Marktwertes der Investitionen voraus, also eine Festlegung des Restwertes als Marktwert /

²⁴ Der Einbezug des Gemeinwesens in die Ausarbeitung ist hervorzuheben, da diese als Konzedenten wenig Anreize haben, ihre eigene Entscheidungsfreiheit, die ihnen im Rahmen der aktuell geltenden Gesetze zugestanden wird, einzuschränken.

²⁵ 2012 wurde eine ähnliche Motion gestellt, die jedoch abgelehnt wurde (<https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20123254>)

Zeitwert. Dies hat jedoch auch Nachteile: in einem ungünstigen Marktumfeld kann der Marktwert der Investitionen unterhalb der Investitionskosten liegen. Bei einer Vergütung auf Basis der noch nicht abgeschriebenen Buchwerte kann dies nicht vorkommen. Die Berechnung des Restwertes als buchhalterische Grösse hat daher Ähnlichkeiten zu einer «Put»-Option: Trotz fallenden Marktpreisen erhält der Investor sein Kapital zurück (streng genommen den noch nicht bereits abgeschriebenen Anteil) und ist quasi abgesichert gegenüber ungünstigen Marktentwicklungen. Der Wert einer «Put»-Option ist insbesondere hoch bei langfristigen Investitionen, was auf Investitionen in Wasserkraftwerke im Allgemeinen zutrifft.

Tabelle 4 zeigt die Höhe der Vergütung je nach Berechnungsmethode – Restwert nach buchhalterischem Wert mit oder ohne Kapitalvergütung bzw. als Marktwert – und zwei Szenarien des Marktumfeldes: Erlösmöglichkeiten, welche zwar die laufenden Kosten decken, aber nicht die Investitionskosten bzw. Erlösmöglichkeiten, welche die gesamten Vollkosten decken.

Tabelle 4: Restwerte nach Berechnungsmethode und Marktumfeld

	Erlösmöglichkeiten über Grenzkosten aber unter Vollkosten	Erlösmöglichkeiten über Vollkosten
Restwert ohne Kapitalvergütung	Noch nicht abgeschriebene Buchwerte werden übernommen.	Dito, zudem fallen Zusatzgewinne bis zum Ende der Konzessionsdauer an.
Restwert mit risikogerechter Kapitalvergütung	Noch nicht abgeschriebene Buchwerte plus Kapitalkosten werden übernommen.	Dito, dazu fallen Zusatzgewinne bis zum Ende der Konzessionsdauer an.
Restwert als Marktwert / Zeitwert	Investitionen werden nur teilweise vergütet.	Investitionen werden über den Kosten abgegolten.

Quelle: Eigene Darstellung

Somit hat die Berechnung des Restwertes von Investitionen auf Basis des Marktwerts / Zeitwertes auch klare Nachteile, da es **potenziell risikobehafteter** ist. Die Bestimmung des Restwertes auf Basis der buchhalterischen Höhe zuzüglich risikogerechter Kapitalvergütung hat im Gegenzug den Vorteil, dass der Erwartungswert der Investition gegen Ende der Konzessionsdauer für den Konzessionär in der Regel **über der regulierten Kapitalverzinsung liegt**: der Investor erhält immer zumindest den noch nicht abgeschriebenen Anteil plus die Kapitalvergütung und kann in einem positiven Marktumfeld zudem bis zum Ende der Konzessionsdauer Zusatzgewinne durch die Investition generieren.

In der Praxis werden im Allgemeinen die **Restwerte nach Abschreibung der Investitionskosten** bestimmt. In der Neukonzessionierung des Kraftwerks Etzelwerk in 2022 beispielsweise wird explizit festgelegt, dass nach Meldung eines Investitionsvorhabens des Konzessionärs die Konzessionär und Konzedent die «branchenübliche Abschreibung unter Berücksichtigung der Veränderung des Geldwertes» festlegen.²⁶ Bei der Konzession des

²⁶ https://www.hoefe.ch/images/projekte/Weitere_Projekte/neukonzessionierung_etzelwerk/Anh%C3%A4nge_Sachvorlage/konzession_etzelwerk_schlussfassung.pdf

Wasserkraftwerks Aarau von 2018 sind ebenfalls lediglich die gesetzgeberischen Vorgaben des maximalen Wertes der Vergütung entsprechend des Restwertes nach Abschreibung festgehalten.²⁷

Fehlende Arrangements und Regelungen haben in verschiedenen Fällen zu ausbleibenden Investitionen geführt. Beispielsweise muss die Mauer des Marmorera-Staudamm (GR) erhöht werden, was zwischen 150 und 200 Millionen CHF kosten wird. Die Konzession läuft im Jahr 2035 aus, und zu diesem Zeitpunkt werden die Anlagen auf den Kanton und die örtlichen Gemeinden übertragen. Bisher haben noch keine Gespräche über die Höhe der Entschädigung für den Restwert stattgefunden, die dem EWZ im Falle einem Heimfall ausbezahlt werden soll, daher hat EWZ angekündigt, seine Investitionen «auf das Nötigste» zu reduzieren.^{28 29} Ähnlich verhält es sich im Falle von Alpiq in Emosson und Lac de Moiry (Erhöhung der Staumauer), sowie Oberaletsch und Gornergletscher (neue Staudämme) in VS. Hier sind Investitionen von über 500 Millionen erforderlich, aber der Kanton hat bislang keine Entschädigung zugesichert, die gewährleisten würde, dass sich diese Investitionen lohnen. Da es den Parteien bislang nicht gelang, sich zu einigen, plant der Kanton, die vielversprechendsten Projekte in den kantonalen Richtplan aufzunehmen. Dies würde bedeuten, dass die endgültige Entscheidung letztendlich von den Gerichten getroffen wird.

Allerdings bedeuten diese Beispiele nicht, dass derartige Investitionsstopps stets zu befürchten sind. Wie zuvor aufgeführt, zeigte sich in einer Umfrage unter Kraftwerksbetreibern in 2015 ein sehr differenziertes Bild.³⁰ Es wird jedoch deutlich, dass es für die gezielte Förderung von Investitionen in Kraftwerke vor dem Heimfall vor allem entscheidend ist, dass bei einem zukünftigen Heimfall im Voraus klare rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die jüngst angenommene Motion zur Sicherstellung von Erweiterungs- und Modernisierungsinvestitionen bei Wasserkraftanlagen greift diese Problematik auf und sieht insbesondere ein «Commitment» auf die genaue Umsetzung von Art. 69a / 67 Abs. 4 und Anerkennung von Investitionen vor.

Um eine vollständige Investitionssicherheit zu gewährleisten, ist eine transparente und im Vorfeld festgelegte Methodik in der Restwertbestimmung und den Verhandlungen zentral. Denkbar wäre beispielsweise eine der obigen Berechnungsmethoden vorzuschreiben zur Bestimmung des Restwertes, was die Verhandlungen zu grossen Teilen überflüssig machen würde, wobei der buchhalterische Ansatz bei der Restwertbestimmung bei Konzessionsende weit weniger Spielraum für unterschiedliche Ansichten bietet als diejenige mittels DCF-Methode, bei sich zudem die Abgrenzung zu anderen Investitionen am gleichen

²⁷ https://so.ch/fileadmin/internet/pd/PD-Downloadcenter/Geschaefte/2023/2023-034_SGB-Eniwa_Konzessionsaenderung/0034-2023.pdf

²⁸ <https://www.nzz.ch/schweiz/wasserkraft-bergkantone-bringen-ausbau-in-gefahr-ld.1678549>

²⁹ <https://www.nzz.ch/meinung/wasserkraft-gebirgskantone-blockieren-ausbau-bei-stauseen-ld.1679307>

³⁰ <https://docplayer.org/116212003-Restwertentschaedigung-schaedigung-fuer-investitionen-in-bestehende-wasserkraftwerke.html>

Objekt schwierig gestalten kann. Stattdessen könnte auch auf individuelle Verhandlungen fokussiert werden und beispielsweise standardisierte Schlichtungsmechanismen eingeführt werden.

4.5 Exkurs: Beseitigung von Netzengpässen

Ein weiterer möglicher Aspekt im Zusammenhang mit Investitionen in Kraftwerke ist die Beseitigung von Netzengpässen. Es stellt sich die Frage, ob es durch die Heimfallstrategien zu zusätzlichen Verzögerungen bei der Beseitigung derartiger Engpässe kommen könnte.

Diese Problematik erscheint allerdings relativ unwahrscheinlich:

- Bei den aus Sicht des Kantons Zürich relevanten Heimfällen handelt es sich insbesondere um Kraftwerke in Graubünden. Im Kanton Graubünden wird jedoch ein Grossteil der erzeugten Wasserkraftproduktion von insgesamt 8'000 GWh exportiert, da nur ein Viertel für die eigene Versorgung benötigt wird. Für den Kanton ist es daher von Interesse, die attraktivsten Märkte für ihre Wasserkraft zu identifizieren und sicherzustellen, dass die hergestellte Energie dorthin geliefert werden kann. Daher ist der Netzausbau prinzipiell anreizkompatibel, solange der Kanton Zürich (bzw. die Schweiz) ein attraktiver Markt bleibt. Im Allgemeinen gilt, dass für Schweizer Erzeuger der Schweizer, Deutsche und Italienische Markt von Interesse sind, darüber hinaus bieten sich in der Schweiz SDL-Märkte und die Wasserkraftreserve an.
- Darüber hinaus liegt die Zuständigkeit für überregionalen Transport bei der Swissgrid, d.h. die Standortkantone können hier nur einen begrenzten Einfluss ausüben.
- Das sogenannte NIMBY-Problem («Not In My BackYard») führt dazu, dass jeweils die direkt betroffenen Anwohner entscheidend sind für Widerstand gegen Projekte im allgemeinen Interesse, d.h. Projekte werden v.a. dort ausgebremst, wo viele Anwohner direkt betroffen sind – unabhängig von der Trägerschaft des Projekts. Der Fall der Leitungen «Südlink» und «Südostlink» in Deutschland bietet ein illustratives «Extrembeispiel» treibender Faktoren hinter Netzengpässen und ihrer Beseitigung. Diese geplanten Hochspannungsleitungen sollen den erneuerbaren Strom aus den windreichen Regionen im Norden Deutschlands zu den Verbrauchszentren im Süden und Westen des Landes transportieren. Die Leitungen sind ein Schlüsselement der Energiewende in Deutschland, die darauf abzielt, die Abhängigkeit des Landes von fossilen Brennstoffen zu verringern und den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch zu erhöhen. Die Fertigstellung der beiden Projekte hat sich aber stark verzögert, was zu signifikanten Netzengpässen führt. Ursprünglich war die Fertigstellung für 2022 geplant, aktuell wird nicht mit einer Fertigstellung vor 2028 gerechnet. Der Grund hierfür liegt jedoch *nicht* bei den Betreibern der Kraftwerke oder des Netzes, sondern bei den Anwohnern in Regionen, in denen die Leitungen verlaufen sollen, die mit Protesten und rechtlichen Auseinandersetzungen die Projektplanung und -umsetzung verzögern.

5 Vertiefung Governance

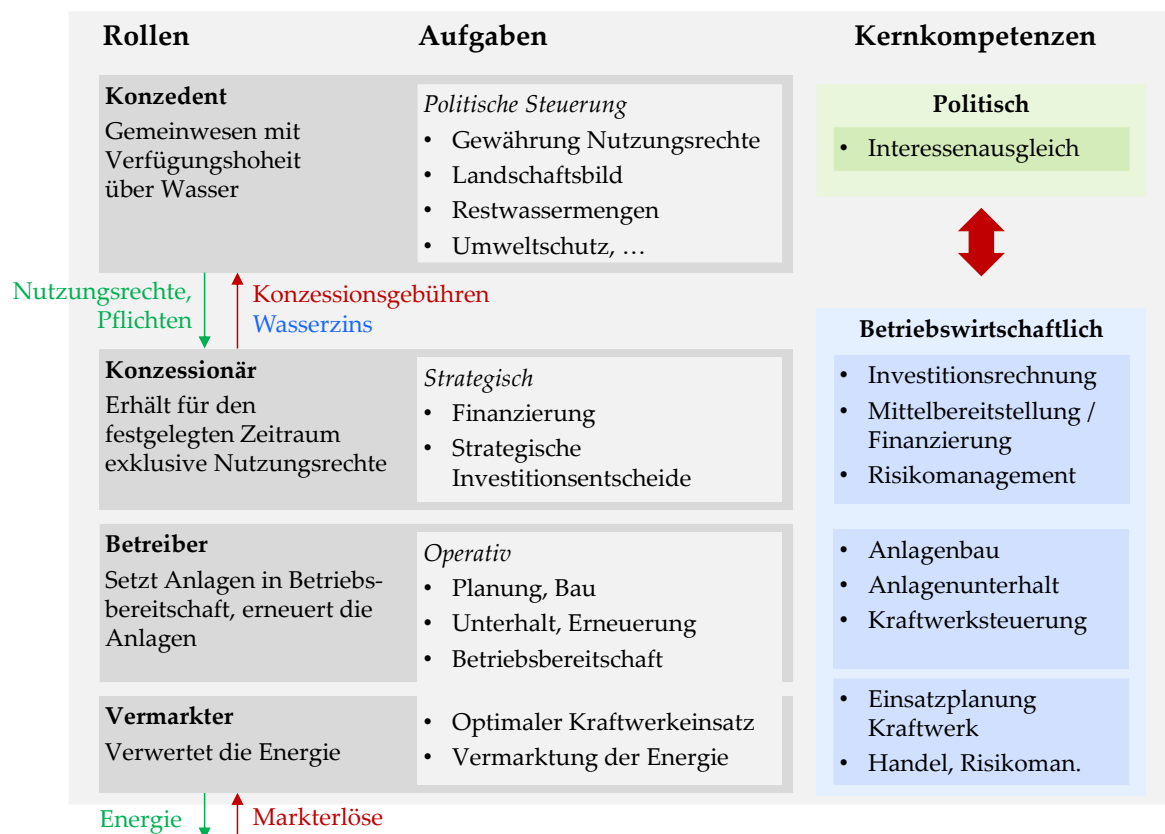
Konzedenten dürften zukünftig vermehrt direkt oder indirekt an den Konzessionären beteiligt sein. Wie ist dies aus Sicht der Governance zu beurteilen und inwieweit bestehen hier Rollenkonflikte und ggf. ein regulatorischer Handlungsbedarf?

Zur Beantwortung der Fragestellung werden zunächst die grundlegenden Rollen und Aufgaben aufgezeigt und anschliessend beurteilt, inwieweit zwischen diesen Rollen Zielkonflikte bestehen.

5.1 Rollenteilung

Abbildung 10 zeigt entlang der oben in Abschnitt 2.2.2 eingeführten Rollen ‘Konzedent’, ‘Konzessionär’, ‘Betreiber’ und ‘Vermarkter’ die grundlegenden zugehörigen Aufgaben und die Kernkompetenzen, die zu deren Erfüllung notwendig sind.

Abbildung 10: Rollen, Aufgaben und Kernkompetenzen bei der Konzessionierung



Quelle: Eigene Darstellung

Es wird ersichtlich, dass beim **Konzedenten**, also dem Gemeinwesen mit Verfügungshoheit über das Wasser, vor allem die **politische Steuerung** über die Zuteilung der Wassernutzungsrechte liegt. Dabei muss die Konzedentin als (Vollzugs-)Organ von andern Bundes- oder kantonalen Erlassen neben der Zuteilung der Nutzungsrechte über weitere Aspekte und Rechtsgüter entscheiden: Welche Auflagen zu Landschaftsbild, Restwassermengen und weiterem Umweltschutz müssen eingehalten und vollzogen werden? Die

Kompetenzen in diesem Bereich sind vor allem politisch-rechtlicher Natur im Sinne eines Ausgleichs von Interessen verschiedener Interessengruppen und Gesetzbestimmungen.

Beim **Konzessionär** liegen demgegenüber originär unternehmerisch **strategische Aufgaben**, insbesondere strategische Investitionsentscheide. Dies bedingt entsprechende betriebswirtschaftliche Kompetenzen im Bereich der Investitionsrechnung, Regulierung, Finanzierung und Risikomanagement. Die strategische Steuerung erfolgt i.d.R. über den Verwaltungsrat, der von den Aktionären bzw. Partnern gestellt wird.

Beim **Betreiber und Vermarkter** – oft spezialisierte Einheiten der Aktionäre/Partner der Konzessionäre – liegen die **operativen Aufgaben**. Diese können in Planung, Bau, Erneuerung, Sicherstellung der Betriebsbereitschaft in jedem Moment und Kraftwerksteuerung sowie Vermarktung der Energie mit Kraftwerkeinsatz unterschieden werden. Die Kompetenzen sind wiederum rein betriebswirtschaftlicher Natur in den Bereichen Ingenieurwesen, Bau, Handel, Vermarktung und Unternehmensführung.

Bis anhin waren Konzedent zum einen und Konzessionär mit Betrieb und Vermarktung zum anderen i.d.R. rechtlich und wirtschaftlich **klar getrennt**. Die Werke werden vom Konzessionär nach rein betriebswirtschaftlichen Kriterien betrieben und deren Energie professionell eingesetzt und vermarktet.

Die Standortkantone zielen in ihren Heimfallstrategien darauf ab, dass sie künftig selbst direkt oder indirekt an den Konzessionären beteiligt sind. Ebenfalls soll teilweise der Betrieb und die Vermarktung ganz oder in Teilen übernommen werden. Im Gegensatz zu heute werden so **originär politische Aufgaben (Konzedent) und betriebswirtschaftliche Aufgaben (Konzessionär) vermischt**. Dies führt zu einer Reihe von Rollenkonflikten, die im nächsten Abschnitt ausgeführt werden.

5.2 Zielkonflikte

Abbildung 11 zeigt entlang der Wertschöpfungskette schematisch die primären Ziele eines primär gewinnorientierten Unternehmens gegenüber dem Gemeinwesen, dem die Verfügungshoheit über das Wasser gehört. Anschliessend werden die grundlegenden Zielkonflikte hervorgehoben und hieraus mögliche gesamtwirtschaftliche Folgen aufgezeigt, sofern Konzedent und Konzessionär zusammenfallen.

Abbildung 11: Zielkonflikte

Wertschöpfungsstufe	Planung / Genehmigung	Bau	Betrieb	Vermarktung
Primäre Ziele gewinnorientiertes Unternehmen	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten pro Kapazität • Erhalt von Konzession inkl. Bewilligungen • Nutzung Synergien in Planung 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosteneffizienter Bau 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosteneffizienter Betrieb • Maximale Wassernutzung • Nutzung Synergien 	<ul style="list-style-type: none"> • Maximierung Erlöse (auch im Verbund mit anderen Kraftwerken) an nationalen / internationalen Märkten • Kosteneffiziente Vermarktung
Primäre Ziele Gemeinwesen (Gemeinde, Kanton mit Verfügungshoheit Wasser)	<ul style="list-style-type: none"> • Landschaftsbild • Umwelt • Restwassermenge • Erwartete Einnahmen aus Konzession • (Versorgungs)sicherheit • Tragbare Investitionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Lokale Wertschöpfung • Landschaftsbild • Sicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Restwassermenge • Sicherheit • Versorgungssicherheit • Wasserzins, Konzessionsgebühren • Lokale Arbeitsplätze • Lokale Wertschöpfung 	<ul style="list-style-type: none"> • Günstiger lokaler Energiebezug / Standortförderung • Hoher Ertrag unter Verlustvermeidung • Lokale Arbeitsplätze • Lokale Wertschöpfung
Zielkonflikte	<p>Wesentlich: Ziele des Gemeinwesens reduzieren Erlöspotenzial und / oder erhöhen die Kosten des Konzessionärs</p>	<p>Wesentlich: Ziele des Gemeinwesens treiben Kosten</p>	<p>Wesentlich: Ziele des Gemeinwesens verteuern den Betrieb</p>	<p>Wesentlich: Ziele des Gemeinwesens schmälern das Erlöspotenzial</p>
Gesamtwirtschaftliche Folgen wenn Konzedent = Konzessionär	<ul style="list-style-type: none"> • Unklar (ggf. höhere Realisierungswahrscheinlichkeit, kürzere Genehmigungsfristen, eher tiefere Rentabilität, bei Gemeinden geringere Finanzierungsfähigkeit) 	<ul style="list-style-type: none"> • Umweltschutz verstärkt in Funktion des erwarteten Gewinns und der Versorgungssicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Kosteneffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Kosteneffizienz • Verlust Portfolioeffekte • Geringere Risikobereitschaft • Allenfalls diskriminierende Energiezuteilung / tiefere Marktliquidität

Quelle: Eigene Darstellung

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass zwischen Gemeinwesen (Konzedenten) und Konzessionären entlang der Wertschöpfungskette **wesentliche gegenläufige Interessen** bzw. Zielkonflikte bestehen. Beispiele sind:

- Kommerziell optimale Wassernutzung vs. Restwasservorgaben;
- Kosteneffizienter Bau vs. Eingriff in die Landschaft und ins Landschaftsbild;
- Dividenden an Aktionäre vs. Abgaben an das Gemeinwesen;
- Optimierter Energieverkauf vs. Belieferung von lokalen Gruppen zu Vorzugspreisen;³¹
- Gewinnmaximierung vs. Standort- und Arbeitsplatzförderung.

Diese Zielkonflikte werden heute insbesondere zu Beginn des Projekts im Rahmen der Genehmigungsverfahren austariert und entsprechend vertraglich in der Konzession festgehalten. Während der Laufzeit der Konzession optimiert der Konzessionär aus rein

³¹ Dieser Zielkonflikt besteht in eingeschränkter Form bereits heute für den Kanton Zürich: Als Eigentümerin der EKZ besteht aus volkswirtschaftlicher Sicht ein Interesse an einer kostengünstigen Stromversorgung. Gleichzeitig partizipiert der Kanton auch an Überschüssen der EKZ. Dieser Konflikt kann durch die Definition einer Eigentümerstrategie aufgelöst werden. Im Kanton Zürich ist der Zielkonflikt eingeschränkter vorhanden, weil das Verhältnis von Energiebezugsrechten zur lokalen Stromnachfrage viel geringer ist.

betriebswirtschaftlicher Sicht unter Beachtung der ausgehandelten Vorgaben sowie ggf. weiterer regulatorischer Einschränkungen.

Nimmt das Gemeinwesen stärker strategische oder gar operationelle Aufgaben des Konzessionärs wahr, müssten **Zielkonflikte teils anders als bisher aufgelöst werden:**

- Reduzierter Fokus auf Kosteneffizienz in Bau, Betrieb und Vermarktung mit einem allgemein stärkeren Fokus auf lokaler Wertschöpfung;
- Umweltschutz-Anliegen werden in Planungs-, Bau- und Betriebsphase aktiv mit ihren Auswirkungen abgewogen, dies kann, da das Gemeinwesen nun stärker von erwirtschafteten Erträgen profitiert, deshalb zu einem geringeren effektiven Umweltschutz führen, aber auch zu schnelleren Verfahren;
- Die Energievermarktung erfolgt nach stärkeren politischen Kriterien mit entsprechenden Wohlfahrtsverlusten und einem grösseren Diskriminierungspotenzial (Privilegierung von ausgewählten Kundengruppen).

Insgesamt dürfte dies aus gesamtwirtschaftlicher Sicht tendenziell zu einer Verschlechterung der Situation führen.

5.3 Handlungsbedarf

Aus der obigen Diskussion zeigen sich zwei hauptsächliche Problemfelder:

- **Rollenvermischung:** Die Gemeinwesen, insbesondere Gemeinden, dürften Mühe haben, das notwendige betriebswirtschaftlichen Know-how aufzubauen und in effizienter Weise zu halten über die gesamte Konzessionsdauer, wenn keine Portfolioeffekte zusammen mit anderen Anlagen genutzt werden können.
- **Zielkonflikte:** Die Vermischung von politischen und betriebswirtschaftlichen Zielen führt absehbar zu technischen und allokativen Ineffizienzen³².

Diese Herausforderungen können die Gemeinwesen grundsätzlich mit der **Delegation aller betriebswirtschaftlichen Aufgaben an eigenständige, gewinnorientierte Gesellschaften** lösen. Damit diese die notwendigen Skalen- und Verbundeffekte erzielen können, müssen sich einzelne Gemeinwesen wiederum **zusammentun**. Genau dies wird insbesondere mit den Heimfallstrategien der Kantone Tessin, Wallis und Graubünden adressiert.

Durch diese operative Trennung und Zusammenlegung mit anderen Gemeinwesen verlieren die Konzedenten jedoch wiederum Einfluss, teils werden sie von den Heimfallstrategien de facto in Teilen enteignet. Es stellt sich daher für das einzelne Gemeinwesen die Frage, was die Vorteile solcher Lösungen gegenüber einer erhöhten Beteiligung an den bestehenden Konzessionären sind, soweit diese effizient und professionell wirtschaften.

³² Technische Ineffizienz referenziert die reduzierte Kosteneffizienz und die allokativen Ineffizienz die suboptimale Verteilung der Energie nach anderen Kriterien als der Zahlungsbereitschaft, vgl. Ausführungen hierzu in Abschnitt 5.2.

Die Wahrnehmung «der Eigenerinteressen» der Konzessionärin muss institutionell/organisatorisch getrennt von den Vollzugsaufgaben des übrigen Rechts erfolgen.

Aus der obigen Diskussion leitet sich mit Ausnahme der neuen Zuordnung der Ausübung der Eigenerfunktionen bei den Kantonen **kein unmittelbarer regulatorischer Handlungsbedarf** ab bzw. es kann davon ausgegangen werden, dass sich am Markt die effizienteren Lösungen durchsetzen. Mittel- und langfristig dürften zwei neue wesentliche Wasserkraftunternehmen entstehen (insb. FMV und AET), welche am Markt bestehen müssen. Vordergründig scheinen die neuen Unternehmen aus einer sicheren Position agieren zu können, indem sie davon ausgehen können, dass das Heimfallrecht langfristig zu ihren Gunsten wirkt. Gleichzeitig wird es bei jedem Heimfall auch künftig zu einer Verschiebung von Assets weg vom bisherigen Konzessionär hin zu den berechtigten Gemeinwesen bzw. deren eingesetzten Gesellschaften führen. Dabei werden sich die Gemeinwesen am jeweiligen Marktwert der heimfallenden Assets orientieren. Im Übrigen bedeutet die Übernahme von Konzessionen durch Werke der Standortkantone und -gemeinden, dass mit dem Eigentum auch die langfristigen Risiken (kommerzielle wie Marktpreise etc., technische wie Versandung Stauseen, Stauanlagensicherheit, usw.) in die Bergregionen verschoben werden.

5.4 Exkurs: Wettbewerbspolitische und -rechtliche Aspekte

Es stellt sich in dem Zusammenhang die Frage, wie eine allfällige Privilegierung von kantonalen Werken durch die Standortkantone aus wettbewerbspolitischer und -rechtlicher Sicht zu beurteilen ist. Dabei soll der Fokus auf die Vereinbarkeit der Heimfallstrategien der Kantone mit dem **Binnenmarktgesetz (BGBM)** und dem **Kartellgesetz (KG)** gelegt werden. Es ist zu betonen, dass an dieser Stelle keine juristische Einschätzung der konkreten rechtlichen Lage vorgenommen wird, sondern nur auf mögliche Fragestellungen hingewiesen wird. Zudem wird nachfolgend kurz auf die allfällige **Beihilfenproblematik** eingegangen, die sich – über kurz oder lang – in Zusammenhang mit den angedachten kantonalen Werken ergeben könnte.

Binnenmarktgesetz (BGBM)

Das BGBM richtet sich gegen öffentlich-rechtliche Marktzugangsbeschränkungen der Kantone und Gemeinden. Im Zentrum steht dabei der Grundsatz des freien Marktzugangs: Jede Person mit Niederlassung und jedes Unternehmen mit Sitz in der Schweiz hat grundsätzlich das Recht, Waren, Dienst- und Arbeitsleistungen im gesamten Gebiet der Eidgenossenschaft anzubieten. Gerade im Bereich der Vergabe von Konzessionen hat die Wettbewerbskommission (WEKO), die mit der Überwachung der Einhaltung des BGBM beauftragt ist, in der Vergangenheit immer wieder Empfehlungen abgegeben und Gutachten verfasst.³³ So hatte die WEKO etwa 2010 festgehalten, dass die Erneuerung der zwischen der CKW AG und den Luzerner Gemeinden bestehenden Konzessionsverträge betreffend die

³³ Vgl. etwa [WEKO \(admin.ch\)](#)

Nutzung von öffentlichem Grund und Boden sowie die Versorgung mit elektrischer Energie ein ausschreibungspflichtiger Tatbestand im Sinne des BGBM darstellt.³⁴

Als Reaktion auf diesen Entscheid hat das Parlament 2011 einer Änderung des Wasserrechts- und Stromversorgungsgesetzes zugestimmt, die ausdrücklich festlegt, dass bei der Konzessionsvergabe zur Nutzung des öffentlichen Grundes für Stromnetze sowie zur Wasserkraftnutzung keine Ausschreibungspflicht besteht. Das Parlament hat somit eine «lex specialis» geschaffen, die dem BGBM vorgeht. Ob im Zusammenhang mit den Heimfallstrategien der Kantone auch eine solche «lex specialis» besteht, welche die Ausschreibungspflicht gemäss BGBM aufhebt, müsste vertieft abgeklärt werden. Unproblematisch dürfte jedoch prima vista sein, wenn die Konzession ohne Ausschreibung an ein öffentliches Unternehmen vergeben wird. Auch in diesem Fall haben die Behörden jedoch für ein diskriminierungsfreies und transparentes Vergabeverfahren zu sorgen.³⁵

Kartellgesetz (KG)

Sollte die Schaffung von kantonalen Elektrizitätsgesellschaften, welche die ganze Wertschöpfungskette der Wasserkraft – namentlich auch im Betrieb und in der Vermarktung des erzeugten Stroms – kontrollieren, zudem zu einer starken Marktstellung der entsprechenden Unternehmen führen, könnte dies kartellrechtliche Fragestellungen aufwerfen. Insbesondere hält das KG fest, dass sich marktbeherrschende und relativ marktmächtige Unternehmen unzulässig verhalten, wenn sie durch den Missbrauch ihrer Stellung auf dem Markt andere Unternehmen in der Aufnahme oder Ausübung des Wettbewerbs behindern oder die Marktgegenseite benachteiligen. Marktbeherrschenden und relativ marktmächtigen Unternehmen obliegt somit eine besondere Verantwortung: Sie dürfen etwa nicht grundlos Geschäftsbeziehungen verweigern, Handelspartner diskriminieren oder unangemessene Preise und Geschäftsbedingungen erzwingen. Gerade bei vertikal integrierten marktbeherrschenden Unternehmen in Netzwerkindustrien stellen sich dabei immer wieder Zugangsfragen. So hatte die WEKO bereits 2001 gestützt auf das KG festgestellt, dass die Freiburger Elektrizitätswerke (FEW) ihr regionales Monopol missbrauchten, indem sie sich weigerten, Strom der Watt-Gruppe durch ihr Netz zu leiten.

Beihilfen

Im Rahmen der Schaffung von kantonalen Elektrizitätsgesellschaften besteht überdies die Gefahr, dass diese von staatlichen Beihilfen profitieren, etwa in Form von Steuervergünstigungen, Darlehen der öffentlichen Hand zu nicht-marktüblichen Konditionen, Bürgschaften und Kreditgarantien oder expliziten Staatsgarantien. Im gescheiterten institutionellen Abkommen (InstA) mit der EU war in diesem Zusammenhang ursprünglich ein Kapitel

³⁴ Vgl. RPW 2011/2, S. 345 ff.

³⁵ Das WRG gibt in Art. 41 folgende Kriterien vor: «Unter mehreren Bewerbern gebührt demjenigen der Vorzug, dessen Unternehmen dem öffentlichen Wohl in grösserem Masse dient und, wenn sie darin einander gleichstehen, demjenigen, durch dessen Unternehmen für die wirtschaftliche Ausnutzung des Gewässers am besten gesorgt ist.»

mit einer Beihilferegelung, die künftig für neue Marktzugangsabkommen (etwa im Stromhandel oder bei den Finanzdienstleistungen) gelten sollte, vorgesehen. Die geplante Regelung war dann vor allem auch den Kantonen, für die heute kaum rechtliche Grenzen und Kontrollmechanismen im Bereich der Vergabe von Subventionen und Beihilfen bestehen, ein Dorn im Auge. Mit dem Scheitern des InstA war das Thema vorübergehend vom Tisch.

Aktuell befindet sich die Schweiz in der neunten Runde der Sondierungsgespräche mit der EU. Die Schweiz möchte den bilateralen Weg weiterführen sowie gute und geregelte Beziehungen zur EU aufrechterhalten. Zurzeit deutet dabei wenig darauf hin, dass die EU bereit wäre, auf ein griffiges Beihilferegime zu verzichten. Gerade auch für den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU müsste die Schweiz – Stand heute – ihren Strommarkt vollständig liberalisieren, was mit grosser Wahrscheinlichkeit auch die Eliminierung von Beihilfen im Stromsektor bedingen würde.

Klar ist auch, dass die EU heute schon auf fairen Wettbewerbsbedingungen als Eintrittspreis in ihren Binnenmarkt besteht. Im Visier hat sie dabei vor allem staatlich geförderte, «unlautere» Handelspraktiken wie z.B. die Abschottung von Industriezweigen gegenüber dem Wettbewerb durch selektive Marktöffnungen, Investitionsbeschränkungen oder die Gewährung von Subventionen für staatseigene und private Unternehmen. So ist am 12. Januar 2023 die neue EU-Verordnung über Drittstaatssubventionen in Kraft getreten, die sich direkt auf Schweizer Unternehmen mit Umsatz in der EU auswirkt, insbesondere wenn sie in der EU M&A-Aktivitäten planen oder an öffentlichen Ausschreibungen teilnehmen wollen. Die Verordnung führt neue Meldepflichten ein und gewährt der EU-Kommission von Amtes wegen Untersuchungsbefugnisse im Bereich der von Nicht-EU-Ländern gewährten Subventionen. Sofern sich die neuen kantonalen Elektrizitätsgesellschaften in der EU betätigen (wollen), droht hier potenzielles Ungemach.

6 Chancen und Risiken der Heimfallstrategien

Nachfolgend werden zunächst die grundsätzlichen Chancen und Risiken der kantonalen Heimfallstrategien für **Standortkantone, Standortgemeinden und bisherige Konzessionäre** aufgearbeitet (Abschnitt 6.1).

Darauf basierend werden die Chancen und Risiken in Abschnitt 6.2 im **zeitlichen Ablauf** genauer spezifiziert.

Abschliessend erfolgt in Abschnitt 6.3 eine Würdigung aus Sicht der **Volkswirtschaft und Versorgungssicherheit**.

Bei der Zusammenstellung der Chancen und Risiken spielen oft die zwei Seiten der Medaille einer Rolle. Z.B. eröffnet die direkte Vermarktung der Produktion am Strommarkt die Möglichkeit, maximal daran partizipieren zu können. Entsprechend muss auch das volle Risiko bei ungünstigen Preisen getragen werden.

Währungsrisiken werden unter den Marktrisiken subsumiert. Sie sind ein weiteres Element, das berücksichtigt werden muss, da auch auf dem Schweizer Strommarkt in EUR gehandelt wird.

6.1 Grundsätzliche Risiken aus Sicht der relevanten Akteure

6.1.1 Für Standortkantone

Für die Kantone VS mit FMV, GR mit Repower bzw. künftig mit eigener Beteiligungs- und Vertriebsgesellschaft, TI mit AET und BE mit BKW ist die Ausgangslage, mit eigenen, grösseren Elektrizitätswerken, anders als für UR mit EWA.

Bei Ausübung des Heimfalls gewinnt der Kanton die maximale Entscheidungsfreiheit über die Weiterverwendung und -entwicklung der Anlagen. Die Beteiligung der Gemeinden in diesem Prozess ist in den Kantonen verschieden geregelt. Der Kanton dürfte aufgrund der hohen Investitionssummen direkt oder indirekt über das Kantonswerk die finanzielle Hauptverantwortung übernehmen. Jedenfalls dürfte eine explizite politische Unterstützung auf kantonsebene notwendig sein.

Tabelle 5: Chancen und Risiken der Standortkantone

Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entscheidung über die Entwicklung der Anlage im Gesamtkonzept des Kantons 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Volles Investitionsrisiko bei vollständiger Übernahme ▪ Volles Betriebsrisiko, insbesondere auch für den sicheren Betrieb der Anlage und ihre Auswirkungen auf die Umwelt ▪ Ansonsten anteiliges Risiko bei verminderter Mitsprache ▪ Klumpenrisiko insbesondere für kleinere Kantone

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Finanzierung von neuen Projekten muss zusätzlich zu den Investitionen in die heimfallenden Kraftwerke sichergestellt werden (z.B. neuer Stausee am Gornergletscher VS) ▪ Unklare Perspektiven für den Schweizer Strommarkt und damit für die Werthaltigkeit der Investitionen, z. B.: <ul style="list-style-type: none"> ▪ anstehende weitere Marktöffnung unklar ▪ Stromabkommen mit der EU steht aus
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzung der Verhandlungsmacht gegenüber externen Konzessionären ▪ Erhöhung von Eigentumsanteilen und/oder Energiebezugsrechten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufwand für Abwägung der Interessen aller innerkantonalen Stakeholder, namentlich der Standortgemeinden ▪ Auf- oder Ausbau der Betreibergesellschaft und Aufbau des Knowhows für Betrieb und v.a. Unterhalt
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Allfälliger Mehrertrag aus Marktpreisen ▪ Energie für Vermarktung sichern (z.Z. Spotmärkte, Terminmärkte, Herkunftsnachweis, SDL-Märkte, Kapazitätsmärkte) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Volles Risiko für strategische Ausrichtung, keine sicheren Einnahmen, Marktabhängigkeit sobald eigene Produktion höher als Abnahme eigener fester Kunden in der Grundversorgung ▪ Keine sicheren Einnahmen von Dritten aus Konzessionsgebühren, Wasserzinsen, etc. ▪ Portfolioeffekt als Vermarkter und Betreiber ggf. eingeschränkt (fehlendes Pooling verschiedener Kraftwerke)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eigene Kompetenzen auf bzw. ausbauen (eigene Kraftwerkgesellschaft) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufbau Kompetenz über ganzen Lebenszyklus der Anlagen notwendig (Portfolioeffekt als Betreiber bedingt Kraftwerkpark in unterschiedlichen Lebensphasen) ▪ Fehlendes Knowhow zur langfristigen Wartung der Kraftwerke, kleines Portfolio
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wertschöpfung in Kanton bringen (Bereich Vermarktung; Bau, Betrieb und Unterhalt soweit möglich i.d.R. schon im Kanton) ▪ direkterer Einfluss auf Unterhalt und Betriebsbereitschaft der Kraftwerksanlage ▪ Gilt insb. für grössere Kantone (BE mit BKW, GR mit Repower und zu gründenden Gesellschaften, VS mit FMV, TI mit AET) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ökonomisches Potential bei Aufbau von Administration, Handel, Backoffice, etc. auf wenige Stellen beschränkt ▪ Teurer technischer Unterhalt bei Alterung der Anlage (z.B. Versandung Stausee, Unterhalt Stau-mauer, Maschinenschaden, ...) ▪ Beschränkte finanzielle Mittel, um Wiederbeschaffung bei Ausfall der eigenen Produktion zu finanzieren oder ausserordentliche Schäden zu tragen

Quelle: Eigene Darstellung

In der Tabelle nicht explizit aufgeführt sind zu erwartende kantonsinterne Interessenkonflikte zwischen dem Kanton, den Standortgemeinden sowie Gemeinden und Regionen des Kantons, die nicht unmittelbar am Kraftwerk beteiligt sind. Liegt ein Kraftwerk in der Grenzregion zu einem anderen Kanton oder zum Ausland, ist zudem mit über die reinen Wasserrechte hinausgehenden Implikationen zu rechnen.

Für Grossschäden gilt gemäss Stauanlagengesetz (StAG)³⁶ Art. 14 Abs. 3, dass die Betreiberin haftet und falls sie nicht Eigentümerin ist, die Eigentümerin zudem solidarisch. Dies gilt auch für Bund, Kantone und Gemeinden und andere öffentliche Körperschaften. Art. 15 schliesst die Haftung durch höhere Gewalt, Sabotage, Terrorismus und kriegerische Handlungen aus. Art. 18 besagt, dass Kantone vorsehen können, dass zur Deckung der Risiken Versicherungsverträge abgeschlossen oder gleichwertige Garantien erbracht werden. Art. 19 und 20 ermächtigen die Bundesversammlung und den Bundesrat bei Grossschäden eine Entschädigungsordnung zu erlassen und Vorgaben zur Leistungspflicht der Versicherungen zu machen, allerdings nicht für die Haftpflichtversicherung. Ein Grossschaden tritt ein, wenn die zur Verfügung stehenden Mittel nicht ausreichen oder eine grosse Zahl Geschädigter ein ordentliches Verfahren verunmöglichen. Ein solches Ereignis ist in der Schweiz noch nie eingetreten. Wie das zu erwartende Vorgehen wäre, müsste juristisch separat noch genauer geklärt werden.

6.1.2 Für Standortgemeinden

Die Standortgemeinden haben in den verschiedenen Kantonen unterschiedliche Rechte bezüglich der Nutzung der Wasserkraft auf ihrem Gemeindegebiet. Bei der Einschätzung der Chancen und Risiken wird davon ausgegangen, dass es ihnen trotzdem gelingt, ihre Interessen im Rahmen der verschiedenen gesetzlichen Rahmenbedingungen wirkungsvoll einzubringen.

Annahme für die Beurteilung: Die Standortgemeinde beteiligt sich nur finanziell am Kraftwerk. Ansonsten gilt die obige Zusammenstellung für die Kantone sinngemäss.

Tabelle 6: Chancen und Risiken der Standortgemeinden

Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mitsprache bei der Entwicklung, insbesondere der Raumplanung im Bereich des Kraftwerks 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteiliges Investitionsrisiko bei beschränkter Mitsprache ▪ Klumpenrisiko (Kraftwerk dürfte mit Abstand die grösste einzelne Investition sein) ▪ Negatives Ergebnis kann zu mehrjährigen Mindereinnahmen führen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mitbeteiligt an positivem Ergebnis 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglicherweise nur eingeschränkte Kompetenz (Energemarkt, Umweltschutz, regulatorische Auflagen)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eher kleiner Mehraufwand im Verhältnis zum potenziellen Ertrag 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erfordert evtl. mehr Ressourcen in der Gemeinde, Mehrkosten, je nach Organisation ▪ Implikationen in der Gemeindepolitik: Abwägung der Anforderungen für das Kraftwerk gegen andere Bedürfnisse in der Gemeinde
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verhandlungsmacht gegenüber externen Konzessionären 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konflikt mit den Interessen des Kantons

Quelle: Eigene Darstellung

³⁶ <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2012/703/de>, abgerufen am 25.05.2023.

6.1.3 Für bisherige Konzessionäre

Im Interesse bisheriger **Konzessionäre** ist es, die bestehende Geschäftstätigkeit aufrecht zu erhalten und auszubauen. D.h. die bestehenden Konzessionen zu halten, auszubauen und allenfalls neue dazu zu gewinnen.

Tabelle 7: Chancen und Risiken für bisherige Konzessionäre

Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Langfristrisiken fallen geringer aus (Alterung der Anlagen, geologische Ereignisse; Sicherung nicht mehr gebrauchter Anlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Der Heimfall wird einseitig vom Konzedenten in Anspruch genommen, es besteht keine Rekursmöglichkeit ▪ Konzedenten haben grosse Verhandlungsmacht ▪ Sunk Costs für Investitionen, falls diese beim Heimfall nicht vergütet werden ▪ Verlust des Kraftwerks aus dem schweizweiten Gesamtportfolio, das in einer Gesamtstrategie des Konzessionärs auf den Energiemarkt ausgerichtet werden kann
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb und Wartung von Kraftwerken für die kleineren Kantone, bei denen sich der Aufbau des Knowhows nicht lohnt: z.B. Uri 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verlust von Skaleneffekten beim Betrieb von Anlagen (Knowhow zur langfristigen Wartung des Kraftwerks, das durch spezialisierte Teams vom Hauptsitz aus geplant wird, kann weniger breit eingesetzt werden, Reduktion Portfolioeffekte)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermarktung der Produktion im Auftrag der neuen Eigentümer (z.B. für Graubünden) ▪ «Verbesserung» i.S. von geringerer Abhängigkeit vom Strompreis (vgl. z.B. heutige «Long Position» der Axpo, da kein eigenes Versorgungsgebiet mehr / keine garantierten Abnehmer) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Weniger Energieverwertungsrechte ▪ Damit verbunden Verlust von Einnahmen (z.B. Marge) aus Energiehandelsdienstleistung ▪ Gefahr, dass die Kraftwerkgesellschaft ausgehöhlt wird (Renten, z.B. durch Wasserzinsen, nur an einen Teil des Aktionariats ausgeschüttet), was die Produktionssicherheit gefährden kann

Quelle: Eigene Darstellung

6.2 Chancen und Risiken im zeitlichen Ablauf

In Hinblick auf den Ablauf der Konzession werden im Folgenden die oben bereits generisch aufgeführten Risiken drei zeitlichen Phasen zugeordnet, ergänzt und spezifiziert:

- Die letzten ca. 15 Jahre der Konzession;
- Die Heimfallperiode ab ca. 5 Jahren vor Ende der Konzession. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Konzedent den Heimfall ausübt;
- Die Zeit, nachdem der Heimfall ausgeübt worden ist.

Tabelle 8: Chancen und Risiken gegen Ende der Konzession

Chancen	Risiken
<p>Standortkantone</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erarbeiten einer kantonalen Heimfallstrategie, wo noch nicht vorhanden ▪ Planen der Umsetzung der kantonalen Heimfallstrategie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konfliktpotential auf Grund von Interessenkonflikten ▪ Unzweckmässiges Aufsetzen der zukünftigen Eigentums- und Betreiberstruktur ▪ Falsche Einschätzung aufgrund sich in Zukunft nicht realisierender Annahmen

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ungenügende Instandhaltung der Anlage durch den bisherigen Konzessionär
Standortgemeinden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erarbeiten und einbringen der eigenen Interessen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wahl einer inadäquaten (zu grossen oder zu kleinen) zukünftigen Beteiligung ▪ Falsche Einschätzung aufgrund sich in Zukunft nicht realisierender Annahmen
Bisherige Konzessionäre	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Planen der Rolle der Kraftwerke in Hinblick auf den Ablauf der Konzession ▪ Entwicklung neuer Geschäftsfelder in Hinblick auf den Heimfall des Kraftwerks 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zu hohe Investitionen ins Kraftwerk, die beim Heimfall nicht zurückerstattet werden ▪ Falsche Einschätzung aufgrund sich in Zukunft nicht realisierender Annahmen

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 9: Chancen und Risiken in der Heimfallperiode

	Chancen	Risiken
Standortkantone	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfügungshoheit über Ressource (je nach kantonaler Gesetzgebung bei den Gemeinden) ▪ Alternative zu Rekonzessionierung durch eigene Betreibergesellschaft 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung eigener Betreibergesellschaft bringt zusätzliche Risiken ▪ Abwägen zwischen sicheren, regelmässigen Einkünften aus Wasserzinsen und Konzessionsgebühren und Tragen des ganzen ökonomischen Risikos der Stromverwertung ▪ Klärung von Governance-Fragen zwischen den verschiedenen kantonalen Interessengruppen
Standortgemeinden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfügungshoheit über Ressource (je nach kantonaler Gesetzgebung beim Kanton) ▪ Einbringen von lokalen Interessen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglicherweise wenig Einfluss auf die Verhandlungen, da übergeordnete Interessen überwiegen
Bisherige Konzessionäre	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bisherige Erfahrung im Betrieb des Kraftwerks bringt Verhandlungsvorteil 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Alternative zum Heimfall im Einzelfall ▪ Festlegung der richtigen Höhe für die Heimfallentschädigung

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 10: Chancen und Risiken nach Heimfall

	Chancen	Risiken
Standortkantone	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maximale Teilhabe an Marktpreisen ▪ Entscheidung über weitere Entwicklung des Kraftwerks 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine sicheren Einnahmen aus Wasserzinsen und Konzessionsgebühren ▪ Tragen des vollen Marktrisikos ▪ Tragen sämtlicher regulatorischer Risiken, auch zukünftiger, die sich aus der Rechtsentwicklung ergeben (z.B. strengere Vorgaben für Umwelt-, Gewässer- und Landschaftschutz) ▪ Tragen sämtlicher Betriebsrisiken, insbesondere auch für den sicheren Betrieb der Anlage und ihre Auswirkungen auf die Umwelt ▪ Allenfalls Kapitalnachschussbedarf bei finanziellen Schwierigkeiten der Kraftwerksgesellschaft. Analog Intervention des Bundes 2022
Standortgemeinden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteilsmässige Einnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beteiligungsmässiges Mittragen zukünftiger Risiken analog Standortkantone
Bisherige Konzessionäre	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betriebsrisiko entfällt ▪ Heimfallentschädigung generiert Cash 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erhöhte Abhängigkeit vom Markt für Strombeschaffung ▪ Erhöhte Abhängigkeit von Kraftwerken Dritter

Quelle: Eigene Darstellung

Sollten die Kraftwerke nach dem Heimfall von kantonalen Gesellschaften betrieben werden, sind diese kleiner als die heutigen, grossen Konzessionäre (z.B. Alpiq, Axpo, BKW) und verfügen damit auch über eine kleinere finanzielle Stabilität. Das kann mehrere Folgen haben:

- Kleine Gesellschaften verfügen über kleinere finanzielle Rücklagen und sind damit anfälliger für ausserordentliche Ereignisse wie Marktverwerfungen oder unerwartete technische Probleme.
- Betriebsrisiken müssen über ein kleines Portfolio ausgeglichen werden. Das umfasst auch Personalressourcen und Servicekapazitäten, die bei Bedarf aus anderen Anlagen kurzfristig beigezogen werden können.

Um sich gegen Marktrisiken abzusichern, kann es für die Stromproduzenten und Stromkäufer interessant sein, sich vertraglich mittel- oder langfristig auf einen an die Produktionskosten gebundenen, marktunabhängigen Preis zu einigen. Damit werden Marktausschläge für die Produzenten nach unten bzw. für die Käufer nach oben abgedeckt. Produzenten erhalten einen sicheren Ertrag und Käufern einen sicheren Preis. Für die Abdeckung des Wiederbeschaffungsrisikos, das jederzeit gegen den Marktpreis besteht, muss in diesem Fall auch eine Regelung getroffen werden, da insbesondere der Ausfall der Produktion bei hohen Marktpreisen den Verkäufer empfindlich treffen kann.

Konzessionäre müssen sicherstellen, dass sie genügend Rückstellungen machen, um, neben dem Betrieb, auch die Revision und die Erneuerung der Anlage finanzieren zu können. Bei

einer Konzessionsdauer von 80 Jahren ist damit zu rechnen, dass nach ca. 40 Jahren eine Gesamterneuerung und eventuell Ersatz einiger Anlageteile notwendig ist.

6.3 Für Volkswirtschaft und Versorgungssicherheit

Die Risiken und Chancen für die Volkswirtschaft unterscheiden sich teilweise von denjenigen im Bereich Versorgungssicherheit. Die Themen werden daher gesondert behandelt.

Volkswirtschaftliche Aspekte

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ergeben sich folgende Chancen und Risiken:

- Risiko: Im Betrieb (Planung, Bau, Unterhalt, Erweiterung) und auch in der Vermarktung der Energie (insb. Handel) droht ein Verlust von Grössenvorteilen durch den Wegfall von Portfolioeffekten.
- Die Anreize zum weiteren Ausbau sind unklar:
 - Es besteht zwar ein Interesse der Gemeinwesen, das Wasser maximal zu nutzen, gleichzeitig aber auch Möglichkeit, dass sich diese mit dem Status quo begnügen und so ein geringeres Interesse an einem weiteren Ausbau zeigen;
 - Bei Erweiterungen wie z.B. Erhöhungen der Staumauern könnte eine verstärkte kommerzielle Beteiligung der Gemeinwesen allenfalls zu einem geringeren lokalen Widerstand gegen den Kapazitätsausbau führen;
 - Gerade bei kleineren Gemeinwesen könnten ungenügende Investitionsmittel vorliegen, zudem ist deren Risikofähigkeit stark limitiert.
- Risiko: Demgegenüber schmälert die Aussicht der Konzessionäre auf eine sichere Ausübung des Heimfalls deren Anreize für Erneuerungsinvestitionen. Sollten diese die Sicherheit der Dämme gegen Ende der Laufzeiten vernachlässigen, würden sich enorme Risiken ergeben, die insb. die Standorttäler betreffen. Jedoch nimmt sich das WRG der Problematik weitgehend an, indem entsprechende Erneuerungen vorgeschrieben werden. Gewisse Restrisiken verbleiben aufgrund asymmetrischer Informationen zwischen Konzessionär und Konzedent.
- Risiko: Wie die Ausführungen im Kapitel 5 zeigen, dürfte die Kosteneffizienz tendenziell abnehmen, wenn Gemeinwesen selber als Betreiber oder Vermarkter tätig sind, ebenso dürften Arrangements mit Gratisenergie zu einer suboptimalen Allokation der begrenzten Ressource Energie führen mit entsprechenden Wohlfahrtsverlusten aus volkswirtschaftlicher Sicht.
- Eher neutral: Die Heimfallstrategien führen zu einer Verlagerung von Wertschöpfung, Umsätzen und Arbeitsplätzen hin zu den Standortkantonen. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht handelt es sich um ein Nullsummenspiel, soweit die benötigten Experten in der Peripherie auch verfügbar sind.

Versorgungssicherheit

Bei der Versorgungssicherheit ist zunächst zu berücksichtigen, dass die Stromversorgung auf Ebene Gemeinde/Kanton nicht als Selbstversorger, wie z.B. Ernährung ausschliesslich aus dem eigenen Gemüsegarten ohne Austausch mit Dritten, gewährleistet werden kann. Die eigenen Kraftwerke können im bestehenden Netzverbund, z.B. von einem einzelnen Kanton, nicht physikalisch isoliert zur Selbstversorgung betrieben werden.

Der kleinste Perimeter, in welchem eine Selbstversorgung physikalisch allenfalls möglich wäre, ist innerhalb des von Swissgrid betriebenen Regelblocks Schweiz.³⁷ Nur auf dieser Ebene ist man technisch ausgestattet, das ganze Schweizer Stromnetz unabhängig vom Ausland stabil zu betreiben.³⁸ Ohne die Netzregelung von Swissgrid über den gesamten Regelblock Schweiz würde bei einer Netzin stabilität auch die Versorgung im Kantonsgebiet zusammenbrechen, selbst wenn lokal genügend Produktion zur Verfügung stehen würde.³⁹

Insofern hat die Eigentümerstruktur der Stromproduktion in der **Schweiz nicht unmittelbar eine Auswirkung auf die Versorgungssicherheit**. Umgekehrt beeinflusst jedoch die Produktion eines einzelnen Kraftwerks immer auch die ganze Schweiz und es gilt, dass die **Versorgungssicherheit gestärkt wird, insbesondere wenn mehr regelbare Stromproduktion wie die Wasserkraft am System angeschlossen wird.**⁴⁰

³⁷ <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/energy-data-ch.html>, abgerufen am 10.05.2023.

³⁸ Auch dies ist gegenwärtig und auf absehbare Zeit nur im europäischen Verbund möglich, d.h. nicht in allen Orte der Schweiz kann, je nach Netzbelastung, jederzeit und über das ganze Jahr hinweg die notwendige Leistung aus CH-Produktion über das CH-Netz geliefert werden.

³⁹ Den Regelblock kann man sich vereinfacht als grosse Badewanne mit verschiedenen zu und Abflüssen vorstellen. In der Badewanne muss ein bestimmter Pegel eingehalten werden, d.h. es darf immer nur genau so viel Wasser zugeführt werden (Stromproduktion), wie abläuft (Stromverbrauch). Wenn das nicht übereinstimmt, dann entspricht der Pegel in der ganzen Badewanne nicht dem Sollwert für die Netzstabilität und die Versorgung bricht zusammen. Im realen Stromnetz kommen noch Restriktionen durch die Netztopologie dazu. Die Badewanne könnte dann durch ein System kommunizierender Gefässe mit unterschiedlich grossen Verbindungsrohren ersetzt werden, in dem der Pegel in allen Gefässen jederzeit auf gleichem Niveau gehalten werden muss, ohne dass eine Regelmöglichkeit in den Verbindungsrohren besteht.

⁴⁰ Aufgrund des ökonomischen Anreizes im bestehenden Marktdesign für die Stromproduzenten, an Spot-, Termin-, SDL- und Kapazitätsmärkten teilzunehmen, sollte die Versorgungssicherheit unabhängig von den Besitzverhältnissen der Produktionsanlagen sichergestellt sein. In dynamischer Sicht ist es hierzu notwendig, dass der politische und gesetzliche Rahmen es erlaubt, Kraftwerke in der Schweiz zu erhalten, auszubauen und neu zu erstellen. Dazu muss die Politik vorgeben, in welchem Umfang und in welcher zeitlicher Auflösung sie auf Selbstversorgung setzen will. Auch ist zu entscheiden, ob mittel- und langfristig übers Jahr eine netto Minder- oder Überproduktion angestrebt wird. Ökonomisch von Bedeutung ist insbesondere, welche Kapazität die Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich des Stromverbrauchs haben sollen. Dazu gehört auch die Sicherstellung des dazu notwendigen Transportnetzes innerhalb der Schweiz und im Austausch mit dem Ausland.

Vor dem Hintergrund ergeben sich folgende längerfristigen Chancen und Risiken, die mit den oben genannten volkswirtschaftlichen Punkte korrelieren:

- Chance: Lokales Eigentum und grössere Partizipation an den Renten der Wasserkraft könnte zu geringerem lokalen Widerstand gegen Kapazitätserhöhungen bestehender Kraftwerke inkl. Erschliessung neuer Wasserquellen führen. Jedoch kann eine komfortable finanzielle Ausgangslage auch das Interesse reduzieren, die Kapazitäten weiter zu erhöhen, «da man ja schon genug hat».
- Risiko: Die lokalen Gemeinwesen könnten nicht über ausreichend Investitionsmittel und eine eingeschränkte Risikofähigkeit verfügen, was zu einer tieferen Investitionstätigkeit führen könnte.
- Unklarer Effekt: Eigentumsverhältnisse ausserhalb des eigentlichen Kraftwerkperimeters (z.B. Netzanschluss) könnten Heimfall oder Neukonzessionierung beeinflussen.
- Unklarer Effekt (Risiko dürfte aber überwiegen): Der Heimfall bzw. Ankündigungen von Gemeinwesen, diesen auszuüben, kann je nach vorgesehener Vergütung zu negativen Auswirkungen auf das Investitionsverhalten der Konzessionäre gegen Ende der Laufzeiten führen. Demgegenüber besteht die Möglichkeit für Konzessionäre, die Folgen eines unentgeltlichen Heimfalls dahingehend zu minimieren, statt in unentgeltliche Erneuerungen in entgeltliche Erweiterungen und Modernisierungen zu investieren. Die Heimfallstrategien verstärken diesen Effekt tendenziell und würden wiederum zu einer höheren Versorgungssicherheit beitragen.
- Unklarer mittel- bis langfristiger Effekt: Durch den Klimawandel steigt die Bedeutung des Wassers in der Landwirtschaft für die Bewässerung. Es kann damit mittel- bis langfristig ein Konflikt für die Wasserverwendung entstehen, wenn das Wasser aus stromwirtschaftlichen Gründen in den Stauseen zurückbehalten wird, wenn es gleichzeitig am Unterlauf für die Bewässerung benötigt würde.

7 Synthese

Das Heimfallrecht führt dazu, dass bestehende Anlagen zu einem verhältnismässig tiefen Wert an die verfügbungsberechtigten Gemeinwesen heimfallen. Hieraus ergibt sich grundsätzlich ein Transfer von Werten weg von den bisherigen Konzessionären – dies war Konzedenten und Konzessionären von Beginn weg klar.

Die Heimfallstrategien gehen jedoch einen Schritt weiter, indem die Standortkantone und -gemeinden nicht bloss eine einmalige Heimfallverzichtsentschädigung anstreben, sondern das Konzessionsende als Instrument nutzen wollen, im Allgemeinen stärker an der Wertschöpfung im Strommarkt zu partizipieren, namentlich am Betrieb der Kraftwerke und der Vermarktung des Stroms.

Aus Sicht des Kantons Zürich als indirekter Konzessionär präsentieren sich die Vor- und Nachteile der Heimfallstrategien wie in **Tabelle 11** zusammengefasst.

Tabelle 11: Vor- und Nachteile der Heimfallstrategien aus Sicht Kanton Zürich

Thema	Einfluss auf Kanton Zürich
Versorgungssicherheit Schweiz und Kanton Zürich	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kurzfristig kein Einfluss da keine Möglichkeit, Strom nur lokal einzusetzen (Regelzone Schweiz) ▪ Langfristig Wirkung auf Zubau von Produktionskapazitäten unklar: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Durch erhöhte Beteiligung der Kantone und Gemeinden ggf. geringerer lokaler Widerstand gegen neue Projekte ▪ Insb. bei kleineren Gemeinwesen ggf. nicht ausreichende Finanzierungskapazitäten und geringes Interesse zum weiteren Ausbau
Preise für Endverbraucher im Kanton Zürich	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Etwaige Energiebezugsrechte der Axpo und Zürcher EVU werden hinfällig oder fallen geringer aus
Implikationen auf Axpo und Zürcher EVU	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wegfall von Produktionskapazitäten ▪ Entsprechend Rückgang des Produktionsparks Wasserkraft ▪ Reduktion des Bedarfs an Projekt- und Engineering-Knowhow für eigenen Kraftwerkspark, gleichzeitig neue Geschäftsmöglichkeit für Dienstleistungen in diesem Bereich bei neuen Betreiberinnen (z.B. in Graubünden Gründung und Führung eines lokalen Ingenieursunternehmens) ▪ Gewisses Potenzial, für die neuen Konzessionäre weiterhin die Vermarktung der Produktion zu übernehmen (z.B. gegen eine Gebühr vergleichbar mit Vermögensverwaltung einer Bank, oder Aufgeld für Verwertungsgesellschaft GR)

Quelle: Eigene Darstellung