



Amt für Raumentwicklung

Uffizi per il svilup dal territori

Ufficio per lo sviluppo del territorio

Kantonaler Richtplan Graubünden

Anpassung Kapitel Energie (KRIP-E)

Erläuternder Bericht

15. Mai 2025

Kontaktperson

Amt für Raumentwicklung GR
Jacques P. Feiner
Ringstrasse 10
7001 Chur
+41 81 257 23 37
jacques.feiner@are.gr.ch

Stand

15. Mai 2025

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| Grundlagen | 4 |
| Das Wichtigste in Kürze | 8 |
| 1 Einleitung | 9 |
| 1.1 Anlass | 9 |
| 1.2 Anforderungen an die kantonale Richtplanung im Bereich Energie | 9 |
| 1.3 Verfahren | 9 |
| 1.4 Ziel und Zweck des Berichts | 9 |
| 2 Projektorganisation | 10 |
| 2.1 Gesamtüberarbeitung Kapitel Energie | 10 |
| 2.2 Erarbeitung Grundlagen «Wasserkraft» und «Eignungsgebiete Windenergie» | 10 |
| 3 Erläuterungen zur Richtplananpassung | 11 |
| 3.1 Aufbau Richtplan Energie | 11 |
| 3.2 Kapitel «Energiestrategie und Klimaschutz» | 11 |
| 3.3 Kapitel «Wasserkraftanlagen» | 11 |
| 3.4 Kapitel «Windenergieanlagen» | 27 |
| 3.5 Kapitel «Solaranlagen» | 32 |
| 3.6 Kapitel «Weitere einheimische Energiequellen» | 33 |
| 3.7 Kapitel «Energietransport, -verteilung und -speicherung» | 33 |
| 4 Verfahren | 33 |
| 4.1 Vorprüfung Bund | 33 |
| 4.2 Öffentliche Auflage | 34 |
| 4.3 Beschluss | 34 |
| Anhang | 35 |
| Anhang I: Begründung Festsetzung Vorhaben «Chlus» (28.WK.04; 28.WK.08; 28.WK.09) | 35 |
| Anhang II: Begründung Festsetzung Staumauererhöhung Zervreila (29.WK.21) | 46 |
| Anhang III: Begründung Festsetzung Weiterbetrieb bestehender Wasserkraftwerke | 53 |

Grundlagen

Gesetze und Verordnungen Bund

- Bundesgesetz über die Raumplanung und (RPG; SR 700.0) und Raumplanungsverordnung (RPV; SR 700.1).
- Energiegesetz (EnG; SR 730.0) und -verordnung (EnV; SR 730.01).
- Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (GSchG; SR 814.20).
- Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451).
- Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG; SR 734.7).
- Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien
- Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV; SR 814.011).

Sachpläne und Konzepte Bund

- Bundesamt für Energie BFE und Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2023): Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL), Konzeptteil, 21.6.2023.
- Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2022): Konzept Windenergie. Basis zur Berücksichtigung der Bundesinteressen bei der Planung von Windenergieanlagen.
- Landschaftskonzept Schweiz BAFU (2020): Landschaft und Natur in den Politikbereichen des Bundes.

Grundlagen Bund

- Bundesamt für Energie BFE (2021): Analyse von Hemmnissen und Massnahmen zur Ausschöpfung des Holzenergiepotenzial. Schlussbericht.
- Bundesamt für Energie BFE (2021): Energiespeichertechnologien. Kurzübersicht 2021.
- Bundesamt für Energie BFE (2020): Energieperspektiven 2050+. Kurzbericht.
- Bundesamt für Energie: Energiestrategie 2050.
- Bundesamt für Energie BFE (2019): Künftige Rolle von Gas und Gasinfrastruktur in der Energieversorgung in der Schweiz.
- Bundesamt für Energie BFE (2019): Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
- Bundesamt für Raumentwicklung (2023): Richtplan Kanton Graubünden. Richtplananpassung im Bereich Energie (Kapitel 7.1). Vorprüfungsbericht. 20. Februar 2023.
- Bundesamt für Raumentwicklung (2024): Richtplan Kanton Graubünden. Richtplananpassung Windenergiegebiete. Vorprüfungsbericht. 21. Juni 2023.
- Bundesamt für Raumentwicklung ARE (2022): Umgang mit dem Klimawandel im kantonalen Richtplan. Arbeitshilfe und Ergänzung des Leitfadens Richtplanung. April 2022.

Gesetze und Verordnungen Kanton Graubünden

- Raumplanungsgesetz (KRG; BR 801.100) und -verordnung (KRVO; BR 801.110).
- Energiegesetz (BEG; BR 820.200) und -verordnung (BEV; BR 820.210).
- Wasserrechtsgesetz (BWRG; BR 810.100) und Verordnung zum Wasserrechtsgesetz (BWRV; BR 810.110).

Grundlagen Kanton Graubünden

- Amt für Energie und Verkehr AEV / Amt für Raumentwicklung ARE (2023): Ermittlung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung im Kanton Graubünden (Umsetzung Art. 6/8b Raumplanungsgesetz und Art. 10 Energiegesetz). Verfasst von georegio ag im Auftrag von AEV und ARE. Erläuterungsbericht mit folgenden Beilagen. Aktualisiert im Dezember 2024.
 - Beilage 1: Übersichtskarte mittlere Windgeschwindigkeit (Windatlas Schweiz, 150 m. ü. G.)
 - Beilage 2: Übersichtsplan Schutzkriterien
 - Beilage 3: Übersichtsplan Eignungsgebiete
 - Beilage 4: Steckbriefe Eignungsgebiete

- Amt für Energie und Verkehr AEV / Amt für Raumentwicklung ARE (2022): Gewässerstrecken Wasserkraftnutzung. Anpassung kantonaler Richtplan im Bereich Energie (Umsetzung Art. 6/8b Raumplanungsgesetz und Art. 10 Energiegesetz). Grundlagen-Berichte und Anhänge. Verfasst von ecowert GmbH im Auftrag von AEV und ARE. Aktualisiert im Oktober 2024.
 - Grundlagen-Bericht, Teil 1: Methode
 - Grundlagen-Bericht, Teil 2: Region Engiadina Bassa/Val Müstair
 - Grundlagen-Bericht, Teil 3: Region Mittelbünden
 - Grundlagen-Bericht, Teil 4: Region Surselva
 - Grundlagen-Bericht, Teil 5: Region Nordbünden/Prättigau
 - Grundlagen-Bericht, Teil 6: Region Maloja/Bernina/Moesa
- Amt für Energie und Verkehr AEV (2024): Energiemonitoring 2019–2022 und Energiekonzept. Berichterstattung über die Zielerreichung gemäss Bündner Energiegesetz (BEG)
- Amt für Energie und Verkehr AEV (2018): Energiekonzept Bericht 2018.
- Amt für Energie und Verkehr AEV, Amt für Natur und Umwelt ANU, Amt für Raumentwicklung ARE und Amt für Umwelt und Energie Kanton SG (2016): Potenzialstudie hydrothermale Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee. Kurzfassung.
- Amt für Energie und Verkehr AEV / Amt für Wirtschaft und Tourismus AWT (2016): Arbeitsplätze für die Regionen Graubünden. Studie zur wirtschaftlichen Bedeutung energetischer Gebäudesanierungen im Kanton Graubünden. Schlussbericht.
- Amt für Energie und Verkehr AEV (2011): Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft. Potenzialstudie.
- Amt für Natur und Umwelt ANU (2021): Aktionsplan Green Deal für Graubünden. Massnahmen zu Klimaschutz und Klimaanpassung. Situationsanalyse und Massnahmenplanung.
- Amt für Natur und Umwelt ANU (2015): Klimawandel Graubünden. Arbeitspapiere 1-5.
- Amt für Raumentwicklung ARE (2021): Leitfaden für Solaranlagen. Verfahren und Gestaltungsempfehlungen.
- Amt für Raumentwicklung ARE (2014): Potenzialabschätzung Solarstrom Graubünden.
- Amt für Wald und Naturgefahren AWN, Amt für Energie und Verkehr AEV und Amt für Natur und Umwelt ANU (2015): Energieholzpotenzial Kanton GR.
- Regierung des Kantons Graubünden (2021): Wasserkraftstrategie des Kantons Graubünden 2022-2050. Botschaft der Regierung an den Grossen Rat.
- Regierung des Kantons Graubünden (2012): Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden. Botschaft der Regierung an den Grossen Rat.

Grundlagen Wasserkraftwerke

- Weiterbetrieb Wasserkraftwerke nach Konzessionsende (Grundlagen Weiterbetrieb Nr. 1-14):
 - Bericht Nr. 1: Weiterbetrieb der Kraftwerke Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
 - Bericht Nr. 2: Weiterbetrieb Kraftwerk Filisur nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
 - Bericht Nr. 3: Weiterbetrieb Kraftwerke Ova Spin und Pradella (Engadiner Kraftwerke AG) nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
 - Bericht Nr. 4: Weiterbetrieb Kraftwerk Pintrun nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
 - Bericht Nr. 5: Weiterbetrieb Kraftwerk Reichenau nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
 - Bericht Nr. 6: Weiterbetrieb der Kraftwerke Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
 - Bericht Nr. 7: Weiterbetrieb Kraftwerk Sassello (Calancasca AG) nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo AG, Baden, 30. April 2024.

- Bericht Nr. 8: Weiterbetrieb Kraftwerke Lostallo und Grono nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Bericht Nr. 9: Weiterbetrieb Kraftwerke Isola, Valbella und Soazza nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Bericht Nr. 10: Weiterbetrieb Kraftwerk Piani di Verdabbio nach Beendigung des ehehaften Rechts aufgrund behördlicher Befristung, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Bericht Nr. 11: Weiterbetrieb der Kraftwerke der Kraftwerke Zervreila AG nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Bericht Nr. 12: Weiterbetrieb Kraftwerke Sedrun und Tavanasa nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Bericht Nr. 13: Weiterbetrieb Kraftwerk Mutteins nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Bericht Nr. 14: Weiterbetrieb der Kraftwerke der Kraftwerke Hinterrhein AG nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024.
- Ausleitkraftwerk Tiefencastel Plus (20.WK.11):
 - Konzessionsgenehmigung «Wasserkraftwerk Tiefencastel Plus» vom 28. Februar 2012
 - Genehmigung Gesuch um Fristverlängerung für die Bau- und Realisierungsfristen gemäss Konzessionsvertrag mit der Gemeinde Albula/Alvra für das Projekt Tiefencastel Plus
- Kraftwerke Bergün Filisur/Albula plus, NABE (20.WK.14):
 - Projekt Albula plus, Kraftwerksstufe Naz-Bergün (NABE) oder Maliera-Islas, Konzessionsprojekt, technischer Bericht, 31.10.2008, inklusive Anhang A und B
- Kraftwerk Fideris (28.WK.06):
 - Konzession Gemeinde Fideris 22. Januar 2015 (Konzessionsgenehmigung Projekt «Kraftwerk Fideris» in Aussicht, Frühjahr 2023)
 - Gemeinde Fideris und SN Energie AG: KW Fideris Umweltverträglichkeitsbericht 1. Stufe, Hauptuntersuchung (Ergänzungen im Rahmen der Schutz- und Nutzungsplanung), EBP Schweiz AG, Zürich, 17. Mai 2019
 - SN Energie AG, St. Gallen, 10 Mai 2019: Neubau Kraftwerk Fideris, Konzessionsprojekt, Variante SNP, Technischer Bericht,
- Kraftwerk Glaris (28 WK.07):
 - Genehmigung Neukonzessionierung Wasserkraftwerke Davos: Weiterbetrieb und Ausbau Kraftwerke Glaris und Frauenkirch, Neubau Kraftwerk Flüelabach vom 22 Dezember 2015
- Laufwasserkraftwerk Val Chamuera (25.WK.08):
 - Repower AG, KW Chamuera, Bericht zur UVB 1. Stufe Umweltverträglichkeit, 30. November 2014
 - Repower AG, KW Chamuera, Hydrologie-Bericht, Projekt-Phase Konzessionsprojekt, 29. September 2014
 - Repower AG, KW Chamuera, Konzessionsprojekt, Erneuerung der Kraftwerkanlage Chamuera, diverse Pläne, 25. September 2014
 - Repower AG, KW Chamuera, Konzessionsprojekt, Technischer Bericht, August 2014
 - Büro für Technische Geologie AG, KW Chamuera, Geologische Grundlagen, Geologisch-geotechnischer Bericht, 30. November 2012
 - Büro für Technische Geologie AG, KW Chamuera, Situation mit vereinfachter geologischer Karte 1:5'000, 30. November 2012
 - Regierungsbeschluss vom 26. August 2010, Prot. Nr. 768/2010, Konzessionsprojekt «Kraftwerk Chamuera», Genehmigung des Pflichtenheftes zum Umweltverträglichkeitsbericht 1. Stufe
 - Dr. M. Kober + Partner AG, Objekt KW Chamuera, Detailobjekt: Grundwasserverhältnisse, Aktennotiz vom 25. Mai 2009

- Staumauererhöhung Zervreila (29.WK.21):
 - Projekt Zervreila+, Erhöhung Staumauer, UVP-Voruntersuchung und Pflichtenheft, ARW-Ingenieur- und Beratungsbüro GmbH, Chur, 26. Mai 2022
 - Alpiq und Kraftwerke Zervreila AG, Cazis, August 2022: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Staumauererhöhung Zervreila
- Überleitung Lugnez (Vrin) (29.WK.16):
 - Kraftwerke Zervreila AG, 15. Oktober 2010: Konzessionsprojekt Überleitung Lugnez, technischer Bericht
 - Kraftwerke Zervreila AG, 5. Juni 2012: Konzessionsprojekt Überleitung Lugnez. Bericht zur Umweltverträglichkeit. Hauptuntersuchung 1. Stufe Konzessionsprojekt.
- Projekt Chlus: KW Trimmis (28.WK.04), Schranggabach (28.WK.08), Arieschbach (28.WK.09),
 - Repower AG, Projekt Chlus, UVB 1. Stufe, Hauptuntersuchung vom 24. April 2015
 - Konzessionsgenehmigungsgesuch (mit Beilagen) der Repower AG, zusammen mit den Gemeinden Küblis, Luzein, Fideris, Jenaz, Furna und Schiers vom 24. April 2015
 - Repower AG: Wasserkraftprojekt Chlus auf einen Blick (Faktenblatt), April 2015
 - Repower AG: Faktenblatt Projekt Chlus – Umwelt, April 2015

Das Wichtigste in Kürze

Das Kapitel Energie des kantonalen Richtplans wurde im Jahr 2003 vom Bundesrat genehmigt. Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen seither umfassend verändert haben, hat der Kanton eine ganzheitliche Überarbeitung des Kapitels Energie vorgenommen. Der vorliegende Bericht fasst die wesentlichen Inhalte des Richtplans Energie zusammen und enthält ergänzende Informationen zur Vorgehensweise (Projektorganisation; Grundlagenerarbeitung; Kriterien) und zu den Verfahren.

Kapitel **7.1.1 «Energiesstrategie und Klimaschutz»** umfasst übergeordnete Ziele und Strategien hinsichtlich Energienutzung, -produktion und -transport. Das Kapitel enthält zudem die Produktionsziele für die Stromproduktion aus Wasserkraft, Windenergie sowie Windenergie. Es bildet das konzeptionelle Fundament für die nachfolgenden Kapitel.

Das Kapitel **7.1.2 «Wasserkraftanlagen»** befasst sich mit der Weiterentwicklung der Wasserkraftnutzung im Kanton Graubünden. Es enthält Ziele, Leitsätze und Handlungsanweisungen in Bezug auf die angestrebte nachhaltige Nutzung der Wasserkraft. Im Rahmen der Richtplananpassung werden insgesamt **33 Wasserkraftvorhaben** festgelegt. Darunter acht Vorhaben, welche mit Blick auf die wesentlichen räumlichen Auswirkungen bereits abgestimmt sind und in den Koordinationsstand «Festsetzung» aufgenommen werden können. Als «Festsetzung» gesichert wird auch der Weiterbetrieb von **31 bestehenden Wasserkraftanlagen**, bei denen die Konzession bis 2050 endet. Nebst den Anlagen werden auch die für die Wasserkraftnutzung **geeigneten Gewässerstrecken** sowie Gewässerstrecken, welche von der Wasserkraftnutzung freizuhalten sind, richtplanerisch gesichert. Der vorliegende Bericht enthält weitere Informationen betreffend Vorgehen zur Überprüfung einzelner Gewässerstrecken und zum Zusammenspiel zwischen Wasserkraftvorhaben und den festgelegten Gewässerstrecken.

Beim Kapitel **7.1.3 «Windenergieanlagen»** handelt es sich um eine Anpassung des bisherigen Richtplankapitels an die veränderten Vorgaben des Konzepts Windenergie des Bundes. Die allgemeinen Planungsgrundsätze und Handlungsanweisungen für die Nutzung der Windenergie entsprechen teilweise den bisherigen Festlegungen. Wichtige Vorgaben bilden weiterhin die anzustrebende räumliche Konzentration der Windenergienutzung auf wenige geeignete Standorte. Eine wesentliche Änderung besteht darin, dass gestützt auf Art. 10 EnG und Art. 6 und Art. 8b RPG anstelle der bisherigen «Negativplanung» eine «Positivplanung» für das gesamte Kantonsgebiet erfolgt. Es werden **16 Eignungsgebiete** für die Windenergienutzung im Richtplan festgelegt. Im vorliegenden Bericht wird das Vorgehen zur Ausscheidung dieser Windenergiegebiete erläutert.

Im Kapitel **7.1.4 «Solaranlagen»** werden die aus raumplanerischer Sicht wichtigen Leitplanken für die Entwicklung der Solarenergie definiert. Die Inhalte sind auf die vom Bund erlassenen dringlichen Massnahmen zur Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung abgestimmt. Noch nicht umgesetzt ist der neue Auftrag gemäss Art. 12 Abs. 2 EnG, welcher die Kantone verpflichtet, geeignete Gebiete für Solaranlagen von nationalem Interesse im Richtplan festzulegen. Die Festlegung dieser Gebiete im kantonalen Richtplan wird im Rahmen einer separaten Richtplananpassung erfolgen.

Das Kapitel **7.1.5 «weitere einheimische Energiequellen»** befasst sich mit der Nutzung und den Potenzialen der weiteren, für die Erreichung der Energie- und Klimaziele wichtigen Energiequellen Biomasse (u.a. Holz), Erd- und Umgebungswärme sowie Abwärme. Die drei Abwärme produzierenden Industriegrossanlagen im Bündner Rheintal (KVA Trimmis, Zementwerk Untervaz, Holzkraftwerk Domat/Ems) werden aufgrund der grossen Abwärmepotenziale in die Objektliste aufgenommen.

Das Kapitel **7.1.6 «Energietransport, -verteilung und -speicherung»** ersetzt das Kapitel «elektrische Übertragungsleitungen» und befasst sich mit dem Energietransport vom Produktionsstandort bis zum Endverbraucher sowie in Ansätzen mit den Möglichkeiten zur Energiespeicherung.

1 Einleitung

1.1 Anlass

Das Kapitel Energie des kantonalen Richtplans wurde im Jahr 2003 vom Bundesrat genehmigt. Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen seither umfassend verändert haben, hat sich der Kanton für eine ganzheitliche Überarbeitung des Kapitels Energie entschieden.

Während der Erarbeitung des Richtplankapitels ergaben sich teilweise bedeutsame Änderungen der Bundesgesetzgebung im Bereich Energie- und Stromversorgung. Die bis zum Beschluss des Richtplans in Rechtskraft erwachsenen Gesetzesrevisionen sind berücksichtigt.

1.2 Anforderungen an die kantonale Richtplanung im Bereich Energie

Es ist eines der Ziele der Raumplanung, eine ausreichende Versorgungsbasis des Landes sicherzustellen (Art. 1 Abs. 2 Bst. d RPG). Dazu gehört auch die Versorgung mit Energie. Der Raumplanung kommt dabei die wichtige Aufgabe zu, die Energie- und Klimaschutzstrategien räumlich umzusetzen und mit anderen Interessen abzustimmen. Eine räumliche Abstimmung ist insbesondere bei Grossvorhaben der Wasser-, Wind- und Solarenergie erforderlich (Art. 10 ff EnG; Art. 8b RPG). Solche Vorhaben bedürfen aufgrund ihrer gewichtigen Auswirkungen auf Raum und Umwelt einer Grundlage im Richtplan (Art. 8 Abs. 2 RPG).

Die Kantone haben gemäss der revidierten Energie- und Raumplanungsgesetzgebung:

- Grundlagen zu erarbeiten, in denen sie feststellen, welche Gebiete sich für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien eignen (Art. 6 Abs. 2^{bis} RPG);
- die für die Nutzung der Wasser- und Windkraft geeigneten Gebiete und Gewässerstrecken sowie die für Solaranlagen von nationalem Interesse nach Artikel 12 Absatz 2 geeigneten Gebiete im Richtplan festzulegen (Art. 10 Abs. 1 EnG).

1.3 Verfahren

Das Verfahren für die Anpassung des kantonalen Richtplans richtet sich nach Art. 14 KRG und Art. 7 KRVO. Die Genehmigung des kantonalen Richtplans erfolgt gestützt auf Art. 11 RPV durch den Bundesrat oder das eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).

Auf eine gleichzeitige Anpassung der regionalen Richtpläne kann verzichtet werden.

1.4 Ziel und Zweck des Berichts

Der vorliegende erläuternde Bericht dient der Erörterung und Vertiefung der behördenverbindlichen Richtplaninhalte und enthält ergänzende Informationen zu den Grundlagen, dem Vorgehen und den Verfahren.

2 Projektorganisation

2.1 Gesamtüberarbeitung Kapitel Energie

Das kantonale Amt für Raumentwicklung (ARE) nahm die Federführung für die Gesamtüberarbeitung des Richtplans Energie wahr. Die Co-Leitung oblag dem kantonalen Amt für Energie und Verkehr (AEV). Zwecks Prüfung und Konsolidierung des Richtplanentwurfs wurden folgende Gremien und Fachpersonen in den Erarbeitungsprozess eingebunden (siehe Abb. 1):

- Ein Begleitausschuss aus Vertretern weiterer kantonomer Amtsstellen (Amt für Landwirtschaft und Geoinformation ALG; Amt für Natur und Umwelt ANU; Amt für Wald und Naturgefahren AWN).
- Externe Fachpersonen aus dem Energie- und Umweltbereich.
- Ein Steuerungsausschuss bestehend aus den Amtsleitern von ARE und AEV.

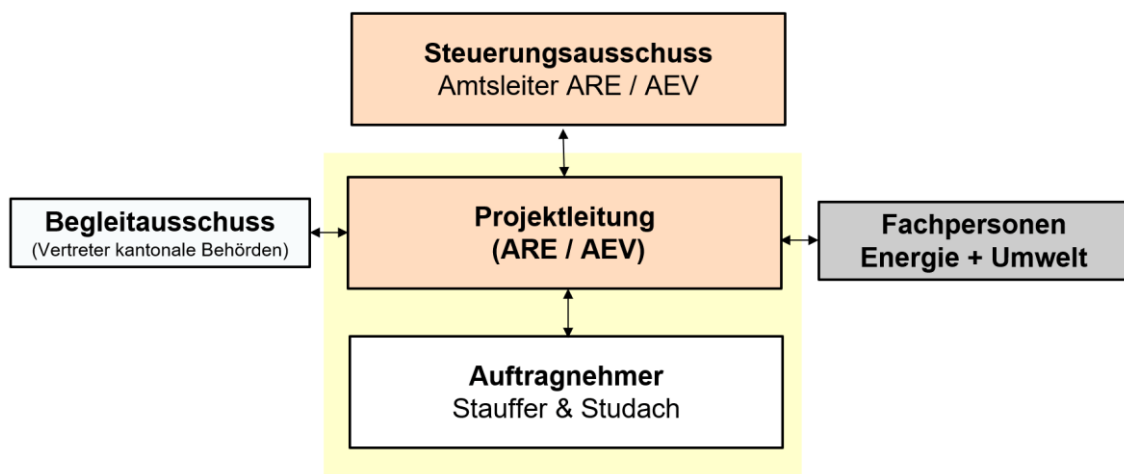


Abb. 1: Projektorganisation für die Gesamtüberarbeitung des Kapitels Energie.

2.2 Erarbeitung Grundlagen «Wasserkraft» und «Eignungsgebiete Windenergie»

Die dem Richtplan vorgelagerte Grundlagenarbeit in den Bereichen Wasserkraft und Windenergie erfolgte in eigenen Begleit- und Projektgruppen (siehe Kap. 3.3.6 sowie Kap. 3.4.2).

3 Erläuterungen zur Richtplananpassung

3.1 Aufbau Richtplan Energie

Das Kapitel Energie wird neu wie folgt strukturiert:

| bisher | neu |
|---|--|
| 7.1 Übersicht | 7.1 Energie |
| 7.2 Energie | 7.1.1 Energiestrategie und Klimaschutz |
| 7.2.1 Energieversorgung mit kleineren Anlagen | 7.1.2 Wasserkraftanlagen |
| 7.2.2 Stromproduktion in grösseren Anlagen | 7.1.3 Windenergieanlagen |
| 7.2.3 Elektrische Übertragungsleitungen | 7.1.4 Solaranlagen |
| 7.2.4 Windenergieanlagen | 7.1.5 Weitere heimische Energiequellen |
| | 7.1.6 Energietransport, -verteilung und -speicherung |

3.2 Kapitel «Energiestrategie und Klimaschutz»

Das Kapitel «Energiestrategie und Klimaschutz» bildet den konzeptionellen Überbau über die im Richtplan erwähnten Energiethemen. Es umfasst Ziele, Leitsätze und Handlungsanweisungen zum energetischen Sparpotenzial, zum Ausbau von erneuerbaren Energien oder zur Versorgungssicherheit. Es enthält zudem Produktionsziele für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Diese Produktionsziele orientieren sich an den Zielen gemäss Art. 2 EnG und sind als Richtwerte zu verstehen. Auf eine Festlegung verbindlicher Produktionsziele im Richtplan wurde daher verzichtet. Aus denselben Überlegungen wurde von der Festlegung verbindlicher Spar- oder Effizienzzielen abgesehen.

Der Klimaschutz ist zum einen in den Planungsgrundsätzen und Handlungsanweisungen verankert. Zum anderen leistet der Richtplan mit der Festlegung von Gebieten für die Produktion von erneuerbarer Energie eine wichtige planerische Aufgabe für das Erreichen der klimapolitischen Ziele. Andere Klimaschutz-Themen wie zum Beispiel die Elektrifizierung des Strassenverkehrs oder die Verbesserung der Klimafreundlichkeit industrieller Prozesse können im Gegensatz dazu nur sehr begrenzt über die Richt- bzw. Raumplanung gelenkt werden. Bei diesen Themen steht die Umsetzung mithilfe von gesetzlichen Instrumenten (Steuern, Anreize, Abgaben) im Vordergrund.

3.3 Kapitel «Wasserkraftanlagen»

3.3.1 Allgemeines

Das Kapitel «Wasserkraftanlagen» befasst sich mit der Weiterentwicklung der Wasserkraftnutzung im Kanton Graubünden. Es enthält Ziele, Leitsätze und Handlungsanweisungen in Bezug auf die angestrebte nachhaltige Nutzung der Wasserkraft. Richtplanerisch festgelegt werden:

- **bestehende Wasserkraftanlagen** mit bis 2050 auslaufender Konzession, bei denen der Betrieb über das Konzessionsende hinaus richtplanerisch gesichert werden soll (siehe Kap. 3.3.2);
- **geplante Wasserkraftvorhaben**, welche aufgrund ihrer zu erwartenden räumlichen Auswirkungen einer Grundlage im Richtplan bedürfen (siehe Kap. 3.3.3 sowie Kap. 3.3.4) und
- die für die Nutzung der Wasserkraft geeigneten **Gewässerstrecken** sowie der Gewässerstrecken, welche von der Wasserkraftnutzung freizuhalten sind (siehe Kap. 3.3.6).

3.3.2 Weiterbetrieb bestehender Wasserkraftanlagen nach Konzessionsende

Bei der Weiterentwicklung der Wasserkraftnutzung hat die Sicherung der bestehenden Wasserkraftanlagen oberste Priorität (siehe Kapitel 7.1.2; erster Leitsatz). Dieser Planungsgrundsatz ist Teil der Energiestrategie von Bund und Kanton und wird auch von den Kraftwerksgesellschaften und Umweltverbänden mitgetragen. Die Richtplanung beschränkt sich auf einen zeitlichen Horizont von ca. 25 Jahren. Aus diesem Grund wird für den Weiterbetrieb von 31 bestehenden Wasserkraftanlagen, deren Konzession bis spätestens im Jahr 2050 ausläuft, der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt. Wasserkraftanlagen mit einer über das Jahr 2050 hinausgehenden Konzession werden als «Ausgangslage» festgelegt. Ihr Weiterbetrieb ist nicht Gegenstand der Richtplananpassung.

Gemäss Art. 8 Abs. 2 des Raumplanungsgesetzes (RPG) bedürfen Vorhaben mit gewichtigen Auswirkungen auf Raum und Umwelt einer Grundlage im Richtplan. Im Rahmen von Voruntersuchungen der Umweltauswirkungen gemäss Art. 8 UVPV wurde geprüft, ob sich aus dem Weiterbetrieb der Anlagen grundsätzliche Konflikte mit den Interessen des Natur- und Landschaftsschutzes oder weiteren raumwirksamen Tätigkeiten von Bund und Kanton ergeben. Da die Untersuchungen weder umweltrechtliche Ausschlussgründe noch weitere unlösbare Konflikte zutage förderten und die Standortgebundenheit bei bestehenden Anlagen gegeben ist, kann der Weiterbetrieb der insgesamt 31 Anlagen gesichert werden (siehe Tab. 1; für Zusammenfassungen der Grundlagenberichte siehe Anhang III).

| Einzugsgebiet | Weiterbetrieb Kraftwerkanlagen (Festsetzung) | | Grundlage |
|----------------------|---|-----------------------------------|------------------|
| Hinterrhein | - KW Tinizong (20.WK.02) | - KW Tiefencastel West (20.WK.05) | Bericht Nr. 1 |
| | - KW Tiefencastel Ost (20.WK.04) | | |
| | - KW Filisur (20.WK.06) | | Bericht Nr. 2 |
| Inn | - KW Ova Spin (22.WK.01) | - KW Pradella (22.WK.04) | Bericht Nr. 3 |
| Vorderrhein | - KW Pintrun (23.WK.01) | | Bericht Nr. 4 |
| Alpenrhein | - KW Reichenau (23.WK.02) | | Bericht Nr. 5 |
| Maira (Bregaglia) | - CE Bondo (25.WK.01) | - CE Löbbia (25.WK.03) | Bericht Nr. 6 |
| | - CE Castasegna (25.WK.02) | - KW Lizun (25.WK.04) | |
| Moesa | - CE Sassello (26.WK.01) | | Bericht Nr. 7 |
| | - CE Grono (26.WK.02) | - CE Lostallo (26.WK.03) | Bericht Nr. 8 |
| | - CE Soazza (26.WK.04) | - CE Spina (Valbella) (26.WK.06) | Bericht Nr. 9 |
| | - CE Spina (Isola) (26.WK.05) | | |
| | - CE Piani di Verdabbio (26.WK.10) | | Bericht Nr. 10 |
| Vorderrhein | - KW Zervreila (29.WK.01) | - KW Safien Platz (29.WK.03) | Bericht Nr. 11 |
| | - KW Sedrun (29.WK.02) | - KW Tavanasa (29.WK.07) | Bericht Nr. 12 |
| | - KW Mutteins (29.WK.09) | | Bericht Nr. 13 |
| Hinterrhein | - KW Ferrera I (30.WK.02) | - KW Thusis (30.WK.04) | Bericht Nr. 14 |
| | - KW Ferrera II (30.WK.01) | - KW Sils i.D. (30.WK.05) | |
| | - KW Bärenburg (30.WK.03) | | |
| | - KW Rabiusa Realta (30.WK.07) | - KW Rothenbrunnen (30.WK.08) | Bericht Nr. 11 |

Tab. 1: Bestehende Wasserkraftanlagen mit festgelegtem Weiterbetrieb (Koordinationsstand «Festsetzung»).

3.3.3 Überprüfung der im Richtplan bereits enthaltenen Wasserkraftvorhaben

Wasserkraftvorhaben mit einer installierten Leistung > 3 MW (UVP-pflichtig gemäss Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung UVPV; SR 814.011) bedürfen einer Grundlage im Richtplan. Diese Vorgabe betrifft Neubauten sowie Ausbauten von Wasserkraftanlagen.¹

Im kantonalen Richtplan waren bisher 15 Wasserkraftvorhaben enthalten (Objektlisten «Stromproduktion in grösseren Anlagen» sowie «Optionen freihalten»²). Zwei dieser Vorhaben wurden zwischenzeitlich realisiert und werden nun als «Ausgangslagen» geführt. Drei Vorhaben wurden aus dem Richtplan gestrichen. Bei zwei Vorhaben konnte gestützt auf zwischenzeitlich erarbeitete Projektgrundlagen eine Aufstufung des Koordinationsstands vorgenommen werden (siehe Tab. 2).

Vorhaben, die im Richtplan verbleiben, wurden in die Objektliste «Wasserkraftvorhaben» überführt.

| Objekt | Koordinationsstand bisher | Koordinationsstand neu |
|---|---------------------------|--|
| Martina – Prutz | Festsetzung | Ausgangslage |
| Val Giuv | Vororientierung | Streichung (installierte Leistung <3 MW) |
| Lago Bianco | Festsetzung | Festsetzung |
| Küblis-Landquart, Nutzung Landquart; entspricht Projekt «Chlus» | Optionen freihalten | Festsetzung (Vorhaben Art. 9a Abs. 3 lit. a StromVG) |
| Überleitung Lugnez | Vororientierung | Zwischenergebnis |
| Ems-Mastrils | Vororientierung | Vororientierung |
| Runcahez | Vororientierung | Vororientierung |
| Val Bercla (Mulegns), zusätzlicher Stauraum | Optionen freihalten | Vororientierung |
| Val Faller / Val Gronda | Optionen freihalten | Vororientierung |
| Curciosa, spazio aggiuntivo | Optionen freihalten | Vororientierung |
| Langwies / Litzirüti-Molinis | Optionen freihalten | Vororientierung |
| Lampertschalp | Optionen freihalten | Vororientierung |
| Corina | Vororientierung | Streichung |
| Val Bella | Vororientierung | Streichung |
| Val Gliems | Optionen freihalten | Streichung |

Tab. 2: Änderungen des Koordinationsstands bei Wasserkraftvorhaben, die bereits im Richtplan enthalten waren.

¹ Im Rahmen der parlamentarischen Beratung des Beschleunigungserlasses diskutieren die eidgenössischen Räte eine Änderung des Raumplanungsgesetzes, gemäss welcher Wasserkraftwerke erst ab einer installierten Leistung von 10 MW einer Grundlage im Richtplan nach Art. 8 Abs. 2 bedürfen (Art. 18b Abs. 1 RPG; Stand nach Frühjahrssession 2025). Sollte diese Gesetzesänderung bzw. der Beschleunigungserlass in Kraft treten, dann ist der massgebliche Schwellenwert für die Richtplanpflicht von derzeit 3 MW auf 10 MW anzupassen. Diese Anpassung erfolgt formlos bzw. ohne Verfahren, da es sich lediglich um eine Angleichung der Richtplanung an die massgebende Bundesgesetzgebung handelt.

² Das Kapitel 9.1 «Optionen freihalten» wurde aus dem kantonalen Richtplan 2000 übernommen und bezweckt eine langfristige Sicherung eines bestimmten Raumes zugunsten von verschiedenen Nutzungs- oder Schutzansprüchen, die heute noch nicht entschieden sind. In der Objektliste waren langfristige, visionäre oder umstrittene Vorhaben enthalten. Diese provisorische Raumsicherung wird aus heutiger Sicht als nicht mehr zweckmässig erachtet. Deshalb wird das Kapitel «Optionen freihalten» aufgehoben und aus dem Richtplan entlassen.

3.3.4 Aufnahme neuer Wasserkraftvorhaben in den Richtplan

In den vergangenen Jahren haben Kraftwerksgesellschaften Ideen für die Wasserkraftnutzung entwickelt, für deren Umsetzung es ebenfalls einer richtplanerischen Grundlage bedarf. Diese Ideen und Vorhaben wurden dem Kanton zu Händen der Richtplananpassung gemeldet. Der Kanton hat eine Auslegeordnung über die neu gemeldeten Ideen vorgenommen, das energiewirtschaftliche Potenzial beurteilt und mit Kraftwerksgesellschaften und Umweltverbänden im Rahmen mehrerer Gesprächsrunden diskutiert. Die Ergebnisse sind in den revidierten Richtplan eingeflossen. Infolge der Annahme des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurde die Liste der Wasserkraftvorhaben nochmals überprüft und angepasst.

Im revidierten kantonalen Richtplan sind **33 Wasserkraftvorhaben** festgelegt. Bei den Vorhaben handelt es sich um Stauraumerhöhungen (5 Vorhaben), die Nutzung neuer Stauräume (5 Vorhaben), Ausbauten und Erweiterungen bestehender Anlagen sowie Laufwasserkraftwerke (15 Vorhaben) sowie Neubauten von Ausleitkraftwerken (8 Vorhaben; siehe Tab. 3).

Speicherwasserkraftwerke nach Anhang 2 des Stromversorgungsgesetzes sowie das Wasserkraftwerk Chlus sind gemäss dem neu aufgenommenen Art. 9a Abs. 3 lit. a StromVG nur planungspflichtig, wenn eine Anlage an einem neuen Standort vorgesehen ist, wobei sich die Planungspflicht auf die Durchführung eines Richtplanverfahrens nach Art. 8 Abs. 2 RPG beschränkt. Als Folge dieser Bestimmung werden folgende Vorhaben im Richtplan nur noch hinweisend aufgeführt:

- Vorhaben Curnera-Nalps (Gemeinde Tujetsch): Erhöhung der Staumauer des Lai di Curnera und Erhöhung der Staumauer des Lai da Nalps
- Vorhaben Lai da Marmorera (Gemeinde Surses): Erhöhung der Staumauer des Lai da Marmorera, Anpassung der Julier-Passstrasse

Das Vorhaben Wasserkraftwerk Chlus (KW Arieschbach, KW Trimmis, KW Schranggabach) verbleibt weiterhin als «Festsetzung» im Richtplan (siehe Begründung der Festsetzung im Anhang I).

| Art des Vorhabens | Vorhaben Art. 9a StromVG (ohne Planungspflicht) | Richtplaninhalte | | |
|---|--|--|---|---|
| | | Festsetzung | Zwischenergebnis | Vororientierung |
| Stauraumerweiterung | <ul style="list-style-type: none"> - Lai da Nalps - Lai di Curnera - Lai da Marmorera | <ul style="list-style-type: none"> - Zervreila - Lago Bianco | | <ul style="list-style-type: none"> - Albigna - Runcahez - Sta. Maria |
| zusätzlicher Stauraum | | | | <ul style="list-style-type: none"> - Lampertschalp - Rheinwald - Val Bercla - Val Curciosa - Val Faller |
| Ausbau / Erweiterung bestehender Anlage sowie Laufwasserkraftwerk | | <ul style="list-style-type: none"> - KW Glaris - KW Fideris | <ul style="list-style-type: none"> - Bergün Filisur / Albula plus NABE - Überleitung Lugnez - Val Chamuera | <ul style="list-style-type: none"> - Aua da Mila - Ava da Tuors - Branca - Bondea (Bondo-Castasegna) - Ferrera II - Schraubach - Stampa-Bondo - Überleitung Forno-Albigna |

| | | |
|------------------|---|---|
| | | <ul style="list-style-type: none"> - Val Duina - Val Plavna |
| Ausleitkraftwerk | <ul style="list-style-type: none"> - KW Tiefencastel + Projekt Chlus: - KW Arieschbach - KW Trimmis - KW Schranggabach | <ul style="list-style-type: none"> - Ems-Mastrils - Ilanz-Bonaduz - KW Pradapunt Litzirüti-Molinis - Rothenbrunnen-Ems |

Tab. 3: Im Richtplan festgelegte Wasserkraftvorhaben sowie Vorhaben gemäss Art. 9a StromVG (schwarz: bisherige Vorhaben; blau: neue Vorhaben).

Das Vorhaben «Staumauererhöhung Zervreila» wurde gestützt auf die erbrachten Nachweise (siehe Anhang II) im Koordinationsstand «Festsetzung» festgelegt. Bei den Vorhaben «KW Tiefencastel Plus», «KW Glaris» sowie «KW Fideris» wurde die Konzessionsgenehmigung bereits erteilt, weshalb diese ebenfalls als «Festsetzungen» aufgenommen werden.

Die Vorhaben Bergün Filisur/Albula plus (Kraftwerksstufe Naz-Bergün NABE) sowie Überleitung Lugnez können aufgrund noch nicht gelöster Konflikte erst im Koordinationsstand «Zwischenergebnis» festgelegt werden. Das erste Vorhaben sieht die Erweiterung einer bestehenden Anlage mit Kopfspeicher vor. Das Konzessionsprojekt wurde im Jahr 2008 vorgelegt (siehe Grundlagen), wurde jedoch infolge eines negativen Entscheids der Gemeinde im Jahr 2009 zurückgestellt. Das zweite Vorhaben sieht eine Überleitung aus dem Lugnez (Vrin) zum KW Zervreila vor. Konzessionsprojekt (2010) und Umweltbericht (2012) liegen vor (siehe Grundlagen). Aufgrund noch fehlender Grundlagen verbleibt dieses Vorhaben im Koordinationsstand «Zwischenergebnis». Weitere Vorhaben und Ideen, die bisher nicht vertieft abgeklärt wurden, sind dem Koordinationsstand «Vororientierung» zugewiesen.

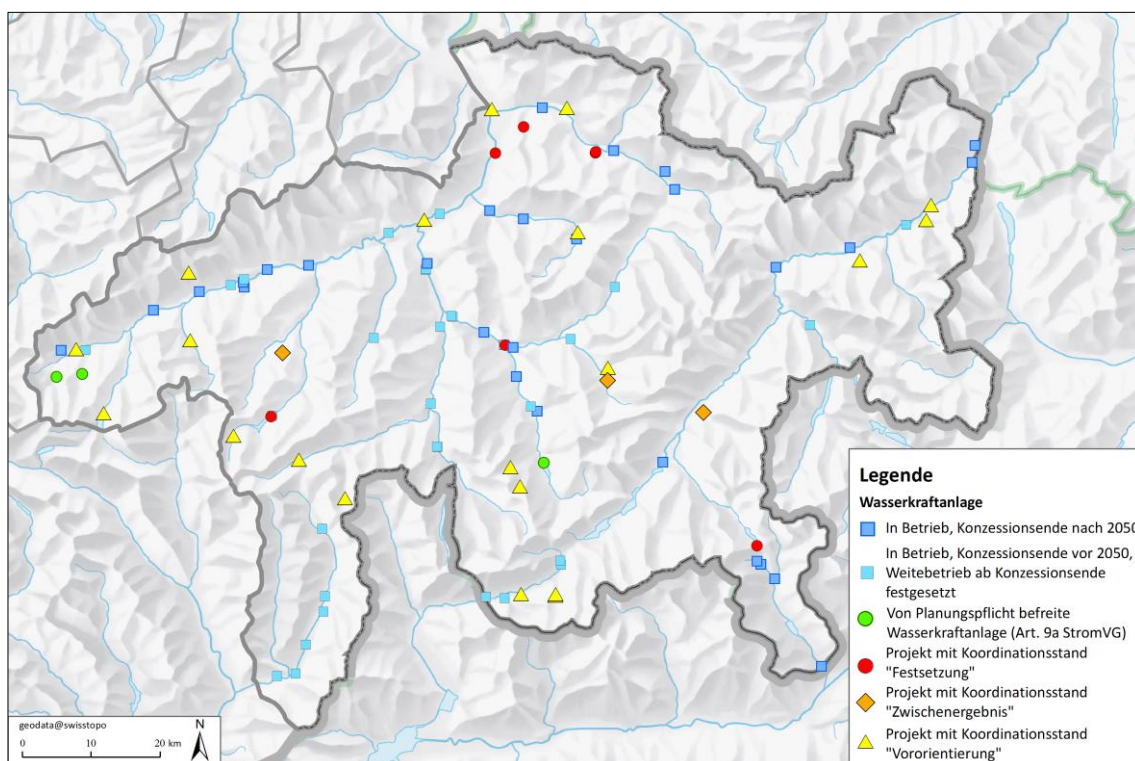


Abb. 2: Im Richtplan festgelegte Wasserkraftvorhaben sowie bestehende Wasserkraftanlagen (Ausgangslagen).

Die energiewirtschaftliche Bedeutung einzelner Wasserkraftvorhaben wurde ausgehend von nachfolgenden Schwellenwerten in «gering», «mittel» oder «hoch» eingestuft (siehe Tab. 4). Die Einstufungen sind der Hinweisspalte der Objektliste «Wasserkraftvorhaben» zu entnehmen.

| geringe Bedeutung | | mittlere Bedeutung | | hohe Bedeutung | |
|-------------------|------------------|--------------------|------------------|------------------|------------------|
| Jahresproduktion | Winterproduktion | Jahresproduktion | Winterproduktion | Jahresproduktion | Winterproduktion |
| < 10 GWh | < 7 GWh | 10–49 GWh | 7–34 GWh | ≥50 GWh | ≥35 GWh |

Tab. 4: Schwellenwerte für die Beurteilung der in der Objektliste festgelegten Wasserkraftvorhaben.

3.3.5 Umgang mit nachgereichten Grundlagen zu Wasserkraftvorhaben

Während der öffentlichen Auflage des Richtplans Energie wurden Grundlagen zu den Vorhaben Laufwasserkraftwerk Val Chamuera (Vororientierung; Antrag auf Zwischenergebnis), Ausleitkraftwerk Pradapunt Litzirüti-Molinis (Vororientierung; Antrag auf Festsetzung) sowie Überleitung Lugnez (Zwischenergebnis; Antrag auf Festsetzung) beim Kanton eingereicht.

Gestützt auf die nachgereichten Grundlagen zum Laufwasserkraftwerk Val Chamuera (Konzessionsprojekt 2014; siehe Grundlagen) wurde das Vorhaben in den Koordinationsstand «Zwischenergebnis» überführt. Da sich die Gemeindeversammlung von La Punt Chamues-ch im Jahr 2014 gegen das Projekt ausgesprochen hatte, wird auf eine Aufstufung in den Koordinationsstand «Festsetzung» vorerst verzichtet. Für eine Aufstufung in den Koordinationsstand «Festsetzung» bedarf es zu gegebener Zeit einer projektbezogenen Richtplananpassung.

Für die beantragten Aufstufung der Vorhaben Ausleitkraftwerk Pradapunt Litzirüti-Molinis und Überleitung Lugnez zu einer «Festsetzung» bedarf es einer erneuten öffentlichen Auflage, um die gemäss Art. 4 RPG und Art. 7 KRVO erforderliche Information und Mitwirkung der Bevölkerung gewährleisten zu können.

3.3.6 Gewässerstrecken Wasserkraftnutzung

Projektorganisation

Die Projektgruppe für die Erarbeitung der Grundlagen Gewässerstrecken Wasserkraftnutzung setzte sich aus Vertretern von Gemeinden, Regionen, Kraftwerksgesellschaften, Umweltorganisationen, Fischereiverband und kantonalen Behörden zusammen (siehe Abb. 3).

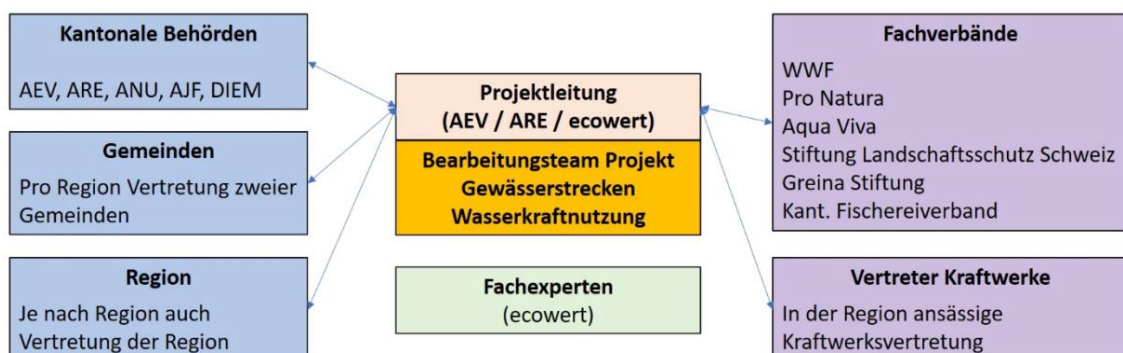


Abb. 3: Projektorganisation für die Erarbeitung der Grundlagen Gewässerstrecken Wasserkraftnutzung.

Methode

Gemäss dem zweiten Leitsatz des Richtplankapitels Wasserkraftanlagen ist die Wasserkraft in den dafür geeigneten Gewässerstrecken auszubauen. Für die Beurteilung der Eignung der Gewässerstrecken für die Wasserkraftnutzung wurde wie folgt vorgegangen:

- In einem ersten Schritt wurde das rund 2'300 km umfassende Fliessgewässernetz in knapp 1000 Abschnitte bzw. Gewässerstrecken unterteilt. Nicht berücksichtigt wurden Quellabschnitte sowie weitere Abschnitte, bei denen kein Potenzial für eine Wasserkraftnutzung besteht.
- In einem zweiten Schritt wurden für jeden Gewässerabschnitt das Nutzungsinteresse anhand der Beurteilungskriterien «hydroelektrisches Linienpotenzial», «Aufwand für die Erschliessung» sowie «Anschluss an bestehende Grosswasserkraftwerke» bewertet. Anhand dieser Kriterien wurde das Potenzial der Gewässerabschnitte für die Wasserkraftnutzung als «gering», «mittel», «hoch» oder «sehr hoch» eingestuft (siehe Abb. 4). Bewertet wurden nur diejenigen Gewässerstrecken, die noch nicht genutzt sind und bei denen keine rechtlichen Ausschlussgründe für eine Wasserkraftnutzung vorliegen.

| | | NUTZUNGSINTERESSE | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------|-------------------|---|--------|---|----|----|------|-----|-----|-----|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | GERING | | MITTEL | | | | HOCH | | | | SEHR HOCH | | | | | |
| <i>N-K1</i> <i>hydroelektrisches Linienpotential</i> | I geringes Potential | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I |
| | II mittleres Potential | | | | | II | II | II | II | II | II | II | II | II | II | II | II |
| | III hohes Potential | | | | | | | III | III | III | III | III | III | III | III | III | III |
| | IV sehr hohes Potential | | | | | | | | | | IV | | | | IV | IV | IV |
| <i>N-K2</i> <i>Aufwand für die Erschliessung</i> | a gering | a | | a | | a | | a | a | a | | a | a | a | | a | a |
| | b gross | | b | b | b | b | b | | b | b | b | | b | | | b | b |
| <i>N-K3</i> <i>Anschluss an best. oder festges. Gross-Wasserkraftwerk möglich?</i> | 1 nein | 1 | 1 | | | 1 | 1 | | | 1 | 1 | | | | 1 | | |
| | 2 ja, Laufwasser | | | 2 | 2 | | | 2 | | | 2 | | | 2 | | 2 | |
| | 3 ja, Speicherwasser | | | | 3 | | | 3 | 3 | | | 3 | 3 | 3 | | 3 | 3 |

Abb. 4: Kriterien und Bewertung der Nutzungsinteressen einer Gewässerstrecke.

- In einem nächsten Schritt wurden die Schutzinteressen bewertet. Dabei wurde anhand qualitativer Kriterien analysiert, ob die Gewässerstrecken aus ökologischer und landschaftlicher Sicht von Bedeutung sind. Es wurde z.B. geprüft, ob die Gewässerstrecken Teil eines regionalen Auenbiotops bilden oder zu den Gewässerlebensräumen für wasserabhängige Arten von nationaler Priorität gehören. Anhand dieser Kriterien wurden die Gewässerstrecken aus Sicht von Natur und Landschaft als «sehr wertvoll», «wertvoll» bzw. «übrige» bewertet (siehe Abb. 5).

| | SCHUTZINTERESSE |
|---|----------------------|
| <i>S-K1: BLN-Gebiete (Gewässer als wichtiges Element des Schutzziels)</i> <i>S-K2: Auenbiotope regionaler Bedeutung</i> <i>S-K3: Gewässerlebensräume und wasserabhängige Arten nationaler Priorität 1 und 2</i> <i>S-K4: Gewässerstrecken mit sonstigem hohen Wert für Natur und Landschaft</i> <i>S-K5: Vernetzt mit einer Gewässerstrecke der Kategorie C / Ausschlusskriterien</i> | SEHR WERTVOLL |
| <i>S-K6: Auenbiotope lokaler Bedeutung</i> <i>S-K7: Landschaften regionaler Bedeutung oder Regionaler Naturpark</i> <i>S-K8: Gewässerlebensräume und wasserabhängige Arten nationaler Priorität 3 und 4</i> <i>S-K9: Vernetzt mit einer Gewässerstrecke der Schutzklasse «sehr wertvoll»</i> | WERTVOLL |
| <i>S-K10: übrige Gewässerstrecken</i> | ÜBRIGE |

Abb. 5: Kriterien und Bewertung der Schutzinteressen einer Gewässerstrecke.

- Aus der Gegenüberstellung der bewerteten Nutzungsinteressen und Schutzinteressen wurden die Gewässerstrecken einer der Kategorien B1–B5 zugewiesen (siehe Abb. 6). Nach dieser Methode wurde das kantonale Fließgewässernetz beurteilt und kategorisiert (siehe Abb. 7).

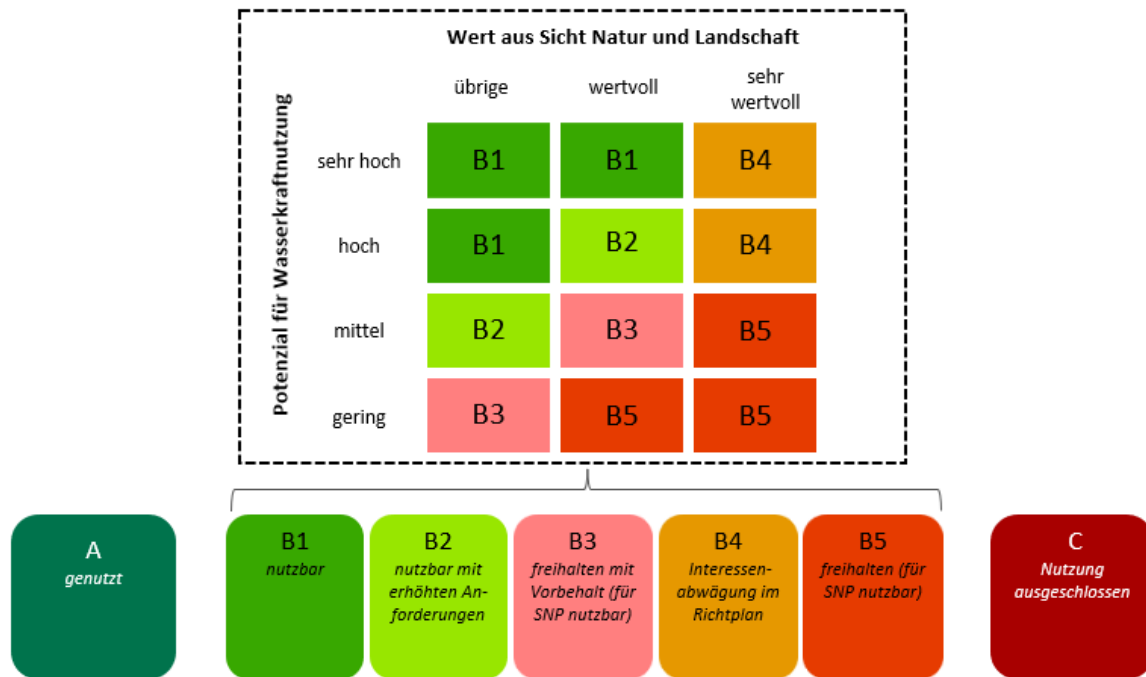


Abb. 6: Matrix für die Kategorienzuweisung der Gewässerstrecken.

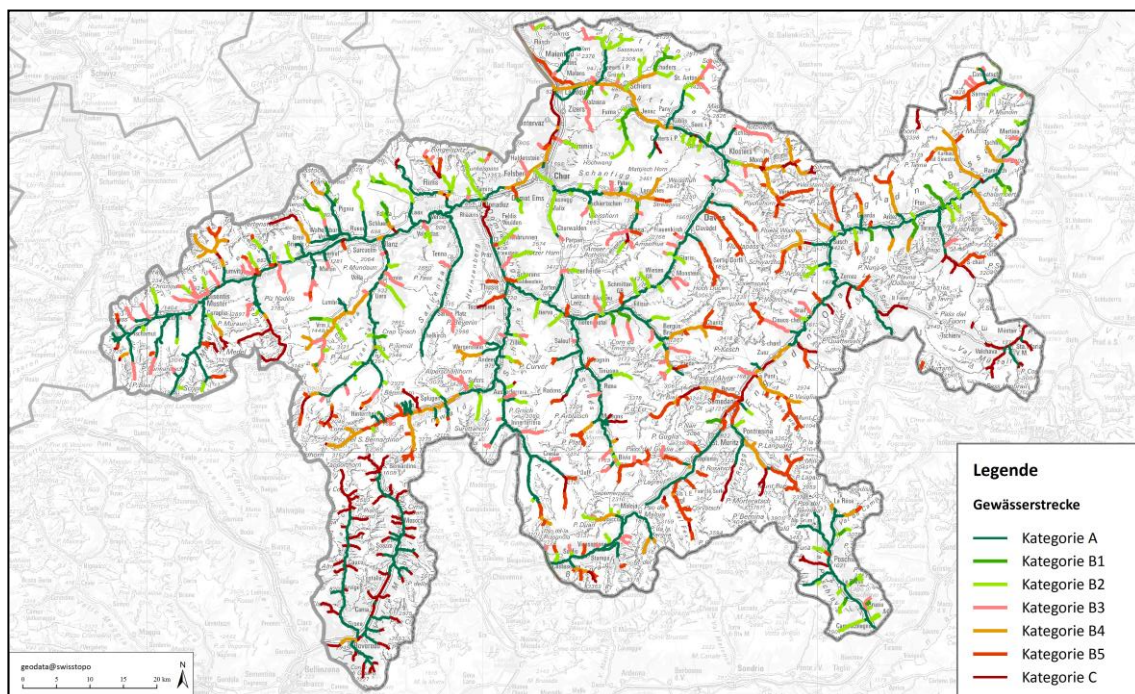


Abb. 7: Festgelegte Gewässerstrecken nach Kategorie.

Bilanz

Rund ein Drittel des untersuchten Fließgewässernetzes wird heute bereits für die Wasserkraft genutzt

(Kategorie A). Der Anteil der für die Wasserkraft nutzbaren Gewässerstrecken (Kategorien B1/B2) beläuft sich auf 14%, der Anteil der freizuhaltenden bzw. nicht nutzbaren Gewässerstrecken auf 22% und der Anteil der übrigen Kategorien (B3/B4) auf 20% (siehe Abb. 8; Anteile nach Distanz).

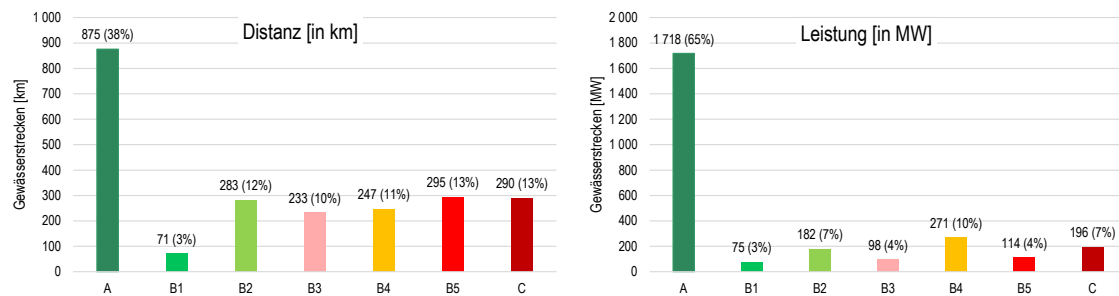


Abb. 8: Anteile der einzelnen Kategorien nach Distanz (km) und Leistung (MW) für den gesamten Kanton.

Aussagekräftiger als die Anteile an der Gesamtlänge der Fliessgewässer ist das mit einer Nutzung verbundene energiewirtschaftliche Potenzial. Mit den heute genutzten 31% der Gesamtlänge der Gewässerstrecken werden bereits 62% des gesamten energiewirtschaftlichen Potenzials ausgeschöpft. Mit den nutzbaren Kategorien B1/B2 können weitere rund 10% des Potenzials erschlossen werden. Rund 12% des gesamten energiewirtschaftlichen Anteils entfällt auf Gewässerstrecken, bei denen hohe Nutzungsinteressen auf hohe Schutzinteressen (B4) treffen und es daher einer vertieften Interessenabwägung bedarf. Mit 4% eher bescheiden ist der Anteil der Gewässerstrecken der Kategorie B3, welche nur dann genutzt werden können, wenn die energiepolitischen Ausbauziele mit Vorhaben in den Gewässerstrecken B1/B2 nicht erreicht werden können (siehe Abb. 8; Anteile nach MW).

Dokumentation und Objektliste «Gewässerstrecken»

Die im vorliegenden Bericht zusammengefasste Vorgehensweise und Methode für die Kategorisierung der Gewässerabschnitte sind in Grundlagenberichten ausführlich dokumentiert (siehe Amt für Energie und Verkehr AEV / Amt für Raumentwicklung ARE 2022). Die Grundlagenberichte wurden nach Einzugsgebiet erarbeitet (siehe Abb. 9).



Gebiet 1: Einzugsgebiet Inn ab S-chanf
Einzugsgebiet Rom

Gebiet 2: Einzugsgebiet Hinterrhein

Gebiet 3: Einzugsgebiet Vorderrhein

Gebiet 4: Einzugsgebiet Alpenrhein

Gebiet 5: Einzugsgebiet Inn (bis S-chanf)
Einzugsgebiet Maira, Moesa
Einzugsgebiet Poschiavino

Abb. 9: Gebiete, für welche eigene Grundlagenberichte erarbeitet wurden.

Festlegung im Richtplan

Die Gewässerstrecken werden in der Objektliste «Gewässerstrecken» des Richtplans festgelegt. Die Zuweisung erfolgt für alle Gewässerabschnitte im Koordinationsstand «Festsetzung».

3.3.7 Anpassung Gewässerstrecken aufgrund neuer Erkenntnisse

Allgemeines

Die Beurteilung des kantonalen Fliessgewässernetzes stützt sich auf den heutigen Wissens- und Erkenntnisstand. Es ist nicht ausgeschlossen, dass das Potenzial einzelner Gewässerstrecken für die Wasserkraftnutzung aufgrund vertiefter Abklärungen künftig anders beurteilt wird. Ebenfalls ist es denkbar, dass der Wert von Gewässerstrecken aus Sicht von Natur und Landschaft aufgrund neuer Erkenntnisse anders eingestuft wird. Liegen neue Erkenntnisse vor, können solche Gewässerstrecken schutz- und nutzungsseitig überprüft und einer den neuen Erkenntnissen entsprechenden Kategorie zugeordnet werden.

Nachfolgend wird auf mögliche neue Nutzungs- und Schutzaspekte und deren Folgen für die Kategorisierung einzelner Gewässerstrecken eingegangen (siehe Abb. 10).

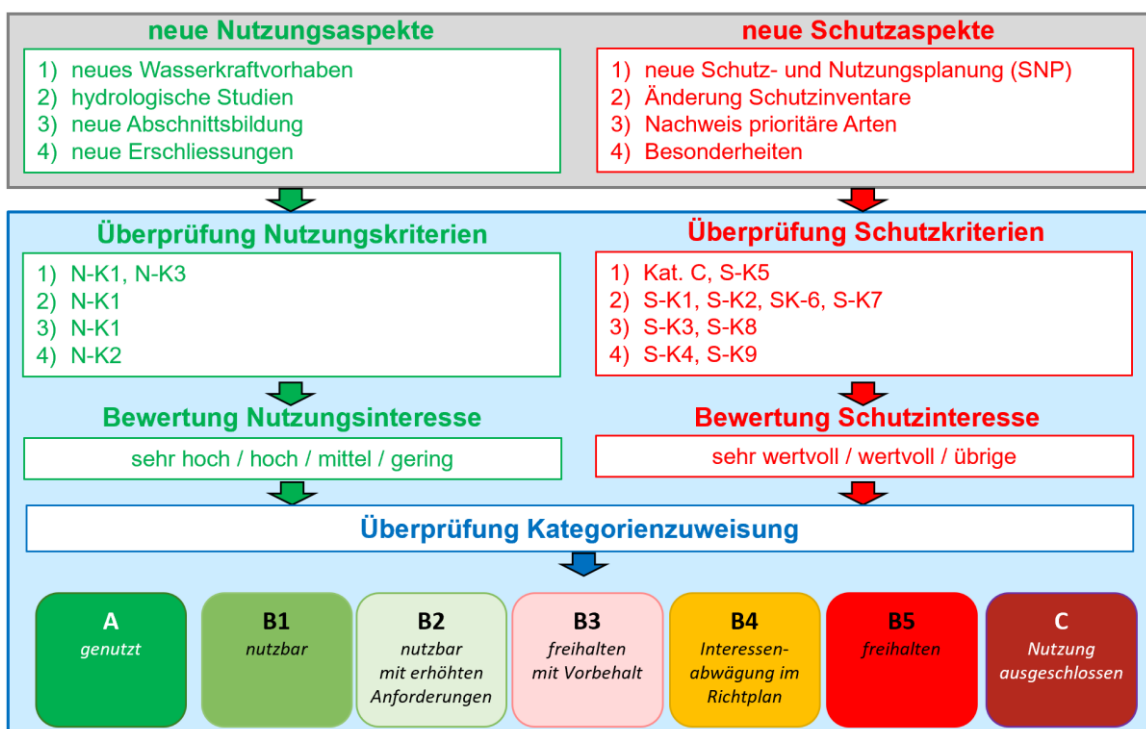


Abb. 10: Vorgehen zur Überprüfung der Kategorienzuweisung infolge neuer Erkenntnisse.

Neue Nutzungsaspekte

1) Neues Wasserkraftvorhaben

Die Möglichkeit, zu fassendes Wasser einem neuen Grosswasserkraftwerk anzuschliessen, erhöht die Bedeutung des Nutzungsinteresses (Nutzungskriterium N-K3). Dadurch können sich die Kategorien der betroffenen Gewässerstrecken verändern.

2) Hydrologische Studien

Das hydroelektrische Linienpotenzial (Nutzungskriterium N-K1) wurde gestützt auf die modellierten Abflussdaten des Bundesamts für Energie ermittelt. Durch spezifische hydrologische Studien am betroffenen Gewässer können sich neue Erkenntnisse zu den modellierten Abflussdaten ergeben, welche das Nutzungspotenzial verändern können.

3) Neue Abschnittsbildung

Die Unterteilung der Abschnitte wurde nach geografischen Kriterien (Mündung von Seitenzuflüssen), der Lage von Schutzinventaren sowie der Standorte der Wasserfassungen und Wasserrückgaben von bestehenden bzw. bewilligten Wasserkraftwerken vorgenommen. Eine angepasste Abschnittsbildung infolge eines Wasserkraftvorhabens kann sich auf das mittlere Gefälle einzelner Gewässerstrecken auswirken und zu einem veränderten hydroelektrischen Linienpotenzial führen (Beispiel Fedacla).

4) Neue Erschliessungen

Verbessert sich die Erschliessungssituation aufgrund des Baus einer neu erstellten Fahrstrasse, so kann der Aufwand für die Erschliessung (Kriterium N-K2) neu beurteilt werden. Dies kann auch dazu führen, dass die betroffene Gewässerstrecke einer anderen Kategorie zugewiesen werden kann.

Neue Schutzaspekte

1) Neue Schutz- und Nutzungsplanung (SNP)

Neue Schutz- und Nutzungsplanungen können neben neuen Gewässerstrecken der Kategorie C auch bei benachbarten Gewässerstrecken Veränderungen nach sich ziehen (Schutzkriterium S-K5, Vernetzung mit Gewässerstrecke Kat. C). Sobald eine neue SNP rechtskräftig ist, erfolgt eine Nachführung/Fortschreibung der Gewässerstrecke durch AEV und ARE.

2) Änderungen Schutzinventar

Änderungen von Natur- und Landschaftsschutzinventaren können Anpassungen der Schutzkriterien S-K1 (BLN-Gebiete), S-K2 (Aue regionaler Bedeutung), S-K6 (Aue lokaler Bedeutung) und S-K7 (Landschaften von regionaler Bedeutung) nach sich ziehen. Liegt eine Veränderung eines der erwähnten Inventare rechtskräftig vor, erfolgt eine Nachführung/Fortschreibung der davon betroffenen Gewässerstrecken durch AEV und ARE. Dabei ist auch zu prüfen, ob bei benachbarten Gewässerstrecken das Schutzkriterium S-K9 (Vernetzung mit sehr wertvollen Gewässerstrecken) betroffen ist.

3) Nachweis prioritärer Arten

Der Schutz bedrohter Tier- und Pflanzenarten ist ein zentrales Element der Biodiversitätsstrategie von Bund und Kanton. Bei künftigen Nachweisen von prioritären Arten in Gewässerstrecken hat dies möglicherweise Anpassungen der Schutzkriterien S-K3 (Arten nationaler Priorität 1 und 2) und S-K8 (Arten nationaler Priorität 3 und 4) zur Folge. Bei Vorliegen entsprechender gesicherter Nachweise erfolgt eine Nachführung/Fortschreibung der Gewässerstrecke durch AEV und ARE.

4) Besonderheiten

Im Datensatz wurden Gewässerstrecken mit «sonstigem hohen Wert für Natur und Landschaft» beurteilt (Schutzkriterium S-K4). Veränderungen dieser Gewässerstrecken haben möglicherweise Anpassungen dieses Schutzkriteriums zur Folge. Wenn eine Veränderung vorliegt, ist auch zu prüfen, ob bei benachbarten Gewässerstrecken das Schutzkriterium S-K9 (Vernetzung mit sehr wertvollen Gewässerstrecken) betroffen ist. Bei Vorliegen entsprechender Veränderungen erfolgt eine Nachführung/Fortschreibung der Gewässerstrecke durch AEV und ARE.

3.3.8 Vorgehen zur Anpassung der Gewässerstrecken bei neuen Wasserkraftvorhaben

Allgemeines

Neue Wasserkraftvorhaben ab einer installierten Leistung von 3 MW bedürfen einer Festlegung im Richtplan. Der Schwellenwert von 3 MW orientiert sich dabei an der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV), gemäss welcher Speicher- und Laufkraftwerke sowie Pumpspeichwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 3 MW der UVP unterstellt sind (siehe Anhang 21.3 UVPV). Neue Wasserkraftvorhaben mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW bedürfen keiner Grundlage im Richtplan.

Das Vorgehen zur Anpassung der Gewässerstrecken unterscheidet sich in Abhängigkeit der Richtplanerfordernis und wird nachfolgend beschrieben.

Anpassung im Rahmen eines Richtplanverfahrens (Vorhaben >3 MW installierte Leistung)

Für eine Aufnahme eines Wasserkraftvorhabens im Richtplan bedarf es umfassender Abklärungen zur Machbarkeit, Umweltverträglichkeit (UVB-Voruntersuchung) und Wirtschaftlichkeit. Mit der «Festsetzung» eines Vorhabens im Richtplan werden auch die Kategorien der betroffenen Gewässerstrecken angepasst. Neue Restwasserstrecken werden der Kategorie A zugewiesen. Falls gleichzeitig eine Schutz- und Nutzungsplanung (SNP) durchgeführt wird, werden die neu zu schützenden Gewässerstrecken der Kategorie C zugeordnet (siehe Abb. 11).

Das Richtplanverfahren kann vorgängig oder parallel zum Konzessionsgenehmigungsverfahren gemäss Art. 52 des Wasserrechtsgesetzes des Kantons Graubünden (BWRG) durchgeführt werden. Der weitere Ablauf bis zur Projektgenehmigung erfolgt gemäss den Anforderungen des BWRG.

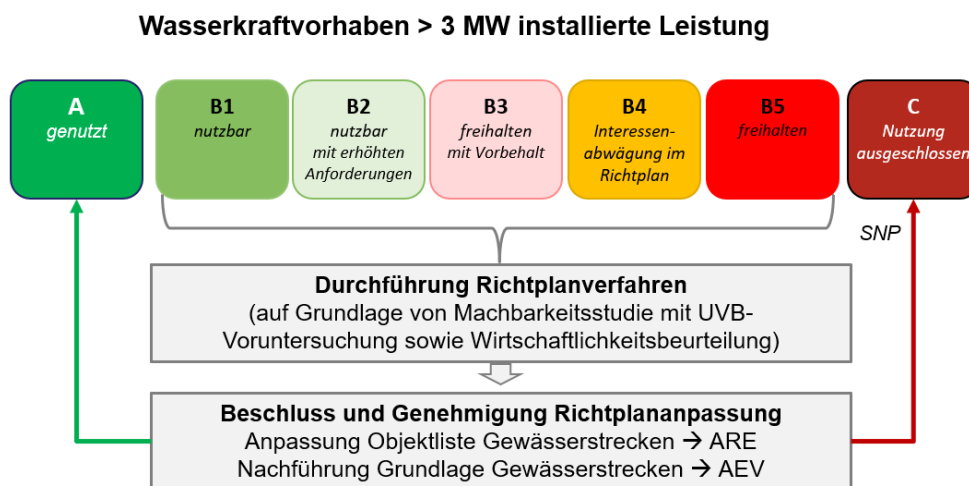


Abb. 11: Anpassung von Gewässerstrecken im Rahmen eines Richtplanverfahrens (Vorhaben > 3 MW installierter Leistung).

Anpassung im Rahmen eines Konzessionsverfahrens (Vorhaben <3 MW installierte Leistung)

Bei Wasserkraftvorhaben ohne Richtplanerfordernis stellt die Konzessionsgenehmigung gemäss BWRG das massgebende Verfahren für die Überprüfung und Anpassung der Gewässerstrecken dar. Im Rahmen des Konzessionsverfahrens wird die Genehmigungsfähigkeit geprüft.

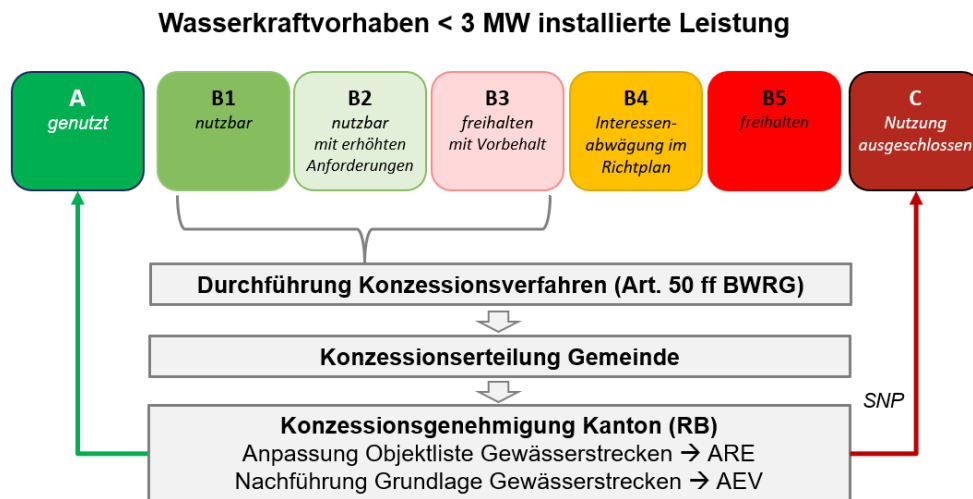


Abb. 12: Nachführung von Gewässerstrecken im Rahmen eines Konzessionsverfahrens (Vorhaben < 3 MW installierter Leistung).

Mit der Konzessionsgenehmigung durch den Kanton wird gleichzeitig eine Anpassung der Objektliste (zuständig: ARE) sowie eine Nachführung der Grundlage (zuständig: AEV) verfügt. Neue Restwasserstrecken werden der Kategorie A zugewiesen. Falls gleichzeitig eine Schutz- und Nutzungsplanung (SNP) durchgeführt wird, werden die neu zu schützenden Gewässerstrecken der Kategorie C zugeordnet (siehe Abb. 11). Der weitere Ablauf bis zur Projektgenehmigung erfolgt gemäss den Anforderungen des BWRG.

3.3.9 Koordination von Wasserkraftvorhaben mit der Nutzungsplanung

Die planerische Umsetzung von Wasserkraftvorhaben erfolgt im Rahmen des Konzessions- und Projektgenehmigungsverfahrens gemäss BWRG. Eine gleichzeitige Anpassung der Nutzungsplanung ist in der Regel nicht erforderlich, da die Prüfung der Umweltverträglichkeit und der räumlichen Auswirkungen im Rahmen dieser Spezialgesetzgebung erfolgt. Sind durch ein Wasserkraftvorhaben auch Naturschutzzonen nach Art. 33 KRG betroffen, so bedarf es jedoch einer Revision der Nutzungsplanung (Aufhebung Naturschutzzone). Die dafür erforderliche Zonenplananpassung kann in das Konzessionsgenehmigungsverfahren integriert werden. Ein vorgängiges oder separates Nutzungsplanverfahren ist jedoch nicht durchzuführen.

In Landschaftsschutzzonen nach Art. 34 KRG sind neue Bauten und Anlagen gestattet, die in einem Nutzungsplan *gemäss Spezialgesetzgebung* enthalten sind, welche nach Inkrafttreten der Gesetzesänderung vom 25. Oktober 2018 rechtskräftig genehmigt worden sind. Somit können neue Wasserkraftvorhaben auch in Landschaftsschutzzonen erstellt werden. Es ist in solchen Fällen der Standortgemeinde überlassen, ob sie eine Anpassung der Landschaftsschutzzone vornehmen will.

Die digitale Nachführung der Ortsplanung kann gestützt auf den Genehmigungsentscheid nach Art. 55 oder Art. 58 BWRG nachgelagert im Rahmen eines vereinfachten Nutzungsplanungsverfahrens (Art. 48 Abs. 3 KRG) erfolgen.

3.3.10 Abstimmung zwischen Wasserkraftvorhaben und Gewässerstrecken

Anhand der nachfolgenden Beispiele wird dargelegt, wie die materielle Abstimmung zwischen Wasserkraftvorhaben und festgelegten Gewässerstrecken im konkreten Fall erfolgt.

Fall 1a: Erweiterung bestehender Anlage: Höherstau Speichersee in Kategorien B3-B5

Ausgangslage:

Der Stauraum eines bestehenden Speichersees wird vergrössert. Der Höherstau des Speichersees betrifft Gewässerstrecken B3, B4 und B5 im Mündungsbereich des Stausees.

Richtplanerische Vorgaben:

Der Richtplan legt im Leitsatz für die Kategorie B5 fest, dass diese Gewässerstrecken grundsätzlich freizuhalten seien. Explizit erwähnt wird darin aber auch, dass Ausnahmen davon im Zusammenhang mit Vorhaben zur Erweiterung von Speichermöglichkeiten von nationaler Bedeutung möglich sind, sofern die Raum- und Umweltverträglichkeit des Vorhabens im Rahmen einer Richtplananpassung nachgewiesen werden kann. Auch bei Gewässerstrecken der Kategorie B4 ist aufgrund der mutmasslich gewichtigen Auswirkungen auf Raum und Umwelt ein Richtplanverfahren mit einer Interessenabwägung gemäss Art. 3 RVP durchzuführen. Für eine umfassende Beurteilung eines Vorhabens sind ein Vorprojekt, eine Voruntersuchung der Umweltverträglichkeit sowie eine Wirtschaftlichkeitsbeurteilung erforderlich. Bei Gewässerstrecken der Kategorie B5 sind ergänzende Grundlagen zu erarbeiten, welche eine umfassende Beurteilung des Vorhabens gestützt auf Nachhaltigkeitskriterien (Bedeutung als Lebensraum und für die Vernetzung von Lebensräumen, die Repräsentativität und Bedeutung der Landschaft, die Sozialverträglichkeit, Beitrag zur Energiestrategie) vornimmt. Falls - wie im vorliegenden Beispiel - bei einem Vorhaben neben Gewässerstrecken der Kategorie B5 und B4 gleichzeitig Gewässerstrecken der Kategorie B3 betroffen sind, sind die Anforderungen der Gewässerstrecke der Kategorie B5 bzw. B4 massgebend.

Schlussfolgerung:

Die Kategorie B5 bedeutet, dass die Gewässerstrecken zwar nicht für ein Laufwasserkraftwerk genutzt werden können. Im Zusammenhang mit einem Höherstau eines bestehenden Stausees ist aber eine Nutzung im Rahmen von vertieften Grundlagen einer Interessenabwägung zugänglich. Letztere hängen einerseits stark vom jeweiligen Projekt ab und andererseits sind Entscheidungsgrundlagen zu erarbeiten, die heute noch nicht vorliegen. Das Vorhaben erfordert für dessen Umsetzung eine Festsetzung im Richtplan. Sofern bei einem derartigen Vorhaben gleichzeitig Gewässerstrecken der Kategorie B4 und B3 betroffen sind, ist deren Nutzung im gleichen Richtplanverfahren zu klären.

Fall 1b: Erweiterung bestehender Anlage: Neue Wasserfassung in Biotop von nationaler Bedeutung

Ausgangslage:

Eine neue Wasserfassung in einem Biotop von nationaler Bedeutung nach Art. 18a NHG ist geplant.

Rechtliche Abwägungen:

Gemäss Art. 12 Abs. 2 EnG sind neue Anlagen in Biotopen von nationaler Bedeutung ausgeschlossen. Erweiterungen von bestehenden Anlagen fallen jedoch gemäss bundesgerichtlicher Rechtsprechung nicht in den Anwendungsbereich der erwähnten Bestimmung. Gewässerstrecken in Biotopen von nationaler Bedeutung, bei welchen eine Überleitung in ein bestehendes Wasserkraftwerk möglich wäre, werden folglich der Kategorie B4 und nicht der Kategorie C zugeordnet (Beispiel: neue Wasserfassung der Orlegna mit Überleitung in Albignastausee).

Richtplanerische Vorgaben:

Für eine umfassende Beurteilung eines Vorhabens sind ein Vorprojekt, eine Voruntersuchung der Umweltverträglichkeit sowie eine Wirtschaftlichkeitsbeurteilung erforderlich. Bei Gewässerstrecken der Kategorie B4 sind ergänzende Grundlagen zu erarbeiten, welche eine umfassende Beurteilung des Vorhabens gestützt auf Nachhaltigkeitskriterien (Bedeutung als Lebensraum und für die Vernetzung von Lebensräumen, die Repräsentativität und Bedeutung der Landschaft, die Sozialverträglichkeit, Beitrag zur Energiewende) vornimmt.

Schlussfolgerung:

Erweiterungen von bestehenden Anlagen fallen nicht in den Anwendungsbereich von Art. 12 Abs. 2 EnG. Die Bewilligungsfähigkeit einer Nutzung in Biotopen von nationaler Bedeutung ist im Rahmen von vertieften Abklärungen / Grundlagen zu prüfen. Das Resultat dieser Prüfung ist im Richtplan festzusetzen.

Fall 2: Konzessionserneuerung ohne Erweiterung bestehender Anlage*Ausgangslage:*

Die Konzession eines bestehenden Kraftwerks muss nach Erreichen des Konzessionsendes erneuert werden. Wie alle genutzten Gewässerstrecken befindet sich das Kraftwerk in einer Gewässerstrecke der Kategorie A.

Richtplanerische Vorgaben:

Der Richtplan legt im Leitsatz zur Kategorie A fest, dass bereits genutzte Gewässerstrecken im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen weiterhin genutzt werden können.

Schlussfolgerung:

Der Weiterbetrieb einer Anlage beziehungsweise die weitere Nutzung einer genutzten Gewässerstrecke der Kategorie A ist weiterhin möglich. Der Weiterbetrieb bestehender Wasserkraftanlagen nach Konzessionsende wird im Richtplan festgelegt (siehe Kap. 3.3.2 sowie Anhang III).

Fall 3: Neuer Speichersee in Gewässerstrecken der Kategorie B4 und B5*Ausgangslage:*

Ein neuer Speichersee in einem Gebiet mit Gewässerstrecken der Kategorien B4 und B5 wird geplant.

Richtplanerische Vorgaben:

Gemäss Leitsatz der Kategorie B5 ist die Schaffung neuer Stauräume grundsätzlich möglich, sofern die Raum- und Umweltverträglichkeit des Vorhabens nachgewiesen werden kann. Im Rahmen des Richtplanverfahrens ist die Nutzung der Gewässerstrecke der Kategorie B4 im Rahmen einer Interessenabwägung zu beurteilen.

Schlussfolgerung:

Das Vorhaben ist grundsätzlich möglich, erfordert jedoch eine Festsetzung im Richtplan und eine Beurteilung / Interessenabwägung auf der Basis von vertieften Grundlagen und Abklärungen.

Fall 4: Grosses Laufwasserkraftwerk in Gewässerstrecken Kategorie B4*Ausgangslage:*

Ein neues Gross-Laufwasserkraftwerk in einem Gebiet mit Gewässerstrecken der Kategorie B4 wird geplant.

Richtplanerische Vorgaben:

Gemäss den Leitsätzen und Handlungsanweisungen im Richtplan ist das vorliegende Grossprojekt grundsätzlich möglich. Für die Abschnitte der Kategorie B4 sind vertiefte Grundlagen zu erheben bzw. eine vertiefte Interessensabwägung durchzuführen.

Schlussfolgerung:

Das Vorhaben ist grundsätzlich möglich, erfordert jedoch eine Festsetzung im Richtplan und eine Beurteilung / Interessenabwägung auf der Basis von vertieften Grundlagen und Abklärungen.

Fall 5: Neues Kleinwasserkraftwerk in Gewässerstrecken Kategorie B3 und B5*Ausgangslage:*

Ein Kleinwasserkraftwerkprojekt in einem Gebiet mit Gewässerstrecken B3 oder B5 wird geplant. Diese Gewässerkategorien entsprechen per Definition keinem nationalen Nutzungsinteresse.

Richtplanerische Vorgaben:

Gewässerstrecken der Kategorie B3 sind freizuhalten mit Vorbehalt. Mit Vorbehalt bedeutet gemäss den Leitsätzen im Richtplantext, dass die heutigen Ziele der Energiestrategie grundsätzlich mit den Gewässern der Kategorie B1 und B2 erreicht werden sollen. Gemäss Leitsatz darf ein Gewässer der Kategorie B3 im Gegensatz zu Gewässern der Kategorie B5 im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen einer Nutzung zugeführt werden, falls die energiepolitischen Ausbauziele mit der künftigen Nutzung der Gewässerstrecken der Kategorie B1 und 2 nicht erreicht werden konnten.

Schlussfolgerung:

Laufwasserkraftnutzungen in den Gewässerstrecken der Kategorie B5 sind nicht möglich. In den Gewässerstrecken der Kategorie B3 sind diese nur möglich, wenn die Nutzung der Gewässerstrecken der Kat. A, B1 und B2 oder anderer bewilligten Gewässerstrecken für Grosskraftwerke für die Erfüllung der energiepolitischen Produktionsziele nicht ausreichen würden.

Fall 6: Neue Nutzung in bestehender Restwasserstrecke*Ausgangslage:*

Ein Kleinwasserkraftwerk in einer bereits genutzten Gewässerstrecke (Kategorie A; Restwasserstrecke) wird geplant.

Richtplanerische Vorgaben:

Eine Richtplananpassung ist erst ab einer Nutzung von 3 MW vorgesehen. Die Zulässigkeit einer zusätzlichen Nutzung innerhalb der Gewässerstrecke Kategorie A wäre im Rahmen des Konzessions- und Projektgenehmigungsverfahrens zu klären.

Schlussfolgerung:

Eine zusätzliche Wasserkraftnutzung in Restwasserstrecken ist einzelfallweise anhand der konkreten Ideen zu klären. Ist durch das Vorhaben ein Biotop von nationaler Bedeutung betroffen, ist zunächst die generelle Bewilligungsfähigkeit abzuklären.

Fall 7: Schwall/Sunk-Ausleitwasserkraftwerk*Ausgangslage:*

Ein Ausleitwasserkraftwerk wird zwecks Sanierung einer von Schwall/Sunk-belasteten Gewässerstrecke geplant (gemäss Methode werden Gewässer nur aufgrund der Restwasserverhältnisse, nicht aber aufgrund von Schwall-Sunk Belastungen als genutzt klassiert).

Richtplanerische Vorgaben:

Gemäss Leitsatz im Richtplantext sind Massnahmen zur Sanierung von Schwall/Sunk-Strecken gestützt auf die gesetzlichen Bestimmungen in allen Gewässerstrecken-Kategorien möglich. Sofern ein Ausleitkraftwerk eine ökologische Aufwertung (Sanierung) von Schwall/Sunk belasteten Gewässerabschnitten ermöglichen kann, ist eine Umsetzung in Gewässerstrecken unabhängig ihrer Kategorie möglich, wobei die Voraussetzungen und Bedingungen im Rahmen der spezifischen Schwall-/Sunk-Sanierungsprojekte im Detail zu klären sind.

Schlussfolgerung:

Ein Ausleitwasserkraftwerk zur Restwassersanierung ist in allen Kategorien möglich.

3.4 Kapitel «Windenergieanlagen»

3.4.1 Allgemeines

Das Kapitel «Windenergieanlagen» ersetzt das bisherige gleichnamige Richtplankapitel 7.2.4, welches den veränderten gesetzlichen und planerischen Anforderungen an die Windenergieplanung nicht mehr Rechnung trug. Mit der Anpassung ergeben sich namentlich folgende wesentliche Änderungen:

- Anstelle der bisherigen «Negativplanung» (Definition von Ausschluss- bzw. Vorbehaltsgebieten) erfolgt eine «Positivplanung» (Festlegung geeigneter Gebiete für die Windenergienutzung) gestützt auf eine einheitliche Methode und nach Vorgaben des Konzepts Windenergie des Bundes.
- Für die Gebietsfestlegung ist neu allein der Kanton verantwortlich, da mit dem revidierten Energiegesetz die Aufgabe zur Windenergieplanung explizit an die Kantone übertragen wurde. Die Regionen können weiterhin mitwirken.

Gemäss Art. 8b RPG und Art. 10 EnG müssen die Kantone in den kantonalen Richtplänen die für die Nutzung der Windenergie geeigneten Gebiete festlegen. Um diesem Auftrag nachzukommen, hat der Kanton eine fachliche Grundlage erarbeitet, in welcher er anhand einer umfassenden und transparenten Interessenabwägung die gesamtkantonal geeignetsten Gebiete für die Windenergienutzung ausgewiesen und priorisiert hat.

3.4.2 Projektorganisation

In der Projektgruppe für die Erarbeitung der fachlichen Grundlagen waren verschiedene kantonale Amtsstellen involviert. Die Projektleitung nahmen das ARE und das AEV wahr (siehe Abb. 13).

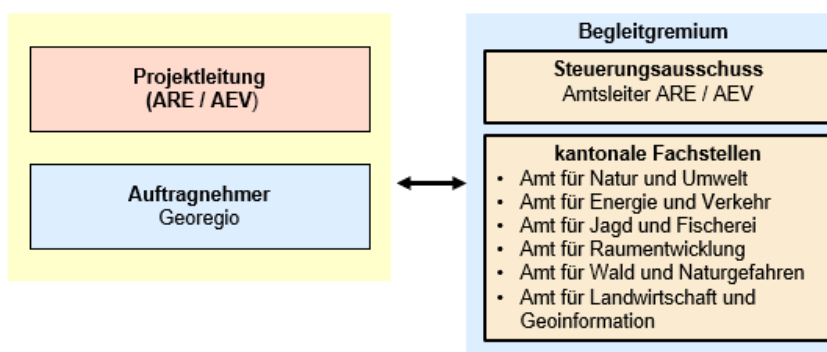


Abb. 13: Projektorganisation für die Erarbeitung der «fachlichen Grundlage zur Ermittlung der Eignungsgebiete».

3.4.3 Dokumentation

Die im vorliegenden Bericht zusammengefasste Vorgehensweise und Methode für die Festlegung der Eignungsgebiete sind im Grundlagenbericht ausführlich dokumentiert. Dem Grundlagenbericht liegen drei Übersichtspläne (mittlere Windgeschwindigkeit; Schutzkriterien; Eignungsgebiete) sowie die Steckbriefe der Eignungsgebiete bei (siehe AEV / ARE 2024).

3.4.4 Methode zur Ermittlung der Eignungsgebiete für die Windenergienutzung

Die Ermittlung der Eignungsgebiete für die Windenergienutzung erfolgte mit einer Methode, die bereits in anderen Kantonen angewendet wurde und sich bewährt hat. Die Methode basiert auf den Grundsätzen der Interessenabwägung gemäss Art. 3 RPV. In der Interessenabwägung werden die betroffenen Interessen ermittelt, beurteilt und gegeneinander abgewogen. Das Vorgehen wird nachfolgend zusammengefasst.

- Zu Beginn wurden die Interessen ermittelt und anhand verschiedener Parameter beurteilt. Die Nutzungsinteressen (bzw. wirtschaftlichen Interessen) wurden anhand der Windverhältnisse und des mutmasslichen Aufwands für die Gebieterschliessung bestimmt. Die Schutzinteressen wurden ausgehend von den behördenverbindlichen Vorgaben des Konzepts Windenergie Schweiz des Bundes bewertet. Dieses Konzept bezeichnet für die Bundesinteressen die Ausschluss- und Vorbehaltsgebiete für die Windenergienutzung in vier verschiedenen Schutzklassen. Die Schutzinteressen wurden mit zusätzlichen Kriterien ergänzt, um die aus kantonaler Sicht wichtigen Schutzinteressen ebenfalls abzubilden. Insgesamt wurden 62 Schutzkriterien angewendet, um die Schutzinteressen möglichst umfassend abzudecken.
- In einem **ersten Schritt** wurden die Interessengebiete mithilfe einer GIS-Analyse räumlich ermittelt (Differenzrechnung zwischen Schutz- und Nutzungsinteressen). Dabei wurden Nutzungs- und Schutzkriterien differenziert gewichtet. Aus diesem ersten Bewertungsschritt konnten insgesamt **53 Interessengebiete** ermittelt werden, die ein gutes Verhältnis von Schutz- und Nutzungsinteressen aufweisen.
- In einem **zweiten Schritt** wurden die Interessengebiete bewertet, um die Interessengebiete im Sinne einer Gesamtbetrachtung zu beurteilen. Bewertungsaspekte waren eine Nutzwertanalyse (Kriterien Wirtschaft; Umwelt; Gesellschaft), das Produktionspotenzial (Windverhältnisse, Anlagentypen; theoretisches Anlagenlayout) sowie eine Landschaftsbeurteilung (qualitative Beurteilung aufgrund von fünf Kriterien).
- In einem **dritten Schritt** erfolgte eine Gesamtabwägung aus den drei Bewertungsansätzen und eine Priorisierung der Eignungsgebiete. Dies erfolgte nach einem Entscheidungsablauf, der eine nachvollziehbare Triage ermöglichte. Gestützt auf diesen letzten Schritt ergab sich die Aufteilung der 53 Interessengebiete in Eignungsgebiete (Prioritäten A-C) oder in Gebiete ohne Eignung. Gestützt auf diese Ergebnisse erfolgte die Umsetzung im kantonalen Richtplan (siehe Abb. 14).

Das Ergebnis dieses Evaluations- und Abwägungsprozesses floss anschliessend in den kantonalen Richtplan ein. Zuhanden des Entwurfs für die öffentliche Auflage (Stand April 2023) bzw. die Vorprüfung beim Bundesamt für Raumentwicklung wurden insgesamt 19 Eignungsgebiete der Priorität A und 6 Eignungsgebiete der Priorität B im Koordinationsstand «Festsetzung» festgelegt.

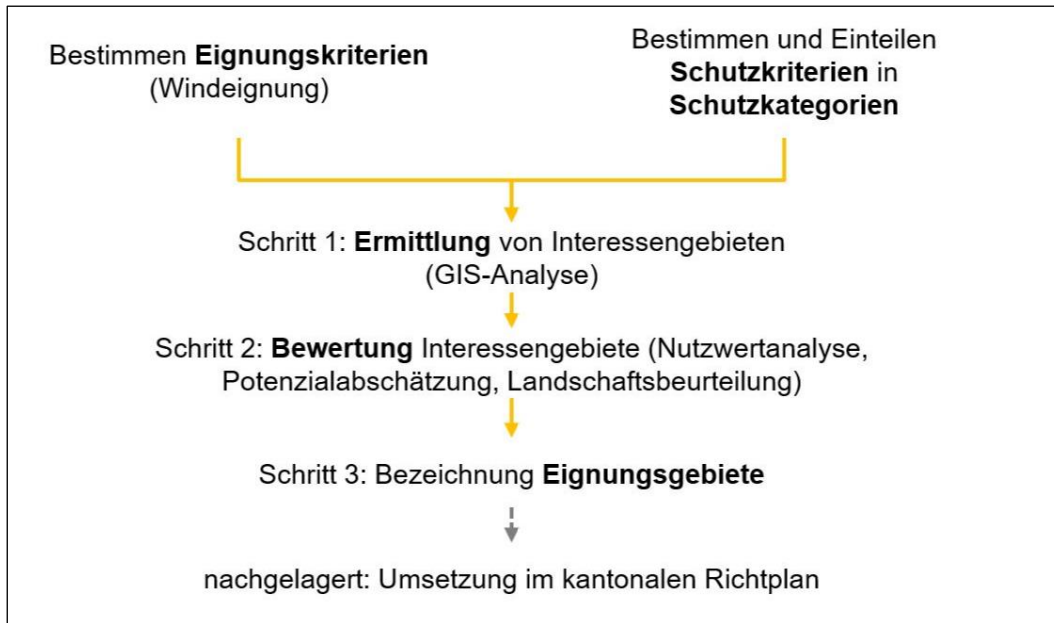


Abb. 14: Vorgehen zur Ermittlung der Eignungsgebiete für die Windenergienutzung.

3.4.5 Überprüfung und Vertiefung der Eignungsgebiete für die Windenergienutzung

Aus der Vorprüfung beim Bund ergaben sich in verschiedenen Gebieten Erkenntnisse zu zusätzlichen Konflikten mit Bundesinteressen, insbesondere in Bezug auf Anlagen und Systeme des VBS oder der Zivilluftfahrt. Infolgedessen musste ein Gebiet gestrichen werden. Weitere Gebiete wurden angepasst. Aufgrund der Erkenntnisse aus Vorprüfung und Mitwirkung kam es zu folgenden Gebietsanpassungen:

- Das Eignungsgebiet 2 «St. Luzisteig» musste aufgrund von Konflikten mit militärischen Interessen deutlich redimensioniert und aufgrund des deutlich reduzierten Produktionspotenzials in der Folge gestrichen werden.
- Die Bewertung des Eignungsgebiets 6 «Landquart Ost» wurde aufgrund von neuen Erkenntnissen aus der Mitwirkung (Berücksichtigung Kulturgüterschutz Schloss Marschlins) angepasst. Da sich damit das Produktionspotenzial reduzierte, wurde das Gebiet in die Priorität B zurückgestuft.
- Das Eignungsgebiet 13 «Reichenau» wurde aufgrund der Berücksichtigung des «Strategischen Arbeitsgebiets» zugeschnitten und neu bewertet. Es veränderte sich dadurch das Produktionspotenzial und die Landschaftsbewertung, sodass das Gebiet in die Priorität B zurückgestuft wurde.
- In weiteren Gebieten kam es zu spezifischen Anpassungen, die den Perimeter oder das erwartete Produktionspotenzial betreffen. Diese Anpassungen hatten jedoch keine Auswirkungen auf die festgelegte Priorität.

Die verbleibenden Eignungsgebiete wurden hinsichtlich der Erschliessung (Transport auf Kantonsstrassen), Landschaft und ornithologischer Gesichtspunkte nochmals überprüft. Aus diesem letzten Überprüfungsschritt resultierten folgende Anpassungen:

- Die Steckbriefe der Eignungsgebiete wurden mit zusätzlichen Informationen zur Erschliessung³ sowie mit aktuellen Hinweisen zur möglichen Betroffenheit von Bartgeier und Auerwild ergänzt. Diese Informationen dienen der Folgeplanung auf nachgeordneter Planungsebene.
- Bei einigen Eignungsgebieten wurden aus landschaftlichen Überlegungen kleinräumige Zuschnitte vorgenommen. Ein grösserer Zuschnitt erfolgte beim Eignungsgebiet Nr. 16 «Crap Sogn Gion».
- Da die Eignungsgebiete 26 «Alp Selva Vals», 35 «Bernina» sowie 53 «Dreibündenstein» die richtplanerisch festgelegten Landschaftsschutzgebiete grossräumig überlagern, wurden die betroffenen Landschaftsschutzgebiete Ampervreilhorn (02.LS.27), Dreibündenstein – Alp dil Plaun (03.LS.09) sowie I Gess (13.LS.03) vom bisherigen Koordinationsstand «Festsetzung» auf «Zwischenergebnis» zurückgestuft. Die Objektliste des Kapitels 3.6 (Landschaftsschutz) wurde infolgedessen angepasst.⁴

Aufgrund der vorgenommenen Streichungen und Anpassungen der Windenergiegebiete hat sich das geschätzte Produktionspotenzial für die Gebiete der Priorität A von 770 GWh auf knapp 600 GWh verringert.

3.4.6 Im Richtplan festgelegte Eignungsgebiete für die Windenergienutzung

Im beschlossenen Richtplan «Windenergieanlagen» sind 16 Eignungsgebiete der **Priorität A** festgelegt. Sie umfassen ein Produktionspotenzial von insgesamt 596 GWh pro Jahr. Das kantonale Produktionsziel von 400 GWh bis 2050 kann mit den festgelegten Eignungsgebieten weiterhin erreicht werden. Da die festgelegten Eignungsgebiete das Ergebnis einer stufengerechten, umfassenden und transparenten Interessenabwägung und Priorisierung sind, werden sie dem Koordinationsstand «Festsetzung» zugewiesen. Offene Fragen können auf der nachgeordneten Planungsebene gelöst werden.

Hingegen hat der Kanton entschieden, auf eine Festlegung der Gebiete Priorität B zu verzichten. Die nach Bereinigung der Gebiete verbleibenden gut 600 GWh Produktionspotenzial stellen bereits einen 1.5-fachen Überhang zum definierten Produktionsziel dar. Falls sich abzeichnet, dass die Produktionsziele mit den festgesetzten Gebieten nicht erreicht werden können, kann die Aufnahme zusätzlicher Gebiete in Abstimmung mit der kantonalen Energiestrategie geprüft werden. Für die Aufnahme neuer Gebiete wäre erneut ein ordentliches Richtplanverfahren durchzuführen.

Für die Umsetzung von Windenergieprojekten in den festgelegten Eignungsgebieten bedarf es keiner erneuten projektbezogenen Richtplananpassung. Die Umsetzung kann direkt in den nachgelagerten Planungs- und Projektierungsverfahren erfolgen.

³ Die vom Tiefbauamt vorgenommenen technischen Abklärungen in Bezug auf die Transportmöglichkeiten auf dem Kantonsstrassennetz (kantonale Haupt- und Verbindungsstrassen) können auf Anfrage beim Amt für Raumentwicklung bezogen werden.

⁴ Mit der Zurückstufung der von Windenergiegebieten überlagerten Landschaftsschutzgebiete in den Koordinationsstand Zwischenergebnis hat der Kanton der gesetzlichen Bestimmung, wonach das nationale Interesse an der Realisierung von Windkraftanlagen von nationalem Interesse entgegenstehenden Interessen von kantonaler, regionaler oder lokaler Bedeutung vorgeht, im Richtplan bereits Rechnung getragen (siehe Art. 12 Abs. 2 und 3 EnG).

3.4.7 Erwartete Änderungen bei den Verfahren für Windkraftanlagen

Das Bundesparlament berät derzeit eine Änderung des Energiegesetzes. Der sogenannte «Beschleunigungserlass» hat die Vereinfachung und Beschleunigung von Planungs-, Bewilligungs- und Rechtsmittelverfahren für Solarenergie-, Windenergie- und Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse zum Ziel. Es ist u.a. vorgesehen, eine gesetzliche Grundlage für die Durchführung von konzentrierten Plangenehmigungsverfahren zu schaffen. Nachfolgende Ausführungen stützen sich auf den aktuellen Stand der Beratung zum Zeitpunkt des Beschlusses.

Entsprechende gesetzliche Grundlage für solche Plangenehmigungsverfahren müssen auch auf kantonaler Ebene noch geschaffen werden.

Umsetzung von Windkraftanlagen von nationalem Interesse

Die Umsetzung von Windenergieanlagen von nationalem Interesse in den festgelegten Eignungsgebieten erfolgt im Rahmen eines konzentrierten kantonalen Plangenehmigungsverfahrens. Mit Erteilung der Plangenehmigung wird die Nutzung des Bodens, die Erschliessung, die Standorte der Installationsplätze sowie die zulässigen Anlagendimensionen festgelegt (siehe Abb. 15). Gleichzeitig werden alle mit dem Bau, Betrieb und Rückbau der Windenergieanlagen zusammenhängenden umweltrechtlichen Auflagen verfügt. Die Durchführung eines Baubewilligungsverfahrens entfällt.

Eine Zustimmung der Standortgemeinde zum Projekt wird in Graubünden zwingend erforderlich sein.

Windkraftanlagen von nationalem Interesse



Abb. 15: Verfahrensschritte zur Umsetzung von Windkraftanlagen von nationalem Interesse in festgelegten Eignungsgebieten für die Windenergienutzung.

Eine gleichzeitige Anpassung der Nutzungsplanung ist in der Regel analog der Situation bei neuen Wasserkraftwerken (siehe Kap. 3.3.9) nicht erforderlich, da die Prüfung der Umweltverträglichkeit und der räumlichen Auswirkungen im Rahmen des Plangenehmigungsverfahrens im Sinne einer Spezialgesetzgebung erfolgt. Sind durch ein Windkraftvorhaben von nationalem Interesse auch Naturschutz-zonen nach Art. 33 KRG betroffen, so bedarf es einer Revision der Nutzungsplanung (Aufhebung Naturschutzzone). Die dafür erforderliche Zonenplananpassung kann in das Plangenehmigungsverfahren integriert werden. Ein vorheriges oder separates Nutzungsplanverfahren ist jedoch nicht durchzuführen. In Landschaftsschutz-zonen nach Art. 34 KRG sind neue Bauten und Anlagen gestattet, die in einem Nutzungsplan *gemäss Spezialgesetzgebung* enthalten sind, welche nach Inkrafttreten der Gesetzesänderung vom 25. Oktober 2018 rechtskräftig genehmigt worden sind. Diese Bestimmung ist auch auf das spezialgesetzliche Plangenehmigungsverfahren anwendbar, bei welchem keine Nutzungspla-

nung erforderlich ist. Somit können Windenergieanlagen von nationalem Interesse auch in kommunalen Landschaftsschutzzonen errichtet werden. Es ist in solchen Fällen der Standortgemeinde überlassen, ob sie eine Anpassung der Landschaftsschutzzone vornehmen will.

Der Kanton hat die Möglichkeit, im Rahmen des Plangenehmigungsverfahrens auch die im Richtplan festgelegten Landschaftsschutzgebiete anzupassen bzw. teilweise aufzuheben, sofern solche betroffen sind. Die Zweckmässigkeit einer Aufhebung ist im Einzelfall zu überprüfen.

Umsetzung von Windkraftanlagen von nicht nationalem Interesse

Die Umsetzung von Windenergieanlagen, welche das nationale Interesse nicht erreichen, erfolgt weiterhin im Rahmen der kommunalen Nutzungsplanung sowie anschliessend im Baubewilligungsverfahren. Die Nutzungsplanung bildet wie bis anhin das Leitverfahren für die Umweltverträglichkeitsprüfung und eventuelle Rodungen.

Eine Zustimmung der Standortgemeinde zum Projekt wird bei Windkraftanlagen von nicht nationalem Interesse weiterhin zwingend erforderlich sein (siehe Abb. 16).

Windkraftanlagen nicht von nationalem Interesse



Abb. 16: Verfahrensschritte zur Umsetzung von Windkraftanlagen von nicht nationalem Interesse mit Grundlage im Richtplan (Koordinationsstand «Festsetzung»).

3.5 Kapitel «Solaranlagen»

Im Kapitel «Solaranlagen» werden allgemeine Planungsgrundsätze und Handlungsanweisungen für die Nutzung der Solarenergie festgelegt. Diese sind auf die energiepolitischen Ziele und Strategien des Bundes und des Kantons abgestützt und berücksichtigen auch die vom Bundesparlament in Kraft gesetzten Bestimmungen zur Produktion von zusätzlicher Elektrizität aus Photovoltaik-Grossanlagen. Die inhaltlichen und verfahrensrechtlichen Anforderungen sind auf Gesetzes- und Verordnungsstufe bereits weitgehend geregelt. Der Richtplan beschränkt sich daher auf die Festlegung der aus raumplanerischer Sicht wichtigen Leitplanken für die Entwicklung der Solarenergie.

Da Solaranlagen weiterhin schwerpunktmässig auf Gebäuden und Infrastrukturen errichtet werden sollen, sieht der Kanton bis zum Vorliegen der kantonalen Gesamtenergiestrategie eine zurückhaltende Bewilligungspraxis vor.

Die Kantone sind aufgrund der neuen Bestimmungen des Energiegesetzes (Art. 10 Abs. 1 EnG) angehalten, geeignete Gebiete für Solaranlagen von nationalem Interesse nach Art. 12 Abs. 2 EnG im

Richtplan festzulegen. Die dafür erforderlichen Grundlagen sind noch zu erarbeiten, weshalb die Festlegung dieser Gebiete im kantonalen Richtplan im Rahmen einer separaten Richtplananpassung erfolgt.

3.6 Kapitel «Weitere einheimische Energiequellen»

Das Kapitel «weitere einheimische Energiequellen» befasst sich mit der Nutzung und den Potenzialen der weiteren, für die Erreichung der Energie- und Klimazielen wichtigen Energiequellen Biomasse (u.a. Holz), Erd- und Umgebungswärme sowie Abwärme. Heute bestehen mit dem KVA Trimmis, dem Zementwerk Untervaz und dem Holzkraftwerk Domat/Ems im Bündner Rheintal drei Anlagen, welche (unterschiedlich) grosse Potenziale in Bezug auf die Abwärmenutzung aufweisen. Deshalb zielen die Planungsgrundsätze und Handlungsanweisungen des Richtplans darauf ab, das Potenzial industrieller Abwärme im Rheintal verstärkt zu nutzen. Vor diesem Hintergrund werden diese drei Abwärme produzierenden Grossanlagen auch als Objekte im Richtplan verankert (Koordinationsstand Ausgangslage). Auf eine Festlegung der in der Potenzialstudie des Kantons umrissenen Potenzialgebiete für Tiefengeothermie wird verzichtet, da es aus heutiger Sicht noch zu viele ungeklärte Fragen gibt.

3.7 Kapitel «Energietransport, -verteilung und -speicherung»

Das Kapitel «Energietransport, -verteilung und -speicherung» befasst sich mit dem Transport von Energie in Form von Strom, Gas oder Wärme vom Produktionsstandort bis zum Endverbraucher sowie in Ansätzen mit den Möglichkeiten zur Energiespeicherung. Es ersetzt das bisherige Kapitel «elektrische Übertragungsleitungen». Zur Information sind im Richtplantext auch die im Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) festgelegten Objekte aufgeführt.

4 Verfahren

4.1 Vorprüfung Bund

Ende Juni 2022 wurde der Entwurf der Anpassung des kantonalen Richtplans im Bereich Energie dem Bundesamt für Raumentwicklung (ARE-CH) zur Vorprüfung eingereicht. Die Vorprüfung des Bundes wurde mit Bericht vom 20. Februar 2023 abgeschlossen. Aus Sicht des ARE-CH bestanden keine grundsätzlichen Einwände gegen die Richtplaninhalte. Der Bund formulierte jedoch verschiedene Aufträge für die Überarbeitung und Weiterentwicklung des Richtplans in Bezug auf einzelne darin festgelegte Vorhaben. Der Kanton hat diese Aufträge soweit möglich berücksichtigt.

Das angepasste Richtplankapitel 7.1.3 Windenergieanlagen mit den festgelegten Eignungsgebieten Windenergie wurde dem ARE-CH zusammen mit den fachlichen Grundlagen am 12. Dezember 2022 zur Vorprüfung nachgereicht. Im Vorprüfungsbericht des Bundesamts für Raumentwicklung vom 21. Juni 2023 wird die kantonale Windenergieplanung positiv gewürdigt. Aus der Vorprüfung ergaben sich in verschiedenen Gebieten Erkenntnisse zu zusätzlichen Konflikten mit Bundesinteressen, welche anschliessend bereinigt wurden (siehe Kap. 3.4.5). Die Änderungen aus der Vorprüfung wurden gemeinsam mit den Änderungen aus der öffentlichen Mitwirkung umgesetzt.

4.2 Öffentliche Auflage

Mit der öffentlichen Auflage und Vernehmlassung wird die Information und Mitwirkung der Bevölkerung gemäss Art. 4 des Bundesgesetzes über die Raumplanung RPG und Art. 7 der Raumplanungsverordnung des Kantons Graubünden KRVO gewährleistet. Während der öffentlichen Auflage kann jedermann schriftlich Vorschläge und Einwendungen einbringen.

Die öffentliche Auflage des kantonalen Richtplans Energie dauerte vom 12. April 2023 bis zum 30. September 2023. Innerhalb der Frist gingen 300 Stellungnahmen ein. Der Kanton hat die einzelnen Mitwirkungseingaben geprüft und beraten. Der Umgang mit den eingebrachten Vorschlägen, Einwendungen sowie den weiteren Anliegen wurde im Mitwirkungsbericht dokumentiert. Der Mitwirkungsbericht ist öffentlich einsehbar und bildet Bestandteil des Regierungsbeschlusses zum kantonalen Richtplan Energie. Die Mitwirkenden wurden vom Kanton zusätzlich mit personalisierten Antwortschreiben bedient, aus welchem sich Antworten auf von ihnen eingebrachte spezifische Vorschläge und Einwendungen ergeben. Diese Antwortschreiben sind im Gegensatz zum Mitwirkungsbericht nicht öffentlich.

4.3 Beschluss

Die Regierung hat den kantonalen Richtplan Energie am 3. Juni 2025 mit Beschluss Nr. 405/2025 beschlossen und dem Bund zur Genehmigung eingereicht.

Anhang

Anhang I: Begründung Festsetzung Vorhaben «Chlus» (28.WK.04; 28.WK.08; 28.WK.09)

Ausgangslage

Mit dem Projekt Chlus sieht die Repower vor, das Gefälle zwischen Küblis und dem Rhein zur Stromproduktion zu nutzen. Dabei wird das turbinierete Wasser aus dem bestehenden Kraftwerk in Küblis gefasst und über einen Druckstollen und eine Druckleitung talauswärts zur neuen Kraftwerkszentrale in Trimmis geführt. Weiteres Wasser kommt aus der Landquart bei Küblis sowie den drei Seitenbächen Ariesch-, Furner- und Schranggabach dazu. Am Ariesch- und Schranggabach kann die Fallhöhe zusätzlich zur Turbinierung genutzt werden, weshalb diese zwei kleineren Kraftwerke ebenfalls als Objekte im Richtplan aufgeführt werden.

Vorhaben

Das Projekt Chlus (Stufe Küblis – Trimmis) umfasst im Wesentlichen folgende Projektelemente:

- Einleitung des Unterwassers vom KW Küblis, Wasserfassung in der Landquart bei Küblis sowie von drei Seitenbächen im vorderen Prättigau:
 - Unterwasser des KW Küblis (max. 16.5 m³/s), Einleitung in Triebwassersystem KW Chlus
 - Wasserfassung Landquart in Küblis, Einleitung in Triebwassersystem KW Chlus über überdeckten Sandfang orographisch links der Landquart und Kavernenringspeicher, Stauziel ca. 830-831 m ü. M. (variabel), Ausbauwassermenge: 9.0 m³/s
 - Wasserfassung Arieschbach1), Stauziel: 1'108.40 m ü. M. (Wehrrücken), Ausbauwassermenge: 1.25 m³/s
 - Wasserfassung Furnerbach, Stauziel: 883.65 m ü. M., Ausbauwassermenge: 2.0 m³/s
 - Wasserfassung Schranggabach, Stauziel: 1'054.5 m ü. M. Ausbauwassermenge: 1.1 m³/s

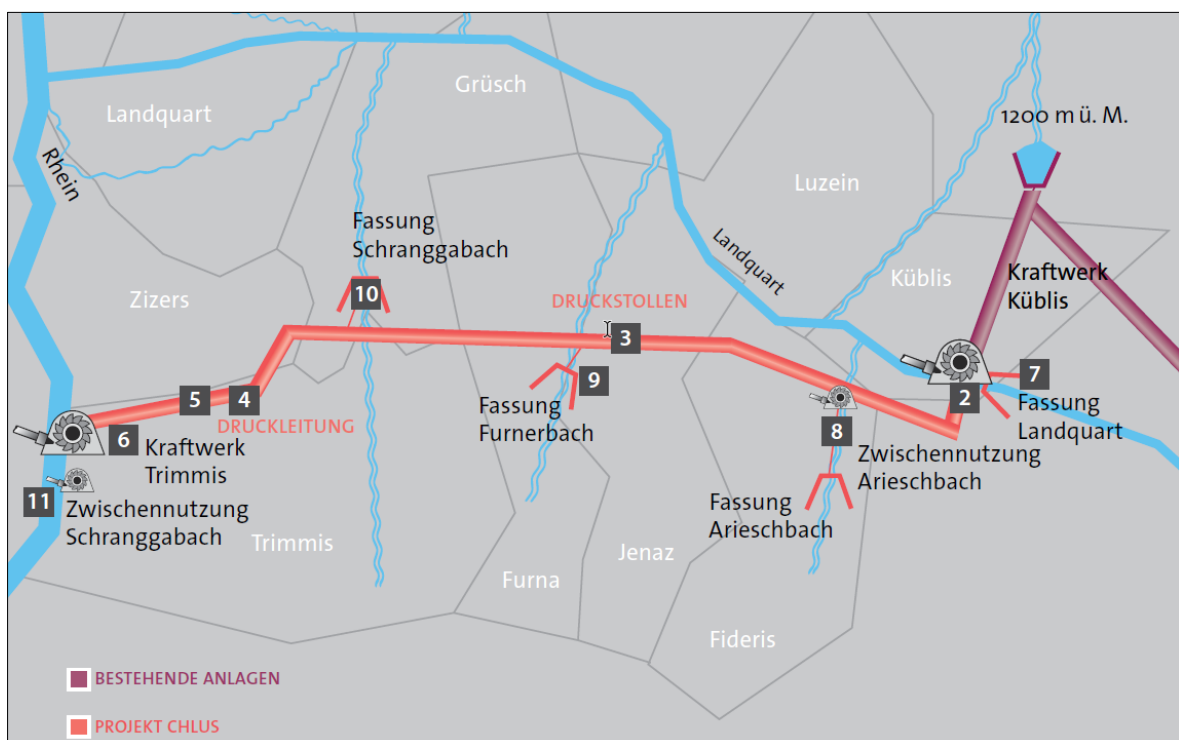


Abb. 17: Übersicht Hauptelemente des Kraftwerks Chlus.

Die Ausbauwassermengen wurden auf der Basis der zu bestimmenden Restwassermengen und der wirtschaftlichen Optimierungen ermittelt.

- Puffervolumen in Küblis, ca. 10'000 m³ Fassungsinhalt, Stauziel 819.00 m ü. M. als Kavernen-ringspeicher orographisch links der Landquart, Einleitung des Unterwassers KW Küblis in Trieb-wasserweg KW Chlus
- Druckstollen ca. 16.1 km lang, Innendurchmesser ca. 4.5 m, für eine Wassermenge von ca. 24 m³/s ausgelegt, Wasserschloss und Druckleitung im Bereich Trimmis eingegraben.
- Zentralengebäude im Industriegebiet Trimmis, installierte Leistung von ca. 55 MW (voraussicht-lich 3 Maschinengruppen), jährliche Produktion Projekt Chlus: 237 GWh
- Wasserrückgabe über Ausgleichsbecken von ca. 30'000 m³ aktivem Volumen in den Rhein
- Unterkraftwerk Arieschbach (Zwischennutzung): Zwischen der Fassung Arieschbach und dem Triebwassersystem der Stufe Chlus wird ein Kleinkraftwerk mit einer Leistung von 2.3 MW er-stellt.
- Zwischennutzung Schranggabach: Das KW Schranggabach ist als Kleinkraftwerk mit einer Lei-stung von ca. 4.5 MW vorgesehen.
- Materialanfall und Deponien: Für die Ablagerung des anfallenden Materials sind Standorte in Sand/Seewis und Schwinboden/Jenaz vorgesehen. Weiter besteht die Möglichkeit, das anfal-lende Material für die Wiederverfüllung der Kiesgruben Oldies und Untervaz zu verwenden. Die genaue Verwendung des Materials und die Verteilung auf die einzelnen Standorte wird aller-dings erst auf Stufe Projektgenehmigung (d.h. UVB 2. Stufe) feststehen.
- Die produzierte Energie des Projekts Chlus wird in das bestehende Netz der Repower einge-speist. Für die Ableitung der Energie aus der KW-Zentrale Arieschbach wird in der Strasse bis zum Unterwerk Kieswerk Arieschbach ein Kabel erdverlegt. Die Energie aus den Zentralen Schranggabach und Trimmis werden über ein erdverlegtes Kabel bis zur nahegelegenen Hoch-spannungsleitung entlang der Bahnlinie und Nationalstrasse geführt und dort in eine von der Repower bei der Firma ewz angemietete Leitung eingespeist.
- Materialanfall und Deponien: Für die Ablagerung des anfallenden Materials sind Standorte in Sand/Seewis und Schwinboden/Jenaz vorgesehen. Weiter besteht die Möglichkeit, das anfal-lende Material für die Wiederverfüllung der Kiesgruben Oldies und Untervaz zu verwenden. Die genaue Verwendung des Materials und die Verteilung auf die einzelnen Standorte wird aller-dings erst auf Stufe Projektgenehmigung (d.h. UVB 2. Stufe) feststehen.
- Die produzierte Energie des Projekts Chlus wird in das bestehende Netz der Repower einge-speist. Für die Ableitung der Energie aus der KW-Zentrale Arieschbach wird in der Strasse bis zum Unterwerk Kieswerk Arieschbach ein Kabel erdverlegt. Die Energie aus den Zentralen Schranggabach und Trimmis werden über ein erdverlegtes Kabel bis zur nahegelegenen Hoch-spannungsleitung entlang der Bahnlinie und Nationalstrasse geführt und dort in eine von der Repower bei der Firma ewz angemietete Leitung eingespeist.

Erwartete Produktionsmenge

Die installierte Leistung des Projektes «Chlus» sind 62 MW und die vorgesehene Jahresproduktion beträgt 237 GWh, d.h. die Wasserkraftanlage als gesamtes versorgt ca. 60'000 Haushalte mit Strom. Der Beitrag an die Energiewende ist also erheblich.

Auswirkungen auf Landschaft und Umwelt

Abflussregime (Hydrologie): Das alpin-nivale Abflussregime der Landquart wird durch die Schneeschmelze geprägt mit minimalen Abflüssen im Winter und einer Hauptabflussphase in den Monaten Mai bis August/September. Der natürliche Abfluss in der Landquart bei Felsenbach wird durch die künstliche Überleitung aus dem Landwassertal im Jahresmittel um ca. 0.55 m³/s erhöht. An der BAFU-Messstation Station Felsenbach beträgt das Jahresmittel (1926-2012) 24.4 m³/s. Der natürliche mittlere Abfluss liegt entsprechend bei ca. 24 m³/s.

Das heutige Abflussregime der Landquart ist stark durch die bestehende Kraftwerksnutzung geprägt. Die Abflussregimes von Ariesch-, Furner- und Schranggabach werden erheblich durch Schneefall- und Schneeschmelzprozesse geprägt; in der Regel resultiert ein eingipfliges Abflussregime mit einer Abflussspitze in den Monaten Mai und Juni sowie Niedrigwasserabflüssen in den Wintermonaten. Die Bäche weisen im heutigen Zustand keine hydrologischen Beeinträchtigungen auf.

Bei der Fassung Küblis ist aufgrund der Ausbaukapazität von 9'000 l/s im Mittel an ca. 44 Tagen pro Jahr mit Fassungsüberlauf zu rechnen. Die Fassung ist im Zeitraum von ca. anfangs Oktober bis Ende Februar an durchschnittlich 140 - 160 Tagen pro Jahr ausser Betrieb, da die erforderliche Dotierwassermenge in diesem Zeitraum grösser ist als der Zufluss zur Fassung.

Die Fassung Arieschbach wird gemäss Konzessionsdossier von Anfang April – Ende September mit 170 l/s und von Anfang Oktober – Ende März mit 80 l/s dotiert. Bei der Fassung Furnerbach beträgt die Dotierung 110 l/s und bei der Fassung Schranggabach 200 l/s. An durchschnittlich 130 - 140 Tagen pro Jahr wird bei letzterer der Abfluss durch eine dynamische Abflusskomponente (30% des Zuflusses) über den Sockelabfluss angehoben. Beim Furnerbach sorgt das ca. 100 m unterhalb der Fassung einmündende Schärmentobel für eine Dynamisierung, so dass auf eine Dynamisierung bei der Fassung verzichtet werden kann. Alle vier Fassungen werden zur Gewährleistung des Geschiebetransports bei hohen Abflüssen geschlossen.

Schwall/Sunk: Das heutige Abflussregime der Landquart ist stark durch die bestehende Kraftwerksnutzung geprägt und deshalb bezüglich Schwall/Sunk belastet. Das Kraftwerk Küblis ist hinsichtlich Schwall/Sunk sanierungspflichtig. Durch die Einleitung des Unterwassers des Kraftwerks Küblis ins Triebwassersystem des Kraftwerks Chlus wird das Kraftwerk Küblis hinsichtlich Schwall/Sunk saniert. Dank der im Projekt enthaltenen Massnahmen führt das Projekt Chlus zu keiner wesentlichen Beeinträchtigung des Alpenrheins bezüglich Schwall/Sunk.

Gewässerlebensräume: Die Zusammensetzung der Lebensgemeinschaft der Wasserwirbellosen deutet in allen untersuchten Gewässern auf eine gute Wasserqualität hin. In den Seitengewässern beeinträchtigt die natürliche und die anthropogen veränderte Dynamik der Gewässer-sole die Entwicklung einer adäquaten Lebensgemeinschaft. Dies widerspiegelt sich anhand der geringen Biomassen und eher kleinen Individuendichten an den meisten Probenahmestellen. In der Landquart und ihren Seitenbächen wurde im Rahmen der Untersuchungen nur spärlich pflanzlicher Bewuchs gefunden. Mit den im Konzessionsdossier dargestellten Restwassermengen wird der Erhalt der standortgerechten Wasserwirbellosengemeinschaften in der Landquart sowie ihren Seitengewässern Arieschbach, Furnerbach und Schranggabach gewährleistet. Sämtliche durch das Restwasserregime verursachten Umweltauswirkungen werden über Ersatzmassnahmen abgegolten. Dazu bieten sich verschiedene Möglichkeiten an. Die definitiven Massnahmen werden im Rahmen des Konzessionsgenehmigung festgelegt.

Geschiebetransport: Die Landquart ist ein Gebirgsfluss mit einem relativ hohen Feststoffaufkommen (Geschiebe und Schwebstoffe). Wichtige Zuflüsse in Bezug auf das Feststoffaufkommen sind vor allem der Furner-, Schrau- und Taschinasbach. Im Arieschbach begrenzen Wildbachsperrungen das Feststoffaufkommen. Die übrigen grösseren Zuflüsse (Schanielabach, Schranggabach) haben ein geringeres Feststoffaufkommen. Der Geschiebeeintrag in die Landquart ist aber auch beim Furner- und Schraubach v.a. wegen den Kiesentnahmen im Bereich des Kegelhalses begrenzt. Zur Gewährleistung des Geschiebetransports werden bei hohen Abflüssen die Fassungen in Küblis und an den Seitenbächen sowie die Weiterleitung des Turbinenwassers in Küblis eingestellt. Zudem werden die Fassungen von Ariesch-, Furner- und Schranggabach bei Abflüssen mit relevantem Geschiebetrieb eingestellt. Dank dieser Massnahmen wird der Geschiebeeintrag der Landquart in den Alpenrhein durch das Projekt kaum beeinflusst, und die Kiesentnahmen bei der Landquartmündung sowie die Wuhrbauten am Alpenrhein werden nicht beeinträchtigt. Mit der Einleitung in Trimmis wird proportional zur Abfluss-erhöhung auch die Geschiebetransportkapazität am Alpenrhein zunehmen. Dies könnte sich positiv auf die Dynamik der Mastrilser Rheinauen auswirken, sofern das Geschiebeangebot im Alpenrhein ausreichend ist.

Schwebstofftransport/Trübung: Die Resultate der im Rahmen des Projekts durchgeführten Messkampagne haben gezeigt, dass die Schwebstoffführung der Seitenbäche, der Landquart und des Alpenrheins stark durch die Jahreszeit geprägt ist. Dabei ist die Schneeschmelze der grösste Einflussfaktor: Sie führt zu grossen Schwebstoffeinträgen in die beiden Hauptgewässer Landquart und Alpenrhein. Insbesondere die Landquart ist als schwebstoffreiches Fliessgewässer bekannt. Die Kolmation in der Landquart kann durch die projektbedingt reduzierte Wassermenge für die Zeitperiode von Winter bis Frühsommer z.T. deutlich zunehmen. Diese Entwicklung muss jedoch vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass die Sohle der Landquart bereits heute mittel bis stark kolmatiert ist. Die Kolmation wird im Betriebszustand mehrmals jährlich aufgerissen (Abflüsse in der Landquart $\geq Q$). Diese sehr hohen Abflüsse treten im Betriebszustand gleich häufig auf wie im Ausgangszustand. Weil die Fassung Küblis erst nach deutlichem Abklingen der Hochwasserganglinie wieder in Betrieb genommen wird (Massnahme SK-102), kann gewährleistet werden, dass es zu keiner erneuten Kolmation in der abklingenden Hochwasserwelle kommt. Gesamthaft betrachtet ist für die Landquart im Betriebszustand – je nach Jahreszeit – eine leicht positive bis positive Veränderung der Habitatqualität und der Reproduktionsmöglichkeiten gegenüber dem Ausgangszustand zu erwarten. Nur in einzelnen Flussabschnitten kann es je nach Jahreszeit zu einer Verschlechterung der Habitatqualität kommen. Somit ist die Anforderung für die Landquart (vgl. weiter oben) erfüllt: Die Kolmation wird durch die Änderung der Schwebstoffführung aufgrund der neuen Restwassersituation dank der projektintegrierten Massnahme SK-102 nicht derart erhöht, dass die Reproduktionsmöglichkeiten der Fische gegenüber dem Ausgangszustand wesentlich verschlechtert werden. Von Anfang Juli bis Ende September wird sich die Einleitung bei Trimmis betreffend Schwebstoffe nicht negativ auf die Mastrilser Auen auswirken. Für die fischkritischen Monate zwischen Anfang Oktober und Ende Juni wird durch die projektintegrierte Massnahme SK-101 sichergestellt, dass die typischerweise sehr klaren, winterlichen Verhältnisse in den Mastrilser Auen nicht durch Wasser, welches möglicherweise eine erhöhte Schwebstoffkonzentration aufweist, gestört und somit die Reproduktionsmöglichkeiten der Bach- und Seeforellen verschlechtert werden.

Wasserqualität/Siedlungswasserwirtschaft: Die im März 2010 durchgeführte Messkampagne hat gezeigt, dass sowohl in der Landquart als auch in den Seitenbächen die gesetzlichen Anforderungen bezüglich Wasserqualität auch bei ungünstigen Rahmenbedingungen (geringer Wasserführung, tiefe Temperaturen, hoher Abwasseranfall wegen Tourismus) eingehalten werden. Bei den meisten Schmutzstoffen nimmt die Belastung im Betriebszustand wegen der geringeren Wassermenge im Ver-

gleich zum Ausgangszustand zu, bleibt jedoch unter den gesetzlichen Anforderungen. Bezüglich Ammonium und Nitrit nimmt die Belastung ab, weil das relativ stark belastete Wasser der ARA Klosters-Gulfia zum grössten Teil in die Druckleitung des Kraftwerks Chlus und damit nach Trimmis in den Rhein weitergeleitet wird. In den Seitenbächen nehmen die Konzentrationen der Schadstoffe wegen der im Betriebszustand gegenüber dem Ausgangszustand geringeren Wassermenge zwar zu. Sämtliche Parameter halten aber die gesetzlichen Anforderungen an die Wasserqualität ein.

Aquatische Fauna/Fischerei: Die Landquart sowie der Schranggabach gelten innerhalb des Projektperimeters als Fischgewässer. Der Furnerbach gilt nur auf den untersten 100 m im Bereich der Mündung in die Landquart als Fischgewässer. Der Rest (Oberlauf) des Furnerbachs sowie der Arieschbach gelten gemäss Angaben des Kantons als Nichtfischgewässer. Mit den Restwassermengen gemäss Konzessionsdossier wird die freie Fischwanderung für alle vorkommenden und potenziell vorkommenden Fischarten gewährleistet. Insbesondere auf dem Landquartabschnitt zwischen Alpenrhein und Schwelle Chlus gibt es eine deutliche Erhöhung der Restwassermengen gegenüber heute und damit eine deutliche Verbesserung für die Fischwanderbedingungen. Ausserdem gewährleisten die Restwassermengen ein ausreichendes Habitatangebot für die Bach- und Seeforelle sowie die Groppe in der Landquart, im Furnerbach und im Schranggabach. Die Wasserrückgabe des Projekts Chlus in den Alpenrhein bei Trimmis wird den Zustand der Mastrilser Aue nicht massgeblich beeinträchtigen.

Alluviales Grundwasser: Der alluviale Grundwasserleiter zwischen Küblis und der Chlus kann in vier verschiedene, kaskadenartig angeordnete Becken gegliedert werden (Becken von Küblis, Jenaz, Schiers und Grösch). Diese Becken werden von Moräne, See- und Deltasedimenten, Hangschutt sowie Ablagerungen der Landquart und der verschiedenen Seitenbäche aufgebaut. Den eigentlichen Grundwasserleiter bilden die kiesigsandigen Ablagerungen der Landquart und der Seitenbäche sowie z.T. der Hangschutt. Die Speisung des Grundwassers zwischen Küblis und der Chlus erfolgt durch direkte Grundwasserneubildung aus Niederschlag und Schneeschmelze, Hang- und Bergwasserzuflüsse sowie durch Infiltration aus der Landquart. Beim Pumpwerk Sand/Schiers sind wegen der geringeren Wasserführung in der Landquart nur geringe Auswirkungen auf die Brunnenergiebigkeit zu erwarten; ein häufigeres Abschalten der Pumpen ist ebenfalls nicht zu erwarten, und es besteht auch keine Notwendigkeit, die Grundwasserschutzzonen zu ändern. Die Auswirkungen auf den Betrieb des Pumpwerks Malans sind ebenfalls gering. Die zu erwartenden projektbedingten Veränderungen der Grundwasserverhältnisse im Rheintal – zwischen der Chlus und der Landquartmündung – werden als sehr gering eingeschätzt, da die Grundwasservorkommen im sehr mächtigen und ergiebigen Rheintalaquifer mengenmässig die Auswirkungen durch die verminderte Landquartinfiltration dominieren. Im Bereich Trimmis liegen exfiltrierende Verhältnisse vor, wodurch ein maximaler Grundwasserspiegelanstieg von rund 0.08 m bis 0.10 m im Sommer bzw. rund 0.03 m bis 0.05 m im Winter zu erwarten ist. Aufgrund der grossen Mächtigkeit und Ausdehnung des Rheintalaquifers ist in den ca. 2 km stromabwärts gelegenen Mastrilser Auen eine Beeinflussung im sehr tiefen Zentimeterbereich zu erwarten. Die Zentrale Arieschbach befindet sich ganz am Rand des Gewässerschutzbereichs A. Der Grundwasserstand in diesem Bereich ist nicht im Detail bekannt; es ist jedoch davon auszugehen, dass der Unterwasserkanal unterhalb des mittleren Grundwasserspiegels liegt. Weil die Zentrale ganz am Rande des Grundwasserträgers liegt, kann auch ohne detaillierten Nachweis davon ausgegangen werden, dass die Durchflusskapazität des Grundwassers gegenüber dem unbeeinflussten Zustand um weniger als 10% vermindert wird.

Quellen/Bergwasser: Als Grundlage für die Beurteilung wurde unter Mitwirkung der Grundeigentümer ein Quellenkataster erstellt und öffentlich aufgelegt. Von den 473 Quellen, welche möglicherweise im Einflussgebiet des Projekts liegen, sind ohne zusätzliche Massnahmen nur 13 Quellen durch das Projekt stark und 24 Quellen mässig gefährdet. Die Bedeutung und Gefährdung der übrigen Quellen ist

gering bis sehr gering. In Abhängigkeit von Wasserdruck und Wasserzutritt werden beim Bau des Druckstollens folgende Massnahmen getroffen: Abdichtung des Vortriebsbereichs mittels Injektion, Jetting oder vorausseilende Abdichtungsinjektion (Felsabdichtung), Verkleidung mit wasserdichtem Beton sowie Tübbinge mit Fugenabdichtung. Mit diesen Massnahmen werden die möglichen Auswirkungen auf Quellen und Bergwasser sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase minimiert. Zudem wird ein Messprogramm für die Quellenüberwachung erarbeitet und rechtzeitig vor Beginn der Bauarbeiten umgesetzt. Diese Überwachung ist an sich keine Gewässerschutzmassnahme. Die Daten erlauben jedoch, die Rechtmässigkeit allfälliger Schadenersatzforderungen zu beurteilen.

Entwässerung: Die Thematik Entwässerung ist v.a. für die Bauphase relevant. Die Auswirkungen in der Betriebsphase sind insofern relevant, als dass das auf oberirdischen Projektbestandteilen (z.B. Zentrale) anfallende Niederschlagswasser gesetzeskonform behandelt werden muss. Diese Thematik für die Richtplanung wie für das Konzessionsprojekt von untergeordneter Bedeutung, sie wird zusammen mit den Aspekten der Bauphase erst im Rahmen des UVB 2. Stufe behandelt.

Flora: Betrieblich bedingte Auswirkungen sind die Abflussänderungen entlang der Restwasserstrecken. Diese haben einen Einfluss auf die autotypischen Lebensräume entlang den betroffenen Gewässern. Das vorgeschlagene Restwasserregime hat keine oder nur sehr geringfügige negative Auswirkungen auf diese Auengebiete. Nur an der Landquart kann in wenigen Auengebieten eine als geringfügig einzustufende negative Projektauswirkung aufgezeigt werden. Die temporären Eingriffe umfassen v.a. Installationsplätze, Materiallager und Zufahrten zu den Baustellen. Die temporären Eingriffe im Gebiet der Wasserfassung Schranggabach sowie im Gebiet Molinära – Ochsenweid könnten negative Auswirkungen auf nur schwierig wiederherstellbare, schützenswerte Lebensräume haben. Im UVB 2. Stufe müssen die temporären Eingriffe vertieft abgeklärt werden und Optimierungsmöglichkeiten an den aufgezeigten heiklen Stellen gesucht werden. Unter die permanenten Auswirkungen fallen die Wasserfassungen, Zentralen und die Zufahrt zum Stollenportal in der Chessirüfi. Diese Anlagen sind klein und haben nur geringe negative Auswirkungen auf Lebensräume und Arten. Für die Materialablagerungsstandorte Schwinboden und Sand/Seewis sollen Renaturierungskonzepte ausgearbeitet werden.

Terrestrische Fauna: Heute kommen im Untersuchungsgebiet die folgenden Tierarten vor: Wild, Raufusshühner, Vögel gewässernaher Habitate, Eulen und Spechte, Vögel der Kulturlandschaft, Reptilien, Amphibien, Libellen, Tagfalter (nur eine Art untersucht), Sandlaufkäfer. Der Bau des Projekts Chlus hat bezüglich der Fauna fast ausschliesslich temporäre Auswirkungen. Als bedeutend werden vor allem Umgestaltungen (Materialablagerungen, Wasserfassung Schranggabach, Baupiste Molinära) beurteilt. Für diese und weitere Gebiete wurden grobe Schutz- und Wiederherstellungskonzepte ausgearbeitet, die den Eingriff vermindern bzw. in den natürlichen Zustand rückführen. Der wesentlichste unvermeidbare Eingriff auf die terrestrische Fauna in der Betriebsphase ist die Reduktion des Wasserabflusses. Weniger bis kaum ausschlaggebend sind das Absinken des Grundwasserspiegels, Zunahme des Schwall/Sunk-Verhältnisses (Rhein) und die Zunahme der Trübung und Kolmation. Keinen Einfluss übt das Projekt auf den Geschiebetransport und die Hochwasserfrequenzen ab Q aus. Diese beiden letztgenannten Faktoren sind wichtig und die Grundlage für den Erhalt der typischen Gebirgsauen im Prättigau. Zur Kompensation der Eingriffe sind folgende Ersatzmassnahmen geplant: Schaffung neuer Amphibienlaichplätze und Libellenlebensräume in der Aue Runggalätsch, neues Amphibienbiotop bei der Zentrale Arieschbach, neue Amphibienlaichplätze und Reptilienlebensräume bei der Materialablagerung Sand/Seewis, Schaffung neuer bzw. Aufwertung bestehender Lebensräume beim Igiser und Malanser Mühlbach.

Boden/Landwirtschaft: Die Wasserversorgung der Landwirtschaftsböden entlang der Restwasserstrecke wird auf einigen Flächen abnehmen, auf anderen eher zunehmen. Netto resultiert eine im Verhältnis zu den Dimensionen des Projekts eher geringe Fläche von rund 600 a, wo sich die Wasserversorgung der Böden tendenziell verschlechtert. Der definitive Verlust an Bodenstandorten kann im Verhältnis zu den Dimensionen des Projekts als gering bezeichnet werden. Mit dem Einsatz einer bodenkundlichen Baubegleitung wird eine fachgerechte, schonende Bauausführung sichergestellt. Die aus Sicht des Bodenschutzes heikelsten Projektbestandteile sind die beiden Baustellenerschliessungen bei Küblis (linkes Ufer) und bei Trimmis Molinära. An beiden Standorten sind fruchtbare, stark verdichtungsempfindliche Landwirtschaftsböden betroffen, bei denen selbst bei sorgfältiger Bauweise langjährige Beeinträchtigungen nicht ganz auszuschliessen sind, bzw. deren Regenerationszeit möglicherweise länger als die durchschnittlichen 3 bis 5 Jahre dauern kann. Bei der Materialablagerung Schwinboden ist geplant, wieder ein vielgestaltiges Kleinrelief zu erstellen. So kann die heutige Vielfalt an Bodenstandorten wiederhergestellt werden. Die Materialablagerung Sand/Seewis wird von der Bodenfruchtbarkeit her als neutral, im günstigsten Fall sogar als Aufwertung beurteilt. Die Temperaturdifferenz zwischen der Druckleitung und dem Boden bei Molinära von max. 1.5 bis 2°C entspricht der natürlichen Schwankung, wie sie in vergleichbaren Böden festgestellt wird. Aufgrund der relativ geringen Temperaturänderungen sind keine negativen Auswirkungen auf die Bodenfruchtbarkeit zu erwarten.

Altlasten: Gemäss dem Kataster der belasteten Standorte (KbS) des Kantons Graubünden ist nur der belastete Standort Rindendeponie Schwinboden (KbS-Nr. 3863-19) direkt vom Projekt betroffen. Im Rahmen des Projekts soll dieser Standort mit Ausbruchmaterial aus dem Bau des Druckstollens überlagert werden. Deshalb werden hier neue Drainagen gebaut (Sickergräben mit Sickerleitung und Sickerkörper bis Basis Reaktordeponie), und das gesammelte Sickerwasser wird über die bestehende Abwasserleitung in die ARA abgeleitet.

Abfälle, umweltgefährdende Stoffe: Während der Bauphase fallen grosse Mengen an Aushub- und Ausbruchmaterial an. Bauabfälle werden grundsätzlich verwertet, soweit dies technisch machbar, wirtschaftlich tragbar und ökologisch sinnvoll ist. Ein Grossteil des anfallenden Ausbruchmaterials hat jedoch nicht die Güte für eine Wiederverwendung als Baustoff. Deshalb werden diese Materialien auf den beiden vorgesehen Standorten Schwinboden und Sand/Seewis landschaftsverträglich abgelagert.

Umweltgefährdende Organismen: Die Anforderungen für den Umgang mit allfälligen im Projektgebiet vorhandenen und sich möglicherweise neu ansiedelnden Neophyten und Neozoen werden im Rahmen des UVB 2. Stufe beurteilt.

Landschaft/Erholung: Die Bauperimeter des Projekts Chlus liegen alle ausserhalb von nationalen und regionalen Landschaftsschutz- oder Kulturlandschaftsgebieten. Eine direkte Beeinträchtigung der geschützten Gebiete findet demnach nicht statt. Die mehrheitlich indirekten Beeinträchtigungen der umliegenden geschützten Landschaften können durch entsprechende Ersatzmassnahmen (z.B. Beitrag für Rückbau der Schwelle Chlus oder für kulturlandschaftliche Aufwertungen wie z. B. in den Gebieten Vilan oder Solavers oder allenfalls Ersatzabgaben) kompensiert werden. Die Auswirkungen des Projekts auf die Erholung im Projektgebiet werden bezüglich der Intensiverholungsgebiete und der Langsamverkehrswege als gering beurteilt. In der Betriebsphase werden keine Intensiverholungsgebiete oder Langsamverkehrswege tangiert. Hinsichtlich der Wassersportnutzung wird sich die Befahrbarkeit der Landquart auf dem Abschnitt Küblis - Schiers in der Betriebsphase deutlich reduzieren. Damit einher geht ein Attraktivitäts- und Erholungswertverlust der Landquart als Wassersportgewässer. Durch eine Reduktion der Wassermenge in den betroffenen Gewässern verringert sich der jeweilige landschaftsästhetische Eigenwert. Die Anforderungen an die Restwassermenge gemäss Art. 33 des

GSchG sind so formuliert, dass die Beeinträchtigung des landschaftsästhetischen Eigenwerts möglichst gering ist. Sie werden bei der Erhöhung der Restwassermenge im Rahmen einer Interessensabwägung berücksichtigt.

Wald/Naturgefahren: Die meisten der vom Projekt betroffenen Schutzwälder sind als Typ C ausgeschrieben. Nur randlich am Unterlauf des Arieschbach liegen Schutzwälder des Typ A, welche Infrastrukturanlagen vor Naturereignissen schützen sollen. Die baulichen Eingriffe auf die Waldlebensräume werden zumeist als geringfügig eingestuft. Ausnahmen sind der Eingriff bei der Wasserfassung Schranggabach und der Eingriff bei der Wasserrückgabe in den Rhein, die beide zwischen geringfügig und schwerwiegend eingestuft werden, da hier relativ grossflächig schützenswerte Waldlebensräume beeinflusst werden, die nur teilweise wiederherstellbar sind. Die betrieblichen Eingriffe des Restwasserregimes auf die Waldlebensräume werden als geringfügig eingestuft. Auswirkungen auf die Holzproduktion sind keine zu erwarten und negative Auswirkungen auf die Schutzwälder auch nicht. Die permanenten Rodungen im Bereich der Bauperimeter sind nur kleinflächig und werden als geringfügige Beeinträchtigung beurteilt. Für die notwendigen temporären und permanenten Rodungen wird im Rahmen des Bauprojekts ein Rodungsgesuch erstellt. Sicherungsmassnahmen zum Schutz der Bauperimeter, der Anlagenteile und Zugänge vor Steinschlag, Hochwasser und Murgang werden im Rahmen des Bauprojekts detailliert geplant

Kulturdenkmäler/Archäologische Stätten: Die projektierten Anlagen in den Gebieten von Küblis, Fideris und Grüşch kommen grundsätzlich ausserhalb der im Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS) verzeichneten Dorfzentren zu liegen, so dass keine negativen Auswirkungen auf die Ortsbilder zu erwarten sind. Das Ortsbild von Küblis ist dabei als Spezialfall (Dorf mit Kraftwerk) ausgewiesen. Die bestehende Zentrale des Wasserkraftwerks Küblis ist als schützenswertes Objekt von nationaler Bedeutung im Inventar der Kulturgüter von nationaler und regionaler Bedeutung (KGS-Inventar) ausgewiesen. Im Rahmen des Projekts finden jedoch keine baulichen Veränderungen an der bestehenden Zentrale des Wasserkraftwerks Küblis selbst statt, sondern nur im Bereich des Unterwasserkanals. Durch das Projekt werden keine Strassen und Wege, welche im Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS) verzeichnet sind, permanent tangiert. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist im Zuge der Baumassnahmen mit keinen archäologischen Funden zu rechnen. Sollten jedoch archäologische Funde gemacht werden, ist die entsprechende Fachstelle zu informieren und projektbegleitend ein Archäologe hinzuzuziehen.

Störfallvorsorge/Katastrophenschutz: Die Störfallverordnung bezieht sich nur auf die Aspekte der Betriebsphase. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass im Rahmen dieses Projekts gefährliche Stoffe nicht in solchen Mengen gelagert werden, dass die Mengenschwellen gemäss Störfallverordnung überschritten werden, so dass dieser Bereich im Rahmen des UVB nicht relevant ist.

Luft: Wegen der langen Bauzeit und der grossen Materialkubaturen wird dem Projekt die Massnahmenstufe B gemäss Baurichtlinie Luft des BAFU zugeordnet. Die detaillierten Massnahmen sowie die Ermittlung und Beurteilung der lufthygienischen Auswirkungen der Bautransporte erfolgt jedoch erst im Rahmen des UVB 2. Stufe. Die Betriebsphase ist bezüglich Luft nicht relevant.

Lärm: Da im Bereich der Fassung Küblis alle Projektelemente unterirdisch angeordnet sind und sich die nächstgelegenen Gebäude in einem Abstand von 50 m in der Empfindlichkeitsstufe III befinden, kann auch ohne detaillierten Nachweis davon ausgegangen werden, dass die Planungswerte eingehalten sind. Die Turbinen der Zentralen Trimmis und Arieschbach werden gekapselt und sind in geschlossenen Gebäuden untergebracht. Obwohl die Lage der Lüftungsanlagen noch nicht genau bekannt ist, kann wegen der grossen Abstände der nächstgelegenen Wohngebäude (Trimmis 300 m, Arieschbach 180 m) davon ausgegangen werden, dass die Planungswerte eingehalten sind.

Erschütterungen und Körperschall: Dieser Umweltbereich ist nur während der Bauphase relevant (Auswirkungen von allfälligen erschütterungsintensiven Bauarbeiten) und wird deshalb erst im Rahmen des UVB 2. Stufe untersucht. Die Thematik „Erschütterungen durch Turbinen während der Betriebsphase“ wird ebenfalls im Rahmen des UVB 2. Stufe dargestellt.

Nichtionisierende Strahlung (NIS): Die Mittelspannungsleitung zwischen der Zentrale Arieschbach und der Trafostation „Kieswerk“ wird auf einer Länge von ca. 440 m in der Erde verlegt. Weil sich die nächstgelegenen Gebäude von Fideris in einer Entfernung von mehr als 100 m von der Leitung befinden, wird der Anlagegrenzwert von 1 μ T überall eingehalten. Auch die Leitung zwischen der Zentrale Trimmis und der 50 kV Freileitung der ewz wird in die Erde verlegt. Im Weiteren befinden sich hier als weitere NIS-Quelle drei Transformatoren. Der Immissionsgrenzwert ist bei allen frei zugänglichen Orten und der Anlagegrenzwert bei allen bestehenden Orten mit empfindlicher Nutzung (OMEN) eingehalten. Bei einer unüberbauten Parzelle der Industriezone von Trimmis könnte der Anlagegrenzwert jedoch leicht überschritten werden. Dieses Gebiet weist jedoch bereits heute ein Bauverbot wegen erhöhten NIS-Immissionen auf, so dass die Inbetriebnahme der Schaltanlage die Situation bzgl. nichtionisierender Strahlung im Projektperimeter nicht grundsätzlich verändert.

Gesamtbeurteilung: Das Projekt Chlus ist das Resultat eines langjährigen Optimierungsprozesses. Im Rahmen dieses Prozesses wurden verschiedene Varianten untersucht, wobei sich die jetzt zur Festsetzung vorgeschlagene Variante als Bestvariante herausgestellt hat, welche den ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen am besten gerecht wird.

Das Projekt wurde in einem mehrjährigen Prozess mit den kantonalen Fachstellen und der Begleitgruppe bezüglich Umwelt optimiert. Trotzdem verbleiben die folgenden negativen Umweltauswirkungen:

- Die Wassermenge in den meisten Abschnitten der Landquart und in den Seitenbächen wird gegenüber heute reduziert. Bei der Bemessung des Restwassers wurden die umweltmässigen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Eine weitere Reduktion der Wassermenge würde die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojektes aber in Frage stellen.
- Das beim Bau des Druckstollens anfallende Ausbruchmaterial kann aus geologischen Gründen nur zu einem geringen Teil als Baustoff wiederverwendet werden und muss deshalb zum grössten Teil auf zwei neuen Standorten abgelagert werden.
- Mit den im Konzessionsdossier dargestellten Restwassermengen geht ein Verlust der Wasserwirbellosen in der Landquart sowie ihren Seitengewässern Arieschbach, Furerbach und Schranggabach einher. Der Erhalt der standortgerechten Wasserwirbellosengemeinschaften bleibt aber weiterhin gewährleistet.
- Die Auswirkungen auf die Mastrilser Auen sind gering, weil die notwendigen Massnahmen zur Minimierung der Trübungskonzentration und der Auswirkungen bezüglich Schwall/Sunk im Alpenrhein im Projekt enthalten sind.

Das Projekt hat jedoch auch in verschiedenen Umweltbereichen positive Auswirkungen:

- Mit dem Projekt Chlus wird die Landquart bezüglich Schwall/Sunk vollumfänglich saniert. Damit geht für die Landquart - je nach Jahreszeit - eine leicht positive bis positive Veränderung der Habitatqualität und der Reproduktionsmöglichkeiten für Fische einher.
- Weil das gereinigte Abwasser der ARA-Klosters in den Druckstollen des Kraftwerks Chlus eingeleitet wird, verbessert sich die Wasserqualität in der Landquart bezüglich Ammonium und Nitrit gegenüber heute.

- Die Wassermenge in der Landquart wird im Abschnitt Chlus-Rheinmündung gegenüber dem heutigen Zustand im Winter deutlich erhöht.
- Die vorgeschlagenen Restwassermengen in der Landquart bei Dalvazza stellen eine Erhöhung gegenüber der konzessionierten Restwassermenge der Kraftwerksstufe Klosters-Küblis dar. Die Restwassermengen wurden auf die freie Fischwanderung der Seeforelle ausgelegt und damit die geplante Wiederansiedlung der Seeforelle in der Landquart berücksichtigt. Mit dem Projekt bleibt die Möglichkeit bestehen, dass die Seeforelle wieder in der Landquart aufsteigen kann. Die notwendigen baulichen Massnahmen (Entfernung der Schwelle Chlus) werden jedoch ausserhalb des Projekts getroffen.

Sämtliche durch das Restwasserregime sowie durch die Bauwerke verursachten permanenten Umweltauswirkungen werden über Ersatzmassnahmen abgegolten. Dazu bieten sich verschiedene Möglichkeiten an (z.B. Massnahmen des Entwicklungskonzepts Igiser oder Malanser Mühlbach, finanzieller Beitrag am Renaturierungsprojekt „Aufweitung Alpenrhein bei Maienfeld“ oder finanzielle Ersatzleistung an weitere zu definierende Renaturierungsprojekte oder Ersatzmassnahmen im Kanton Graubünden). Die definitiven Massnahmen werden im Rahmen der Konzessionsgenehmigung festgelegt.

Übereinstimmung mit der Raumplanung

Die geplanten Kraftwerksanlagen sind, mit Ausnahme des Kraftwerks Küblis, nicht zonenkonform. Gemäss Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) können die Anlagen bewilligt werden, wenn sie standortgebunden sind und keine den Anlagen überwiegenden Interessen entgegenstehen (RPG Art. 24). Für die Anlagen ist grundsätzlich die Voraussetzung für eine Ausnahmebewilligung für Bauten und Anlagen ausserhalb der Bauzone nachzuweisen. Von Seiten des Kantons wird die Ausnahmebewilligung als unproblematisch erachtet, da aus raumplanerischer Sicht keine Nutzungskonflikte bestehen. Mit den Umweltabklärungen ist nachzuweisen, dass keine überwiegenden Interessen entgegenstehen (RPG Art. 24 lit. b).

Die Zentrale Trimmis und das Ausgleichsbecken liegen in der Landwirtschaftszone und sind damit nicht zonenkonform. Das flächenintensive Ausgleichsbecken führt zu einem Verlust an wertvollem Landwirtschaftsland. Möglicherweise wird dieses aber künftig ebenfalls zur Gewerbezone, da diese Flächen laut Kantonaalem Richtplan sowie laut Regionaler Richtplanung ebenfalls zum Arbeitsplatzgebiet für flächenintensive Nutzungen gehört. Das Projekt wurde dem Regionalverband Herrschaft / Fünf Dörfer vorgestellt. Dabei wurde festgestellt, dass das Projekt in das bestehende Konzept des Regionalverbandes passt. Grundsätzlich befürwortet der Regionalverband das Projekt. Für den Standort der Kraftwerkszentrale, der Schaltanlage und des Ausgleichsbeckens sollen allerdings im Rahmen der Bauprojektplanung weitere Varianten auf Grund zukünftiger, neuer Erkenntnisse geprüft werden. Aufgrund der Zustimmung des Regionalverbandes ist keine Anpassung des Richtplans notwendig.

Das Projekt Chlus ist mit den Zielen und Planungsgrundsätzen des Bundesgesetzes über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) konform (insb. Art. 1 und Art. 3 RPG). Das Projekt erfüllt die Voraussetzungen für eine Ausnahmebewilligung für Bauten und Anlagen ausserhalb der Bauzonen (Art. 24 RPG) und ist damit grundsätzlich bewilligungsfähig. Das Projekt berücksichtigt die raumplanerischen Randbedingungen (Nutzungsplanungen der betroffenen Gemeinden, Regionale Richtpläne sowie Kantonalen Richtplan) weitgehend.

Interessenabwägung

Mit einer jährlichen Produktion von rund 237 Gigawattstunden verdoppelt die geplante Anlage die heutige Stromproduktion im Prättigau nahezu. Die Erhöhung der Stromproduktion aus Wasserkraft ist ein Ziel sowohl des Kantons Graubünden als auch der Energiestrategie 2050 des Bundesrats, welche im Bereich Wasserkraft bis 2035 ein Ausbauziel von zusätzlichen 2000 Gigawattstunden vorsieht. Das Projekt Chlus trägt mit 11 Prozent zu dessen Erreichung bei und ist damit das grösste unter 19 vom Bundesamt für Energie identifizierten Wasserkraftvorhaben und ein Projekt von nationaler Bedeutung. Das Kraftwerk verfügt über eine hohe Betriebsflexibilität und kann seine Produktion regulieren, um so die unregelmässig anfallende Stromproduktion aus Wind- und Solarkraftwerken unterstützend auszugleichen. Mit ihrer Produktion und Regulierung leistet die Anlage einen wichtigen Beitrag für eine zuverlässige Stromversorgung und somit auch zum Gelingen der Energiewende.

Aus ökologischer Sicht ist erwähnenswert, dass die Landquart ab dem Kraftwerk Küblis stark Schwall/Sunk belastet ist und saniert werden muss. Die Mittel, die für die Sanierung nötig sind, können zweckmässig und nachhaltig in die Realisierung des Projektes Chlus eingesetzt werden, denn durch das Projekt Chlus wird eine optimale Sanierung erreicht. So wird das Projekt Chlus in den Vollzugshilfen „Sanierung Schwall-Sunk“, Strategische Planung, Ein Modul der Vollzugshilfe «Renaturierung der Gewässer», Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2012, S 46 f. als innovative Kombinationslösung von baulichen Massnahmen aufgeführt, mit welcher sich zusätzliche Synergieeffekte nutzen lassen. Bei der Realisierung des Projektes Chlus wird die Restwassersituation in der Landquart den Anforderungen für die Fischwanderung der Seeforelle angepasst und der Igiser Mülbach wird fischgängig bis zur Fassung in der Chlus. Um dies zu erreichen werden u.a. die Kraftwerke Landquart I&II stillgelegt und die Wassermenge im Igiser Mülbach stark reduziert.

Die Umweltbegleitung war ein wichtiger Projektbestandteil und spielte in jeder Phase des Vorhabens eine bedeutende Rolle. Deshalb wurden die Umweltorganisationen Pro Natura, WWF, IG Lebendige Landquart sowie die Schweizerische Greinastiftung, den Kantonalen Fischereiverband Graubünden und den Bündner Bauernverband seit Projektbeginn in die Arbeiten einbezogen. Für eine positive Umweltbilanz werden sämtliche Auswirkungen, die durch Bau und Betrieb der Anlage entstehen, sorgfältig untersucht und entsprechende Ersatzmassnahmen definiert.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die nutzungsbedingten Interessen an der Richtplanfestlegung überwiegen und auf Ebene der Richtplanung weder Ausschlussgründe aus Sicht Landschaft und Umwelt noch anderweitige, höher zu gewichtende Interessen entgegenstehen. Basierend auf die obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für das Projekt Chlus (KW Trimmis (28.WK.04), KW Schranggabach (28.WK.08), KW Arieschbach (28.WK.09) den Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

Hinzuzufügen ist, dass der Kanton Graubünden aufgrund der eingereichten Unterlagen die Konzession des Projektes Chlus mit Auflagen in Aussicht gestellt hat. Die für das Projekt bisher erstellten Grundlagen und Nachweise gehen somit weit über das für eine Richtplanfestsetzung notwendige Mass hinaus. Einer Festlegung im Koordinationsstand «Festsetzung» sollte demzufolge nichts entgegenstehen.

Anhang II: Begründung Festsetzung Staumauererhöhung Zervreila (29.WK.21)

Ausgangslage

Die Kraftwerke Zervreila AG (KWZ) beabsichtigt, mittelfristig das nutzbare Volumen des Zervreilasees von 100 Millionen Kubikmetern zu erhöhen (Projekt Zervreila+). Technisch nachgewiesen ist die Machbarkeit einer Erhöhung der Staumauer beziehungsweise der maximalen Staukote von heute 1862 m ü. M. um 10 Meter. Die Erhöhung ergibt ein zusätzliches nutzbares Speichervolumen von ca. 17 Millionen Kubikmetern und vergrössert die maximale Seefläche um ca. 18 Hektaren, womit die Anlage vollumfänglich auf Winterstromproduktion ausgelegt werden kann. Die zusätzliche Winterproduktion kann damit um 42 GWh gesteigert werden. Die Jahresproduktion verbleibt jedoch auf dem gleichen Niveau von 560-570 GWh.

Die Erhöhung der maximalen Staukote des Zervreilasees stellt die Änderung einer UVP-pflichtigen Anlage dar. Die KWZ gehen konservativ davon aus, dass die Änderung als (aus umweltrechtlicher Sicht) wesentlich eingestuft wird und deshalb für die Realisierung eine Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig ist. In der Grundlage «Projekt Zervreila+, Erhöhung Staumauer, Voruntersuchung und Pflichtenheft» vom 26. Mai 2022 sind die Auswirkungen detailliert dargelegt, ebenso wie die Auszüge aus dem Vorprojekt.

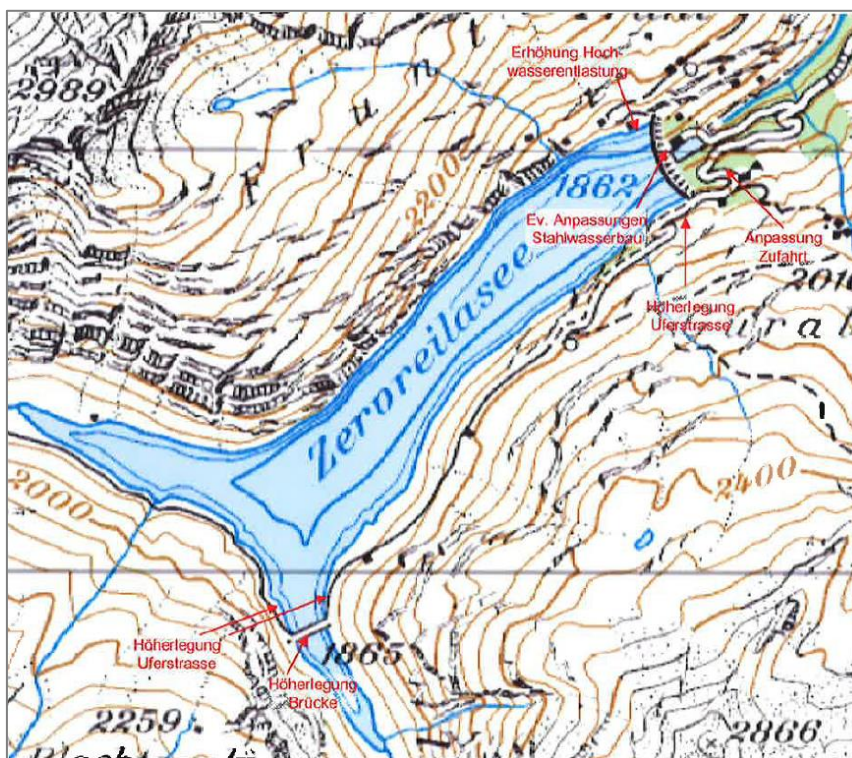


Abb. 18: Übersicht über erforderliche bauliche Anpassungen bei der Erhöhung der Staumauer (aus Bericht «Erhöhung der Staumauer Untersuchung Phase 2» Nordostschweizerischen Kraftwerke AG, NOK vom August 2004) .

Auswirkungen auf Landschaft und Umwelt

Die zentralen Auswirkungen des Projekts Höherstau Zervreilasee betreffen die Umweltbereiche Gewässer und aquatische Ökosysteme, den Wald, die Flora und Fauna ausserhalb des Waldes (sogenannte Offenlandbiotope) sowie den Aspekt Landschaft. Alle übrigen Umweltaspekte werden vom Projekt nicht oder zumindest nicht relevant betroffen. Im Folgenden werden die zentralen Projektauswirkungen kurz beschrieben und bewertet. Im Fokus steht dabei immer die Frage, ob die Auswirkungen

einer Festsetzung des Vorhabens im kantonalen Richtplan mit dem Koordinationsstand «Festsetzung» entgegenstehen.

Gewässer und aquatische Ökosysteme: Hinterrhein: Die Kraftwerke Zervreila AG verarbeitet heute im Winterhalbjahr in den zwei Zentralen Realta und Rothenbrunnen ca. 140 Millionen Kubikmeter Wasser. Auf Grund eines fehlenden Zwischenspeichers muss das verarbeitete Wasser direkt in den Hinterrhein eingeleitet werden. Diese Wasserrückgaben können im Hinterrhein zu, aus ökologischer Sicht, schädlichen Abflussschwankungen führen beziehungsweise die Schwall- und Sunkabflüsse, welche im Hinterrhein auf Grund oberhalb liegender Kraftwerke auftreten, nachteilig verstärken. Die Häufigkeit, die Höhe und die Dauer der aus ökologischer Sicht problematischen Wasserrückgaben in den Hinterrhein sind das Resultat der Nachfrage nach Energie. Diese lässt sich nicht steuern, weshalb die Ganglinien der Wasserrückgaben der KWZ im Tagesverlauf (insbesondere zwischen 7 Uhr und 22 Uhr) im Rahmen der konzessionsrechtlichen Rahmenbedingungen fast jede erdenkliche Form annehmen können.

Mit dem Projekt Zervreila+ stehen der KWZ im Winterhalbjahr ca. 17 Millionen Kubikmeter beziehungsweise ca. 12 % mehr Wasser für die bedarfsgerechte Produktion von elektrischer Energie zur Verfügung. Die aus gewässerökologischer Sicht wichtigste Rahmenbedingung für die Energieproduktion, die Ausbauwassermengen der Zentralen Realta und Rothenbrunnen, werden mit dem Projekt jedoch nicht verändert. Die Verarbeitung des zusätzlichen Wassers kann deshalb die heutige Bandbreite der Ganglinien der Wassereinleitung (im Tagesverlauf) nicht verändern beziehungsweise nicht weiter verschlechtern.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass das Projekt Zervreila+ die Schwall-Sunk Problematik im Sommerhalbjahr tendenziell entschärfen, sicher jedoch nicht verschlechtern wird. Mit der Verlagerung von 17 Mio. Kubikmeter Wasser vom Sommerhalbjahr in das Winterhalbjahr wird in den Zentralen Rothenbrunnen im Sommer weniger produziert und damit die Einleitungsmenge in den Hinterrhein reduziert. Die positiven Effekte dieser Änderung auf die Gewässerökologie dürften jedoch eher bescheiden sein.

Im Winterhalbjahr wird das Projekt Zervreila+ zu einer Mehrproduktion in der Zentrale Rothenbrunnen führen und die längeren und/oder häufigeren Wasserrückgaben können die hydrologischen Parameter zur Beschreibung von Schwall und Sunk beeinflussen. Ob diese vom Projekt verursachten Änderungen der hydrologischen Parameter aus naturkundlicher Sicht relevant sind, muss im Rahmen der Umweltabklärungen zu einem Projekt Zervreila+ vertieft untersucht werden. Es ist davon auszugehen, dass dannzumal die zur Sanierung von Schwall und Sunk zu treffenden Massnahmen bekannt und allenfalls schon umgesetzt sind. Sollten die dannzumaligen Umweltabklärungen wider Erwarten zeigen, dass die projektbedingten Änderungen der Schwall-Sunk Verhältnisse ökologisch relevant sind, könnte die zuständige Behörde im Rahmen der Konzessionsgenehmigung einsprechende Massnahmen zum Schutz anordnen. Derartige Massnahmen zum Schutz der Umwelt (vermutlich betrieblicher Art) hätten nach heutiger Einschätzung kaum neue Raumnutzungen zur Folge, welche im Rahmen der kantonalen Richtplanung mit anderen Nutzungen koordiniert werden müssten. Die zurzeit noch fehlenden Kenntnisse über die naturkundlichen Wirkungen des Projekts Zervreila+ auf die Schwall-Sunk Verhältnisse im Hinterrhein stellen somit kein Hinderungsgrund für die Aufnahme des Vorhabens im kantonalen Richtplan mit dem Koordinationsstand Festsetzung dar.

Zervreilasee: Der Zervreilasee dient schon heute sehr ausgeprägt der Speicherung von Abfluss aus dem Einzugsgebiet im Sommerhalbjahr für die Produktion von elektrischer Energie im Winterhalbjahr. Aus dieser Bewirtschaftung resultiert die charakteristische Ganglinie des Füllstands des Sees mit ei-

nem Minimum Ende Winter (April) und dem Höchststand von ca. Juli bis ca. Ende November. Das Projekt Zervreila+ wird die Bewirtschaftung des Sees durch die KWZ nicht verändern. Lediglich die Amplitude der Seespiegelschwankungen wird sich um ca. zehn Meter vergrössern. Während der Schneeschmelze kann zukünftig mehr Wasser aus dem bereits genutzten Einzugsgebiet (insbesondere den Fassungen im Peilertal) zur Zwischenspeicherung in den See gepumpt werden.

Der Höherstau des Zervreilasees verschiebt die Uferlinie des Sees in der Höhenlage um zehn Meter. Auf der neuen Höhe von 1872 m ü. M. wird sich eine weitestgehend gleichartige Uferlinie einstellen, wie sie heute besteht. Der Höherstau hat dabei keine Veränderung der auch im heutigen Zustand sehr guten ökomorphologischen Qualität der verschiedenen Abschnitte des Seeufers zur Folge. Die mit dem Projekt mögliche höhere Staukote hat auch keinen nachteiligen Einfluss auf die heute stark gestörte Ökologie des Sees (insb. völlig gestörte Schichtungsverhältnisse mit Wasserentnahmen und Wassereinleitungen ins Tiefenwasser). Ebenso wird die Anbindung der verschiedenen Zuflüsse zum See durch das Vorhaben Zervreila+ nicht verändert. Der Zugang der Fische (Bachforelle, *Salmon trutta faria*) zu allfälligen Laichplätzen im Valserrhein (Lampertschalp) und im Canalbach wird mit dem Projekt nicht beeinträchtigt. Auf Grund ihrer Mobilität können insbesondere die Bachforellen die wechselnden Lebensräume flexibel nutzen. Der bei der Bachforelle mittlere und bei den Seesaiblingen grosse Fischbestand des Zervreilasees wird sich durch die Vergrösserung des Volumens nicht nachteilig verändern.

Nachteilige Auswirkungen des Projekts auf die aquatische Fauna, im Speziellen die Interessen der Fischerei, sind nicht zu erwarten. Ein geringer Vorbehalt besteht diesbezüglich wegen der nicht bekannten Bedeutung der Schwemmebene im Canalal für die Reproduktion der Bachforelle.

Der Zervreilasee stellt kein nach der Natur- und Heimatschutzverordnung (NHV) geschütztes Biotop dar. Aus dem Höherstau als Eingriff in den Zervreilasee ergibt sich deshalb, soweit keine Fliessgewässer betroffen sind, keine Ersatzpflicht gemäss der Richtlinie des Kantons zur Bemessung der Ersatzpflicht bei Eingriffen in schutzwürdige Biotope. Die Eingriffe in die vom Projekt betroffenen Landbiotope um den See werden in den beiden Kapiteln Wald 6.13 und 6.14 Flora und Lebensräume ausserhalb von Waldstandorten bewertet.

Canalbach: Im Canalal betrifft der Höherstau des Zervreilasees einen flachen und breiten Gewässerabschnitt des Canalbachs. Der Canalbach ist ein Fischgewässer der oberen Forellenregion (Epirhitron). Mit dem Projekt Zervreila+ wird dieser Lebensraum der Bachforelle (*Salmon trutta faria*) über eine Länge von ca. 340 Metern Länge zerstört. Die Gewässer der oberen Forellenregion sind in den Alpen recht häufig und gelten als potenziell gefährdet (NT, Near Threatened). Der Lebensraumtyp wird entsprechend im Anhang 1 der Verordnung über den Natur- und Heimatschutz (NHV) der schützenswerten Lebensraumtypen nicht aufgeführt. Das Projekt führt in dem wenig ertragsreichen Gewässer zu einem dauernden fischereilichen Ertragsausfall. Dieser muss im Rahmen der Umweltabklärungen zum Baugesuch detailliert berechnet und monetär abgegolten werden.

Aus gewässerökologischer Sicht bedeutend ist der mit dem Aufstau verbundene Verlust der Schwemmebene mit dem heute verzweigt fliessenden Canalbach. Vor dem Erstaufstau des Zervreilasees 1957 reichte die Schwemmebene bis auf die Höhe der heutigen Canalbrücke. Der eher spärliche Bewuchs der alpinen Schwemmebene entspricht einer Flusskies- Pionierflur (*Epilobion fleischeri*, DL 3.2.1.1). Dieser Lebensraumtyp gilt gemäss [2] Anhang A1 Liste der Lebensräume nach TypoCH als verletzlich (VU, Vulnerable) und ist somit als Lebensraum der Roten Liste speziell geschützt. Nach heutiger Kenntnis kommen darin jedoch keine Arten der Roten Liste vor. Sollte die Zerstörung dieses Lebensraums unter Abwägung aller Interessen zulässig sein, führte das gemäss der Richtlinie des Kantons zu einer Ersatzpflicht im Umfang von 128'263 Punkten.

Valserrhein: Im Läntal ist vom Höherstau des Zervreilasees ein Abschnitt des Valserrheins von ca. 180 Metern Länge betroffen. Der recht schmale und im Gelände eingeschnittene Fließgewässerabschnitt (morphologisch hauptsächlich step – pool Sequenzen) ist ebenfalls ein Fischgewässer der oberen Forellenregion (Epirhitron) mit der Bachforelle (*Salmon trutta fario*) als Leitart. Die Gewässer der oberen Forellenregion gelten als potenziell gefährdet (NT). Der Lebensraumtyp wird im Anhang 1 der Verordnung über den Natur- und Heimatschutz (NHV) der schützenswerten Lebensraumtypen nicht aufgeführt.

Der Valserrhein gilt von den Quellen bis zur Mündung in den Zervreilasee als Fischgewässer mit einem kleinen Bestand an Bachforellen. Die Zerstörung des Lebensraums der Bachforelle führt zu einem dauernden fischereilichen Minderertrag. Dieser Minderertrag muss im Rahmen der Umweltabklärungen zum Bauprojekt bestimmt werden.

Zusätzlich zur fischereilichen Ersatzpflicht resultiert gestützt auf die Richtlinie des Kantons für den Eingriff (Zerstörung Fließgewässer) eine Ersatzpflicht nach der Natur- und Heimatschutzgesetzgebung im Umfang von 8'377 Punkten.

Wald: Ca. 46 % des Ufers des Zervreilasees gelten im heutigen Zustand als Waldareal. Der Höherstau des Sees bewirkt einen Verlust von ca. 6.7 Hektaren dieser Bestockung. Schutzwald ist vom Projekt nach heutiger Erkenntnis nicht betroffen. Die dauernde Beanspruchung von Waldfläche bedarf, unabhängig ihrer ökologischen Bedeutung, einer Rodungsbewilligung, welche im Rahmen des massgebenden Verfahrens durch die zuständige Behörde (Regierung des Kantons Graubünden) erteilt wird. Für die Beanspruchung von Waldareal sind im Rahmen der Umweltabklärungen zum Konzessions- und Projektgenehmigungsgesuch und in enger Absprache mit dem zuständigen Forstdienst die notwendigen Unterlagen für die Erteilung der Rodungsbewilligung zu erarbeiten.

Der naturkundlich wertvollste Waldstandort im Raum Zervreila erstreckt sich entlang des südöstlichen Seeufers. Nach der Systematik von Ellenberg & Klötzli entspricht die dortige Waldgesellschaft einem Nordalpen-Arvenwald (*Sphagno-Pinetum Cembrae*; Nr. 72). Diese Vegetationseinheit gilt gemäss der Roten Liste als gefährdet (EN, Endangered) und genießt damit einen speziellen Schutz nach der Natur- und Heimatschutzgesetzgebung. Zum Schutz dieser seltenen Vegetationseinheit wurde entlang des südöstlichen Seeufers ein Naturwaldreservat ausgeschieden. Dieses wird vom Höherstau rein formal jedoch nicht betroffen, da seine seeseitige Abgrenzung unter Berücksichtigung eines zukünftigen Höherstaus des Zervreilasees ca. zwanzig Meter über dem heutigen Höchststau des Sees erfolgte.

Waldgesellschaften können schutzwürdige Biotope im Sinne der Natur- und Heimatschutzgesetzgebung sein (Art. 14 Abs. 3 NHV, Anhang 1). Technische Eingriffe odernachteilige Nutzungen in derartigen Waldgesellschaften führen zur Ersatzpflicht nach der Richtlinie des Kantons Graubünden zur Bemessung der Ersatzpflicht bei Eingriffen in schutzwürdige Biotope. Das Projekt Zervreila+ betrifft Waldfläche, welche nach NHV geschützt ist im Raum des Waldreservats (siehe oben) und im Canaltal. Unter der Voraussetzung, dass eine Interessensabwägung zugunsten der Energieproduktion ausfällt, würde aus der Zerstörung von geschützten Waldgesellschaften eine Ersatzpflicht von insgesamt 154'280 Punkten resultieren.

Offenlandbiotope: Das Projekt Zervreila+ betrifft eine Fläche von 6.84 Hektaren Offenlandbiotope, welche nach NHV geschützt sind. Es handelt sich dabei vorwiegend um Zwergstrauchheiden (*Rhododendron-Vaccinion*, DL 5.4.5), Borstgras- und Krummseggenrasen (*Nardion*, DL 4.3.5 und *Caricion curvulae*, DL 4.3.6), Buntschwingelhalde (*Festucion Variae*, DL 4.3.6) und alpine Silikatschuttfurflur (*Androsacion alpinae*, DL 3.3.2.2). Diese Vegetationseinheiten sind lokal weit verbreitet. Sollte die Ab-

wägung der Interessen zwischen der Energieproduktion und dem Erhalt der geschützten Vegetationseinheiten zugunsten der Energieproduktion ausfallen, würde der Verlust an Fläche von Offenlandbiotopen eine Ersatzpflicht von ca. 260'000 Punkten auslösen.

Landschaft: Stehende Gewässer in einer alpinen, wenig beeinträchtigten Landschaft werden von den allermeisten Betrachtern als positive Landschaftselemente wahrgenommen. Die unmittelbare Erlebbarkeit eines faszinierenden Bauwerks der Energieproduktion zusammen mit einer weitestgehend intakten und hoch attraktiven Umwelt begründen den hohen touristischen Wert des Gebiets Zervreila im Sommer wie im Winter. Der Höherstau des Sees verändert diesen landschaftlichen Wert des Zervreilasees nicht relevant, mit Ausnahme der landschaftlichen Veränderungen im Canaltal. Ein Besucher kann die Veränderung des Landschaftsbildes weder im Sommer noch im Winter erkennen. Auch die Sichtbarkeit des Zervreilahorns wird durch die Erhöhung der Staumauer nicht relevant verändert. Das Wahrzeichen ist zusammen mit der Staumauer auf dem Strassenabschnitt nach dem Strassentunnel sichtbar. Die Erhöhung der Staumauer deckt für den Betrachter einen ca. 30 Meter breiten Streifen an der Basis des Zervreilahorns ab.

Der Höherstau des Zervreilasees wird jedoch das landschaftliche Erlebnis am Eingang zum weitestgehend unberührten Canaltal deutlich verändern. Diese Veränderung findet im Perimeter des Landschaftsschutzgebietes «Canaltal—Lorenzhorn—Fanellhorn» von regionaler Bedeutung statt. Auch wenn für die Landschaftsschutzgebiete von regionaler Bedeutung die Schutzziele durch den Kanton noch nicht im Detail festgelegt wurden, muss aus der Beschreibung des Objekts im Richtplan geschlossen werden, dass der ungeschmälerte Erhalt des wilden und kaum erschlossenen Tals ein Hauptziel sein muss. Die Zerstörung des flachen Talbodens widerspricht diesem Ziel lokal vollständig. Auf Grund der Topografie ist die Sichtbarkeit des Eingriffs jedoch weitestgehend auf die Mikro- und die Mesoebene beschränkt. Als Mikroebene bezeichnet die Methode zur Bewertung von Landschaftseingriffen die Eingriffsfläche und die Fläche im Umkreis von 300 Metern um den Eingriff. Als Mesoebene wird die Fläche ab 300 Meter bis 2000 Meter bezeichnet. Aus landschaftlicher Sicht muss die Veränderung im Canaltal lokal als bedeutend bezeichnet werden. Sollte der Eingriff in das Landschaftsschutzgebiet auf Grund einer Interessenabwägung durch die Zuständige Behörde zulässig sein, resultierte daraus eine landschaftlich begründete Ersatzpflicht von ca. 23'000 Punkten.

Vermutlich wird auch die Veränderung der Canalbrücke das Erlebnis der Landschaft für Besucher merklich verändern. Die elegante, filigrane Brücke muss höhergelegt und deutlich verlängert werden, was vermutlich zu einem Neubau führen wird. Die Veränderung erfolgt am Rande des Landschaftsschutzgebiets gemäss kantonalem Richtplan. Verschiedene Beispiele von Brücken im Gebirge haben gezeigt, dass es möglich ist auch in einer exponierten Situation hervorragende Übergänge übers Wasser zu schaffen. Der Gestaltung der neuen Brücke am Rande der Landschaftsschutzzone über das Canaltal ist bei der Projektierung auf Grund der Lage grösste Beachtung zu schenken.

Landschaftlich ebenfalls auffällig dürfte die neue Linienführung der Strasse beim südlichen Widerlager vom Restaurant bis auf die Höhe der Staumauer den gewohnten Anblick verändern. Der Eingriff erfolgt jedoch ausserhalb jeglicher landschaftlich begründeten Schutzzonen. Die Einbettung der Strasse in das Gelände wird trotzdem eine besondere Herausforderung bei der Projektierung darstellen.

Ersatzmassnahmen:

Das Projekt Zervreila+ verursacht nachweislich bedeutende Eingriff in die Fliessgewässer Canaltalbach und, sehr untergeordnet, den Valserrhein, geschützte Waldgesellschaften, geschützte Offenlandbiotope sowie in eine geschützte Landschaft. Objekte von nationaler Bedeutung oder Arten der Roten Listen sind, soweit bekannt, keine betroffen. Unter der Voraussetzung, dass die Abwägung der Interessen an der Erhaltung der geschützten Biotope gegenüber jenen der Energieproduktion zu Gunsten

letzterer ausfällt, resultiert eine Ersatzpflicht für die Eingriffe gemäss der Richtlinie des Kantons von insgesamt ca. 560'000 Punkten. Monetarisiert entspricht dies einem Wert von ca. 1.68 Millionen Franken.

Gemäss der Richtlinie des Kantons betreffend NHG-Ersatzmassnahmen sollen ersatzpflichtige Eingriffe primär mit Realersatz, das heisst mit Aufwertungsmassnahmen zugunsten der gleichen Biotoptypen beziehungsweise der gleichen Schutzziele der geschützten Landschaft, die von einem Projekt betroffen sind, kompensiert werden. Dies wenn immer möglich im unmittelbaren Projektperimeter.

Aus heutiger Sicht bietet sich im sehr naturnahen Perimeter Zervreila vor allem eine Möglichkeit zum Treffen von Ersatzmassnahmen an. Mit der Schüttung eines Dammes auf der Höhe der heutigen Canalbach Brücke könnte der ins Canaltal reichende Teil des Zervreilasees von der Bewirtschaftung zur Energiegewinnung abgetrennt und ein eigenständiger Gebirgssee geschaffen werden. Die Seekote dieses «Canalsees» (mit direkter Verbindung zum Zervreilasee) läge dabei auf der Höhe der maximalen Staukote des Zervreilasees das heisst bei 1872 m ü. M. Der neu ca. einen Kilometer lange und im Mittel ca. 150 Meter breite See würde beim Damm eine maximale Tiefe von ca. 45 Metern aufweisen.

Das Seevolumen dürfte mehr als eine Million Kubikmeter betragen. Der neue See hätte zur Folge, dass der Canalbach sein Geschiebe im Bereich der flachen Stauwurzel ablagern könnte. Das Feinsediment würde sich im Bereich des Damms absetzen. Mit dieser Sedimentation liessen sich ca. die Hälfte des heutigen Geschiebe- und Feinsedimenteintrags in den Zervreilasee vermeiden und der Canalbach könnte vermutlich bei der Mündung in den «Canalsee» sehr schnell eine ökologisch wertvolle Verlandungszone bilden. Die Möglichkeit besteht, dass auf Grund des reduzierten Geschiebe- und Feinsedimenteintrags in den Zervreilasee, die aus ökologischer und betrieblicher Sicht unvorteilhaften Spülungen des Zervreilasees reduziert werden könnten. Selbstredend könnte die neue Zufahrt zum Läntatal mit wenig Aufwand und landschaftsverträglich über den Damm geführt werden.

Übereinstimmung mit der Raumplanung:

Das Vorhaben Zervreila+ betrifft keine Konzepte oder Sachplanungen des Bundes. Wohl liegt der Zervreilasee in einer Landschaftsruhezone gemäss Sachplan Verkehr, Infrastruktur Luftfahrt, des Bundes. Die Zielsetzung dieses grossflächigen Schutzgebiets wird durch das Vorhaben im Betrieb jedoch nicht tangiert. Bundesinventare werden vom Projekt weder direkt noch indirekt betroffen. Insbesondere das Naturwaldreservat «Zervreila» mit einer Fläche von 16.36 Hektaren wird vom Höherstau nicht betroffen, da die Abgrenzung des Objekts gegenüber dem Zervreilasee auf dem Niveau der zukünftigen maximalen Staukote vorgenommen wurde (beziehungsweise zwanzig Höhenmeter über dem heutigen Maximalstau).

Der kantonale Richtplan weist im Raum zwischen dem Canaltal und dem Läntatal das grosse Landschaftsschutzgebiet «Canaltal – Lorenhorn – Fanellhorn» von regionaler (kantonal)er Bedeutung aus (Beschrieb: Imposante, weitgehend unberührte Hochgebirgstäler mit grossflächigem Schwemmboden vor dem Läntagletscher und dem Zervreilahorn als Felsbastion). Gegenüber dem Zervreilasee bildet der Fahrweg ins Läntatal die Grenze des Landschaftsschutzgebiets. Der Höherstau des Zervreilasees betrifft das Landschaftsschutzgebiet in diesem Raum marginal. Im Eingang zum Canaltal, südlich der Canalbrücke, liegt eine untergeordnete Fläche des Zervreilasees schon heute im Perimeter des Landschaftsschutzgebiets sowie der in diesem Raum deckungsgleichen kommunalen Landschaftsschutzzone. Die mit dem Projekt verbundene Vergrösserung der Seefläche im Schutzperimeter stellt eine geringfügige Änderung dieses Ausgangszustands dar. In der Bewertung der KWZ beeinträchtigt jedoch auch die vergrösserte Seefläche im Schutzperimeter die Schutzziele des grossen Landschaftsschutzgebiets beziehungsweise der kommunalen Landschaftsschutzzone nicht relevant.

In Bezug auf die von der Gemeinde Vals in der kommunalen Nutzungsplanung festgelegten Grundnutzungen liegt der Zervreilasee im sogenannten übrigen Gemeindegebiet (ÜG). Auch der vergrösserte Seeperimeter wird keine andere Grundnutzung (Wald- oder Landwirtschaftszone) betreffen. Die kommunalen Zonen überlagerter Nutzung, welche an den See angrenzen (Ruhezone entlang des nordwestlichen Ufers und Gefahrenzone 1 und Gefahrenzone 2 entlang des südöstlichen Ufers), werden wohl vom vergrösserten Seeperimeter überlagert, die Überlagerung verursacht jedoch keine Nutzungskonflikte.

Ebenfalls randlich betroffen ist durch das Projekt das Federwildasyl «Zervreila». Der mit dem Projekt vergrösserte Seeperimeter reduziert die Fläche dieses Schutzgebiets. Der geringe Flächenverlust wird sich jedoch nicht messbar nachteilig auf das betroffene Federwild (insbesondere Auer- und Birkhuhn) auswirken, da insbesondere keine Balzplätze betroffen sind.

Im Raum Rothenbrunnen bestehen keine Konflikte zwischen dem Projekt Zervreila+ und den raumplanerischen Vorgaben.

Interessenabwägung:

Die Abklärungen zu den Auswirkungen des Projekts auf Raum, Umwelt und Landschaft zeigen nachvollziehbar, dass keine übergeordneten Schutzinteressen betroffen sind und das Vorhaben in Übereinstimmung mit den heutigen Nutzungen, den planerischen Vorgaben sowie der Vorschriften zum Schutze der Umwelt und der Landschaft realisiert und langfristig betrieben werden kann.

Vor dem Hintergrund, dass mit dem Vorhaben die Winterstromproduktion um zusätzliche 42 GWh gesteigert werden kann, fällt die Interessenabwägung klar zugunsten des Vorhabens Zervreila aus. In diesem Sinne wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für die Festlegung des Vorhabens «Stau-mauererhöhung Zervreila (29.WK.21)» in den Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

Anhang III: Begründung Festsetzung Weiterbetrieb bestehender Wasserkraftwerke

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 1: KW Tinizong (20.WK.02), KW Tiefencastel Ost (20.WK.04) und KW Tiefencastel West (20.WK.05)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb der Kraftwerke Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (ewz) (= Kraftwerksstufen Val Nandro/Lai da Marmorera – Tinizong, Tinizong – Tiefencastel und Lai da Burvagn – Tiefencastel bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) weisen eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 193 GWh, 148 GWh und 74.5 GWh auf, wovon rund 50 % (Tinizong und Tiefencastel Ost) bzw. 30 % (Tiefencastel West) im Winterhalbjahr erzeugt werden. Die Konzessionen für die Kraftwerksstufen enden 2035 (Tinizong) resp. 2050 (Tiefencastel Ost und Tiefencastel West).

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West nach Konzessionsende kann von einer jährlichen Produktion von rund 181 GWh, 139 GWh und 70 GWh (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West ist daher nach Art. 8 Abs. 2 der Energieverordnung (EnV) von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und -weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit einer Trockenwiese und -weide von nationalem Interesse, einer Moorlandschaft von nationalem Interesse und ISOS-Objekten im Bereich des Konzessionsperimeters bestehen. Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich nach Konzessionsende. Konflikte im Bereich der Restwasserstrecken aufgrund der Wasserentnahmen sind in einem nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahren zur Festlegung der erforderlichen Restwassermengen zu lösen.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West gegeben.

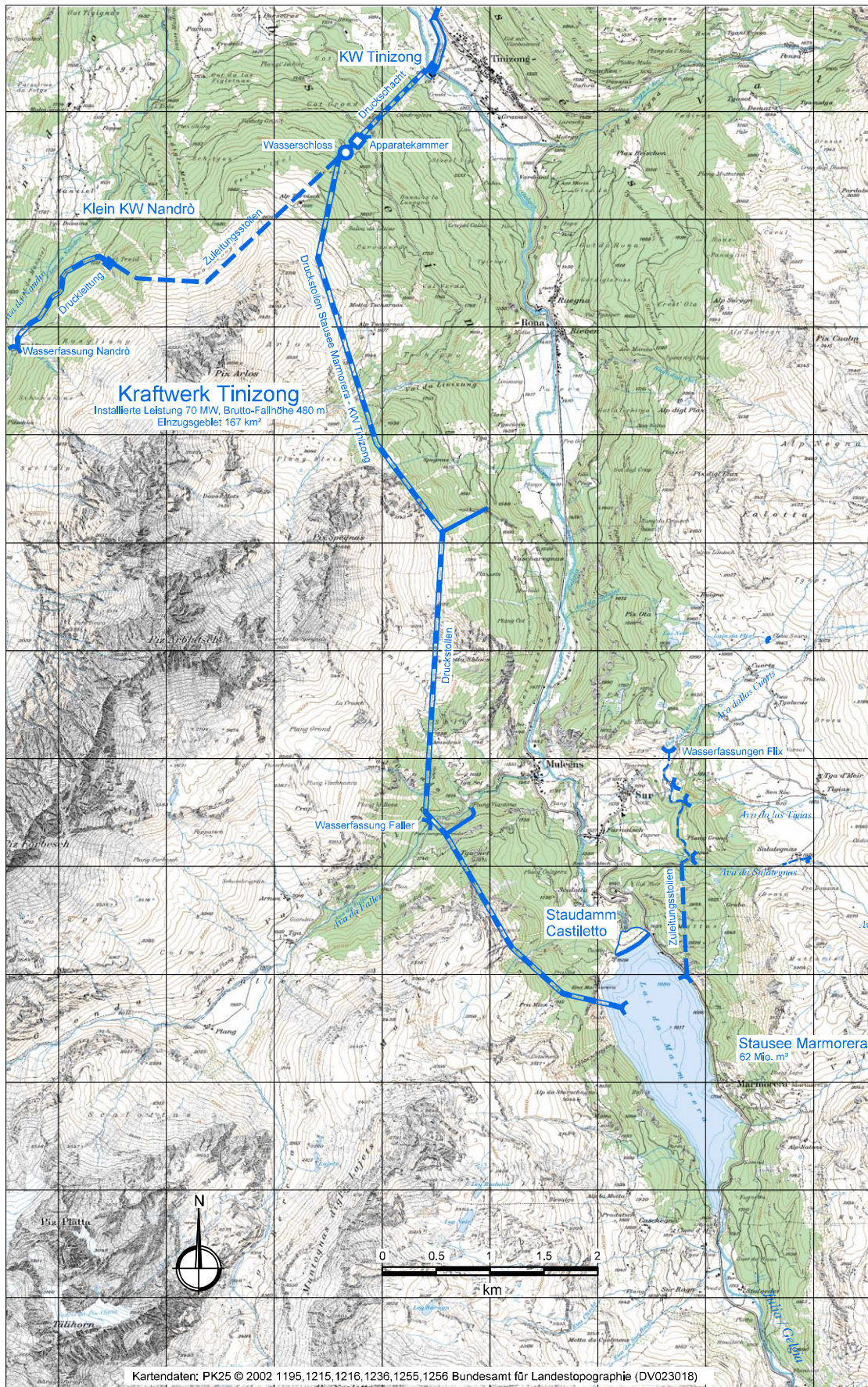


Abb. 19: Übersicht Kraftwerkstufe Tinizong.

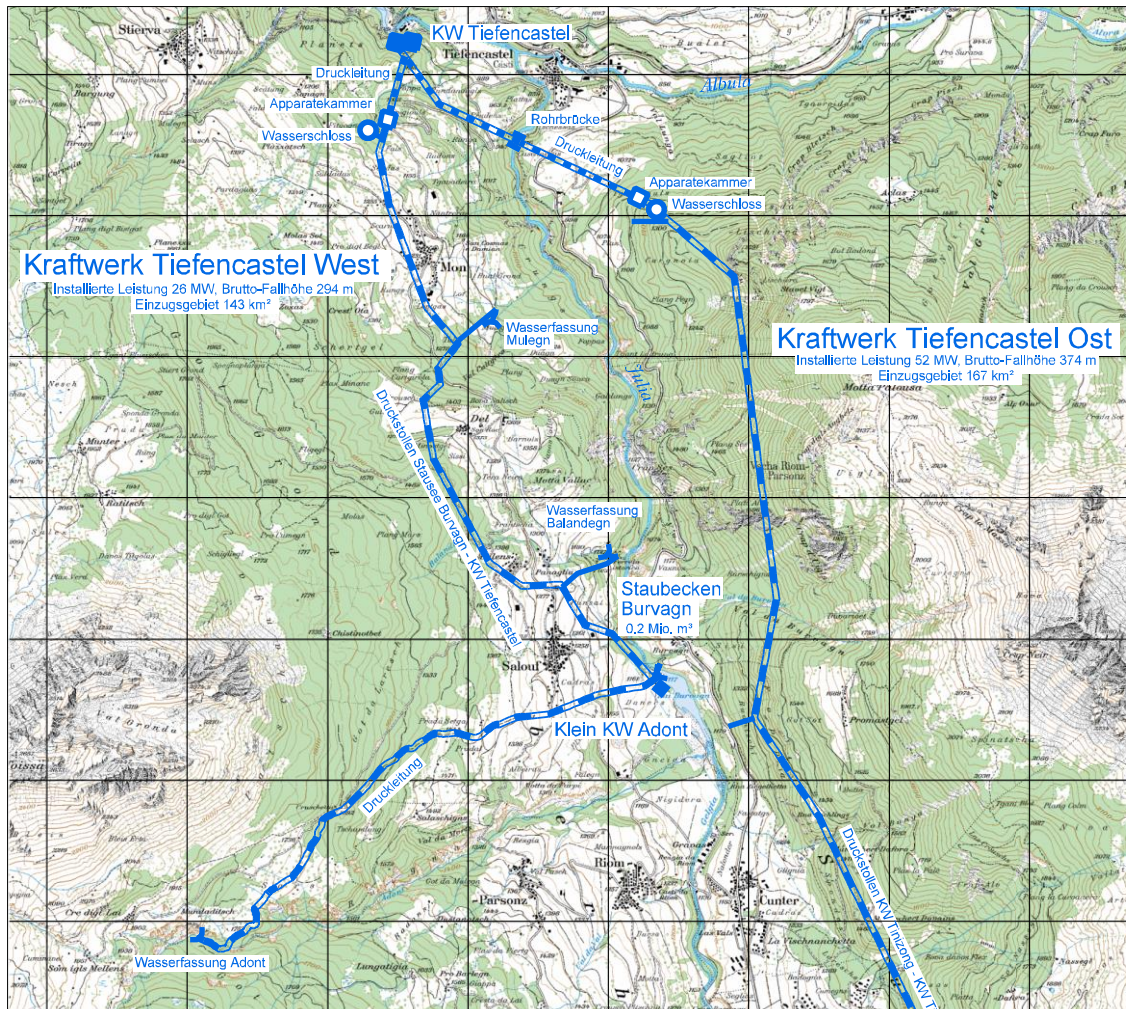


Abb. 20: Übersicht Kraftwerk Tiefencastel West und Tiefencastel Ost.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West nach Konzessionsende 2035 resp. 2050 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Tinizong (20.WK.02)», des «KW Tiefencastel Ost (20.WK.04)» und des «KW Tiefencastel West (20.WK.05)» nach 2035 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der Grundlage «Weiterbetrieb der Kraftwerke Tinizong, Tiefencastel Ost und Tiefencastel West des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 2: KW Filisur (20.WK.06)**Die Festsetzung stützende Grundlage:**

- Weiterbetrieb Kraftwerk Filisur nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufe Filisur der Albula-Landwasser Kraftwerke AG (ALK) (= Kraftwerksstufe Bergün – Filisur und Glaris – Filisur bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis zur Rückgabe inklusive dem Kraftwerk Tischbach) weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 290.5 GWh auf, wovon rund 30 % im Winterhalbjahr erzeugt werden. Die Albula-Landwasser Kraftwerke AG nutzt das Wasser der Albula und Landwasser sowie deren seitlichen Zuflüsse. Das gefasste Wasser wird in der Stufe Filisur in den beiden Ausgleichsbecken Glaris (Inhalt 50'000 m³) und Islas (Inhalt 35'000 m³) zusammengeführt und in der Zentrale Filisur erstmalig turbinert. In der Stufe Tiefencastel – deren Konzession erst im Jahr 2068 und damit jenseits des Planungshorizonts des aktuellen Richtplans endet – erfolgt eine zweimalige energetische Nutzung des Wassers bevor dieses in Tiefencastel der Albula zurückgegeben wird.

Die Konzession der Stufe Filisur endet am 31. Dezember 2046.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Filisur der Albula-Landwasser Kraftwerke AG nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 273 GWh/Jahr (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerkstufe Filisur ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Waldreservate, Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurde daraufhin das potenziell betroffene nationale Schutzobjekt unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenzielle Konflikte mit einem Auengebiet von nationaler Bedeutung, dem UNESCO-Welterbe (im Rahmen von Landschaften und Naturdenkmälern) und ISOS-Objekten im Bereich des Konzessionsperimeters bestehen.

Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Filisur der Albula-Landwasser Kraftwerke AG nach Konzessionsende vor.

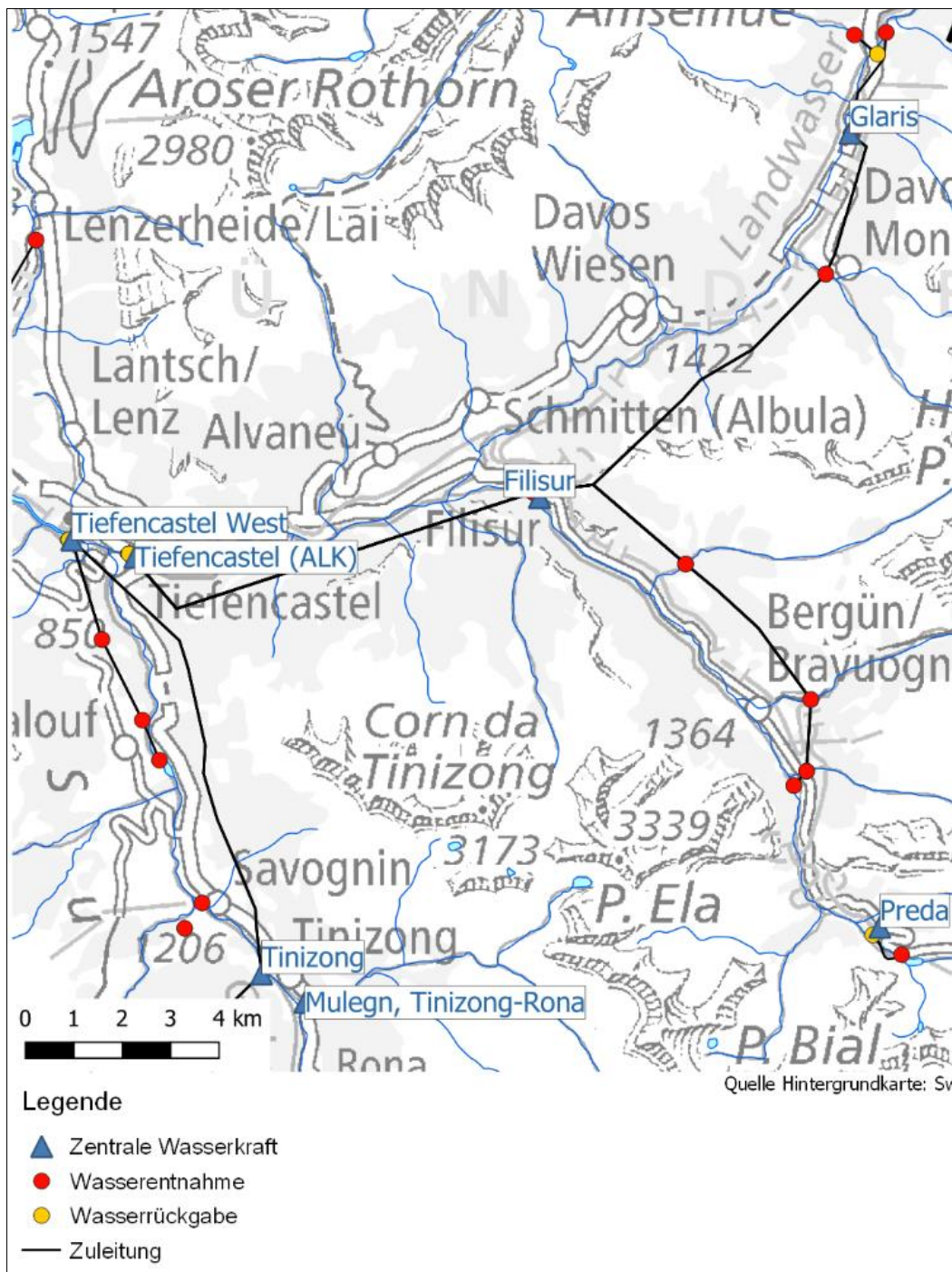


Abb. 21: Übersicht bestehende Kraftwerksanlagen und genutzte Gewässer

Da es sich bei der Kraftwerkstufe Filisur um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerkstufe Filisur der Albula Landwasser AG gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerkstufe Filisur der Albula-Landwasser Kraftwerke AG nach Konzessionsende 2046 keine gleichwertigen Interessen entgegen.

Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Filisur (20.WK.06)» nach 2046 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerk Filisur nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 3: KW Ova Spin (22.WK.01) und KW Pradella (22.WK.04)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb Kraftwerke Ova Spin und Pradella (Engadiner Kraftwerke AG) nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufen Ova Spin (= Kraftwerksstufe Punt dal Gall – Ova Spin bestehend aus allen Anlagenteilen von Fassungen bis zu Rückgaben) und Pradella (= Kraftwerksstufe S-chanf – Pradella bestehend aus allen Anlagenteilen von Fassungen bis zu Rückgaben) der Engadiner Kraftwerke AG (EKW) weisen eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 95 GWh und 1000 GWh auf, wovon rund 75 % und 38 % im Winterhalbjahr erzeugt werden.

Die Konzessionen für die Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella enden 2050.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella der Engadiner Kraftwerke AG nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 89 GWh/Jahr für Ova Spin und 940 GWh/Jahr für Pradella (abhängig vom neuem Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit Auengebieten von nationaler Bedeutung, BLN-Gebieten, Pärken, ISOS-Objekten und Smaragd-Gebieten im Bereich des Konzessionsperimeters bestehen.

Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella der Engadiner Kraftwerke AG nach Konzessionsende. Durch den Weiterbetrieb der bereits bestehenden Anlagen (Stauanlage, Wasserfassungen) wird

der Schweizerische Nationalpark gegenüber dem rechtmässigen Ist-Zustand nicht zusätzlich beeinträchtigt. Somit stellt auch der Schweizerische Nationalpark kein Ausschlussgrund für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella der Engadiner Kraftwerke AG dar. Konflikte im Bereich der Restwasserstrecken aufgrund der Wasserentnahmen sind in einem nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahren zur Festlegung der erforderlichen Restwassermengen zu lösen.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Pradella und Ova Spin um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Engadiner Kraftwerke AG gegeben.

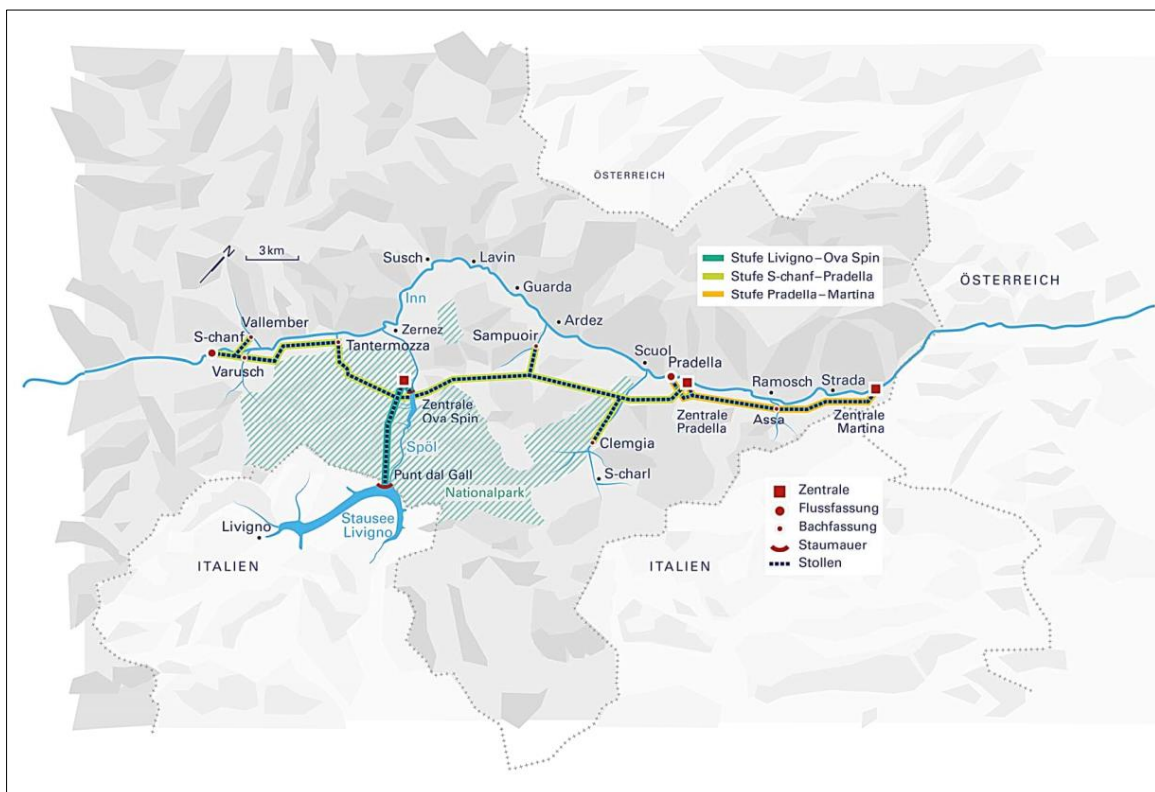


Abb. 22: Übersicht Kraftwerke der Engadiner Kraftwerke AG (Quelle: <https://www.ekwstrom.ch/anlagen> (05.12.2022))

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella der Engadiner Kraftwerke AG nach Konzessionsende 2050 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Zudem wurden die umweltrechtlichen Anforderungen an eine Festsetzung des Weiterbetriebs im internationalen bzw. grenzüberschreitenden Verhältnis aus den internationalen Richtlinien bzw. Übereinkommen (Wasserrahmenrichtlinie, Espoo-Konvention, Aarhus-Konvention) geprüft und es hat sich gezeigt, dass der Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ova Spin und Pradella der Engadiner Kraftwerke AG diese auf Stufe Richtplan erfüllt, soweit sie anwendbar sind.

Der Entscheid über den Weiterbetrieb der Anlagen der internationalen Stufe nach Konzessionsende liegt gemäss Staatsvertrag bei den Regierungen beider Staaten. Auf Schweizer Seite ist das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) dafür zuständig. Da der Bund über keinen eigenen Richtplan verfügt, ist der Weiterbetrieb zur Sicherstellung der internationalen Verpflichtungen und der Bestimmungen in der Bundeskonzession im kantonalen Richtplan festzusetzen.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Ova Spin (22.WK.01)» und des «KW Pradella (22.WK.04)» nach 2050 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt. In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerke Pradella und Ova Spin (Engadiner Kraftwerke AG) nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 4: KW Pintrun (23.WK.01)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb Kraftwerk Pintrun nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufe Pintrun der Axpo Hydro Surselva AG (= Kraftwerksstufe Stauanlage Isla – Pintrun bestehend aus allen Anlageteilen von der Fassung bis zur Rückgabe) weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 30 GWh auf, wovon rund 30 % im Winterhalbjahr erzeugt werden. Die Kraftwerksstufe nutzt das Wasser des Flembachs, des Turnigbachs und des Lagetbachs, welches in einem Stauvolumen von rund 30'000 m³ aufgestaut wird und nach der Verarbeitung in den Vorderrhein zurückgegeben wird.

Die Konzession der Kraftwerksstufe Pintrun endet am 30. November 2024. Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Pintrun nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 28 GWh/Jahr (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufe Pintrun ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

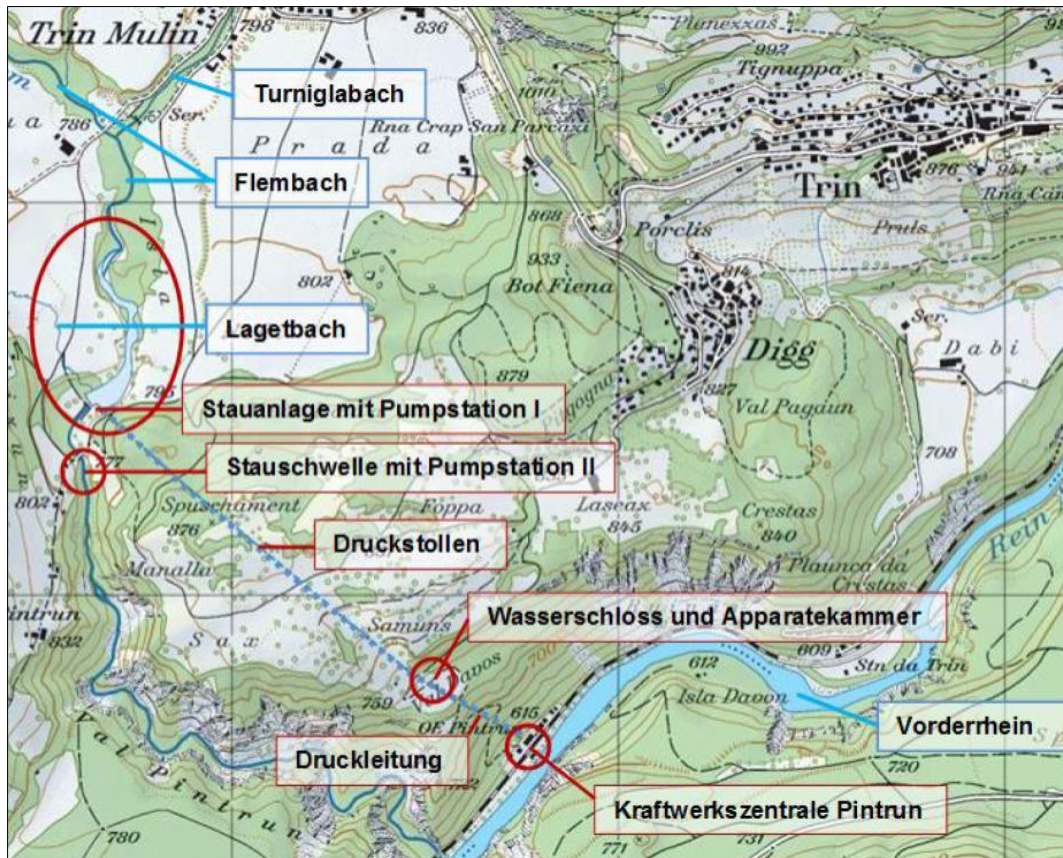


Abb. 23: Übersicht bestehende Kraftwerksanlagen und genutzte Gewässer

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurde daraufhin das potenziell betroffene nationale Schutzobjekt unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenzielle Konflikte mit dem BLN-Gebiet Ruinaulta (Nr. 1902) und dem Smaragd-Gebiet Ruinaulta (Objekt-Nr. 9) vorliegen. Das BLN-Gebiet erstreckt sich über die Restwasserstrecke, die Zentrale und die Wasserrückgabe. Da das BLN-Objekt durch den Weiterbetrieb der bereits bestehenden Anlagen gegenüber dem Ist-Zustand nicht zusätzlich beeinträchtigt wird und die Festlegung der erforderlichen Restwassermenge für die betroffene Restwasserstrecke Gegenstand eines nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahrens bildet, weshalb die Schutzziele nicht wesentlich beeinträchtigt werden, stellt das BLN-Objekt kein Ausschlussgrund für die Festsetzung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen dar. Der Kanton Graubünden hat keine zusätzlichen Schutzbestimmungen oder Schutzziele für das Smaragd-Gebiet definiert; der Schutz wird durch die bestehenden Schutzziele der inventarisierten Auen, Flachmoore und BLN-Gebiete abgedeckt. Daher stellt auch das Smaragd-Gebiet keinen Ausschlussgrund für die Festsetzung des Weiterbetriebs dar.

Folglich liegt bei allen obengenannten Inventaren bei einer Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Pintrun nach Konzessionsende vor.

Da es sich bei der Kraftwerksstufe Pintrun um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Pintrun gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Pintrun nach Konzessionsende 2024 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Pintrun (23.WK.01)» nach 2024 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerk Pintrun nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 5: KW Reichenau (23.WK.02)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb Kraftwerk Reichenau nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufe Reichenau der Kraftwerke Reichenau AG (KWR) (= Kraftwerksstufe Reichenau bestehend aus allen Anlagenteilen von Staubereich bis zur Rückgabe) weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 111 GWh auf, wovon rund 40 % im Winterhalbjahr erzeugt werden. Die Kraftwerksstufe Reichenau nutzt das Wasser des Alpenrheins in Domat/Ems zur Stromproduktion. Mit der Stauanlage wird der Alpenrhein gestaut und das ausgeleitete Wasser über einen Kanal der Zentrale zugeführt, dort turbinert und anschliessend dem Alpenrhein zurückgegeben.

Die Konzession für die Kraftwerksstufe endet am 31. März 2042.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Reichenau nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 104 GWh/Jahr (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufe Reichenau ist nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotop, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurde daraufhin das potenziell betroffene nationale Schutzobjekt unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenzielle Konflikte mit dem ISOS-Objekt Reichenau (Nr. 2171) und dem BLN-Objekt Auenlandschaft am Unterlauf des Hinterrheins (Nr. 1903) bestehen. Da das ISOS-Objekt bzw. dessen Erhaltungsziele durch den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Reichenau nicht beeinträchtigt werden, stellt es kein Ausschlussgrund für den Weiterbetrieb dar.

Der Weiterbetrieb beeinträchtigt das BLN-Objekt gegenüber dem Ist-Zustand nicht zusätzlich, da die betroffene Restwasserstrecke im Alpenrhein vollständig ausserhalb des BLN-Objekts liegt. Somit stellt auch das BLN-Objekt keinen Ausschlussgrund für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen dar.

Folglich liegt bei allen obengenannten Inventaren bei Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Reichenau nach Konzessionsende vor.

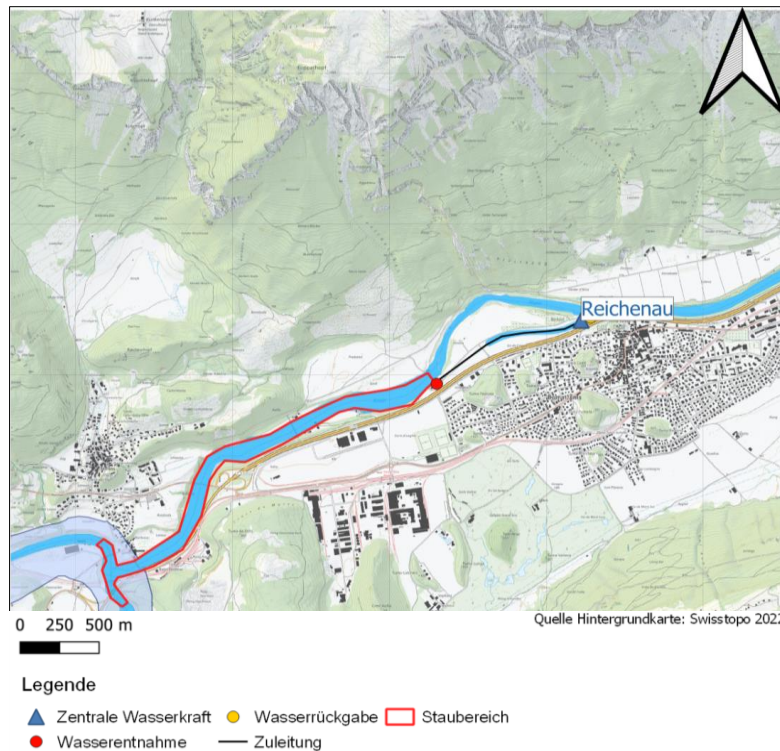


Abb. 24: Übersicht bestehende Kraftwerksanlagen und genutzte Gewässer

Da es sich bei der Kraftwerksstufe Reichenau um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Reichenau der Kraftwerke Reichenau AG gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Reichenau AG nach Konzessionsende 2042 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Reichenau (**23.WK.02**)» nach 2042 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerk Reichenau nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 6: CE Löbbia (25.WK.03), KW Lizun (25.WK.04), CE Castasegna (25.WK.02) und CE Bondo (25.WK.01)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb der Kraftwerke Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung:

Die Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (ewz) (= Kraftwerksstufen Albigna/Plancanin – Löbbia, Maroz Dora – Lizun, Löbbia – Castasegna und Prä – Bondo bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis zu Rückgaben) weisen eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 157 GWh (Löbbia), 18 GWh (Lizun), 267 GWh (Castasegna) und 15 GWh (Bondo) auf, wovon rund 67 % (Löbbia), 12 % (Lizun), 47 % (Castasegna) bzw. 7 % (Bondo) im Winterhalbjahr erzeugt werden.

Die Konzessionen für die Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo enden 2039.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo nach Konzessionsende kann von einer jährlichen Produktion von rund 150 GWh (Löbbia), 17 GWh (Lizun), 251 GWh (Castasegna) und 14 GWh (Bondo) (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden.

Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

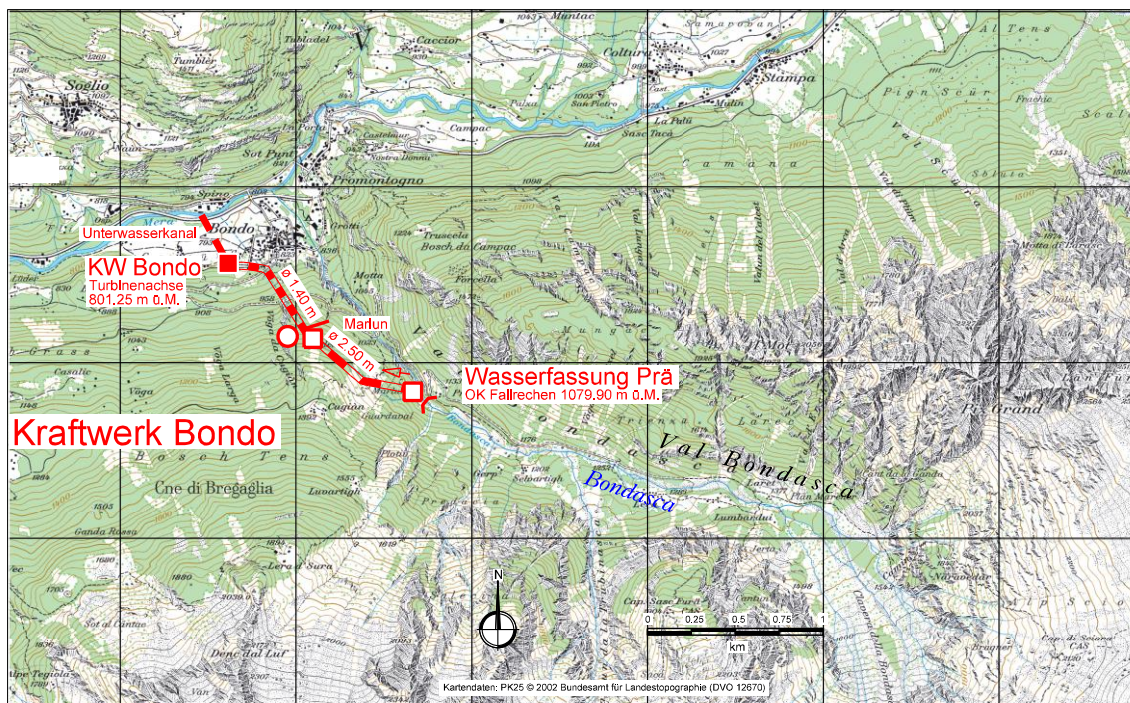


Abb. 25: Übersicht Kraftwerk Bondo.

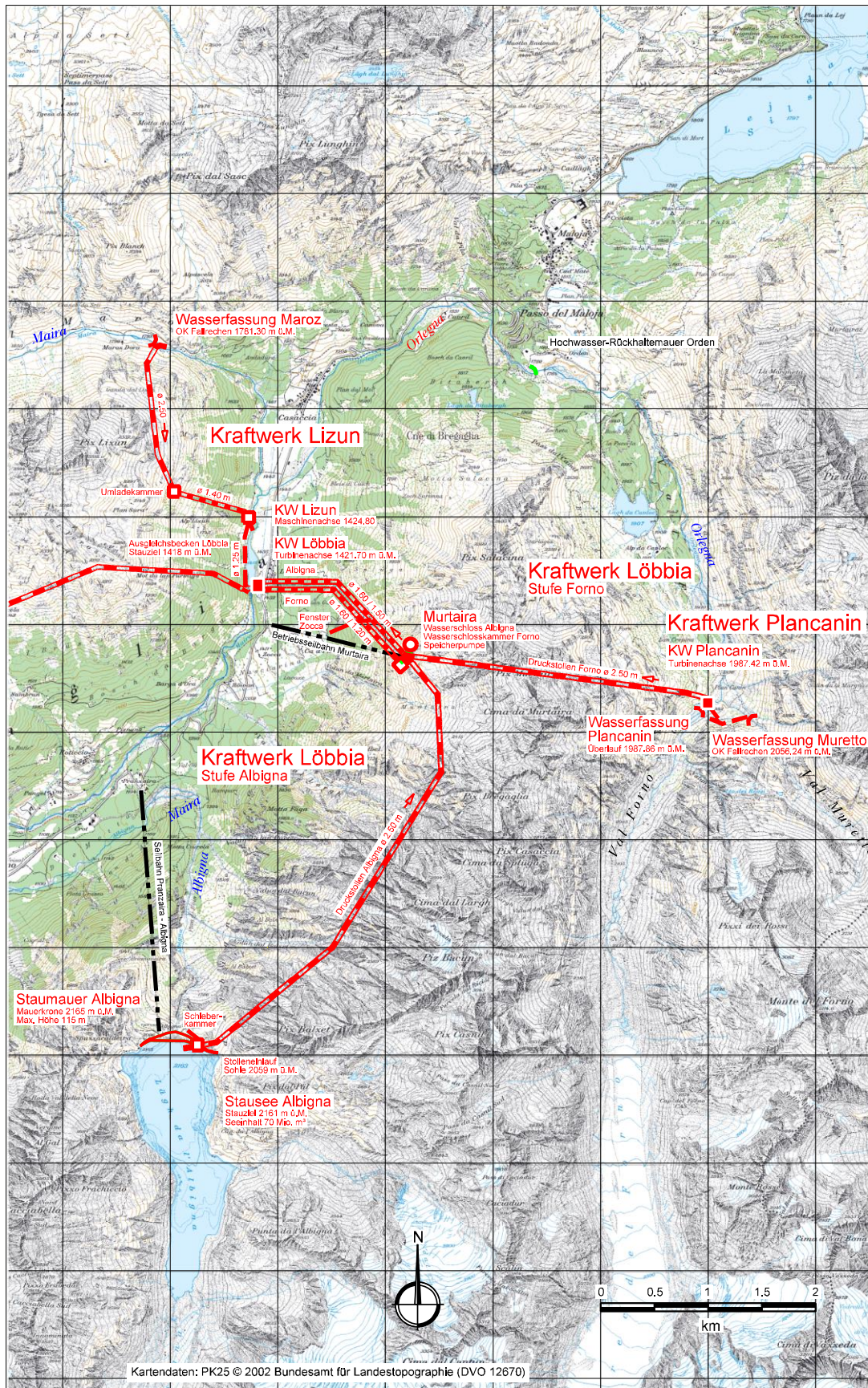


Abb. 26: Übersicht Kraftwerk Lizun und Löbbia.

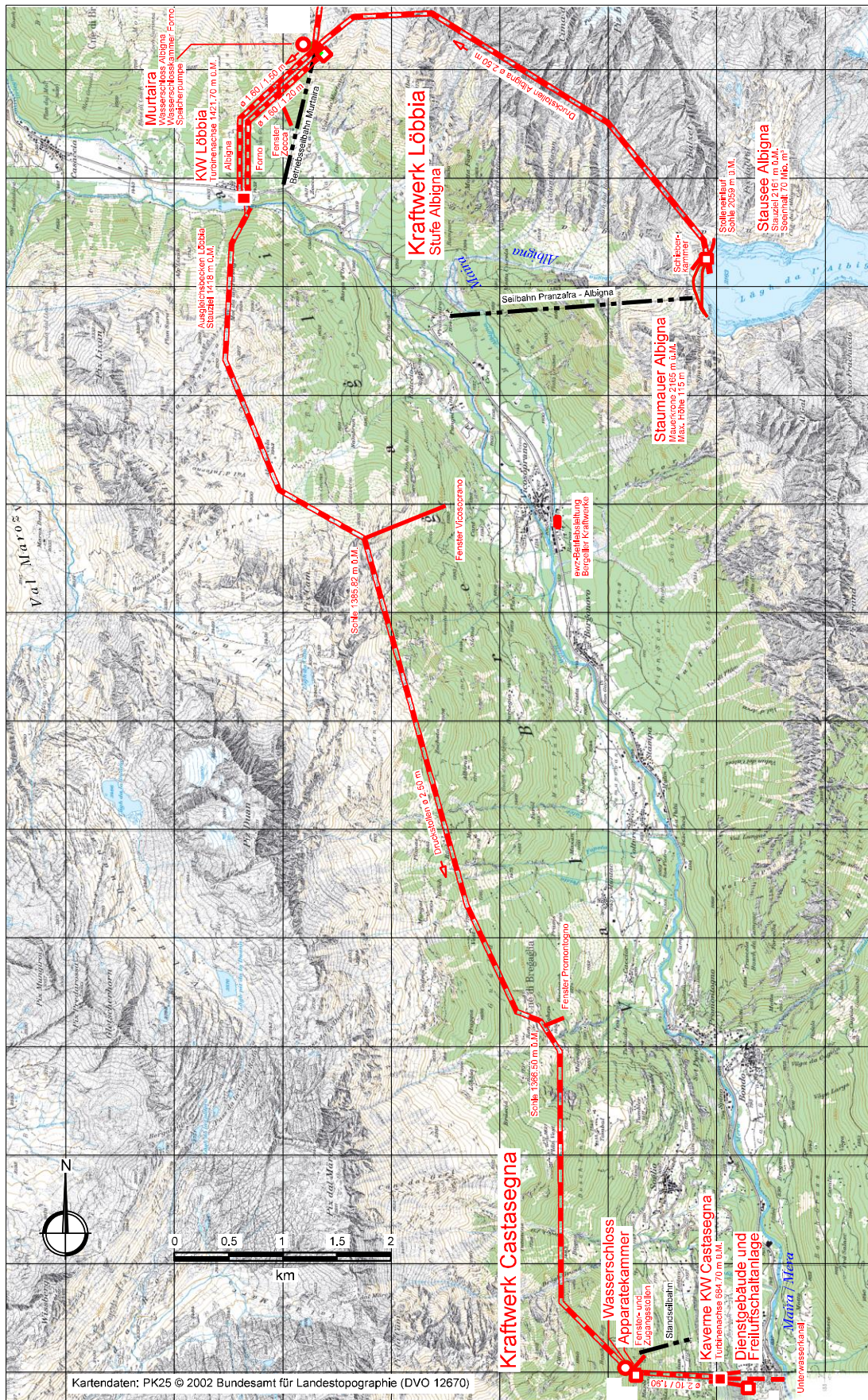


Abb. 27: Übersicht Kraftwerk Castasegna und Löbbia.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotop, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit einem Auengebiet von nationaler Bedeutung, BLN-Gebieten, ISOS-Objekten und einem Amphibienlaichgebiet von nationaler Bedeutung im Bereich des Konzessionsperimeters bestehen.

Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende. Konflikte im Bereich der Restwasserstrecken aufgrund der Wasserentnahmen sind in einem nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahren zur Festlegung der erforderlichen Restwassermengen zu lösen.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende 2039 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «CE Löbbia (25.WK.03)», des «KW Lizun (25.WK.04)», des «CE Castasegna (25.WK.02)» und des «CE Bondo (25.WK.01)» nach 2039 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb der Kraftwerke Löbbia, Lizun, Castasegna und Bondo des Elektrizitätswerks Zürich nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 7: CE Sassello (26.WK.01)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb Kraftwerk Sassello (Calancasca AG) nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufe Sassello (= Kraftwerksstufe Buseno – Sassello bestehend aus allen Anlagenteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 89 GWh auf, wovon rund ein Drittel im Winterhalbjahr erzeugt wird. Für das von Valbella im hinteren Calancatal nach Corina im Misox übergeleitete Wasser leistet die Officine Idroelettriche di Mesolcina SA (OIM) der Kraftwerksstufe Sassello zudem Realersatz in der Höhe von rund 20 GWh/Jahr.

Die Konzession für die Kraftwerksstufe Sassello endet 2028. Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Calancasca AG nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 110 GWh/Jahr (abhängig vom neuem Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufe Sassello ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

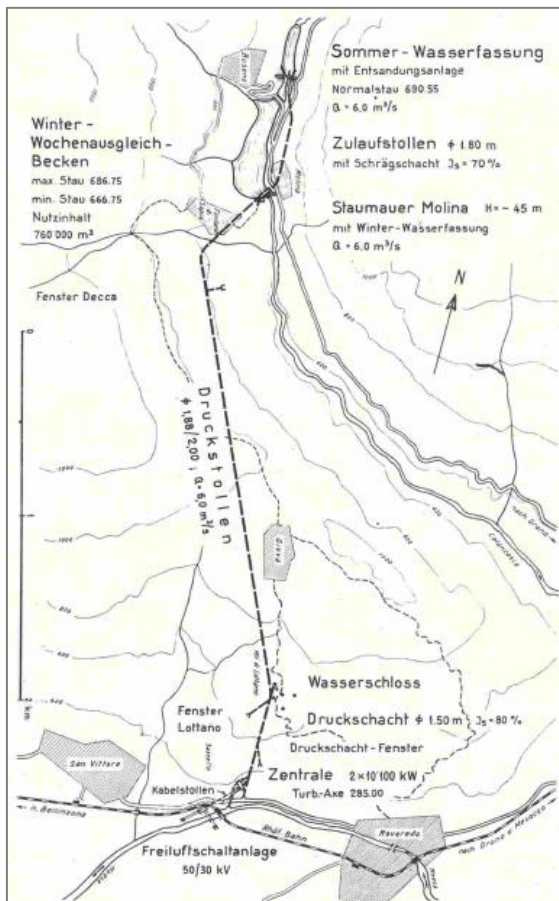


Abb. 28: Übersicht Kraftwerksanlagen der Calancasca AG (Quelle: Das Kraftwerk Calancasca 1952. Separatdruck aus der «Technischen Rundschau», Nrn. 14, 15, 16, 16a/1952).

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Parks, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte,

Jagdbanngelände, Smaragdgebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit einem Auengebiet von nationaler Bedeutung, einem Biotop lokaler Bedeutung, einem regionalen Naturpark und ISOS-Objekten im Bereich des Konzessionsperimeters bestehen könnten.

Bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte liegt kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Sassello der Calancasca AG nach Konzessionsende vor.

Da es sich bei der Kraftwerksstufe Sassello um eine bestehende Anlage handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Calancasca AG gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Calancasca AG nach Konzessionsende 2028 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «CE Sassello (26.WK.01)» nach 2028 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerk Sassello (Calancasca AG) nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 8: CE Lostallo (26.WK.03) und CE Grono (26.WK.02)**Die Festsetzung stützende Grundlage:**

- Weiterbetrieb Kraftwerke Lostallo und Grono nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufe Lostallo (= Kraftwerksstufe Bacino Val d'Arbola —Lostallo bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) und die Kraftwerksstufe Grono (= Kraftwerksstufe Bacino di Roggiasca – Grono bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) sind zwei hydraulisch unabhängige Kraftwerksanlagen der Elettricità Industriale SA (ELIN). Beide Kraftwerksstufen nutzen die linksseitigen Zuflüsse des Misox zwischen Soazza und San Vittore. Die Kraftwerksstufe Lostallo weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 69 GWh auf, die Kraftwerksstufe Grono eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 90 GWh, wovon bei beiden rund 30 % im Winterhalbjahr erzeugt werden.

Die Konzession der Kraftwerksstufe Lostallo endet am 30. Juni 2038, diejenige der Kraftwerksstufe Grono am 31. Dezember 2044.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Lostallo und Grono nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 65 GWh/Jahr für Lostallo und 85 GWh/Jahr für Grono (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Lostallo und Grono ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderoberjekte, Jagdbanngebiete, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass ein Konflikt mit den Auengebieten Pomareda (Nr. A-162) und Pascollette (Nr. A-160) von nationaler Bedeutung vorliegt. Die Auengebiete liegen in der Restwasserstrecke der Kraftwerksstufe Lostallo bzw. Grono. Die Festlegung der erforderlichen Restwassermengen bildet Gegenstand eines nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahrens. Aufgrund dessen ist davon auszugehen, dass die Auengebiete durch den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen nach Konzessionsende nicht wesentlich beeinträchtigt werden und damit kein Ausschlussgrund für die Festsetzung des Weiterbetriebs der Anlagen darstellen.

Folglich liegt bei allen obengenannten Inventaren bei Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Lostallo und Grono der Elettricità Industriale SA nach Konzessionsende vor.

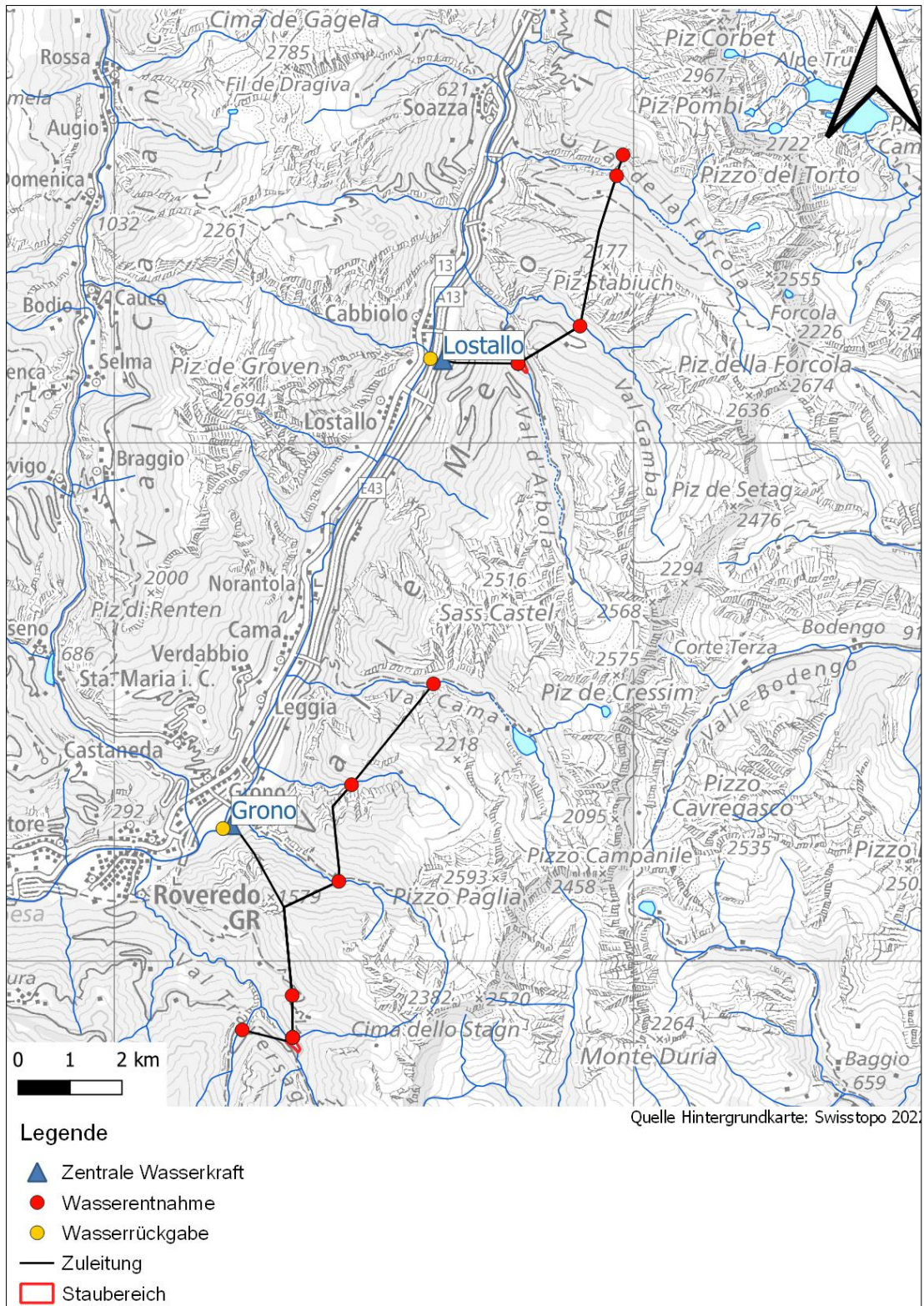


Abb. 29: Übersicht bestehende Kraftwerksanlagen ELIN mit den beiden Kraftwerken Lostalloy und Grono sowie den genutzten Gewässern.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Lostalloy und Grono um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und

somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der beiden Kraftwerksstufen Lostallo und Grono der Elettricità Industriale SA gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der beiden Kraftwerksstufen Lostallo und Grono der Elettricità Industriale SA nach Konzessionsende 2038 respektive 2044 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «CE Lostallo (26.WK.03)» und des «CE Grono (26.WK.02)» nach 2038 und 2044 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerke Lostallo und Grono nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 9: CE Spina (Isola) (26.WK.05), CE Spina (Valbella) (26.WK.06) und CE Soazza (26.WK.04)**Die Festsetzung stützende Grundlage:**

- Weiterbetrieb Kraftwerke Isola, Valbella und Soazza nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufen Isola, Valbella und Soazza der Officine Idroelettriche di Mesolcina SA (OIM) (= Kraftwerksstufen Isola – Spina, Valbella – Spina und Spina – Soazza bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis Rückgaben) nutzen die Wasserkräfte der Moesa und Calancasca sowie seiner Zuflüsse im oberen Misox bzw. Calancatal. Die Kraftwerksstufen Isola, Valbella und Soazza weisen je eine mittlere Jahresenergieproduktion von 63 GWh, 10 GWh und 245 GWh auf, wovon bei allen rund ein Viertel im Winterhalbjahr produziert wird.

Die Konzession der Kraftwerksstufe Soazza endet am 30. Juni 2041, diejenige der Kraftwerksstufe Isola am 30. April 2042 und die der Kraftwerksstufe Valbella am 30. Juni 2043. Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Officine Idroelettriche di Mesolcina SA nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 59 GWh/Jahr für Isola, 9 GWh/Jahr für Valbella und von 230 GWh/Jahr für Soazza (abhängig vom neuem Restwasserregime) ausgegangen werden. Die Anlagen der Kraftwerksstufen Isola, Valbella und Soazza stehen in einem funktionalen Zusammenhang und sind keine selbständigen Einrichtungen. Die Kraftwerksstufen Isola, Valbella und Soazza erfüllen daher die Bedingungen gemäss Art. 8 Abs. 2 EnV und stellen eine Wasserkraftanlage von nationalem Interesse dar.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit Auengebieten von nationaler Bedeutung, einem BLN-Gebiet und einem Amphibienlaichgebiet von nationaler Bedeutung bestehen. Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Officine Idroelettriche di Mesolcina SA nach Konzessionsende. Konflikte im Bereich der Restwasserstrecken aufgrund der Wasserentnahmen sind in einem nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahren zur Festlegung der erforderlichen Restwassermengen zu lösen.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Isola, Valbella und Soazza der Officine Idroelettriche di Mesolcina SA um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Officine Idroelettriche di Mesolcina SA gegeben.

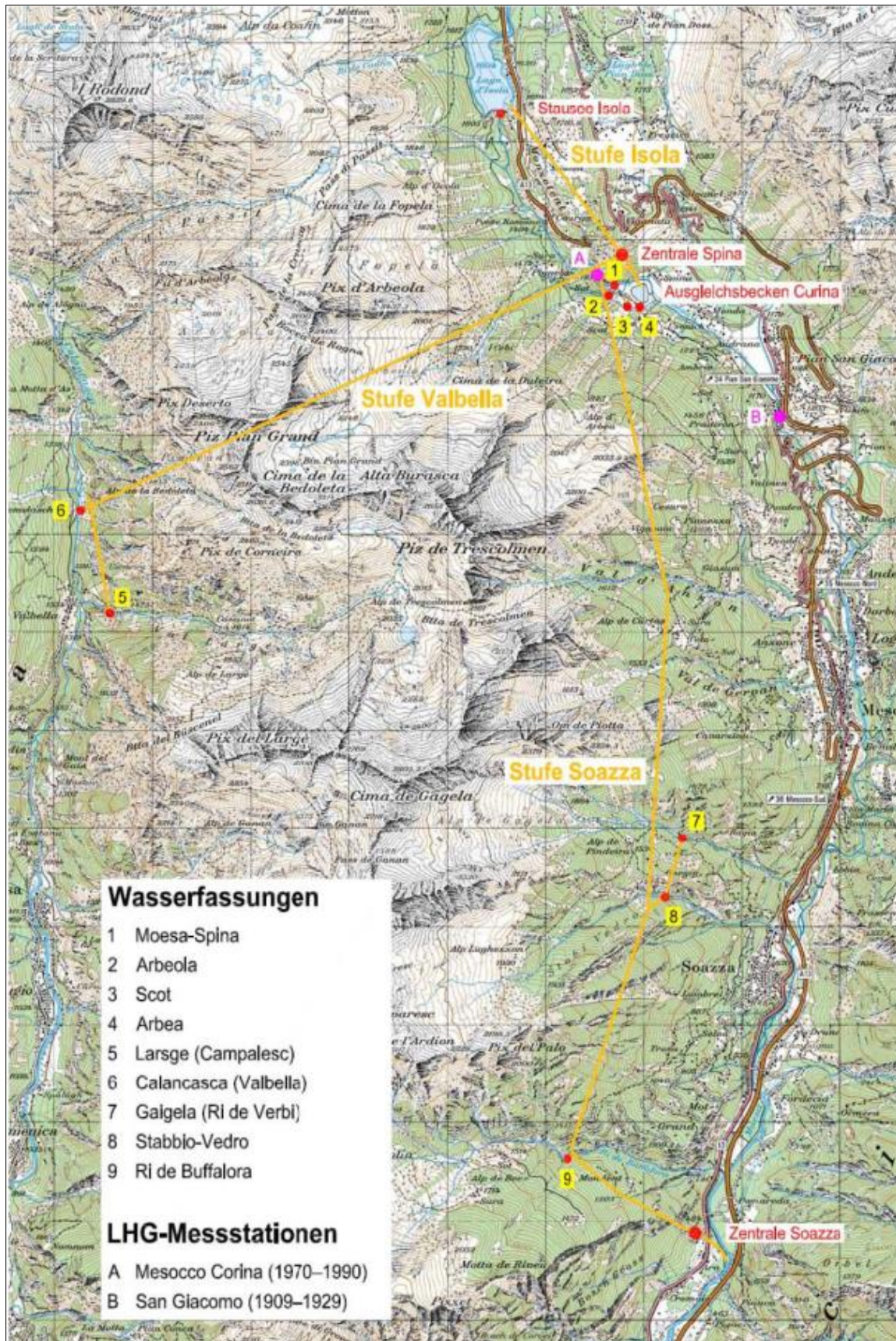


Abb. 30: Übersicht Kraftwerksanlagen der Misoja Kraftwerke AG.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der **Officine Idroelettriche di Mesolcina SA** nach Konzessionsende 2041, 2042 und 2043 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «CE Spina (Isola) (26.WK.05)», des «CE Spina (Valbella) (26.WK.06)» und des «CE Soazza (26.WK.04)» nach dem Konzessionsende 2042, 2043 und 2041 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerke Isola, Valbella und Soazza nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 10: CE Piani di Verdabbio (26.WK.10)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb Kraftwerk Piani di Verdabbio nach Beendigung des ehehaften Rechts aufgrund behördlicher Befristung, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Das Kraftwerk Piani di Verdabbio der Tecnicama SA (TEC) (bestehend aus allen Anlagenteilen von der Fassung bis zur Rückgabe) ist ein an der Moesa gelegenes Niederdruck-Laufwasserkraftwerk. Das Kraftwerk weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von 860 MWh auf, wovon rund 30 % im Winterhalbjahr produziert werden.

Das ehehafte Recht des Kraftwerks Piani di Verdabbio wurde mit Regierungsbeschluss vom 3. März 2020 (Prot. Nr. 140) per Ende 2030 befristet.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Tecnicama SA nach Beendigung des ehehaften Rechts kann von einer Produktion von rund 808 MWh/Jahr (abhängig vom neuem Restwasserregime) ausgegangen werden.

Der Nutzungssperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen Schutzobjekte unterzogen.

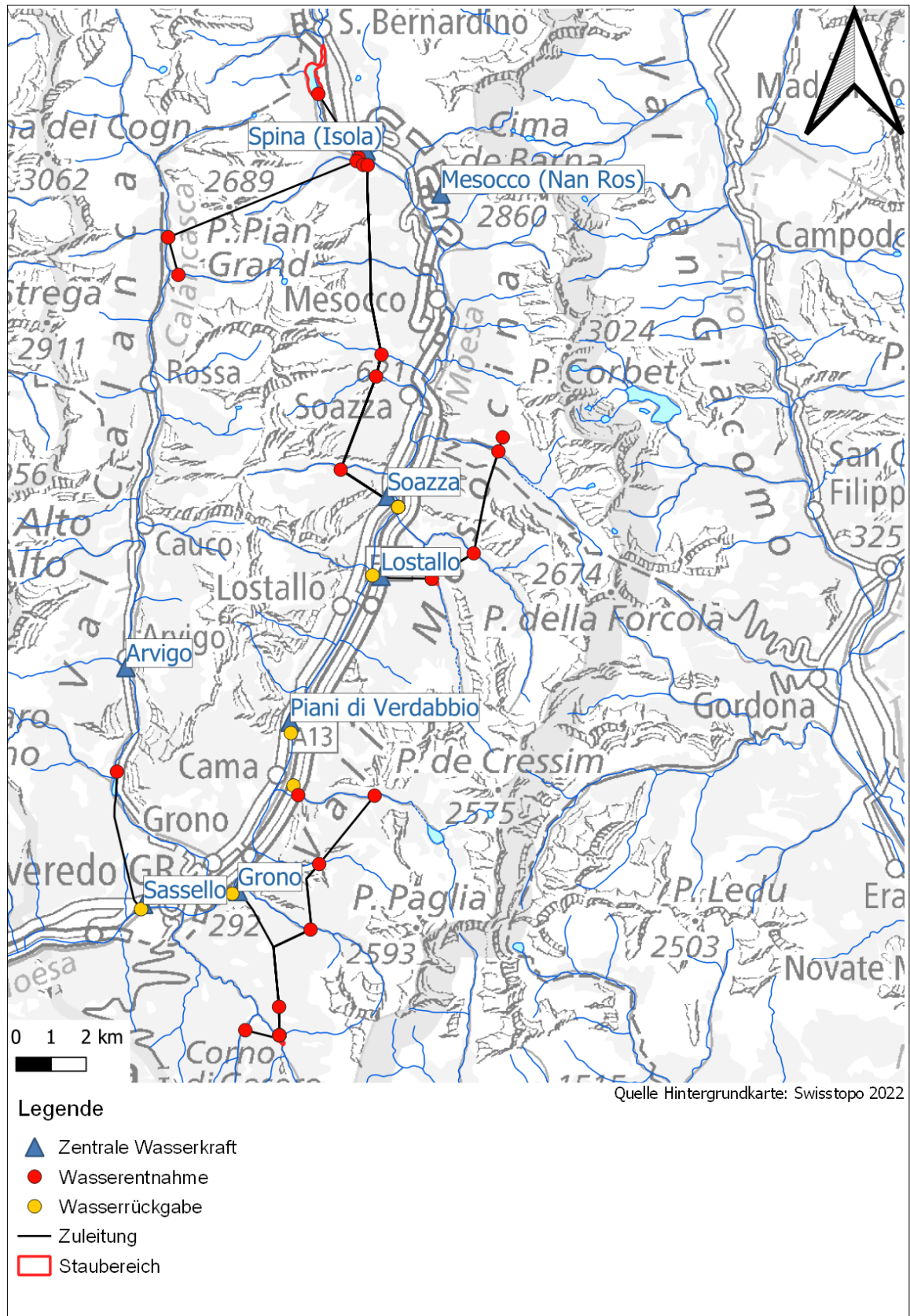


Abb. 31: Übersicht Wasserkraftanlagen Misox.

Die vertiefte Analyse ergab, dass Konflikte mit dem Auengebiet von regionaler Bedeutung Tiesc (Nr. A-3039) sowie der regional geschützten Landschaft Norantola (Nr. 1404) bestehen. Da diese Objekte durch den Weiterbetrieb der bereits bestehenden Anlagen gegenüber dem Ist-Zustand nicht zusätzlich beeinträchtigt werden und die Festlegung der erforderlichen Restwassermengen für die betroffene Restwasserstrecke Gegenstand eines nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahrens bildet, stellen das Auengebiet und das Landschaftsschutzgebiet kein Ausschlussgrund für die Festsetzung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen dar.

Folglich liegt bei allen obengenannten Inventaren bei einer Betrachtung der im Nutzungsperimeter liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen des Kraftwerks Piani di Verdabbio nach Beendigung des ehehaften Rechts vor.

Da es sich beim Kraftwerk Piani di Verdabbio um eine bestehende Anlage handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen des Kraftwerks Piani di Verdabbio gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Tecnicama SA nach Beendigung des ehehaften Rechts per 2030 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «CE Piani di Verdabbio (26.WK.10)» nach 2030 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerk Piani di Verdabbio nach Beendigung des ehehaften Rechts aufgrund behördlicher Befristung, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 11: KW Zervreila (29.WK.01), KW Safien Platz (29.WK.03), KW Rothenbrunnen (30.WK.08) und KW Rabiusa Realta (30.WK.07)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb der Kraftwerke der Kraftwerke Zervreila AG nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufen Zervreila, Safien Platz, Rothenbrunnen und Realta der Kraftwerke Zervreila AG (KWZ) (= Kraftwerksstufen Zervreila, Zervreila – Safien Platz, Safien – Rothenbrunnen und Egschi – Realta bestehend aus allen Anlagenteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) weisen eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 25 GWh, 163 GWh, 345 GWh und 38 GWh auf, wovon rund 80 %, 65 %, 50 % und 30 % im Winterhalbjahr erzeugt werden.

Die Konzessionen für die Kraftwerksstufen enden 2037.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Zervreila, Safien Platz, Rothenbrunnen und Realta der Kraftwerke Zervreila AG nach Konzessionsende kann von einer Produktion von jährlich rund 24 GWh, 153 GWh, 324 GWh und 36 GWh (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Zervreila, Safien Platz, Rothenbrunnen und Realta ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

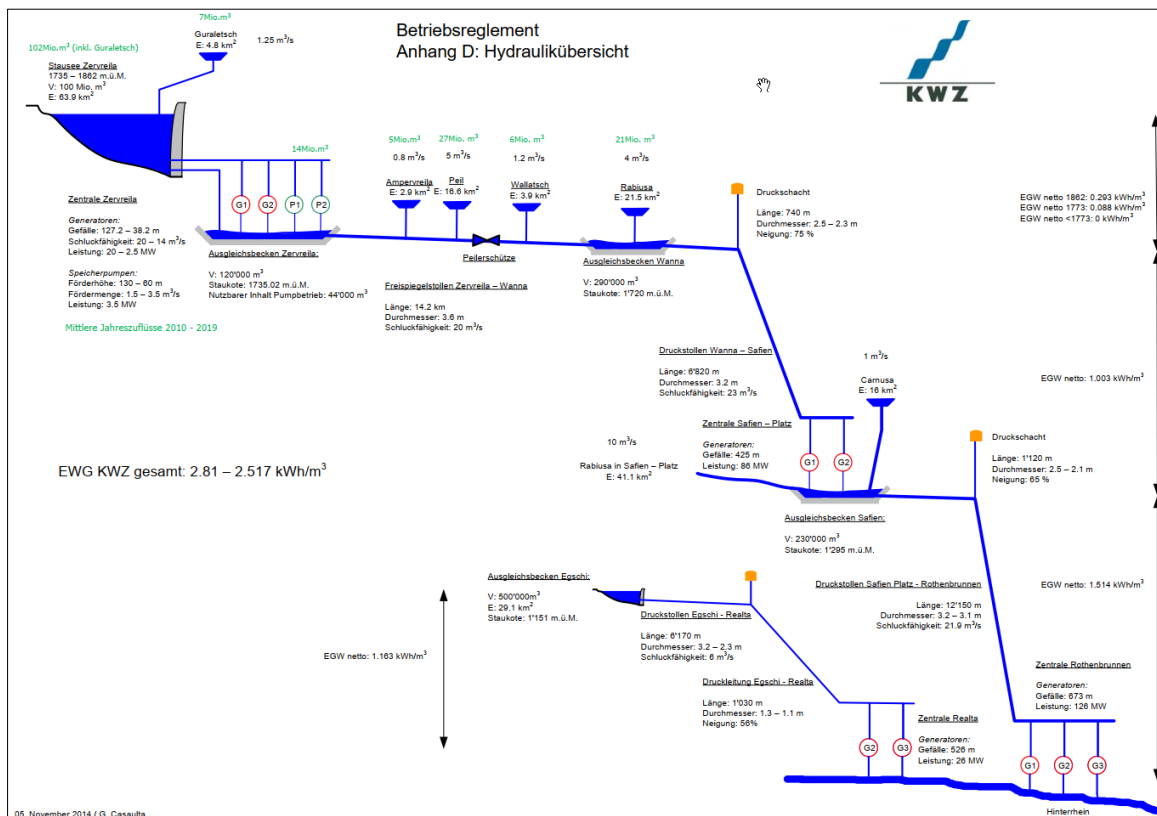


Abb. 32: Übersicht Anlagen Kraftwerke Zervreila AG (Quelle: G. Casaulta, 5. November 2014).

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Natur-

denkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass Konflikte mit Auengebieten von nationaler Bedeutung, einem BLN-Gebiet und einem Smaragd-Gebiet bestehen. Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsperimeter liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Zervreila AG nach Konzessionsende vor.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Zervreila, Safien Platz, Rothenbrunnen und Realta um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Zervreila AG gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Zervreila AG nach Konzessionsende 2037 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Zervreila (29.WK.01)», des «KW Safien Platz (29.WK.03)», des «KW Rothenbrunnen (30.WK.08)» und des «KW Rabiusa Realta (30.WK.07)» nach 2037 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerke der Kraftwerke Zervreila AG nach Konzessionsende», Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 12: KW Sedrun (29.WK.02) und KW Tavanasa (29.WK.07)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb Kraftwerke Sedrun und Tavanasa nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa der Kraftwerke Vorderrhein AG (KVR) (= Kraftwerksstufen Sta. Maria / Curnera / Nalps – Sedrun und Sedrun – Tavanasa bestehend aus allen Anlagenteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) weisen eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 250 GWh und 550 GWh auf, wovon rund 80 % bzw. 40 % im Winterhalbjahr erzeugt werden. Die Kraftwerke Vorderrhein AG nutzt die Wasserkräfte des Vorderrheins und seiner Zuflüsse bis Tavanasa. Das Wasser wird in drei Stauseen gespeichert und in zwei Stufen in den Kraftwerken Sedrun und Tavanasa turbinert. Die Konzessionen der Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa enden am 30. September 2024.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa der Kraftwerke Vorderrhein AG nach Konzessionsende kann von einer jährlichen Produktion von rund 235 GWh/Jahr und 517 GWh/Jahr (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

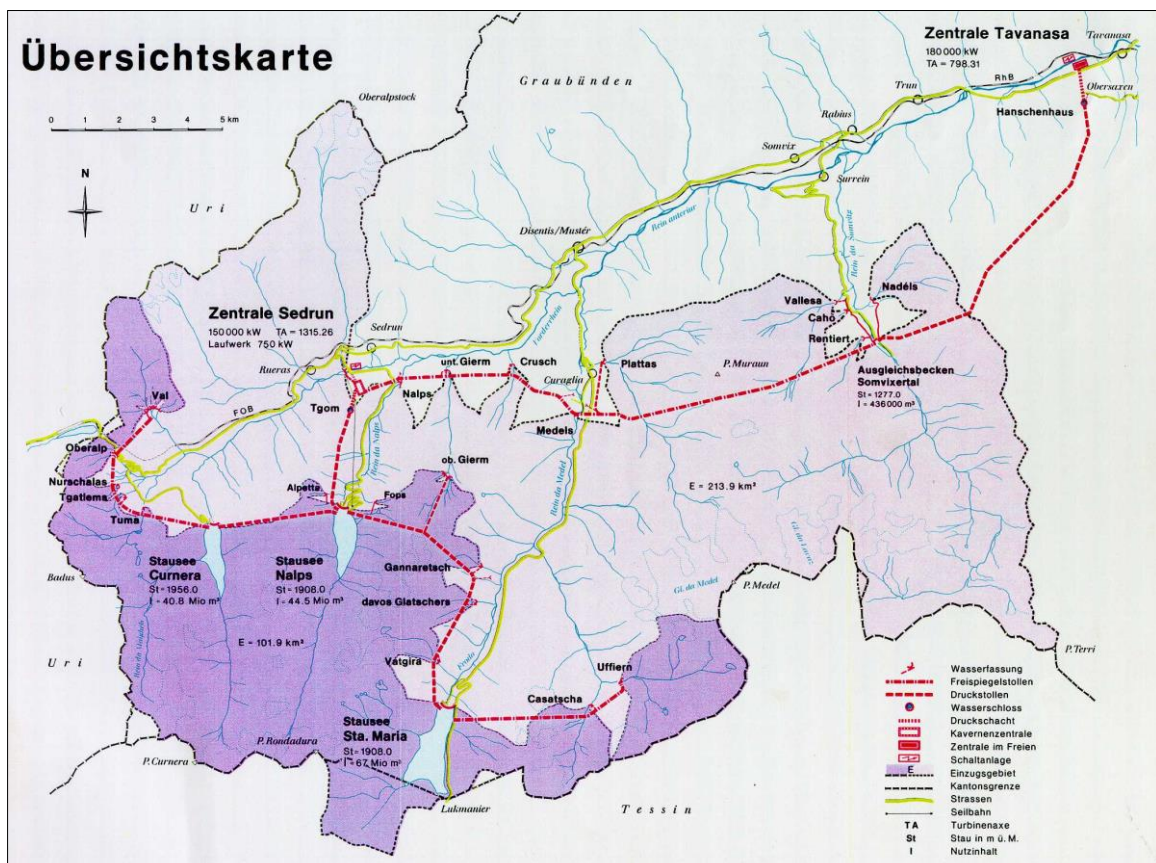


Abb. 33: Übersicht Kraftwerksanlagen der Kraftwerke Vorderrhein AG (Quelle: Kraftwerke Vorderrhein AG 1998)

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz

(ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit Auengebieten von nationaler Bedeutung, einem Flachmoor von nationaler Bedeutung, BLN-Gebieten und ISOS-Objekten im Bereich der Kraftwerksanlagen und der Restwasserstrecken bestehen.

Allerdings besteht bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsgebiet liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Vorderrhein AG nach Konzessionsende. Konflikte im Bereich der Restwasserstrecken aufgrund der Wasserentnahmen sind in einem nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahren zur Festlegung der erforderlichen Restwassermengen zu lösen.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der beiden Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa der Kraftwerke Vorderrhein AG gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der beiden Kraftwerksstufen Sedrun und Tavanasa der Kraftwerke Vorderrhein AG nach Konzessionsende 2048 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «Kraftwerk Sedrun (29.WK.02)» und des «Kraftwerk Tavanasa (29.WK.07)» nach 2048 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerke Sedrun und Tavanasa nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 13: KW Mutteins (29.WK.09)**Die Festsetzung stützende Grundlage:**

- Weiterbetrieb Kraftwerk Mutteins nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufe Mutteins der Kraftwerke Frisal AG (KWF) (= Kraftwerksstufe Brigels – Mutteins bestehend aus allen Anlageteilen von Fassungen bis zur Rückgabe) weist eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 54 GWh auf, wovon rund ein Viertel im Winterhalbjahr erzeugt wird. Die Kraftwerke Frisal AG nutzt das Wasser von kleineren Bächen mit den Fassungen Dardinerbach sowie des Flembachs zur Stromproduktion. Das gefasste Wasser wird dem Staubecken Brigels mit einem Nutzinhalt von 300'000 m³ zugeführt.

Die Konzessionen der Kraftwerkstufe Mutteins enden am 30. Juni 2040.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Mutteins der Kraftwerke Frisal AG nach Konzessionsende kann von einer Produktion von rund 51 GWh/Jahr (abhängig vom neuen Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufe Mutteins ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngebiete, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit dem Auengebiet Aua Ogna da Pardiala (Nr. A-35) von nationaler Bedeutung und dem ISOS-Objekt Waltensburg (Nr. 2309), welche sich in den Restwasserstrecken befinden, und dem Amphibienlaichgebiet (Nr. 319) von nationaler Bedeutung unterhalb der Wasserrückgabe bestehen. Bei einer genaueren Betrachtung der im Konzessionsperimeter liegenden relevanten Objekte liegt kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Mutteins der Kraftwerke Frisal AG vor.

Da es sich bei der Kraftwerksstufe Mutteins um eine bestehende Anlage handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Mutteins gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufe Mutteins der Kraftwerke Frisal AG nach Konzessionsende 2040 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

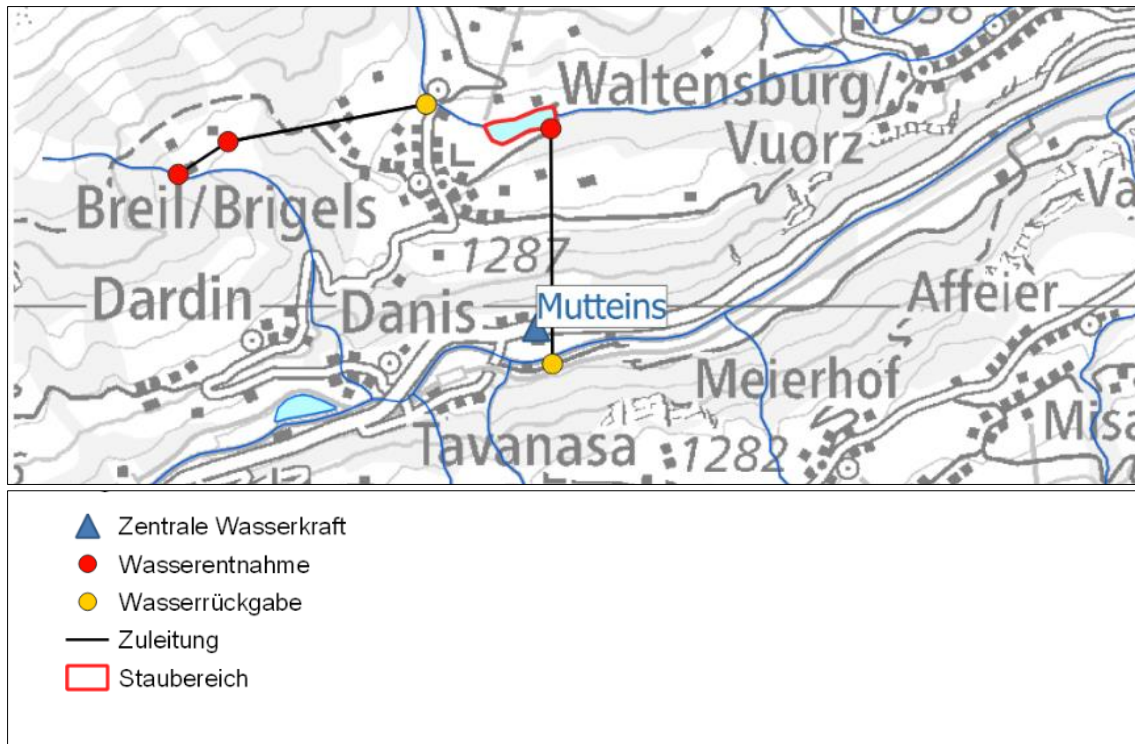


Abb. 34: Übersicht bestehende Kraftwerksanlagen und genutzte Gewässer.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Mutteins (29.WK.09)» nach 2040 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb Kraftwerk Mutteins nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.

Grundlage Weiterbetrieb Nr. 14: KW Ferrera I (30.WK.01), KW Ferrera II (30.WK.02), KW Bärenburg (30.WK.03), KW Sils i.D. (30.WK.04) und KW Thusis (30.WK.05)

Die Festsetzung stützende Grundlage:

- Weiterbetrieb der Kraftwerke der Kraftwerke Hinterrhein AG nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan, Axpo Power AG, Baden, 30. April 2024

Interessenabwägung und Antrag auf Festsetzung

Die Kraftwerksstufen Ferrera, Bärenburg, Sils i.D. und Thusis der Kraftwerke Hinterrhein AG (KHR) (= Kraftwerksstufen Valle di Lei – Ferrera/Sufers [Kraftwerke Ferrera I und Ferrera II], Sufers – Bärenburg [Kraftwerk Bärenburg], Bärenburg – Sils i. D. [Kraftwerk Sils i.D.] und Thusis [Kraftwerk Thusis] bestehend aus allen Anlagenteilen von Fassungen bis zu Rückgaben) weisen eine mittlere Jahresenergieproduktion von rund 305 GWh (Ferrera), 485 GWh (Bärenburg), 610 GWh (Sils i.D.) und 18 GWh (Thusis) auf, wovon rund 70 % (Ferrera I), 21 % (Ferrera II), 40 % (Bärenburg), 40 % (Sils i.D.) und 30 % (Thusis) im Winterhalbjahr erzeugt werden.

Die Konzessionen für die Kraftwerksstufen Ferrera, Bärenburg, Sils i.D. und Thusis enden 2042.

Für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Hinterrhein AG nach Konzessionsende kann von einer jährlichen Produktion von rund 287 GWh (Ferrera), 456 GWh (Bärenburg), 574 GWh (Sils i.D.) und 17 GWh (Thusis) (abhängig vom neuem Restwasserregime) ausgegangen werden. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksstufen Ferrera, Bärenburg, Sils i.D. und Thusis ist daher nach Art. 8 Abs. 2 EnV von nationalem Interesse.

Der Konzessionsperimeter wurde mit den Inventaren (Auengebiete, Flachmoore, Hochmoore, Trockenwiesen und –weiden, übrige Biotope, Wiesen mit rote-Liste-Arten, Geotope, Landschaften und Naturdenkmäler, Moorlandschaften, Pärke, Inventar der schützenswerten Ortsbilder der Schweiz (ISOS), Inventar der historischen Verkehrswege der Schweiz (IVS), Amphibienlaichgebiete und Wanderobjekte, Jagdbanngelände, Smaragd-Gebiete) verglichen. Für die sich in der Nähe der Anlagen bzw. der genutzten Gewässerstrecken befindenden Schutzobjekte wurde eine genaue Betrachtung vorgenommen. Einer genaueren Prüfung wurden daraufhin die potenziell betroffenen nationalen Schutzobjekte unterzogen.

Die vertiefte Analyse ergab, dass potenziell Konflikte mit dem (nicht definitiv bereinigten) Auengebiet Andeer-Clugin (Nr. A-431) von nationaler Bedeutung und diversen ISOS-Objekten im Bereich des Konzessionsperimeters bestehen. Da die Festlegung der erforderlichen Restwassermengen für die betroffene Restwasserstrecke Gegenstand eines nachfolgenden wasserrechtlichen Verfahrens bildet und die ISOS-Objekte bzw. deren Erhaltungsziele durch den Weiterbetrieb nicht beeinträchtigt werden, stellen das Auengebiet und die ISOS-Objekte kein Ausschlussgrund für die Festsetzung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen dar. Folglich liegt bei allen obengenannten Inventaren bei einer Betrachtung der im Konzessionsperimeter liegenden relevanten Objekte kein unauflösbarer Konflikt für die räumliche Abstimmung des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ferrera, Bärenburg, Sils i.D. und Thusis der Kraftwerke Hinterrhein AG vor.

Da es sich bei den Kraftwerksstufen Ferrera, Bärenburg, Sils i.D. und Thusis um bestehende Anlagen handelt, erübrigt sich die Prüfung der relativen und der absoluten Standortgebundenheit. Die Standortgebundenheit (und somit die Übereinstimmung mit der Raumplanung) ist für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Hinterrhein AG gegeben.

Somit stehen dem Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerke Hinterrhein AG nach Konzessionsende 2042 keine gleichwertigen Interessen entgegen. Das nationale Interesse am Weiterbetrieb der bestehenden Kraftwerksanlagen überwiegt die räumlichen Schutzinteressen und es sind keine weiteren Aspekte ersichtlich, die einer Festsetzung im Richtplan widersprechen würden.

Zudem wurden die umweltrechtlichen Anforderungen an eine Festsetzung des Weiterbetriebs im internationalen bzw. grenzüberschreitenden Verhältnis aus den internationalen Richtlinien bzw. Übereinkommen (Wasserrahmenrichtlinie, Espoo-Konvention, Aarhus-Konvention) geprüft und es hat sich gezeigt, dass der Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen der Kraftwerksstufen Ferrera, Bärenburg, Sils i.D. und Thusis der Kraftwerke Hinterrhein AG diese auf Stufe Richtplan erfüllt, soweit sie anwendbar sind.



Abb. 35: Übersicht Kraftwerke Hinterrhein AG (Quelle: Atelier Leuthold, Zürich 2020).

Der Entscheid über den Weiterbetrieb der Anlagen der internationalen Stufe nach Konzessionsende liegt gemäss Staatsvertrag bei den Regierungen beider Staaten. Auf Schweizer Seite ist das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) dafür zuständig. Da der Bund über keinen eigenen Richtplan verfügt, ist der Weiterbetrieb zur Sicherstellung der internationalen Verpflichtungen und der Bestimmungen in der Bundeskonzession im kantonalen Richtplan festzusetzen.

Basierend auf den obigen Ausführungen wird mit der vorliegenden Richtplananpassung für den Weiterbetrieb des «KW Ferrera I (30.WK.02)», des «KW Ferrera II (30.WK.01)», des «KW Bärenburg (30.WK.03)», des «KW Sils i.D. (30.WK.04)» und des «KW Thusis (30.WK.05)» nach 2042 der Koordinationsstand «Festsetzung» beantragt.

In der beiliegenden Grundlage «Weiterbetrieb der Kraftwerke der Kraftwerke Hinterrhein AG nach Konzessionsende, Räumliche Abklärung für die Festsetzung im Richtplan» vom 30. April 2024 ist die Interessenabwägung detailliert dargelegt.