Entwurf: Weisung X/2025

Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2025/2026

Die ElCom legt mit Veröffentlichung am «**DATUM**» für das hydrologische Jahr 2025/2026 gestützt auf Artikel 22 Absatz 1 und Artikel 8b Absatz 3 des Bundesgesetzes über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7; Stand am 1. Januar 2025) i. V. m. Artikel 2 der Verordnung über die Errichtung einer Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung) vom 25. Januar 2023 (WResV; SR 734.722; Stand am 1. Januar 2025) und vorbehaltlich möglicher Gesetzesänderungen folgende Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve fest:

1 Zeitraum der Reservevorhaltung

Im hydrologischen Jahr 2025/2026 ist die Wasserkraftreserve vom **«DATUM»** bis zum **«DATUM» (0:00 Uhr)** vorzuhalten. Die ElCom behält sich vor, die Wasserkraftreserve vorzeitig aufzulösen (Art. 25 Abs. 5 WResV).

2 Energiemenge

Die Teilnehmer an der Wasserkraftreserve halten insgesamt eine Menge von «**WERT**» GWh Wasserkraftreserve vor. Dies entspricht «**WERT**» % der gesamten Energiemenge aller Schweizer Speicherwasserkraftwerke ab einer Speicherkapazität von 10 GWh (8`463 GWh)[1]. Die Energiemenge für die Wasserkraftreserve wird unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit der ergänzenden Reserve gebildet. Das Gesamtvolumen der Wasserkraftreserve und der ergänzenden Reserve für 2025/2026 entspricht einer risikoadäquaten, vergleichbaren Grössenordnung wie in den Vorjahren. Die ElCom behält sich vor, die Vorhaltemenge nötigenfalls nachträglich anzupassen (Art. 3a Abs. 3 Satz 2 WResV).

3 Obligatorische Vorhaltung

3.1 Teilnahmepflicht

Die Wasserkraftreserve wird mit Speicherwasserkraftwerken ab einer Speicherkapazität von 10 GWh, die Strom in die Regelzone Schweiz einspeisen, gebildet (Art. 3 WResV). Zur Teilnahme an der Wasserkraftreserve verpflichtet sind die folgenden Akteure (Reserveteilnehmer; Art. 3a Abs. 1 WResV):

a. bei Kraftwerken, die nicht als Partnerwerk organisiert sind: die Betreiber;

b. bei Kraftwerken, die als Partnerwerk organisiert sind: die Teilhaber mit ihrem Anteil am Partnerwerk.

[1] Stand: 28.04.2025 (Kapazität gemäss Datenabfrage).

Massgebend für die Pflicht zur Teilnahme sind die Verhältnisse jeweils am 30. April. Bei grenzüberschreitenden Kraftwerken ist nur der Anteil zu berücksichtigen, der staatsvertraglich der Schweiz zugewiesen ist. Der Energieinhalt eines Speichersees bemisst sich über die gesamte Produktionskaskade eines hydraulisch zusammenhängenden und gemeinsam optimierten Kraftwerkkomplexes (Art. 3a Abs. 2 WResV).

Die Reserveteilnehmer müssen eine betriebliche Vereinbarung gemäss Artikel 5 WResV mit der Swissgrid unterzeichnen. Die ElCom kann die Teilnahme und den Inhalt der Vereinbarung nötigenfalls verfügen (Art. 3a Abs. 5 sowie Art. 5 Abs. 5 WResV).

3.2 Berechnungsgrundlage der Reservemenge

Der prozentuale Anteil gemäss Artikel 2 Absatz 3 Buchstabe a WResV wird auf Basis aller Speicherwasserkraftwerke mit einer Speicherkapazität ab 10 GWh gebildet. Datengrundlage sind die vom BFE publizierten «Energieinhalte Schweizer Stauseen» vom April 2024, welche 2025 von den Betreibern nach Aufforderung durch die ElCom verifiziert wurden.

3.3 Aufteilung auf die Reserveteilnehmer

Der Anteil an der vorzuhaltenden Reservemenge je Reserveteilnehmer entspricht dem gesamten Anteil des Teilnehmers an allen für die Berechnung gemäss 3.2 berücksichtigten Speicherseen (Art. 3a Abs. 3 WResV). Für die Reserveteilnehmer ergeben sich folgende Werte (Angabe in % und MWh; die Berechnung ist im Anhang dargestellt):

Reserveteilnehmer	Anteil des Reserveteilnehmers in % der Gesamtmenge	Anteil des Reserveteilnehmers in MWh
Administraziun communala Disentis	0.05979%	
Administraziun communala Medel	0.01087%	
AEV Amt für Energie und Verkehr (Chur)	2.08345%	
Alpiq AG	21.80177%	
Amt für Wasser und Energie (St. Gallen)	0.00991%	
Axpo AG	4.32468%	
Axpo Hydro AG	5.59243%	
Axpo Power AG	6.74841%	
Axpo Solutions AG	4.33705%	
Azienda Elettrica Ticinese	2.52020%	
BKW Energie AG	10.59206%	
Cancelleria Comunale Mesocco	0.00178%	
CIMO	0.12444%	
Città di Lugano	0.40129%	
CKW AG	3.51515%	
Commune de Bourg St Pierre	0.10828%	
Commune de Fully	0.08961%	
Commune de Liddes	0.04572%	
Commune de Val de Bagnes	0.18519%	
Communes d'Orsières	0.06866%[2]	
Communes Sembrancher	0.08062%[3]	
Comune di Bregaglia	0.00966%	
Comune di Buseno	0.00021%	
Comune di Calanca	0.00024%	

[2] Wert zusammen mit Gemeinde Liddes

[3] Wert zusammen mit Gemeinde Orsières

Comune di Cama	0.00012%	
Comune di Castaneda	0.00012%	
Comune di Grono	0.00012%	
Comune di Lostallo	0.00018%	
Comune di Rossa	0.00033%	
Comune di Roveredo	0.00018%	
Comune di Soazza	0.00030%	
Departement Bau und Umwelt (Glarus)	0.58387%	
Edison S.p.A. Milano	1.28851%	
Électricité de France SA (EDF)	0.72226%	
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	6.80910%	
Elektrizitätswerk Obwalden	0.47348%	
EnAlpin AG	0.28677%	
EnBAG AG	0.16121%	
Energia S-chanf	0.02980%	
Energie Service Biel/Bienne (ESB)	0.10779%	
Energie Wasser Bern	1.66825%	
EWA-energieUri AG	0.29147%	
ewl energie wasser luzern	0.22886%	
FMV SA	0.73211%	
Gemeinde Agarn	0.00616%[4]	
Gemeinde Leuk		
Gemeindeverwaltung Oberems		
Gemeindekanzlei Turtmann-Unterems		
Gemeinde Avers	0.00773%	
Gemeinde Bonaduz	0.01956%	
Gemeinde Breil/Brigels (Andiast/Vuorz/Waltensburg)	0.06335%	
Gemeinde La Punt Chamues-ch	0.00522%	
Gemeinde Lumnezia	0.03973%	
Gemeinde Madulain	0.00149%	
Gemeinde Rheinwald	0.00902%	
Gemeinde Rongellen	0.00515%	
Gemeinde Safiental	0.16105%	
Gemeinde Sagogn	0.00520%	
Gemeinde Scuol	0.04092%	
Gemeinde Sils im Domleschg	0.00773%	
Gemeinde Tamins	0.00397%	
Gemeinde Thusis	0.01385%	
Gemeinde Zernez	0.01788%	
Gemeindekanzlei Ferrera	0.01546%	
Gemeindekanzlei Zillis-Reischen	0.02062%	
Gemeindeverwaltung Sufers	0.00773%	
Gemeindeverwaltung Andeer	0.04510%	
Gemeindeverwaltung Flims	0.00092%	
Gemeindeverwaltung Ilanz/Glion	0.04184%	
Gemeindeverwaltung Martigny	0.08138%	
Gemeindeverwaltung Schluein	0.00183%	
Gemeindeverwaltung Sumvitg	0.05435%	
Gemeindeverwaltung Trin	0.00428%	
Gemeindeverwaltung Trun	0.11414%	
Gemeindeverwaltung Tujetsch	0.07610%	
Gemeindeverwaltung Vals	0.20994%	

[4] Gemeinsamer Wert für die Gemeinenden Agarn, Leuk, Oberems, Turtmann-Unterems

Gemeindeverwaltung Valsot	0.02012%	
Gemeindeverwaltung Zuoz	0.00179%	
Gemeine Muntogna da Schons	0.05122%	
Genedis SA	0.03485%	
Groupe E SA	0.95261%	
IWB Industrielle Werke Basel	5.07703%	
Kanton Tessin (Ufficio dell'energia)	2.58792%	
Officine Idroelettriche della Maggia SA	0.48174%	
OIKEN SA	0.64306%	
Repower AG	1.79135%	
Rhonewerke AG	0.48174%	
Romande Energie SA	1.28243%	
Schweizerische Bundesbahnen SBB	5.65093%	
SN Energie AG	0.88010%	
Stadt Zürich	1.72031%	
Ville de Lausanne	0.07791%	
Ville de Sierre	0.22886%	
Ville de Sion	0.85802%	

3.4 Aufteilung auf die Wasserkraftkomplexe und Abreden mit anderen Reserveteilnehmern

Die Aufteilung auf die Speicherwasserkraftwerke obliegt den Reserveteilnehmern, vorbehaltlich der Bedingungen von Abschnitt 3.5 und 3.6. Sie sind frei, auch Wasserkraftkomplexe mit weniger als 10 GWh Kapazität für die Reservehaltung zu nutzen, sofern diese die notwendigen Bedingungen gemäss Punkt 3.6 (Art. 4 Abs. 1 WResV) und die technischen Voraussetzungen gemäss Betriebsvereinbarungen mit der Swissgrid erfüllen.

Die Reserveteilnehmer können die Vorhaltemenge unter Einhaltung der Punkte 3.5 und 3.6 mit anderen Reserveteilnehmern abtauschen. Die ursprünglichen Reserveteilnehmer bleiben jedoch für die Vorhaltung verantwortlich (Art. 4 Abs. 2 WResV).

Die Reserveteilnehmer teilen der ElCom und der nationalen Netzgesellschaft bis zum «**DATUM**» die geplanten Verteilungen und Abtausche mit. Ab diesem Zeitpunkt sind keine Abtausche mehr möglich. Die Aufteilung gemäss Abschnitt 3.4 sowie Abtausche werden von der ElCom gestützt auf Artikel 4 Absatz 3 WResV bewilligt, sofern sie rechtmässig sind und insbesondere die Vorgaben der Abschnitte 3.5 und 3.6 einhalten.

3.5 Verteilung der Energie

In jedem hydrologisch zusammenhängenden Wasserkraftwerkskomplex dürfen maximal 30 Prozent der gesamten Wasserkraftreservemenge vorgehalten werden. Die Vorhaltung durch verschiedene Partner wird dabei aggregiert. Der Betreiber eines betroffenen Speicherwasserkraftwerks hat in Rücksprache mit den jeweiligen Reserveteilnehmern sicherzustellen, dass dieses Limit eingehalten wird.

3.6 Installierte Leistung

Die minimale installierte und im Vorhaltezeitraum grundsätzlich betriebsbereite Leistung beträgt 3 MW pro GWh vorgehaltener Energie. Unter grundsätzlich betriebsbereit sind solche Kraftwerke zu verstehen, bei denen die Summe allfälliger Revisionen während dem Vorhaltungszeitraum 5 Tage nicht übersteigt. Ausgenommen sind Ausfalltage aufgrund von Massnahmen der Swissgrid.

3.7 Abrechnung der Pauschalabgeltung

Die Pauschalabgeltung wird pro rata temporis, jeweils für die effektiv geleistete Vorhaltung im vorangegangenen Kalendermonat, fakturiert. Die Pauschalabgeltung ist 30 Tage nach Fakturierung zur Zahlung fällig.

3.8 Moderate Pauschalabgeltung

Die ElCom berechnet gemäss Artikel 5a Absatz 2 f. WResV die gemäss Verordnung definierte Pauschalabgeltung für die Vorhaltung der Wasserkraftreserve. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal des Jahres 2026. Dieser Basiswert wird mit dem Faktor 1,3 multipliziert. Als Datengrundlage für den Basiswert werden die publizierten Abrechnungspreise der Base-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von 30 Kalendertagen vor der Veröffentlichung der Eckwerte verwendet. Sind für das Berechnungsjahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die ElCom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere einen anderen Zeitraum, historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen. Die ElCom publiziert die moderate Pauschalabgeltung vor Beginn der Vorhalteperiode auf ihrer Website.

4 Abruf der Reserve

4.1 Freigabe der Reserve

Die Stromreserve steht zum Abruf frei, wenn an der Strombörse für den Folgetag die nachgefragte Menge Elektrizität das Angebot übersteigt (fehlende Markträumung; Art. 18 Abs. 1 WResV). Im Fall einer fehlenden Markträumung melden der Netzgesellschaft (Art. 18 Abs. 1 WResV):

a. die Betreiber, die an der Reserve teilnehmen: die in ihrem Teil der Reserve verfügbare Leistung und verfügbare Energie;

b. die Bilanzgruppen mit einem Reservebedarf: ihren Bedarf an Elektrizität für den Folgetag.

Die Netzgesellschaft legt die Modalitäten des Abrufs fest (Art. 18 Abs. 3 WResV).

Die Verantwortung für die Feststellung der fehlenden Markträumung liegt bei der Swissgrid und denjenigen Bilanzgruppen, deren Bedarf nicht gedeckt ist. Sie haben treffen die in StromVG und WResV vorgesehenen Massnahmen.

4.2 Entschädigung und Abrechnung des Abrufs

Der Abruf der Reserve wird gemäss folgender Preisformel entschädigt (Art. 20 Abs. 2 WResV):

Entschädigung für Abruf = (Mittelwert aus den EEX Tageschlusskursen am 15. Mai 2026 der vier Kalenderwochen 20, 21, 22, 23 für das Lieferjahr 2026 Base Schweiz **plus** Flexibilitätszuschlag in EUR/MWh) **mal** abgerufene Energiemenge

Der Flexibilitätszuschlag berechnet sich anhand der an der EPEX SPOT day ahead Auktion Schweiz für die in den Kalenderwochen 20, 21, 22, 23 festgestellten Preisdifferenzen zwischen Peak und Base (Peak Preise **minus** Base Preise).

Da die Höhe des Flexibilitätszuschlags erst am Ende der Kalenderwoche 23 bekannt ist, fakturieren die Reserveteilnehmer den Abruf erst im Folgemonat. Die Entschädigung für den Abruf ist 30 Tage nach Fakturierung zur Zahlung fällig.

ENTWURF

4.3 Einsetzbare Anlagen beim Abruf und Lieferung der Energie

Die Reserveteilnehmer sind frei, aus welchem Kraftwerk sie bei einem Abruf die angeforderte Leistung resp. Energie abrufen.

~~**4.4 Abrufpreis und Abrechnung für Bilanzgruppen**~~

~~Der Abrufpreis für die Bilanzgruppen entspricht dem day ahead Marktpreis für den Abrufzeitraum zuzüglich eines Aufschlags. Der Aufschlag berechnet sich wie folgt:~~
~~Aufschlag = (Ausgleichsenergiepreis$_{short}$ **minus** day ahead Marktpreis) **mal** 0.25~~

~~Die Fakturierung erfolgt im Folgemonat und ist nach 10 Tagen zur Zahlung fällig.~~

~~Sollte ein Abruf aus der Reserve weiterverkauft werden, ist ein allfälliger Gewinn abzuliefern, die Bilanzgruppe hat dazu eine Meldepflicht.~~

~~Wird Teil der Abrufordnung~~

4.5 Rückgabe der Wasserkraftreserve bei Nichtabruf

Die Reserveteilnehmer erhalten zum Zeitpunkt der Auflösung der Reserve ihre vorgehaltene Energiemenge zur freien Verfügung zurück. Es fliessen keine zusätzlichen Zahlungen.

4.6 Erreichbarkeit der Reserveteilnehmer

Die Reserveteilnehmer bzw. die von ihnen mit der Betriebsführung betrauten Partnerunternehmen sind verpflichtet, bei nicht schliessender zweiter EPEX SPOT day ahead Auktion umgehend erreichbar zu sein und dies so lange, bis der Reserveabruf vollständig geplant ist. Im Falle einer sich abzeichnenden kritischen Situation auch im Bereich Regelenergie kann Swissgrid eine zeitweise Erreichbarkeit 24/7 einfordern.

4.7 Marktmanipulatives Verhalten

Im Zusammenhang mit der Reserve sind insbesondere folgende Verhaltensweisen als marktmanipulativ einzustufen und werden von der ElCom gemäss Artikel 25 Absatz 1 WResV überwacht:

- Leistungsvorhaltung mit dem einzigen Ziel, am day ahead Markt die Reserve zu aktivieren
- ~~Bezug der Reserve, um die Energie am day ahead Markt im Ausland gewinnbringend zu verkaufen (Art. 21 Abs. 2 WResV)~~
- ~~Bezug der Reserve, um die Energie am Intraday Markt (Schweiz oder Ausland) zu höheren Preisen zu verkaufen (Art. 21 Abs. 2 WResV)~~
- Absprachen und Manipulation, um die Preise im Berechnungszeitraum der Pauschalabgeltung oder der Abrufentschädigung zu beeinflussen

~~Wird Teil der Abrufordnung~~

5 Unvorhergesehener Ausfall von Anlagen

Führt ein unvorhergesehener Ausfall von Anlagen zu einer Verletzung der Vorhaltepflicht oder minimalen installierten und betriebsbereiten Leistung gemäss Ziffer 3.6 und kann der betroffene Reserveteilnehmer den Ausfall nicht mit eigenen Anlagen kompensieren, gilt folgendes:

- Der vom Ausfall betroffene Reserveteilnehmer kann unter Einhaltung der Vorgaben in den Ziffern 3.5 und 3.6 für die Vorhaltung der betroffenen Energiemenge in einem anderen Wasserkraftwerkskomplex oder bei einer anderen Speicherwasserkraftwerkbetreiberin sorgen.
- Andernfalls wird die Pauschalabgeltung gemäss Ziffer 3.8 entsprechend der Dauer des Ausfalls pro rata gekürzt. Der Reserveteilnehmer ist verpflichtet, die Dauer des Ausfalls zu minimieren. Die Prüfung einer Verwaltungssanktion gemäss Artikel 5b WResV bleibt vorbehalten.

Erläuterungen zu den Eckwerten

1 Dauer und Zeitraum der Reservevorhaltung

Im hydrologischen Jahr 2025/2026 ist die Reserve von **«DATUM»** bis **«DATUM» (0:00 Uhr)** vorzuhalten.

Basierend auf den Speicherverläufen der letzten Jahre stellt die ElCom bei der Festlegung des Enddatums für die Vorhaltung der Reserve auf den letzten Wendepunkt in den vom Bundesamt für Energie veröffentlichten Speicherseestandskurven[5] ab, welcher die beginnende Schneeschmelze und den Startpunkt der Speicherbefüllung – und somit wieder genügende Energiezuflüsse in der Regelzone Schweiz – markiert und weitere Engpässe höchst unwahrscheinlich erscheinen lässt.

Diese Vorgehensweise bei der Festlegung der Vorhaltedauer stellt einen einfachen, deterministischen Ansatz dar, welcher eine gewisse Robustheit aufweist und der Vorgabe einer jährlichen Vorhaltung der Reserve entspricht.

Aufgrund der Erfahrungen aus den Wintern 2022/2023 bis 2024/2025 behält sich die ElCom vor, nach einer aktuellen Lagebeurteilung, die Wasserkraftreserve vorzeitig aufzulösen (Art. 25 Abs. 5 WResV).

2 Energiemenge

Gemäss der Vorgabe in der WResV hat die Reservedimensionierung im fraglichen Zeitraum nicht die ganze Versorgung zu decken, sondern nur – zusammen mit der ergänzenden Reserve – einen «Beitrag» zu leisten. Dabei sollen Verbrauch und Produktion gegen Ende Winter bzw. Anfang Frühling berücksichtigt werden. Die ElCom stützt sich bei der Festlegung der zu kontrahierenden Energiemenge auf tatsächliche Daten zu den genannten Kriterien aus den Vorjahren und bezieht absehbare Risiken für den anstehenden Winter mit ein. Die getroffenen Annahmen und die verwendete Berechnungsmethodik sollen auf Basis von objektiven Kriterien erfolgen und nachvollziehbar sein.

Aufgrund dieser Vorgaben wird die Reserve gemäss folgenden Eckwerten dimensioniert. Die ElCom geht dabei davon aus, dass die Wasserreserve im späten Winter zum Einsatz kommt und die Speicherseen abgesehen von der Wasserreserve bereits komplett leer sind.

- Das Kriterium eines «hohen Verbrauchs» wird mit dem durchschnittlichen Landesverbrauch (inkl. Speicherpumpen) im April der letzten 10 Jahre[6] (1199 GWh/Woche) zzgl. eines Risikozuschlags von +10 Prozent (+120 GWh/Woche ⇨ 1319 GWh/Woche) objektiviert.

  Bei der «tiefen inländischen Erzeugung» wird davon ausgegangen, dass keine Speicherproduktion ausser der Reserve mehr stattfindet und zusätzlich das grösste Kernkraftwerk ausfällt. Die Laufwasserkraftwerke (305 GWh/Woche) werden als Durchschnittswert April der letzten 10 Jahre angenommen. Die konventionell-thermische und erneuerbare Produktion (152 GWh/Woche) wird mit einem Zuwachs von 8% (entspricht dem Durchschnitt der letzten 10 Jahre) modelliert[7]. Die Verfügbarkeit der th. RKW (336 MW) und der NSG (modelliert mit 164 MW) erhöht die potenzielle Produktionskapazität der Schweiz im April um weitere 84 GWh/Woche.

Wird bei Veröffentlichung aktualisiert

[5] Füllungsgrad der Speicherseen, Sonntag 24h (admin.ch)
[6] Zeitreihe Schweizerische Elektrizitätsbilanz - Monatswerte Spalte J plus F – Aprilwerte für 2013 bis 2022
[7] Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2022 (und Vorjahre)

- Die Kernkraftwerke Gösgen und Beznau produzieren voll (293 GWh/Woche). Dies ergibt eine potenzielle totale Produktion von 834 GWh/Woche, wovon eine Risikomarge von 10 Prozent abgezogen wird (-83 GWh/Woche ⇨ 751 GWh/Woche).
- Mit Blick auf die Risiken im kommenden Winter (unsichere Exportfähigkeit von Frankreich und Deutschland im Falle einer Gasmangellage, verbunden mit niedrigen Temperaturen) werden keine Importe aus Frankreich und Deutschland unterstellt. Weiter wird beim Kriterium, dass «Importe nur sehr beschränkt möglich sind», für Österreich und Italien angenommen, dass im Durchschnitt nur die im Winter 2021/2022 minimale Importkapazitäten[8] (2296 MW) verfügbar sind – abzüglich einer Sicherheitsmarge von -10 Prozent (-230 MW ⇨ 2066 MW). Daraus resultiert eine reduzierte Importmenge von 347 GWh/Woche.

Wird bei Veröffentlichung aktualisiert

Eine gestützt auf diese Annahmen dimensionierte Reserve für eine Woche umfasst somit 220 GWh (1319 GWh Endverbrauch -751 GWh inl. Produktion -347 GWh Importe). Für zwei Wochen sind es entsprechend 440 GWh. Da die einzelnen Parameter relativ konservativ festgelegt wurden (Verbrauch und Produktion jeweils mit Risikomarge von 10 Prozent, dazu Null Importe aus Frankreich und Deutschland sowie Abschlag von 10 Prozent bei den minimalen Importkapazitäten aus Österreich und Italien, und dazu noch der Ausfall des Kernkraftwerkes Leibstadt), erscheint als Zielgrösse der Mittelwert der Stromreserve von einer bis zwei Wochen vertretbar, was einer Reservemenge von rund 300 GWh entspricht. Als untere Toleranz gilt minus ein Drittel, was ungefähr der Energiemenge für eine Woche entspricht. Als obere Toleranz gilt plus ein Drittel, was ungefähr der Energiemenge für volle zwei Wochen entspricht.

Wird bei Veröffentlichung aktualisiert

2.1 Anpassung der Mengen

Sollte sich die Lagebeurteilung ändern, behält sich die ElCom vor, die Vorhaltemenge nötigenfalls nachträglich anzupassen (Art. 3a Abs. 3 Satz 2 WResV).

3 Verpflichtende Teilnahme

Die Teilnahmeverpflichtung ergibt sich aus Artikel 3 und 3a WResV. Massgebend hierfür sind die Eigentumsanteile im Sinne von Aktienanteilen an Speicherwasserkraftwerken. In begründeten Ausnahmefällen können zusätzlich die Nutzungsrechte in die Berechnung der Anteile einfliessen, insbesondere wenn diese die tatsächliche Bewirtschaftungsmöglichkeiten akkurater wiederspiegeln als die Eigentumsanteile. Die Anteilseigner von Partnerwerken müssen dies abgestimmt der ElCom mitgeteilt haben. Massgebend für die Ermittlung der Vorhaltemenge sind die maximalen Energieinhalte (im Sinn des technischen Gesamtvolumens) der Speicherseen.

3.1 Verteilung der Energie

Den Teilnehmern wird es freigestellt, in welchen Speicherwasserkraftwerken die Energie gespeichert wird, solange die Voraussetzungen der Eckwerte erfüllt sind. Gegenüber den vorangegangenen Beschaffungsprozessen wird die maximal zulässige Reservemenge je Wasserkraftwerkskomplex erhöht, um eine wirtschaftliche Optimierung zu erleichtern. Die Mengengrenze wurde auch deshalb gewählt, da insbesondere in den ersten Ausschreibungsrunden keine Alternativen zur Wasserkraftreserve bestanden und diese damit einziges Instrument zur Sicherung der Versorgung war. Dabei sollte ein Klumpenrisiko vermieden werden. Durch die aktuell vielschichtigen Instrumente zur Krisenbewältigung, wird diese Restriktion gelockert

3.2 Installierte Leistung

Gemäss den Erläuterungen zur ursprünglichen Verordnung über die Bildung einer Wasserkraftreserve vom 7. September 2022 sollte die Wasserkraftreserve eine Überbrückung einer heiklen Situation von zumindest 14 Tagen ermöglichen. Dabei ist explizit nicht gefordert, dass die Versorgung in dieser Zeit ausschliesslich aus der Reserve kommt. Damit die auf ca. 14 Tage dimensionierte Reserve während

[8] ENTSO-E: Import-NTC Minimum für A-CH = 486 MW; Import-NTC Minimum für IT-CH = 1810 MW

dieser 14 Tage (= 336 Stunden) aber auch voll eingesetzt werden kann, muss mindestens die entsprechende Leistung installiert und grundsätzlich betriebsbereit sein. Somit dürfen im Vorhaltezeitraum keine Arbeiten an den Anlagen geplant sein, welche die Leistungsverfügbarkeit im Falle eines Abrufs wesentlich beeinträchtigen, und es muss mindestens so viel Leistung installiert sein, dass bei voller Verfügbarkeit der Leistung die vorgehaltene Energie innerhalb von 336 Stunden produziert werden kann. Dies entspricht einer minimalen installierten Leistung von 2.98 MW/GWh oder gerundet 3 MW/GWh. Dabei wird davon ausgegangen, dass in den 14 Tagen die Reserve kontinuierlich benötigt wird, was zu Offpeak-Zeiten wenig realistisch ist. Dieser Wert ist also nicht konservativ festgelegt, allerdings bereits ziemlich einschränkend.

Da häufig kurze Ausserbetriebnahmen im Frühling geplant sind und auch ungeplante Ereignisse auftreten können, hat jeder Kraftwerkskomplex ein «Budget» von 5 Tagen (= 120 Stunden), in welchen es nicht oder nur teilweise verfügbar sein darf.

Es zählen alle Stufen eines Wasserkraftwerkskomplexes für die Erreichung der 3 MW/GWh, welche technisch gleichzeitig für die vorgehaltene Energiemenge eingesetzt werden können.

3.3 Abrechnung der Pauschalabgeltung

Die moderate Pauschalabgeltung wird über den in diesen Eckwerten definierten Vorhaltezeitraum verteilt ausbezahlt. Diese Verteilung verhindert einen plötzlichen, sehr hohen Liquiditätsbedarf bei Swissgrid.

3.4 Berechnung der moderaten Pauschalabgeltung

Die ElCom berechnet und publiziert jährlich den Ansatz für die Pauschalabgeltung je vorgehaltene GWh Energie. Als Basiswert für den Ansatz dient die gemittelte Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Quartal des Jahres, in dem der Zeitraum für die Vorhaltung endet. Der Basiswert wird mit dem Faktor 1,3 multipliziert.

Als Datengrundlage für den Basiswert verwendet sie die publizierten Abrechnungspreise der Base-Quartalsverträge am Terminmarkt Schweiz im Zeitraum von 30 Kalendertagen vor Veröffentlichung der Eckwerte. Sind für das Berechnungsjahr nicht ausreichend Abrechnungspreise publiziert, so wendet die ElCom eine geeignete alternative Methodik an. Dafür kann sie insbesondere historische Preisinformationen oder Daten der Terminmärkte der Nachbarländer heranziehen.

Der Gesetzgeber hat entschieden, dass es im obligatorischen Modell eine moderate Pauschalabgeltung gibt (Art. 5a Abs. 1 Bst. a WResV). Damit entfällt das Vorhalteentgelt aus dem bisherigen Ausschreibungsmodell. Mit der Pauschalabgeltung gilt alles als abgegolten, was die Teilnahmepflichtigen für die Wasserkraftreserve erbringen. Für den Fall, dass ausnahmsweise zusätzlich eine Leistungsvorhaltung angeordnet wird (Art. 3a Abs. 4), ist dafür eine separate Vergütung zu entrichten (Art. 5a Abs. 1 Bst. b WResV).
Das Gesetz legt fest, dass die Abgeltung für die Vorhaltung moderat sein soll und pauschal erfolgt, d.h. ohne Berücksichtigung individueller Besonderheiten der einzelnen Speicherkraftwerke. Sie berechnet sich nach dem folgenden Schema: Basis ist die über 30 Tage gemittelte Preisdifferenz zwischen dem Winterquartal (Januar bis März) und dem darauffolgenden Frühjahrsquartal (April bis Juni) am Terminmarkt Schweiz. Die Zeitspanne von 30 Tagen stellt sicher, dass nicht kurzfristige Marktschwankungen den Ausschlag geben können. Sollten dennoch ungenügend Preisinformationen verfügbar sein, kann die ElCom auf Alternativen zurückgreifen. Die ElCom führt die Berechnung der moderaten Pauschalabgeltung jährlich durch und publiziert den Wert (in Euro pro Megawattstunde). Zur Abgeltung der Flexibilität wird die Basis mit dem Faktor 1,3 multipliziert.

3.5 Publikation der Berechnungen

Im Sinne der Transparenz werden die verpflichteten Mengen und die Berechnungen zur moderaten Pauschalabgeltung, inklusive der verwendeten Datengrundlage, zeitnah publiziert.

ENTWURF

4 Abruf der Reserve

4.1 Freigabe der Reserve

Da die Swissgrid selbst täglich an der day ahead Ausschreibung der Schweiz im Rahmen der Wirkverlustbeschaffung teilnimmt, hat sie Kenntnis von einer fehlenden Markträumung am day ahead Markt. Die Bilanzgruppen kennen ihren nicht gedeckten Bedarf und melden diesen an Swissgrid. Die Swissgrid prüft daraufhin die Verfügbarkeit der Reserve bei den Reserveteilnehmern, welche ihre verfügbare Leistung angeben, worauf Swissgrid die Reserve anfordert.

Die Reserveteilnehmer sind verpflichtet, ihre gesamte verfügbare Leistung anzugeben. Bei Partnerwerken gilt dies nur für den jeweils eigenen Anteil.

4.2 Entschädigung und Abrechnung des Abrufs

Die Reserveteilnehmer sollten möglichst indifferent sein zwischen Erhalt des Wassers am 15. Mai 2026 oder einem vorherigen Abruf der Reserve. Die Berechnung der Abrufentschädigung versucht bestmöglich, den Wert des Wassers per 15. Mai 2026 anzunähern.

Für den Flexibilitätszuschlag gilt Base als der Durchschnittspreis der 24 Stunden eines jeden Tages der day ahead Auktion Schweiz für die Lieferperiode von Kalenderwoche 20 bis und mit 23. Beim Peak wird ein Durchschnitt aus den zwölf Stundenpreisen der EPEX SPOT day ahead Auktion von 8 Uhr bis 20 Uhr eines jeden Werktages der Lieferperiode von Kalenderwoche 20 bis und mit 23 gebildet.

4.3 Einsetzbare Anlagen beim Abruf und Lieferung der Energie

Aufgrund der Vorgaben zur Aufteilung der Wasserkraftreserve [Ziff. 3.4, 3.5, 3.6 in den Eckwerten] ist davon auszugehen, dass genügend verfügbare Leistung zur Verfügung steht, wenn die Reserveteilnehmer bei einem Abruf frei sind, aus welchem Kraftwerk [aus ihrem Portfolio] sie die angeforderte Leistung resp. Energie erbringen.

Wenn der pro rata vorgesehene Abruf die technische Mindestproduktionsmenge eines Reserveteilnehmres nicht erreicht, gilt folgendes Schema:

- Wenn der Abruf auch ohne diesen Reserveteilnehmer den Bedarf decken kann, wird der Abruf auf alle anderen Reserveteilnehmer pro rata aufgeteilt.
- Wenn der Abruf ohne diesen Reserveteilnehmer den Bedarf nicht decken kann, wird dieser Reserveteilnehmer mit der technischen Mindestproduktionsmenge abgerufen und der restliche Abruf auf die übrigen Reserveteilnehmer verteilt.

4.4 Entschädigung zum Zeitpunkt der Rückgabe der Reserve bei Nichtabruf der Wasserkraftreserve:

Die Reserveteilnehmer erhalten zum Zeitpunkt der Auflösung der Reserve ihre vorgehaltene Energiemenge zur freien Verfügung zurück. Es fliessen keine zusätzlichen Zahlungen.

4.5 Erreichbarkeit der Teilnehmer

Teilnehmer können die Erreichbarkeit und damit die Abwicklung eines allfälligen Abrufes auch an eine kompetente Stelle delegieren (z. B. an den Betriebsführer bei Partnerwerken).

4.6 Marktmanipulativen Verhaltens

Die folgenden Verhaltensweisen sind als marktmanipulativ einzustufen.

- Leistungsvorhaltung mit dem Ziel, am day ahead Markt die Reserve zu aktivieren: Da der Abruf nicht zu Marktpreisen entschädigt wird, sollte kein grosser Anreiz bestehen, die Reserve zu aktivieren. Dennoch überwacht die ElCom im Rahmen ihrer Tätigkeit die day ahead Orders der Schweizer day ahead Ausschreibung.

ENTWURF

- ~~Bezug der Reserve, um die Energie am day ahead Markt im Ausland gewinnbringend zu verkaufen: Solange die maximalen Clearing Preise in der Schweiz und in den Nachbarländern auf dem gleichen Niveau sind, besteht keinen Anreiz, die Reserve zu beziehen, um die Energie am day ahead Markt im Ausland weiterzuverkaufen. Wird die Reserve in der Schweiz aktiviert, ist der maximale day ahead Preis in der Schweiz bereits erreicht und es kann im Ausland kein höherer Preis erzielt werden.~~
- ~~Bezug der Reserve, um die Energie am Intraday Markt (Schweiz oder Ausland) zu höheren Preisen zu verkaufen: Da die maximalen Preise am Intraday Markt (9'999 EUR/MWh) höher liegen als am day ahead Markt (4'000 EUR/MWh), sollte die Reserve am day ahead Markt nur dazu genutzt werden, um allfällige effektive day ahead Fahrplanabweichungen, welche durch die fehlende Markträumung am day ahead Markt Schweiz entstanden sind, zu korrigieren. Sie sollte hingegen nicht genutzt werden, um allfällige am day ahead Markt künstlich generierte Longpositionen, mit dem Ziel diese am Intraday Markt gewinnbringend zu schliessen, zu bedienen. Die ElCom wird in diesem Zusammenhang bei Abruf der Reserve jeweils die Handelsgeschäfte prüfen und Fahrpläne abgleichen.~~

Wird Teil der Abrufordnung

- Absprachen und Manipulation, um die Preise im Berechnungszeitraum der Pauschalabgeltung oder der Abrufentschädigung zu beeinflussen

4.7 Ausfall von Anlagen

Kann ein Reserveteilnehmer aufgrund eines unvorhergesehenen Ausfalls von Anlagen seinen Verpflichtungen nicht nachkommen und kann er den Ausfall nicht mit eigenen Anlagen kompensieren, ist es erwünscht, die Reserveenergie bei anderen Wassekraftwerken zu beschaffen und dies der Swissgrid zu melden. Es ist unerheblich, ob eine zur Kompensation eines Ausfalls eingesetzte Anlage bereits Teil der Reserve ist oder nicht. Kann der Ausfall weder selbst noch von einer anderen Speicherkraftwerkbetreiberin kompensiert werden, so ist die Vorhalteentschädigung des vom Ausfall betroffenen Reserveteilnehmers entsprechend der Dauer des Ausfalls pro rata zu kürzen.

ENTWURF

Anhang: Liste der Wasserkraftwerkskomplexe

Die folgende Liste definiert, welche Kraftwerke und Speicherseen an der verpflichtenden Reservevorhaltung gemäss Art. 3 WResV in Verbindung mit Informationen des BFE (Energieinhalte Schweizer Stauseen) teilnehmen müssen.

Speicherwasserkraftwerk (bzw. Wasserkraftkomplex)	Zentrale gemäss Übersicht des BFE	Zugrunde gelegter Energieinhalt mit allen KW-Ketten ohne natürliche Zuflüsse in GWh	Anteilseigner	Anteile
Lac des Dix		1530.0	ALPIQ	65.15%*
			AXPO	11.62%*
			BKW	11.62%*
			IWB	11.62%*
Lac de Cleuson		66.8	ALPIQ	100.00%
Lac de Dix u. Lac de Cleuson Total	**Bieudron, Fionnay (Dixence) u. Nendaz**	1596.8		
		225.9	ALPIQ	58.09%**
		90.0	SBB	23.14%**
	Bâtiaz, Châtelard-Vallorcine u. Châtelard-Barberine 1+2	73.0	SBB	18.77%**
Lac d'Emosson Total		388.9		
			ALPIQ	39.00%
			SBB	36.00%
			IWB	15.00%
			FMV	10.00%
Lac du Vieux Emosson	**Nant de Drance**	20.0		
			Axpo Power AG	19.50%
			ALPIQ	9.28%
			BKW Energie AG	7.72%
			Edison S.p.A. Milano	20.00%
			Gemeinde Andeer	0.70%
			Gemeinde Avers	0.12%
			Gemeinde Bregaglia	0.15%

			Gemeinde Ferrera	0.24%
			Gemeinde Rongellen	0.08%
			Gemeinde Sils i.D.	0.12%
			Gemeinde Sufers	0.12%
			Gemeinde Thusis	0.22%
			Gemeinde Zillis-Reischen	0.32%
			IWB Industrielle Werke Basel	2.50%
			Kanton Graubünden	12.00%
			Repower AG	6.50%
			Stadt Zürich	19.50%
			Gemeinde Rheinwald	0.14%
			Gemeinde Muntogna da Schons	0.80%
Lago di Lei und Stausee Sufner Total	**Ferrera 1, Bärenburg u. Sils (KHR)**	543.5		
			Axpo Power AG	19.50%
			Axpo Solutions AG	29.25%
			CKW AG	19.50%
			BKW Energie AG	19.50%
			Électricité de France SA	9.75%
			Gemeinde Val de Bagnes	2.50%
Lac de Mauvoisin Total	**Fionnay (Mauvoisin) u. Riddes**	624.9		
			Axpo Power AG	5.00%
			Axpo Solutions AG	15.00%
			CKW AG	10.00%
			Alpiq Suisse SA	22.00%
			BKW Energie AG	30.00%
			Gemeinde La Punt Chamues-ch	0.18%
			Gemeinde Madulain	0.05%
			Gemeinde S-Chanf	1.00%
			Gemeinde Scuol	1.37%
			Gemeinde Valsot	0.68%
			Gemeinde Zernez	0.60%
			Gemeinde Zuoz	0.06%
			Kanton Graubünden	14.07%

ENTWURF

Lago di Livigno Total	**Ova Spin, Pradella u. Martina**	251.4		
			Axpo Solutions AG	38.89%
			CKW AG	27.78%
			BKW Energie AG	11.11%
			ewl Kraftwerke AG	5.56%
			Stadt Sierre	5.56%
			Stadt Sion	11.11%
Stausee Mattmark Total	**Zermeiggern u. Stalden**	347.5		
			Axpo Hydro AG	21.60%
			Alpiq AG	21.60%
			Gemeinde Bonaduz	0.64%
			Gemeinde Flims	0.03%
			Gemeinde Ilanz/Glion	0.79%
			Gemeinde Lumnezia	1.30%
			Gemeinde Safiental	5.27%
			Gemeinde Sagogn	0.17%
			Gemeinde Schluein	0.06%
			Gemeinde Tamins	0.13%
			Gemeinde Trin	0.14%
			Gemeinde Vals	6.87%
			Kanton Graubünden	12.60%
	Zervreila Seekraftwerk, Safien Platz		SN Energie AG	28.80%
Zervreilase Total	**u. Rothenbrunnen (KWZ)**	257.8		
			EWB	16.67%
			IWB	16.67%
	Grimsel 1 u. 2, Handeck 2/2a, In-		EWZ	16.67%
	nertkirchen 1/1a, Handeck1, Fuhren		BKW	50.00%
Stauwerke Grimsel Total	**(Gental), Hopflauenen (Trift)**	600.2***		
			OFIMA	50.00%
			Rhonewerke AG	50.00%
Griessee Total		81.3		
			Azienda Elettrica Ticinese	30.00%
			Axpo	20.00%
			Alpiq	12.50%

Maggia mit Griessee, Total	**Altstafel, Bavono, Cavergno u. Verbano 1, Robiei, Peccia (Sambucco)**	498.0	IWB BKW EWZ EWB	12.50% 10.00% 10.00% 5.00%
Muttsee u. Limmmernsee Total	**Limmern PSW, Tierfehd (Limmern), Linthal (Limmern)**	328.4	Axpo Power AG Kanton Glarus	85.00% 15.00%
Sihlsee	**Etzelwerk Altendorf**	95.0	SBB	100.00%
Lago di Luzzone u. Lago Malvaglia Total	**Luzzone, Olivone u. Biasca**	316.1	Azienda Elettrica Ticinese Axpo Alpiq EWZ IWB BKW EWB	20.00% 17.00% 17.00% 17.00% 12.00% 12.00% 5.00%
Verzasca Total	**Gordola u. Tenero**	50.8	Kt. Tessin Città Lugano	33.33% 66.67%
Moiry u. Turtmannsee Total	**Mottec, Vissoie, Navisence**	293.2	Alpiq EnALPIN FMV OIKEN	54.00% 8.25% 19.25% 18.50%
Wägitalersee Total	**Rempen u. Siebnen**	78.3	Axpo Power AG Stadt Zürich	50.00% 50.00%

		50.0	CKW AG	30.40%*
	Göschenen (Göscheneralp), Wassen (Pfaffensprung)	114.5	SBB	69.60%*
Göschenenalpsee Total		164.5		
Albigna Stausee Total	**Löbbia (Albigna), Castasegna**	235.4	EWZ	100.00%
			Axpo Hydro AG	81.50%
			Gemeinde Breil/Brigels	1.25%
			Gemeinde Disentis/Mustér	1.38%
			Gemeinde Medel/Lucmagn	0.25%
			Gemeinde Sumvitg	1.25%
			Gemeinde Trun	2.63%
			Gemeinde Tujetsch	1.75%
St. Maria, Curnera u. Nalps		366.8	Kanton Graubünden	10.00%
			Axpo Hydro AG	85.00%
			Kanton Graubünden	10.00%
			Gemeinde Breil/Brigels	1.69%
			Gemeinde Ilanz/Glion	3.32%
St. Maria, Curnera u. Nalps zusam. - Ilanz 1	**Sedrun1, Tavanasa, Ilanz 1**	32.5		
			AXPO Power AG	85.00%
			Kanton Graubünden	10.00%
			Gemeinde Breil/Brigel	1.69%
			Gemeinde Ilanz/Glion	3.32%
Panix Stausee	Ilanz 2	12.5		
Marmorera u. Solis Stausee Total	Ilanz 2, Tinizong (EWZ), Tiefencastelost u. Rothenbrunnen	135.5	EWZ	100.00%
			Alpiq	39.29%
			Romande Energie SA	41.14%
			Groupe E	13.14%
			Commune de Lausanne	6.43%
Lac de l'Hongrin	**Veytaux**	102.2		
Lungerersee Total	**Unteraa (Lungernsee) u. Alpnach**	24.8	EWO	100.00%

			Ville de Sion pa OIKEN	25.00%*
			BKW	25.00%*
			IWB	25.00%*
Lac Tseuzier Total	**Chamarin u. St. Léonard**	135.1	AXPO	25.00%*
			SBB	41.02%
			Kt. Tessin	58.98%
Lago Ritom Total	**Ritom, Piottino u. Biaschina**	155.9		
			SBB	19.79%
			Kt. Uri	14.71%
			Kt. Tessin	65.49%
Leventina Total	**Ritom, Piottino u. Biaschina, Airolo (Lucendro), Stalvedro u. Tremorgia**	323.0		
Lac de Salanfe	**Miéville**	64.3	Alpiq	100.000%
Klöntalersee	**Am Lötsch**	34.6	Axpo Hydro AG	100.000%
			Axpo Hydro AG	98.50%
			Kanton St. Gallen	1.50%
Gigerwaldsee Total	**Mapragg u. Sarelli**	55.8		
Lac de Joux u. Brenet Total	**La Dernier, Les Clées u. Montchenard**	33.7	Romande Energie	100.00%
		20.30	Commune de Liddes	19.00%
			Commune de Bourg St Pierre	45.00%
			Romande Energie	36.00%
		18.10	CIMO	58.00%
			Communes d'Orsières et Liddes	32.00%
			FMV	10.00%
		9.80	Communes d'Orsières et Sembrancher	69.40%
			Romande Energie	20.60%
			FMV	10.00%
		9.01	Communes Martigny-Bourg	76.20%
			ALPIQ	18.00%
	Pallazuit, Orsières, Semrancher u. Martigny-Bourg		FMV	5.80%
Lac de Toules Total		57.2		
Valposchiavo Total	**Palü, Cavaglia, Robbia, Campognolo 1 u. Campognolo 2**	84.5	repower ag	100.00%
Davoser See Total	**Klosters, Schlappin u. Küblis**	31.3	repower ag	100.00%

Arnesee Total	**Diablerets, Les Farettes u. Pont de la Tine**	23.1	Romande Energie	100.00%
			Axpo Solutions AG	68.00%
			CKW AG	20.00%
			Gemeinde Buseno	0.12%
			Gemeinde Calanca	0.13%
			Gemeinde Cama	0.07%
			Gemeinde Castaneda	0.07%
			Gemeinde Grono	0.07%
			Gemeinde Lostallo	0.10%
			Gemeinde Mesocco	1.00%
			Gemeinde Rossa	0.18%
			Gemeinde Roveredo	0.10%
			Gemeinde Soazza	0.17%
			Kanton Graubünden	10.00%
Lago d'Isola Total	**Spina (Isola), Spina (Valbella) u. Soazza**	15.1		
Melchsee u. Tannensee Total	**Hugschwendi u. Unteraa (Melchaa)**	15.2	EWO	100.00%
Lac de la Gruyère Total	**Hauterive, Oelberg u. Schiffenen**	66.9	Groupe E	100.00%
			Commune de Fully,	72.00%
			Genedis SA	28.00%
Lac Sup. de Fully et Sorniot Total	**Garettes u. Verdan**	10.5		
			ESB	35.00%
			BKW	63.00%
			Gemeinden Agarn, Leuk, Oberems, Turtmann-Unterems	2.00%
Illsee Stausee Total	**Mutteins, Oberems (Argessa) u. Turtmann**	26.0		
Bortelsee Total	**Bortelalp, Ganterbrücke u. Silibo-den**	13.6	EnBag	100.00%

*Berechnung berücksichtigt Nutzungsanteile gemäss Erläuterungen zu den Eckwerten Absatz 3

**Berechnung berücksichtigt nur Schweizer Nutzungsanteile und kalkulatorische Nutzungsanteile für die SBB

***technische Kapazität Stand 30.04.2025 vorbehaltlich einer Anwendung von Absatz 4.7