

Anhang: Präqualifikationsbedingungen

zu dem jeweiligen Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung

Inhaltsverzeichnis

1.	Abkürzungsverzeichnis	6
2.	Begriffe und Definitionen	7
3.	Aggregationsstruktur von TE	10
3.1.	Beispiele von RPU und RPG	11
3.1.1.	Beispiel eines Speicherkraftwerks (Quadrant 2, Abbildung 1) in Netzebene 1	11
3.1.2.	Beispiel mit verteilten technischen Einheiten (Quadrant 3, Abbildung 1)	13
3.1.3.	Beispiel eines Speicherkraftwerks in Netzebene 3 und einer Industriebatterie (Quadrant 4, Abbildung 1)	13
3.2.	Regeln für die Zusammensetzung und Präqualifikation der TE	14
3.2.1.	Allgemeine Regeln	14
3.2.2.	Präqualifikationsregeln	15
3.2.3.	Bietverfahren	18
4.	Anforderungen an die Registrierung der TE, RPU und RPG	18
4.1.	Erforderliche Information für jede TE	18
4.2.	Erforderliche Information für jede RPU und RPG	20
5.	Präqualifikationsprozess	21
6.	Technische Anforderungen für die Teilnahme an der Primärregelung	26
6.1.	Statik	26
6.2.	Leistungsmessung	26
6.3.	Frequenzmessung	26
6.3.1.	Genauigkeit	26
6.3.2.	Aktualisierungsrate	26
6.3.3.	Dezentrale vs. zentralisierte Frequenzmessung	26
6.3.4.	Unempfindlichkeitsbereich und Totband	27
6.4.	Aktivierungsgeschwindigkeit	28
6.5.	Aktivierungsdauer	29
6.5.1.	RPU oder RPG mit zeitlich unbegrenzten Energiespeicher (Nicht-LER)	29
6.5.2.	RPU oder RPG mit zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)	29
6.6.	Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)	30
6.6.1.	Lademanagement und Arbeitsbereich	30
6.6.2.	Nennleistung und präqualifizierte Leistung	31
6.6.3.	Reservebetrieb	31
6.7.	Minimale präqualifizierende Leistung pro RPP	32

7.	Test zur Primärregelfähigkeit	32
7.1.	Aufschaltung von Testsignalen auf den Regler	33
7.1.1.	Anforderungen	33
7.1.2.	Empfehlungen	34
7.1.3.	Durchführung	35
7.1.3.1.	Bestimmung des Totbands / Unempfindlichkeitsbereiches	35
7.1.3.2.	Bestimmung der Verstärkung und der Verzugszeiten	36
7.2.	Reporting und Auswertung	37
7.3.	Alternative Tests	37
7.3.1.	Auswertung von Frequenzeinbrüchen	38
7.3.2.	Spezielle Tests	38
8.	Technische Anforderungen für die Teilnahme an der Sekundärregelung	38
8.1.	Leistungsgradient	38
8.2.	Anbindung	38
8.3.	Sekundärregelfähigkeit	39
8.4.	Übermittlung und Umsetzung der Leistungsanforderung	39
8.5.	Regelzyklus bzw. Messwerterneuerungszyklus	39
8.6.	Leistungsmessung	39
8.7.	Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)	39
8.7.1.	Aktivierungsdauer	39
8.7.2.	Lademanagement	39
8.8.	Minimale präqualifizierende Leistung pro RPU oder RPG und RPP	40
9.	Test zur Sekundärregelfähigkeit	40
9.1.	Einleitung	40
9.2.	Organisation der Tests	40
9.3.	Übermittlung eines Testsignals mit Leistungsabruf	40
9.3.1.	Test für gleichzeitige Präqualifikation für Lieferung von aFRR in positiver und negativer Richtung	41
9.3.2.	Test für Präqualifikation für Lieferung von aFRR in negativer Richtung	41
9.3.3.	Test für Präqualifikation für Lieferung von aFRR in positiver Richtung	42
9.3.4.	Bewertungsverfahren	43
9.3.5.	Aufzeichnungen während des Tests	44
9.4.	Koordination und Durchführung	44
9.5.	Bemerkungen zum Test	44
9.6.	PT1-Glied	45
10.	Technische Anforderungen für die Teilnahme an der Tertiärregelung	45
10.1.	Empfang und Umsetzung der Leistungsanforderung	45
10.2.	Abrufgrenze	45
10.3.	Vorlaufzeit, Startzeit und Mindestabrufdauer eines Abrufs	45
10.4.	Leistungsmessung	46
10.5.	Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenzter Energiespeicher (LER)	46

10.5.1.	Aktivierungsdauer	46
10.5.2.	Lademanagement	46
10.6.	Minimale präqualifizierende Leistung pro RPP	46
11.	Anforderungen an die Monitoring-Daten	46
11.1.	Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten	48
11.1.1.	Allgemeine Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten	48
11.1.2.	Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für PRL	49
11.1.3.	Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für SRL	50
11.1.4.	Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für TRL	52
11.1.5.	Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für Spannungshaltung	54
11.2.	Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten	58
11.2.1.	Allgemeine Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten	58
11.2.2.	Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von FCR	59
11.2.3.	Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von aFRR	62
11.2.4.	Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von mFRR und / oder RR	62
12.	Verfahren aufgrund von Änderungen der Präqualifikationsbedingungen	63
13.	Beilage 1: Referenzfall der Primärregelung	65
14.	Beilage 2: Übersicht Monitoring Signale	67
15.	Beilage 3: Signale der Spannungshaltung	76
16.	Beilage 4: Übertragung Online-Monitoring	77
16.1.	Swisscom LAN-Interconnect Service	77
16.1.1.	Kosten	77
16.1.2.	Finanzfluss / Rechnungsstellung	77
16.1.3.	Übertragungsprotokoll	78
16.2.	PIA-Netzwerk	79
16.2.1.	Übertragungsprotokoll	80
17.	Beilage 5: Abkürzungen für Technologietypen	82
18.	Beilage 6: Antrag zur Präqualifikation	84
19.	Beilage 7: Präqualifikationsunterlagen der präqualifizierenden SDV	85
19.1.	Technische und betriebliche Anforderungen	86
19.1.1.	Datenlieferung an Swissgrid	86
19.1.2.	Erstellung und Lieferung von Fahrplänen	86
19.1.3.	Arbeitsverfügbarkeit	86
19.2.	Organisatorische Anforderungen	87
19.2.1.	Kontaktdatenblatt / Ansprechpartner	87
19.2.2.	Meldepflicht bei Ausfall	87
19.2.3.	Abwicklungssprache	87
19.3.	Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV	87

20.	Beilage 8: Präqualifikationsunterlagen Primärregelung	89
20.1.	Technische und betriebliche Anforderungen	90
20.1.1.	Technische Informationen in der Liste der TE	90
20.1.2.	Inbetriebsetzung	90
20.1.3.	Technische Realisierung der Primärregelung	90
20.1.4.	Statik	90
20.1.5.	Verfügbares Primärregelband	91
20.1.6.	Primärregelfähigkeit im Lastfolgebetrieb	91
20.1.7.	Leistungsmessung	91
20.1.8.	Genauigkeit der Frequenzmessung der Primärregelung	91
20.1.9.	Aktualisierungsrate der Frequenzmessung	92
20.1.10.	Lokale Frequenzmessung	92
20.1.11.	Unempfindlichkeitsbereich und Totband	92
20.1.12.	Aktivierungsgeschwindigkeit	93
20.1.13.	Aktivierungsdauer	94
20.1.14.	Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)	94
20.2.	Allgemeine Anforderungen	96
20.2.1.	Funktionskontrolle für RPU und RPG	96
20.2.2.	Minimale präqualifizierte Leistung pro RPP	97
20.2.3.	Erfüllungsort	97
20.2.4.	Erfüllungsort ausserhalb der Schweiz	97
20.3.	Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV	98
21.	Beilage 9: Präqualifikationsunterlagen Sekundärregelung	99
21.1.	Technische und betriebliche Anforderungen	100
21.1.1.	Technische Informationen in der Liste der TE	100
21.1.2.	Inbetriebsetzung	100
21.1.3.	Leistungsgradient	100
21.1.4.	Anbindung	100
21.1.5.	Sekundärregelfähigkeit	101
21.1.6.	Übermittlung und Umsetzung der Leistungsanforderung	101
21.1.7.	Regelzyklus bzw. Messwerterneuerungszyklus	101
21.1.8.	Leistungsmessung	101
21.1.9.	Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)	102
21.1.9.1.	Aktivierungsdauer	102
21.2.	Allgemeine Anforderungen	103
21.2.1.	Funktionskontrolle für RPU und RPG	103
21.2.2.	Minimale präqualifizierte Leistung pro RPP	103
21.2.3.	Erfüllungsort	103
21.2.4.	Erfüllungsort ausserhalb der Schweiz	104
21.2.5.	Abstimmung mit anderen Netzbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen	104
21.3.	Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV	104

22.	Beilage 10: Anbindung an das Sekundär-Stellsignal	106
22.1.	Übergabepunkt	106
22.2.	Bereitzustellende Daten	106
22.3.	Verfügbarkeit	107
22.4.	Hardware	107
22.5.	Kosten	107
23.	Beilage 11: Antrag Test zur Sekundärregelfähigkeit	108
24.	Beilage 12: Präqualifikationsunterlagen Tertiärregelung	109
24.1.	Technische und betriebliche Anforderungen	110
24.1.1.	Technische Informationen in der Liste der TE	110
24.1.2.	Empfang und Umsetzung der Leistungsanforderung	110
24.1.3.	Abrufgrenze	110
24.1.4.	Vorlaufzeit, Startzeit und Mindestabrufdauer eines Abrufs	110
24.1.5.	Leistungsmessung	111
24.1.6.	Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)	111
24.1.6.1.	Aktivierungsdauer	111
24.1.7.	Nachträgliche Fahrplanabwicklung	111
24.2.	Allgemeine Anforderungen	112
24.2.1.	Funktionskontrolle für RPU und RPG	112
24.2.2.	Minimale präqualifizierende Leistung pro RPP	112
24.2.3.	Erfüllungsort	112
24.2.4.	Erfüllungsort ausserhalb der Schweiz	113
24.2.5.	Abstimmung mit anderen Netzbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen	113
24.3.	Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV	113
25.	Beilage 13: Regelpooling – Fiktive Lieferanten-EIC	115
26.	Beilage 14: SDL mit Anlagen im Einspeisevergütungssystem (EVS)	116
26.1.	Einführung	116
26.2.	Konzept	116
26.3.	Prozessbeschreibung	117
26.4.	Mitteilung positive Regelenergieerbringung	117
26.4.1.	Anforderung an das Monitoring Messgerät	118
26.5.	SDL mit Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA)	118
26.6.	EIC der BG-EE	119
27.	Literaturverzeichnis	120

1. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Begriffe
BG	Bilanzgruppe
BG-EE	Bilanzgruppe Erneuerbare Energie
BSYB	Benachbarter Systembetreiber
EIC	Energy Identification Code
EVS	Einspeisevergütungssystem
DPS	Delivery Responsible Party Schedule
DV	Direktvermarktung
KAB	Kundenanlagenbetreiber
KWB	Kraftwerksbetreiber
MOL	Merit Order List
LER	Limited Energy Reservoir
NE	Netzebene
PRL	Primärregelleistung
pri	Primär
RPU	Reserveeinheit
RPG	Reservegruppe
RPP	Reservepool
RPO	Reserveportfolio
spann	Spannung
SRL	Sekundärregelleistung
sek	Sekundär
SDV	Systemdienstleistungsverantwortliche
SoC	State-of-Charge
SPP	Partnerkraftwerksbeteiligung (Shared Power Plant)

TRL	Tertiärregelleistung
ter	Tertiär
TE	Technische Einheit
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

2. Begriffe und Definitionen

Abk.	Begriff	Beschreibung
aFRP	Sekundärregelung oder automatischer Frequenzwiederherstellungsprozess	Der automatische Frequenzwiederherstellungsprozess (automatic Frequency Restoration Process) bezeichnet die Sekundärregelung. Zur näheren Beschreibung siehe FRP.
aFRR	Automatische Frequenzwiederherstellungsreserven	Die automatischen Frequenzwiederherstellungsreserven (automatic Frequency Restoration Reserves). Zur näheren Beschreibung siehe FRR.
FCP	Primärregelung oder Frequenzhaltungsprozess	Die Primärregelung oder Frequenzhaltungsprozess (Frequency Containment Process) bezeichnet ein Verfahren zur Stabilisierung der Netzfrequenz durch den Ausgleich von Ungleichgewichten mithilfe angemessener Reserven (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 114 (SOGL, 2017)).
FCR	Frequenzhaltungsreserven	Die Frequenzhaltungsreserven (Frequency Containment Reserves) bezeichnen die zur Stabilisierung der Netzfrequenz nach dem Auftreten eines Ungleichgewichts zur Verfügung stehenden Wirkleistungsreserven (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 6 (SOGL, 2017)).
FRP	Frequenzwiederherstellungsprozess	Der Frequenzwiederherstellungsprozess (Frequency Restoration Process) bezeichnet ein Verfahren zur Wiederherstellung der Nennfrequenz und bei Synchrongebieten, die mehr als eine Leistungs-Frequenz-Regelzone umfassen, ein Verfahren zur Wiederherstellung des geplanten Wertes des Leistungsausgleichs (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 42 (SOGL, 2017)).
FRR	Frequenzwiederherstellungsreserven	Frequenzwiederherstellungsreserven (Frequency Restoration Reserves) bezeichnen die Wirkleistungsreserven, die zur Verfügung stehen, um die Netzfrequenz auf ihren Nennwert zu regeln bzw. um in einem Synchrongebiet, das mehr als eine

		Leistungs-Frequenz-Regelzone umfasst, den Ist-Leistungsaustausch auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 7 (SOGL, 2017)).
LER	Technische Einheit mit zeitlich begrenztem Energiespeicher	Eine TE mit zeitlich begrenztem Energiespeicher (Limited Energy Reservoir) ist eine TE, welche die präqualifizierte Leistung nicht ohne Zusatzmassnahmen (wie z.B. den Einsatz von Speichermanagementmassnahmen) kontinuierlich über mindestens zwei Stunden in positiver oder negativer Richtung gesichert erbringen kann (vgl. Art. 3 Abs. 5 (SAFA, Erwartet in 2021)).
mFRP	Manuelle Frequenzwiederherstellungsprozess	Der manuelle Frequenzwiederherstellungsprozess (manual Frequency Restoration Process) bezeichnet, neben RRP die Tertiärregelung. Zur näheren Beschreibung siehe FRP.
mFRR	Manuelle Frequenzwiederherstellungsreserven	Die manuellen Frequenzwiederherstellungsreserven (manual Frequency Restoration Reserves). Zur näheren Beschreibung siehe FRR.
	Regelenergie	Regelenergie bezeichnet die von einer SDV bereitgestellte und vom ÜNB für den Systemausgleich genutzte Energie (vgl. Art. 2 Nr. 4 EBGL). Je nach Art der Reserven kann die Regelenergie entweder Primärregelenergie (Regelenergie von FCR), Sekundärregelenergie (Regelenergie von aFRR) oder Tertiärregelenergie (Regelenergie von mFRR und / oder RR) bezeichnen.
	Regelleistung	Regelleistung ¹ bezeichnet das Volumen der Reservekapazität, zu dessen Bereithaltung sich eine SDV verpflichtet hat und in Bezug auf die sie sich verpflichtet hat, ein entsprechendes Regelenergievolumen an die ÜNB abzugeben (vgl. Art. 2 Nr. 5 EBGL). Je nach Art der Reservekapazität kann die Regelleistung entweder Primär- (in Bezug auf die FCR-Reservekapazität), Sekundär- (in Bezug auf die aFRR-Reservekapazität) oder Tertiärregelleistung (in Bezug auf die mFRR-Reservekapazität und / oder die RR-Reservekapazität) bezeichnen.
	Reservekapazität	Reservekapazität bezeichnet die Menge der FCR, FRR oder RR, die einer ÜNB zur Verfügung stehen muss (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 95 (SOGL, 2017)).
	Regelpooling	Regelpooling bezeichnet das Konzept, durch das die SDV RPU oder RPG für eine Regelreserve präqualifizieren lässt, die zu einer anderen («fremden») Bilanzgruppe als der der SDV gehören.

¹ Gemäss der Definition bezieht sich die Regelleistung auf die jeweiligen Leistungsausschreibungen.

		Das Regelpooling Konzept wird in der Schweiz gem. der VSE Branchenempfehlung (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013) abgewickelt.
	Regelreserve	Die Regelreserve bezeichnet die Bereitstellung von Regelleistung und / oder Regelleistung (vgl. Art. 2 Nr. 3 (EBGL, 2017)). Je nach Art der Regelleistung und Regelleistung kann die Regelreserve Primär- oder Sekundär- oder Tertiärregelreserve bezeichnen.
	Regelreservemarkt	Regelreservemarkt bezeichnet alle institutionellen, kommerziellen und betrieblichen Regelungen für das marktbasiertere Management des Systemausgleichs (vgl. Art. 2 Nr.2 (EBGL, 2017)).
RPG	Reservegruppe	Eine Reservegruppe (Reserve Providing Group) bezeichnet mindestens zwei oder mehrere TE oder die Kombination einer RPU und einer oder mehreren TE oder RPU, die unterschiedliche Netzanschlusspunkte haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von FCR, FRR, oder RR erfüllen und als solche präqualifiziert ist (vgl. Art. 2 Abs. 2 Nr. 11 (SOGL, 2017)).
RPP	Reservepool	Ein Reservepool (Reserve Providing Pool) einer SDV für die Teilnahme an der Primär- bzw. Sekundär- bzw. Tertiärregelung, bezeichnet alle RPU und RPG innerhalb der Regelzone Schweiz, die von einer SDV für Primär- bzw. Sekundär- bzw. Tertiärregelung präqualifiziert worden sind.
RPO	Reserveportfolio	Reserveportfolio (RPO) bezeichnet alle RPP einer SDV.
RPU	Reserveeinheit	Eine Reserveeinheit (Reserve Providing Unit) bezeichnet eine einzelne oder mehrere TE, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von FCR, FRR, oder RR erfüllen und als solche präqualifiziert ist (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 10 (SOGL, 2017)). Die Definition der Reserveeinheit ist ebenfalls für die Spannungshaltung und überobligatorische Spannungshaltung gültig (vgl. Ziff. 11).
RR	Ersatzreserven	Ersatzreserven (Replacement Reserves) bezeichnen die zur Ablösung oder Unterstützung der erforderlichen Höhe der FRR zur Verfügung stehenden Reserven für zusätzliche Ungleichgewichte im Netz,

		einschließlich Erzeugungsreserven (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 8 (SOGL, 2017)).
RRP	Ersatzreserven-Prozess	Der Ersatzreserven-Prozess (Reserve Replacement Process) bezeichnet ein Verfahren zur Wiederherstellung aktivierter FRR (vgl. Art. 3 Abs. 2 Nr. 152 (SOGL, 2017)).
	Systemausgleich	Systemausgleich bezeichnet sämtliche Handlungen und Verfahren über alle Zeiträume hinweg, mit denen Swissgrid kontinuierlich dafür sorgt, dass die Netzfrequenz gemäß Artikel 127 der (SOGL, 2017) in einem vorbestimmten Stabilitätsbereich bleibt und die Menge der für die erforderliche Qualität benötigten Reserven gemäß Teil IV Titel V, Titel VI und Titel VII der (SOGL, 2017) eingehalten wird (vgl. Art. 2 Nr. 1 (EBGL, 2017)).
TE	Technische Einheit	Eine Technische Einheit (Technical Entity) bezeichnet eine einzelne, untrennbare Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichereinheit (als Kombination von Erzeugungseinheit und Verbrauchseinheit), die Wirk- und Blindenergie ein- und / oder ausspeist. Eine TE kann, muss aber nicht, die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung vor FCR, FRR, oder RR erfüllen.

3. Aggregationsstruktur von TE

Die Definitionen RPU und RPG sind so zu verstehen, dass TE, die zu einer RPU oder RPG zusammengefasst werden, jeweils gemeinsam die vorliegenden Präqualifikationsbedingungen erfüllen müssen. Der Netzanschlusspunkt bezieht sich auf den Einspeise- oder Ausspeisenknoten der entsprechenden Netzebene, an der die jeweilige TE angeschlossen ist.

Innerhalb eines RPP sind verschiedene Aggregationsstrukturen von TE, RPU und RPG möglich. Abbildung 1 stellt ein Beispiel eines FCR-RPP einer SDV dar:

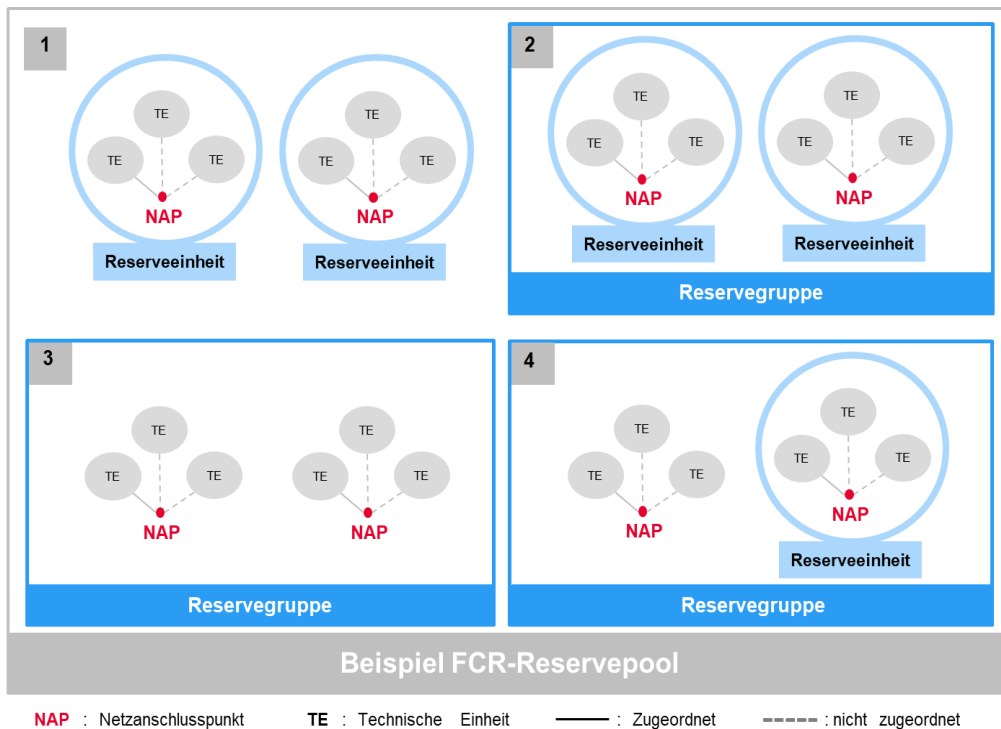


Abbildung 1: Mögliche Aggregationsstrukturen eines RPP

Quadrant 1 zeigt zwei RPU, die sich jeweils aus einer einzigen TE zusammensetzen. An den entsprechenden Netzanschlusspunkten sind weitere TE angeschlossen. Die gestrichelten Linien verdeutlichen, dass diese keiner FCR-RPU angehören. Die dargestellten TE können jedoch gemeinsam jeweils pro Netzanschlusspunkt eine RPU bilden.

Quadrant 2 zeigt eine RPG, die aus zwei RPU besteht. Dieser Fall ist als optional zu betrachten, da beide RPU bereits präqualifiziert sind.

Quadrant 3 stellt eine RPG dar, die sich aus TE zusammensetzt, die nicht eigenständig als RPU präqualifizierbar sind. Mit dem Reservegruppenkonzept ist es aber möglich, dass unterschiedliche TE, die an verschiedenen Netzanschlusspunkten angeschlossen sind und die Anforderungen allein nicht oder zum Teil erfüllen, dennoch zusammen als eine RPG präqualifiziert werden.

Quadrant 4 stellt eine RPG dar, die aus einer RPU und einer nicht eigenständig als RPU präqualifizierbaren TE besteht. Diese können ebenfalls als eine RPG zusammen präqualifiziert werden.

Der graue Rahmen macht deutlich, dass jede RPG und jede RPU ein verpflichtender Teil eines RPP ist. Falls eine RPU aus einer einzigen TE besteht, kann ein RPP ebenfalls aus einer einzigen TE bestehen.

3.1. Beispiele von RPU und RPG

3.1.1. Beispiel eines Speicherkraftwerks (Quadrant 2, Abbildung 1) in Netzebene 1

Ein Speicherkraftwerk «X» verfügt über drei Speicherseen, in denen das Wasser gespeichert ist und das bei Bedarf abgelassen werden kann. Es besteht aus drei Gruppen / Kraftwerkszentralen «A», «B» und «C», die sich aus einer unterschiedlichen Anzahl von Turbinen, die jeweils mit weiteren Generatoren gekoppelt sind, zusammensetzen (vgl. Abbildung 2). Jeder Generator

ist eine TE. Jede dieser Kraftwerkzentralen befindet sich in unterschiedlichen Höhen und ist direkt an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten an das Übertragungsnetz angeschlossen.

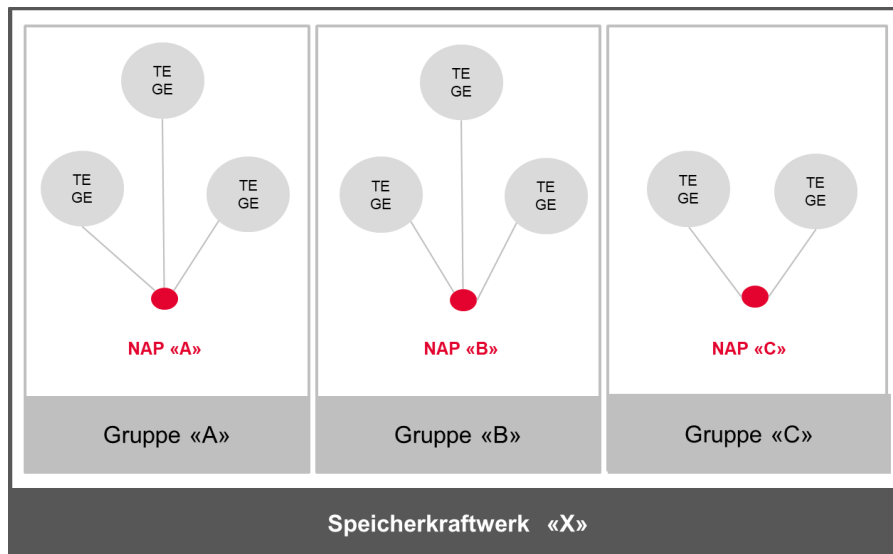


Abbildung 2: Die Gruppen / Kraftwerkszentralen des Speicherkraftwerkes «X»

Die SDV, der das Speicherkraftwerk «X» zugewiesen ist, plant mit zwei TE von Gruppe «A» an der Sekundärregelung teilzunehmen. Da die zwei Turbinen denselben Netzanschlusspunkt am Übertragungsnetz haben, können sie eine RPU bilden und einen gemeinsamen Präqualifikationstest beantragen. Zu einem späteren Zeitpunkt entscheidet die SDV, zwei TE der Gruppe «B» dem RPP hinzuzufügen. Da das Kraftwerk einen gemeinsamen Kraftwerksbetreiber hat, möchte die SDV aus Betriebs- und Überwachungsgründen, eine RPG mit der bereits präqualifizierten RPU der Gruppe «A» bilden. Um zu vermeiden, dass der Präqualifikationstest für die gesamte RPG durchgeführt werden muss, entscheidet die SDV, den Präqualifikationstest nur für die neuen Turbinen der Gruppe «B» durchzuführen und bildet daher eine zweite RPU (vgl. Abbildung 3).

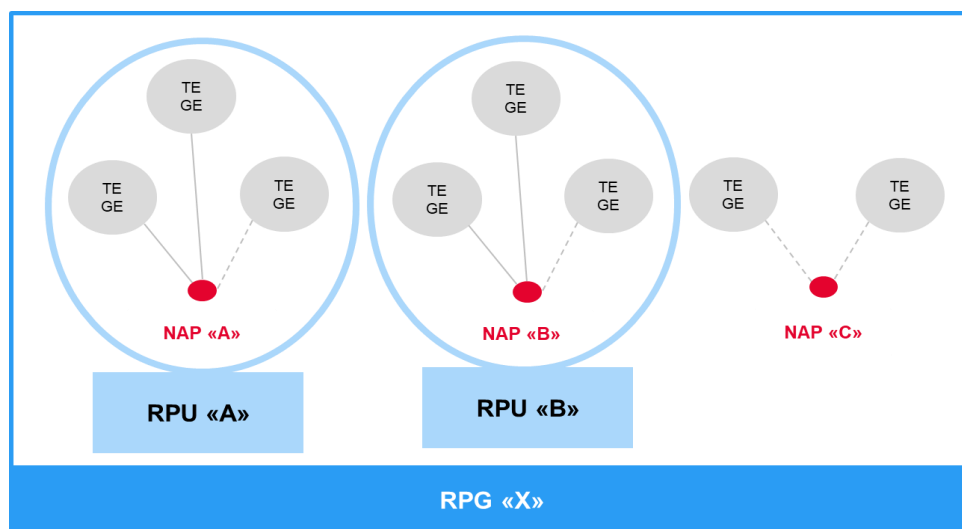


Abbildung 3: Aggregationsstruktur des Speicherkraftwerkes «X»

3.1.2. Beispiel mit verteilten technischen Einheiten (Quadrant 3, Abbildung 1)

Dies ist ein typisches Beispiel eines virtuellen Kraftwerks, das aus mehreren, verteilten TE besteht. Die einzelnen TE können die Anforderungen für die Präqualifikation nicht oder nur zum Teil erfüllen (z.B. in Bezug auf die Mindestangebotsmenge in der Ausschreibung oder die Energiekapazität), als Gruppe hingegen schon. Somit kann die TE als RPG präqualifiziert werden.

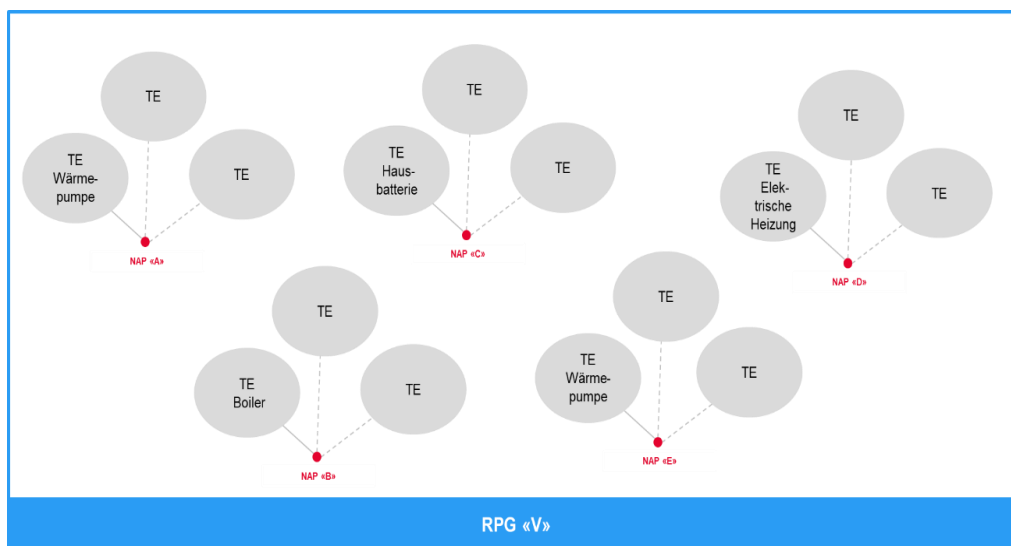


Abbildung 4: RPG von verteilten TE

3.1.3. Beispiel eines Speicherkraftwerks in Netzebene 3 und einer Industriebatterie (Quadrant 4, Abbildung 1)

Die SDV bildet eine RPG mit einem Speicherkraftwerk, das in NE3 liegt und einer Industriebatterie, um an der Primärregelung teilzunehmen. Das Speicherkraftwerk besteht aus einer Kraftwerkszentrale, die wiederum aus drei TE besteht. Sollte die Batterie die FCR-Energiebedingungen nicht erfüllen, kann sie mit anderen TE in einer RPG kombiniert werden. In diesem Fall (Abbildung 5) kann das Speicherkraftwerk als präqualifizierte RPU die Bereitstellung von FCR übernehmen, sobald die Batterie beispielsweise bestimmte SoC-Grenzwerte erreicht.

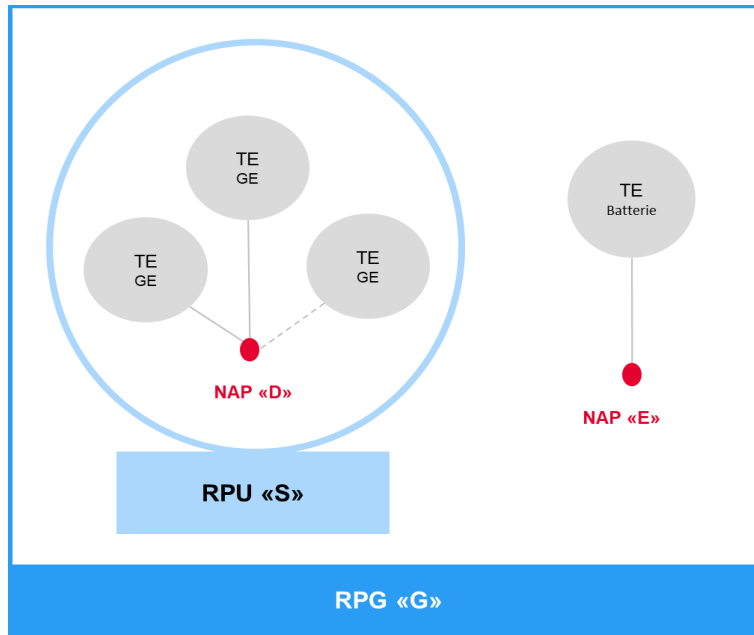


Abbildung 5: RPG von einem Speicherkraftwerk und einer Industriebatterie

3.2. Regeln für die Zusammensetzung und Präqualifikation der TE

3.2.1. Allgemeine Regeln

1. Eine SDV betreibt nur ein RPO innerhalb der Regelzone Schweiz.
2. Alle TE eines RPP haben innerhalb der Regelzone der ÜNB (Swissgrid) zu liegen.
3. Swissgrid kann eine bestimmte Aggregation von TE zu RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) zum Zwecke der Netzsicherheit oder der Überwachung / Überprüfung einer Regelreserve anfordern.

Swissgrid kann eine bestimmte Aggregation von TE und / oder RPU zu RPG sowie die Aufteilung von RPG zu RPU zum Zwecke der Netzsicherheit oder der Überwachung / Überprüfung einer Regelreserve anfordern.

Folgende zwei Fälle erfordern eine bestimmte Struktur (diese Liste ist nicht abschliessend):

- a. Kraftwerke, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, dürfen ihre aktuelle Zusammensetzung und Struktur nicht ändern, da sie mit ihrer aktuellen Struktur zwecks Überwachung der Netzsicherheit und Ergreifung von Massnahmen modelliert wurden. Die bisherige Definition der Erzeugungseinheit wird nun durch die Definition der RPG ersetzt. Die verschiedenen Stufen / Kraftwerkszentrale entsprechen den RPU und die Generatoren / Pumpen den TE.
 - b. TE, die zu einer anderen BG als der der SDV gehören, dürfen nicht in einer RPG mit TE, die zu der BG der SDV gehören, gemischt werden. Das bedeutet, dass die SDV eine separate RPG für die TE bildet, die zu einer anderen BG gehören.
4. Swissgrid ist berechtigt RPG von einer Regelreserve auszuschließen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Dieser Ausschluss muss auf technischen Aspekten, wie der geografischen Verteilung der TE, die zu einer RPG gehören, basieren (vgl. Art. 154 Abs. 4 und Art. 159 Abs. 7 (SOGL, 2017)).

5. Netzanschlusspunkte der TE einer RPG können auf unterschiedlichen Netzebenen liegen mit Ausnahme von TE, die an NE1 angeschlossen sind. Diese dürfen nicht mit TE, die in anderen Netzebenen liegen, aggregiert werden.
6. Die Anzahl der TE, aus denen sich eine RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) oder RPG zusammensetzt, ist nicht beschränkt.
7. Einschränkungen hinsichtlich der Kombination von Erzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Speichereinheiten in einer RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) oder RPG gibt es nicht.
8. TE einer RPG können verschiedener technologischer Art sein.
9. Eine TE, die entweder als Teil einer RPU oder RPG an einer Regelreserve teilnimmt, oder sich am selben Netzanschlusspunkt einer RPU befindetet, die sich an eine Regelreserve beteiligt, darf nicht zu einer anderen RPU oder RPG für eine andere Regelreserve gehören (z.B. TE3 in Abbildung 6, die sich an keiner Regelreserve beteiligt, oder TE4, die sich nur an aFRR und mFRR beteiligt, können keiner anderen RPG als der RPG «Y» gehören).

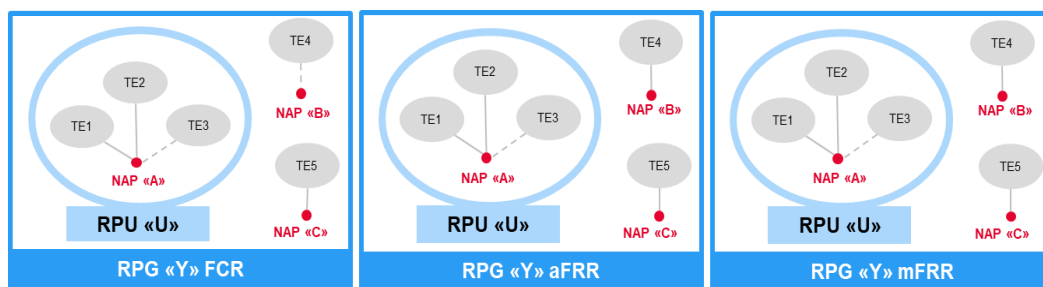


Abbildung 6: Beispiel einer RPG für verschiedene Regelreserven

10. Eine TE, die zu mindestens einem RPP einer SDV gehört, darf nicht zu einem RPP einer anderen SDV gehören. Einzige Ausnahme hiervon ist die TE einer SPP, die grundsätzlich von mehreren SDV verwendet werden können. Auch in diesem Fall, muss die Überprüfung der Bereitstellung und Überwachung der TE pro SDV gewährleistet werden.
11. Jede RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende), RPG, RPP erhält von Swissgrid einen Display-Namen und eine EIC. Abhängig von der Anzahl der TE innerhalb einer RPU oder RPG, erhält zudem jede TE einen Display-Namen und einen EIC.
12. Eine RPU bzw. RPG kann keine RPU bzw. RPG enthalten.

3.2.2. Präqualifikationsregeln

1. Die Präqualifikation kann für eine RPU oder RPG beantragt werden.
2. Ansprechpartnerin für die Präqualifikation von RPU oder RPG ist die SDV.
3. Es finden jeweils die zum Zeitpunkt der Antragstellung gültigen Präqualifikationsbedingungen Anwendung. Treten während des Präqualifikationsverfahrens neue Bedingungen in Kraft, gelten die neuen Regelungen.
4. TE, die zu einer RPU oder RPG gehören, haben gemeinsam die Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen.
5. Auf eine erfolgreiche Präqualifikation einer RPU oder RPG folgt eine Bestätigung (Testat) durch Swissgrid mit einer Gültigkeitsdauer von maximal 5 (fünf) Jahren, beginnend mit dem Zeitpunkt der Präqualifikation und vorbehaltlich der fortgesetzten Gültigkeit der im Rahmen des PQ-Verfahrens an Swissgrid übermittelten Informationen. Sollte eine RPG eine RPU

enthalten und das Testat der RPG erneuert werden, erneuert sich das Testat der RPU nicht automatisch. Dieses ist separat zu erneuern, d.h. die RPU muss die Präqualifikation eigenständig bestehen, um ihr Testat zu erneuern.

6. Die Gültigkeitsdauer der Präqualifikation eines RPP resp. einer SDV kann die Gültigkeitsdauer der Präqualifikation einer jeden RPU oder RPG, die Teil des RPP ist, nicht übersteigen.
7. Ein Testat endet darüber hinaus unter den folgenden Bedingungen:
 - a. Mit dem Zeitpunkt, in dem die Präqualifikationskriterien eine materielle Änderung erfahren (vgl. Ziff. 12), wie beispielsweise eine Änderung der technischen Anforderungen oder der Verfügbarkeitsanforderungen (z.B. die minimale Aktivierungsdauer von FCR für begrenzte Energiespeicher); oder
 - b. wenn sich die Betriebsmittel geändert haben; oder
 - c. mit der ordentlichen oder ausserordentlichen Kündigung des Rahmenvertrages durch eine der dort aufgeführten Parteien.

8. Auf Antrag der SDV kann die Gültigkeit eines Testats verlängert werden. Das erneute Testat wird gem. Ziff. 3.2.2 Punkt 5 eine Gültigkeitsdauer von maximal 5 (fünf) Jahren haben.

Wenn die SDV nachweist, dass sich seit dem Zeitpunkt der vorangegangenen Prüfung keine wesentlichen Änderungen ergeben haben (z.B. mit Hilfe von technischen Daten und internen Tests), kann Swissgrid die Prüfung im Rahmen eines vereinfachten Verfahrens durchführen. Das vereinfachte Verfahren beinhaltet keine Einreichung der Präqualifikationsunterlagen oder Tests mit Swissgrid.

Eine Verlängerung eines Testats nach dem vereinfachten Verfahren muss mindestens sechs Monate vor dem Ende der Gültigkeit des ursprünglichen Testats eingereicht werden. Dieses Verfahren kann nach jeder ordentlichen Präqualifikation nur einmal pro RPU und RPG beantragt werden.

9. Die präqualifizierte Leistung einer RPU oder RPG entspricht der gemeinsam getesteten Leistung. Insbesondere für Tertiärregelung, für die kein Test erforderlich ist, ist mit Swissgrid abzustimmen, wieviel Leistung für jede RPU oder RPG präqualifiziert werden kann.
10. Die maximale präqualifizierte Leistung einer FCR-RPU oder FCR-RPG ist auf 5% des gesamten FCR-Bedarfs des Synchrongebiets Kontinentaleuropa begrenzt (vgl. Art. 156 Abs. 6 Nr. a (SOGL, 2017)). Dieser Prozentsatz entspricht zum Zeitpunkt der Unterzeichnung einer maximal präqualifizierten Leistung von 150 MW.
11. Wenn sich die Zusammensetzung der TE innerhalb einer RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) oder RPG ändert, gilt:
 - a. Wenn eine SDV eine oder mehrere TE zu einer RPU oder RPG hinzufügen möchte, ist grundsätzlich eine erneute Präqualifikation der RPU oder RPG erforderlich. Folgende Möglichkeiten bestehen:

- i. Durchführung der Präqualifikation nur für zusätzliche TE

Die Gültigkeitsdauer des Testats der RPU oder RPG wird in diesem Fall nicht erneuert. Da eine RPG keine RPG enthalten kann, können die hinzuzufügenden TE keine RPG innerhalb der RPG bilden.

Je nach Fall muss Swissgrid beurteilen, ob und um wie viel die zusätzlichen TE die präqualifizierte Leistung der RPU oder RPG erhöhen können (z.B. können einige TE in einer RPG hinzugefügt werden, um die Flexibilität zu erhöhen, und nicht die präqualifizierte bzw. angebotene Leistung).

Sonderfall hierzu: Nur wenn die TE absolut identisch mit anderen TE der RPU oder RPG sind, können sie ohne Präqualifikation zu der RPU oder RPG hinzugefügt

werden. Dies muss jedoch auf wenige Fälle begrenzt sein und in Absprache mit Swissgrid erfolgen (z.B. kann eine RPG, die aus vielen identischen TE besteht, ihre präqualifizierte Leistung nicht verdoppeln, indem der RPG einfach die gleiche Anzahl von TE hinzugefügt wird).

- ii. Durchführung der Präqualifikation für die ganze RPU oder RPG (bereits präqualifizierte TE und / oder RPU und zusätzliche TE)

Die Gültigkeitsdauer des Testats der RPU oder RPG wird gem. Ziff. 3.2.2 Punkt 5 erneuert. Die präqualifizierte Leistung wird gem. Ziff. 3.2.2 Punkt 9 aktualisiert.

- b. Falls eine SDV eine oder mehrere RPU zu einer RPG hinzufügen möchte, ist keine erneute Präqualifikation erforderlich.

Die präqualifizierte Leistung der RPU wird der präqualifizierten Leistung der RPG hinzugefügt. Die Gültigkeitsdauer des Testats der RPG wird nicht aktualisiert.

- c. Eine erneute Präqualifikation der RPU bzw. RPG ist grundsätzlich auch dann erforderlich, wenn die SDV eine oder mehrere TE aus einer RPU oder RPG oder eine oder mehrere RPU aus einer RPG entfernen möchte. Entspricht die RPG beispielsweise dem Beispiel 3.1.3 und entscheidet die SDV, das Speicherkraftwerk (in diesem Fall RPU) aus der RPG zu entfernen, ist die Batterie (in diesem Fall TE), um die Präqualifikationsbedingungen eigenständig zu erfüllen (als neue RPU), erneut zu präqualifizieren.

Nur wenn das Entfernen einer oder mehrerer TE bzw. einer oder mehrerer RPU keine Auswirkung auf die verbleibende TE bzw. TE und / oder RPU der RPU bzw. RPG hat (d.h. die verbleibende TE bzw. verbleibende TE und / oder RPU gemeinsam die Präqualifikationsbedingungen einer RPU bzw. RPG erfüllen können), kann in Absprache mit Swissgrid entschieden werden, dass keine erneute Präqualifikation erforderlich ist. In diesem Fall wird die präqualifizierte Leistung der RPU bzw. RPG entsprechend angepasst und um die Leistung der entfernten TE oder RPU verringert.

Die Gültigkeitsdauer des Testats der RPU bzw. RPG wird nur aktualisiert, wenn die entfernte TE oder RPU die ersten TE waren, die in der RPG präqualifiziert wurden.

- 12. Ergibt die Überprüfung eines Antrags, dass die SDV resp. die für den RPP dieser SDV vorgesehene RPU und / oder RPG die technisch-organisatorischen Anforderungen hinsichtlich der betreffenden Systemdienstleistung nicht erfüllen, so wird kein Testat ausgestellt.

Falls in der Vergangenheit bereits ein Testat ausgestellt wurde, so wird dieses mit dem Zeitpunkt der Feststellung der Nicht-Erfüllung der Anforderungen ungültig.

Bei geringfügigen Mängeln kann Swissgrid nach eigenem Ermessen ein Testat für vorübergehend gültig erklären, bis die Einhaltung der Präqualifikationsbedingungen erneut nachgewiesen ist. Swissgrid wird der SDV eine angemessene Frist setzen, innerhalb der sie den entsprechenden Nachweis zu führen hat. Wird der Nachweis innerhalb dieser Frist nicht erbracht, verliert das Testat automatisch seine vollständige Gültigkeit.

- 13. Kosten, welche der SDV im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens entstehen, sind durch diese selbst zu tragen. Swissgrid hat das Recht, auf eigene Kosten, jederzeit zusätzliche Überprüfungen anzuordnen. Die SDV wird in Zusammenarbeit mit Swissgrid die notwendigen Massnahmen ergreifen, um diese Kosten zu minimieren. Sollte die SDV aufgrund der zusätzlichen Überprüfungen das Präqualifikationsverfahren nicht bestehen, hat die SDV diese selbst zu tragen.

Als Kosten zählen auch von der SDV nachgewiesene, allfällige Handelseinbussen und / oder resultierende Ausgleichsenergie.

- 14. Swissgrid kann die Durchführung der Prüfung bzw. von Teilen derselben einem von Swissgrid bevollmächtigten Dienstleister übertragen, der über die notwendige Fachkompetenz verfügt. Sämtliche Swissgrid im Rahmen der Prüfung zustehenden Rechte können auch

durch diesen Dienstleister wahrgenommen werden. Zudem hat der Dienstleister alle damit zusammenhängenden Pflichten zu erfüllen.

3.2.3. Bietverfahren

Eine RPU oder RPG darf nur von der SDV vermarktet werden, wenn die Anforderungen an die Präqualifikation erfüllt werden. Sollte aufgrund einer Ausserbetriebnahme oder eines Ausfalls einer TE die Bereitstellung eines Produktes zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe nicht gewährleistet werden können, darf die RPU oder RPG nicht vermarktet werden. Eine RPG, wie in Beispiel 3.1.2, kann bei fehlenden TE nur an den Ausschreibungen teilnehmen, wenn die Zusammensetzung der RPG den Anforderungen des entsprechenden Produkts entspricht. RPG, wie in Beispiel 3.1.3, dürfen nicht an den Ausschreibungen teilnehmen, wenn die RPU nicht verfügbar ist.

Die Bereitstellung der entsprechenden Reserven wird nach Ziff. 11 geprüft. Im Falle eines Fehlverhaltens ist Swissgrid berechtigt, die RPU oder RPG von den Ausschreibungen des entsprechenden Produktes auszuschliessen (vgl. Ziff. 16.2.2 Abs. 1 des jeweiligen Rahmenvertrages).

4. Anforderungen an die Registrierung der TE, RPU und RPG

Die SDV hat Swissgrid eine Liste mit den technischen Informationen jeder TE, RPU und RPG zur Verfügung zu stellen, die sie präqualifizieren möchte. Die Liste wird unter «Präqualifikation» veröffentlicht.

4.1. Erforderliche Information für jede TE

Die erforderlichen Informationen jeder TE werden im Folgenden aufgeführt.

1. **Display - Name** und **EIC** (wenn vorhanden)
2. Die **RPU** oder die **RPG**, zu der die TE gehört (falls die TE zu einer RPU gehört, die wiederum zu einer RPG gehört, ist hier die RPU gemeint.)
3. Die **SDV**, dem die TE zugewiesen ist
4. **Technologietyp** (die Abkürzungen der Technologien sind in Ziff. 17 aufgelistet)
5. **Typ**: Information, ob die TE eine Erzeugungseinheit, Verbrauchseinheit oder Speichereinheit ist. Dies wird durch der Abkürzungen entsprechend «GE», «PU» und «GEPU» dargestellt.
6. **LER**: Bezeichnung, ob die TE einen begrenzten Energiespeicher hat oder nicht («Ja» für LER oder «Nein» für non-LER).
7. **Speicherkapazität (MWh)**: Energiemenge, welche die TE speichern kann. Es muss eine positive reelle Zahl sein (erforderlich für LER).
8. **Nennwirkleistung Input (MW)**: Maximale Leistung, die von der TE im normalen Betrieb und über längere Zeiträume aufgenommen werden kann. Dieser Wert ist für die Verbrauchseinheiten und Speichereinheiten erforderlich. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
9. **Nennwirkleistung Output (MW)**: Maximale Leistung, die von der TE im normalen Betrieb und über längere Zeiträume erzeugt werden kann. Dieser Wert ist für die Erzeugungs- und Speichereinheiten erforderlich. Es muss eine positive reelle Zahl sein.

10. **Minimale Wirkleistung Input (MW):** Technisches Minimum der Wirkleistung im Verbrauchsmodus. Dies ist die minimale Leistung, die von der TE aufgenommen werden kann. Dieser Wert ist für die Verbrauchs- und Speichereinheiten erforderlich. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
11. **Maximale Wirkleistung Input (MW):** Technisches Maximum der Wirkleistung im Verbrauchsmodus. Dies ist die maximale Leistung, die von der TE über eine kurze Zeit aufgenommen werden kann. Dieser Wert ist für die Verbrauchs- und Speichereinheiten erforderlich. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
12. **Minimale Wirkleistung Output (MW):** Technisches Minimum der Wirkleistung im Produktionsmodus. Dies ist die minimale Leistung, die von der TE erzeugt werden kann. Dieser Wert ist für die Erzeugungs- und Speichereinheiten erforderlich. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
13. **Maximale Wirkleistung Output (MW):** Technische Maximum für Wirkleistung im Produktionsmodus. Dies ist die maximale Leistung, die von der TE über eine kurze Zeit erzeugt werden kann. Dieser Wert ist für die Erzeugungs- und Speichereinheiten erforderlich. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
14. **Nennscheinleistung (MVA):** Maximale Scheinleistung, die von der TE im normalen Betrieb und über längere Zeiträume erzeugt oder aufgenommen werden kann. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
15. **Minimale Blindleistung (MVar):** Ein positiver Wert zeigt die Erzeugung von Blindleistung an. Ein negativer Wert zeigt den Blindleistungsverbrauch an.
16. **Maximale Blindleistung (MVar):** Ein positiver Wert zeigt die Erzeugung von Blindleistung an. Ein negativer Wert zeigt den Blindleistungsverbrauch an.
17. **Präqualifizierte Leistung pro Produkt (MW):** Wenn die TE nicht separat präqualifiziert wurde, ist dies der geschätzte Beitrag der TE zu der präqualifizierten Leistung der RPU oder RPG.
18. **Netzebene (kV):** Die Spannung, an welche die TE angeschlossen ist
19. **Einspeiseknoten** im Übertragungsnetz (nur für die TE, die im NE 1 angeschlossen sind)
20. Zugehörige (beziehungsweise nächstgelegene) **Schaltanlage** im Übertragungsnetz (nur für die TE, die an NE 1 angeschlossen sind)
21. **Statik (%)** der TE gemäss der Definition in Ziff. 6.1
22. **Leistungsgradient (%)** (als Prozentsatz der Nennwirkleistung pro Sekunde)
23. **Anschrift der TE** (Strasse und Hausnummer, Postleitzahl und Ort)
24. **Messpunktbezeichnung** (nur für die TE, die am Regelpooling teilnehmen)
25. **Name der Bilanzgruppe**, zu der die TE gehört
26. **EIC der Bilanzgruppe**, zu der die TE gehört
27. **Name des Lieferanten**, dem die TE zugeordnet ist (nur für TE, die am Regelpooling teilnehmen)
28. **EIC des Lieferanten**, dem die TE zugeordnet ist (nur für TE, die am Regelpooling teilnehmen)
29. **Name des Verteilnetzes**, an das die TE angeschlossen ist (nur für TE, die am Regelpooling teilnehmen)

30. **EIC des Verteilnetzes**, an das die TE angeschlossen ist (nur für TE, die am Regelpooling teilnehmen)
31. **Name der Verteilnetzbetreiberin**, der die TE zugeordnet ist (nur für TE, die am Regelpooling teilnehmen)
32. **EIC der Verteilnetzbetreiberin**, der die TE zugeordnet ist (nur für TE, die am Regelpooling teilnehmen)
33. Wenn die TE für die Einspeisevergütung (EVS) zugelassen ist, muss die **EVS-Projektnummer** oder die **EVS-Nummer** der Warteliste angegeben werden.

4.2. Erforderliche Information für jede RPU und RPG

Folgende Informationen sind für jede RPU, entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende, sowie RPG erforderlich:

1. **Display-Name** und **EIC** der RPU oder RPG
2. **Typ**: Bezeichnung, ob es sich um eine «RPU» oder «RPG» handelt
3. **Parent ID**: EIC der RPG, zu der eine RPU gehört (nur für die RPU, die zu einer RPG gehören)
4. **SDV**, der die RPU oder RPG zugewiesen ist
5. **Netzebene (kV)**: Spannung, auf welcher die RPU einspeist. Für RPG ist dies nur relevant, wenn die verschiedenen Netzknoten auf der gleichen Netzebene liegen.
6. **Einspeiseknoten** im Übertragungsnetz (nur für TE, die an NE 1 angeschlossen sind)
7. Zugehörige (beziehungsweise nächstgelegene) **Schaltanlage** im Übertragungsnetz (nur für RPU, die an NE1 angeschlossen sind)
8. **Technologietyp**: Falls alle TE innerhalb einer RPU oder RPG vom gleichen Technologietyp sind (die Abkürzungen der Technologien sind in Ziff. 17 aufgeführt). Wenn die TE nicht vom gleichen Technologietyp sind, verwendet die SDV die Abkürzung «MIX».
9. **Präqualifizierte Leistung pro Produkt (MW)** gemäss Ziff. 3.2.2.Punkt 9
10. **LER**: Bezeichnung, ob die RPU oder die RPG einen begrenzter Energiespeicher hat oder nicht («Ja» für LER oder «Nein» für non-LER).
11. **Speicherkapazität (MWh)**: Summe der Speicherkapazität aller TE, die zu der RPU oder RGP gehören. Es muss eine positive reelle Zahl sein (Erforderlich für LER).
12. **Nennscheinleistung (MVA)**: Summe der Nennscheinleistung aller TE, die zu der RPU oder RPG gehören. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
13. **Nennwirkleistung Input (MW)**: Summe der Nennwirkleistung Input aller TE, die zu der RPU oder RPG gehören. Es muss eine positive reelle Zahl sein.
14. **Nennwirkleistung Output (MW)**: Summe der Nennwirkleistung Output aller TE, die zu der RPU oder RPG gehören. Es muss eine positive reelle Zahl sein.

5. Präqualifikationsprozess

Ziff. 5 definiert anhand von Prozessdiagrammen den Präqualifikationsprozess sowie die beteiligten Teams, Anwendungen und Schnittstellen.

Die Präqualifikation erfolgt in einem zweistufigen Verfahren, vorausgesetzt, die SDV gehört zu einer Bilanzgruppe:

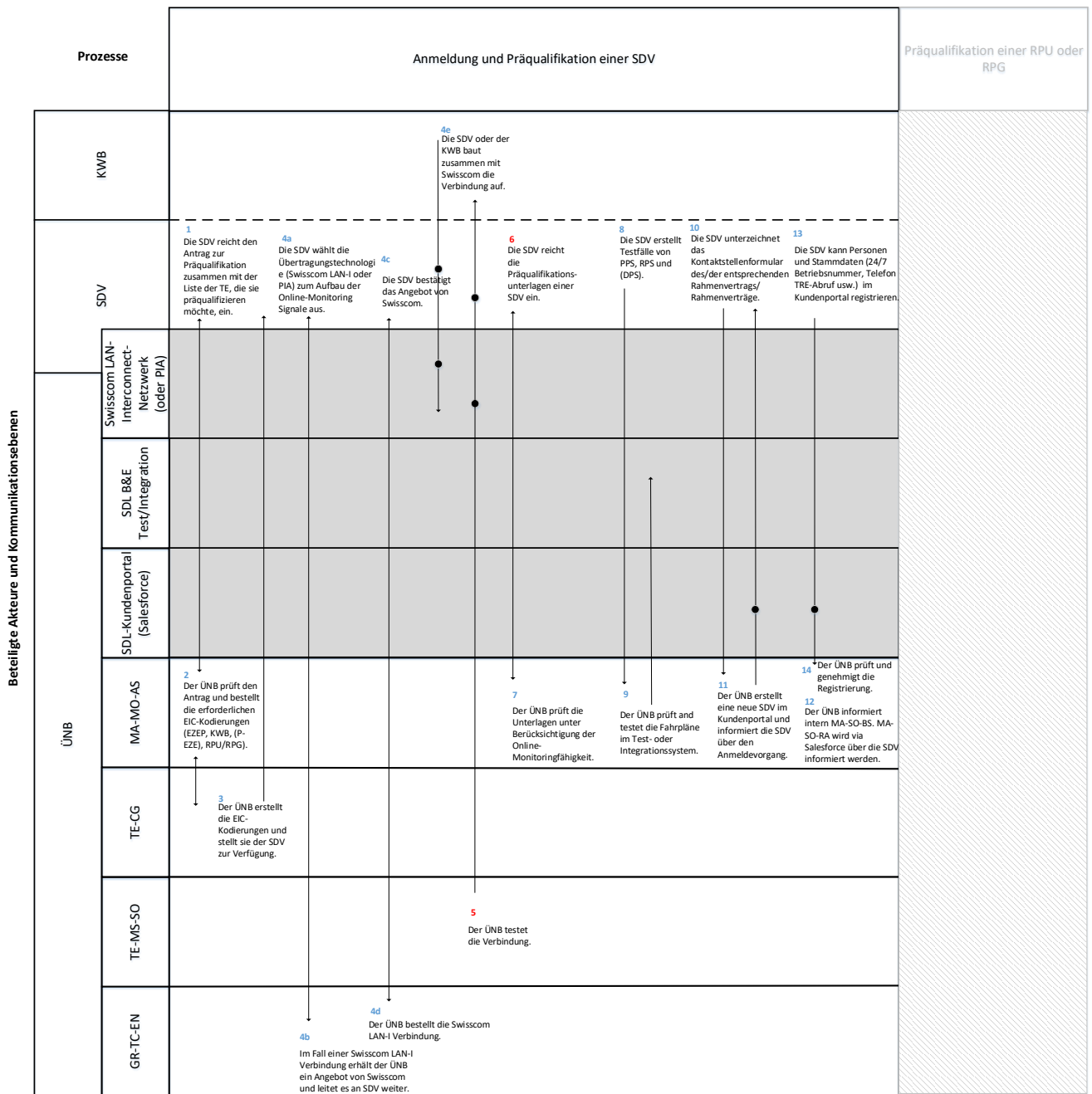
1. Die SDV hat zunächst nachzuweisen, dass sie alle technischen, betrieblichen und organisatorischen Voraussetzungen erfüllt. Das Vorliegen dieser Voraussetzungen wird durch Swissgrid überprüft. Im Falle eines positiven Ergebnisses wird die SDV als präqualifizierte SDV betrachtet.
2. Eine präqualifizierte SDV kann im Folgenden nachweisen, dass eine RPU oder RPG die technischen Voraussetzungen für die Erbringung der betreffenden Systemdienstleistung erfüllt.

Sämtliche Anträge, die in den Prozessdiagrammen aufgeführt sind und von der SDV einzureichen sind, werden in den Beilagen angegeben:

1. Antrag zur Präqualifikation (Ziff. 18)
2. Präqualifikationsunterlagen der präqualifizierenden SDV (Ziff. 19)
3. Präqualifikationsunterlagen Primärregelung (Ziff. 20)
4. Präqualifikationsunterlagen Sekundärregelung (Ziff. 21)
5. Antrag Test zur Sekundärregelfähigkeit (Ziff. 23)
6. Präqualifikationsunterlagen Tertiärregelung (Ziff. 24)

Folgende Fristen werden während des Präqualifikationsprozesses berücksichtigt (vgl. Abbildung 8, Abbildung 9, Abbildung 10):

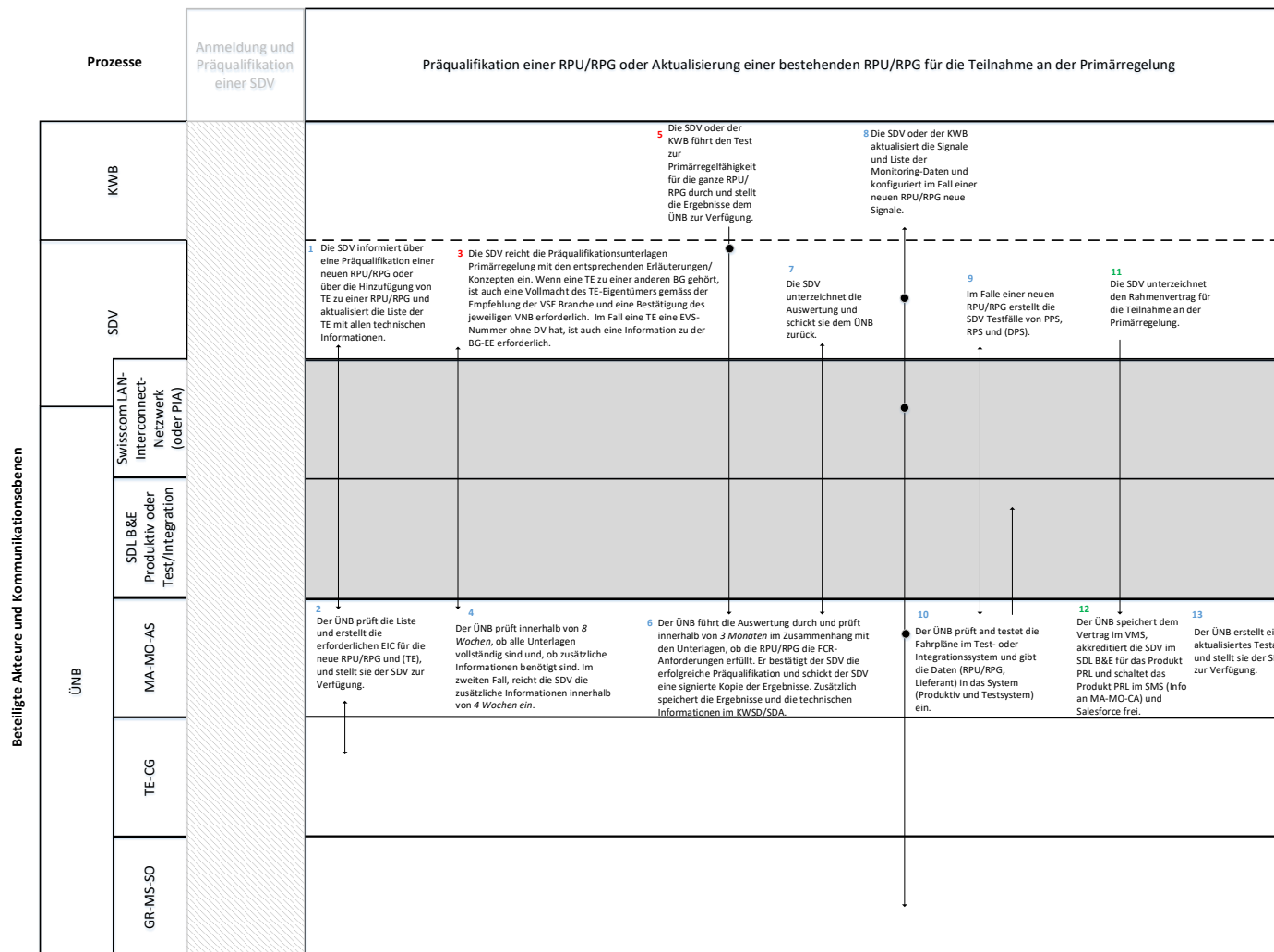
1. Ab dem Zeitpunkt, zu dem die von der SDV einzureichenden Präqualifikationsunterlagen Swissgrid vorliegen, wird Swissgrid in der Regel innerhalb von 8 (acht) Wochen bestätigen, ob die Unterlagen vollständig sind (vgl. Art. 155, 159, 162 Abs. 3 (SOGL, 2017)).
2. Sind die Präqualifikationsunterlagen unvollständig, hat die SDV die zusätzlich verlangten Informationen innerhalb von 4 (vier) Wochen nach Eingang des Ersuchens, um zusätzliche Informationen nachzureichen. Werden die angeforderten Informationen durch die SDV nicht innerhalb dieser Frist übermittelt, gilt der Antrag als zurückgezogen (vgl. Art. 155, 159, 162 Abs. 3 (SOGL, 2017)).
3. Innerhalb von 3 (drei) Monaten ab Bestätigung der Vollständigkeit der Unterlagen bewertet Swissgrid die vorgelegten Informationen und entscheidet, ob die jeweiligen RPU oder RPG die Präqualifikationsanforderungen erfüllen (vgl. Art. 155, 159, 162 Abs. 4 (SOGL, 2017)).
4. Swissgrid teilt der SDV seine Entscheidung schriftlich mit. (vgl. Art. 155, 159, 162 Abs. 4 (SOGL, 2017)).



Erläuterungen

- Die Nummerierung gibt die zeitliche Abfolge der Ereignisse an.
- Kleinbuchstaben neben Zahlen geben die zeitliche Abfolge von Zwischenaktionen innerhalb eines Ereignisses an.
- Ausgegraute Kätschen zeigen eine Kommunikationsebene an.
- Pfeile mit Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene verwendet wird.
- Pfeile ohne Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene nicht verwendet wird.
- Rote Schritte zeigen an, dass sie parallel ausgeführt werden können.
- Pfeile auf beiden Seiten implizieren den Informationsaustausch zwischen beiden Parteien.

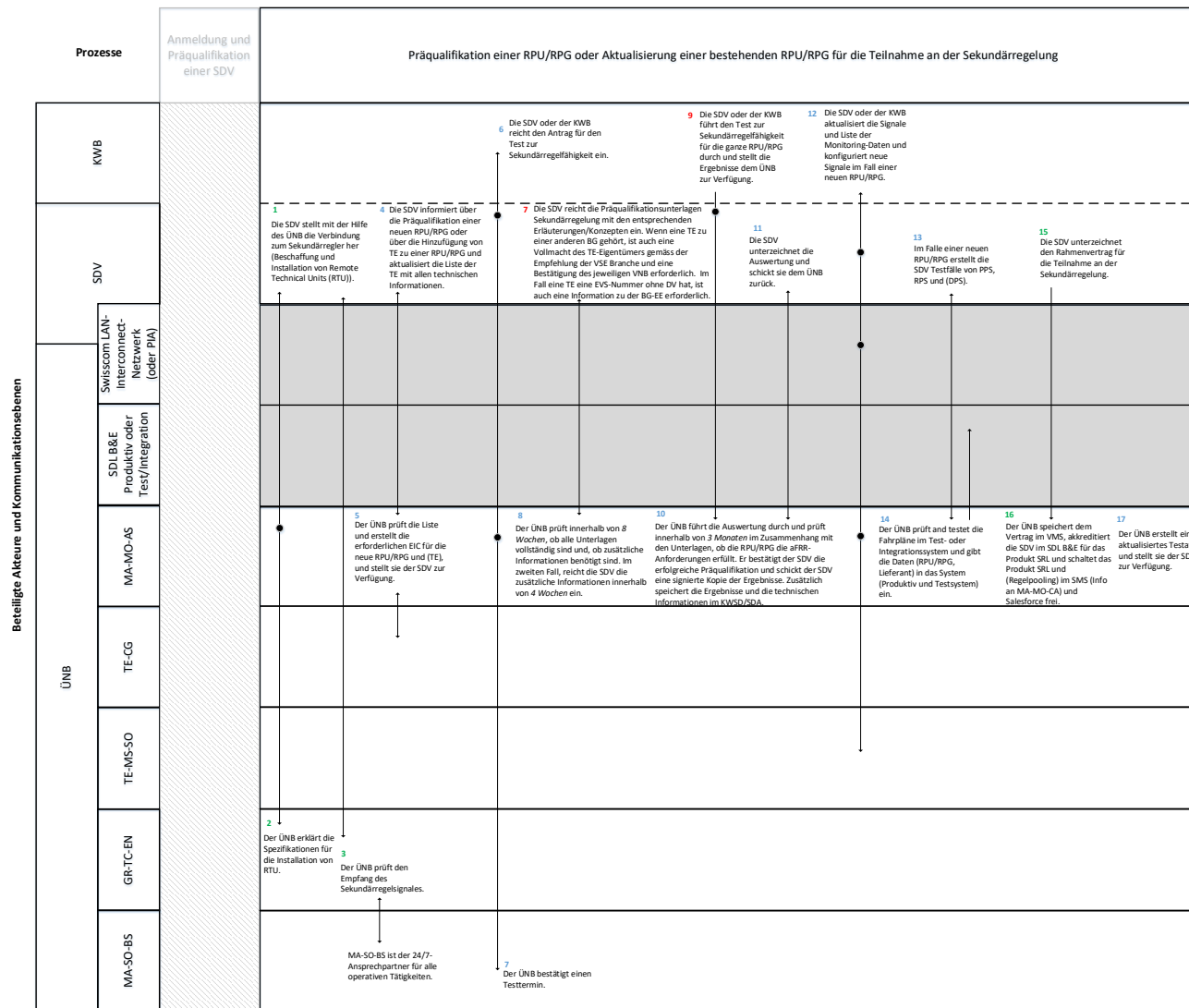
Abbildung 7: Prozess Präqualifikation einer SDV



Erläuterungen

- Die Nummerierung gibt die zeitliche Abfolge der Ereignisse an.
- Kleinbuchstaben neben Zahlen geben die zeitliche Abfolge von Zwischenaktionen innerhalb eines Ereignisses an.
- Ausgegraute Kätschen zeigen eine Kommunikationsebene an.
- Pfeile mit Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene verwendet wird.
- Pfeile ohne Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene nicht verwendet wird.
- Rote Schritte zeigen an, dass sie parallel ausgeführt werden können.
- Grüne Schritte finden nur einmal statt.
- Pfeile auf beiden Seiten implizieren den Informationsaustausch zwischen beiden Parteien.
- Die aufgeführten Fristen sind gemäss dem Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Primärregelung konform.

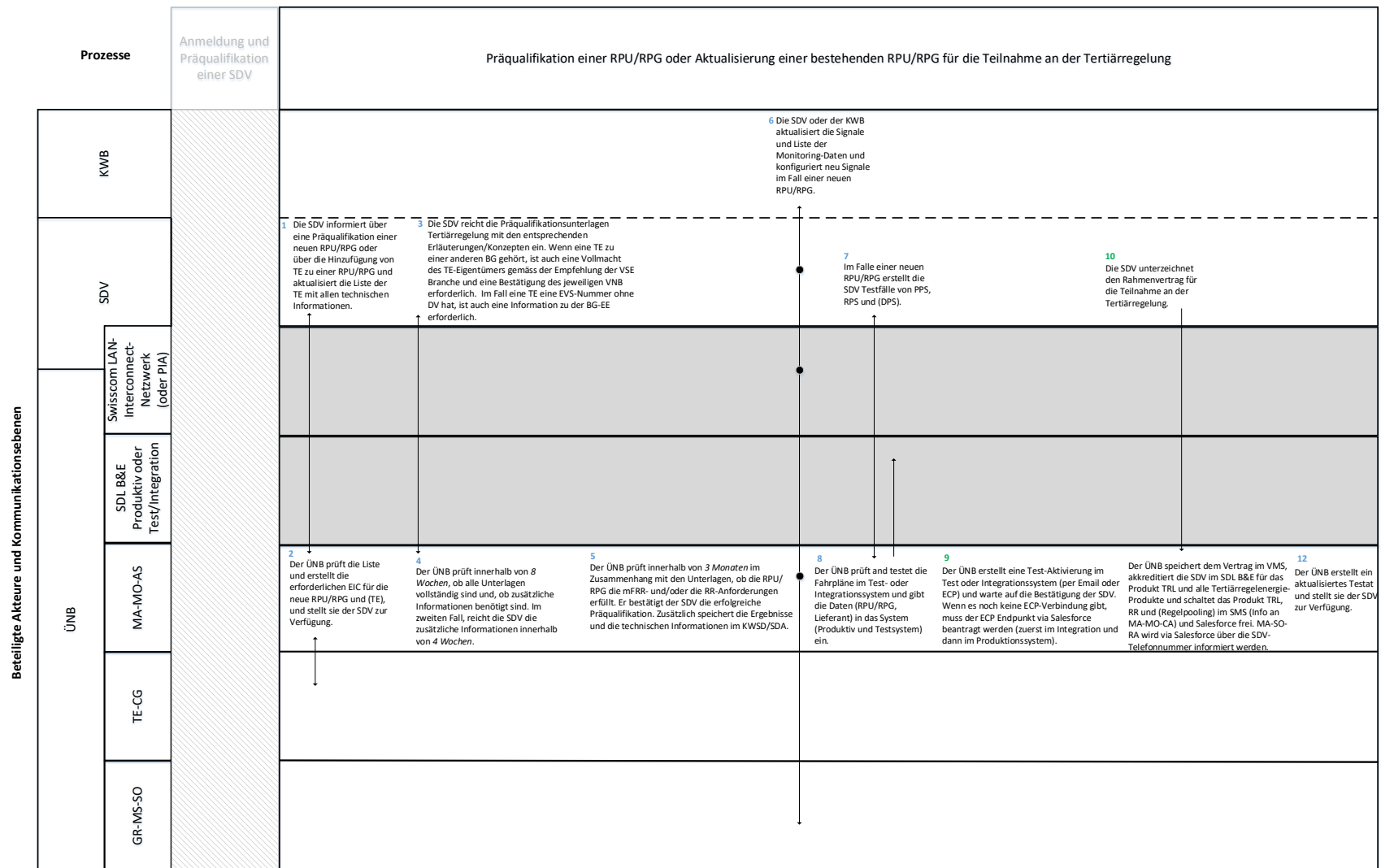
Abbildung 8: Prozess Präqualifikation einer RPU oder RPG für die Teilnahme an der Primärregelung



Erläuterungen

- Die Nummerierung gibt die zeitliche Abfolge der Ereignisse an.
- Kleinbuchstaben neben Zahlen geben die zeitliche Abfolge von Zwischenaktionen innerhalb eines Ereignisses an.
- Ausgegraute Kätschen zeigen eine Kommunikationsebene an.
- Pfeile mit Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene verwendet wird.
- Pfeile ohne Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene nicht verwendet wird.
- Rote Schritte zeigen an, dass sie parallel ausgeführt werden können.
- Grüne Schritte finden nur einmal statt.
- Pfeile auf beiden Seiten implizieren den Informationsaustausch zwischen beiden Parteien.
- Die aufgeführten Fristen sind gemäss dem Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Sekundärregelung konform.

Abbildung 9: Prozess Präqualifikation einer RPU oder RPG für die Teilnahme an der Sekundärregelung



Erläuterungen

- Die Nummerierung gibt die zeitliche Abfolge der Ereignisse an.
- Kleinbuchstaben neben Zahlen geben die zeitliche Abfolge von Zwischenaktionen innerhalb eines Ereignisses an.
- Ausgraute Kätschen zeigen eine Kommunikationsebene an.
- Pfeile mit Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene verwendet wird.
- Pfeile ohne Kreis zeigen an, dass die zugrunde liegende Kommunikationsebene nicht verwendet wird.
- Rote Schritte zeigen an, dass sie parallel ausgeführt werden können.
- Grüne Schritte finden nur einmal statt.
- Pfeile auf beiden Seiten implizieren den Informationsaustausch zwischen beiden Parteien.
- Die aufgeführten Fristen sind gemäss dem Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Tertiärregelung konform.

Abbildung 10: Prozess Präqualifikation einer RPU oder RPG für die Teilnahme an der Tertiärregelung

6. Technische Anforderungen für die Teilnahme an der Primärregelung

Damit eine RPU und RPG sich an der Primärregelung beteiligen kann, hat sie die folgenden technischen Anforderungen zu erfüllen. Für die Präqualifikation einer RPU oder RPG hat die SDV die entsprechenden Präqualifikationsunterlagen (Ziff. 20) auszufüllen und Swissgrid zur Verfügung zu stellen.

6.1. Statik

Die Statik (Droop) ist eine Eigenschaft des FCR-Reglers. Statik bedeutet das Verhältnis zwischen der stationären Frequenzabweichung (Δf) im Netz und der resultierenden stationären Änderungen der Wirkleistung (ΔP), ausgedrückt als Prozentsatz. Die Frequenzabweichung wird als Verhältnis zur Nennfrequenz (f_n) und der Änderung der Wirkleistung als Verhältnis zur Nennkapazität (P_n) ausgedrückt (vgl. Art. 2 Abs. 23 (RfG, 2016)).

$$s = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} \quad (1)$$

6.2. Leistungsmessung

Pro TE hat mindestens eine Leistungsmessung zu erfolgen. Eine Leistungsmessung am Netzananschlusspunkt ist zulässig, wenn die SDV die Aktivierung einer TE, die sich hinter einem Netzananschlusspunkt befindet, genau überwachen kann und dies nachweist.

Die Leistungsmessung der RPU erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE. Die Leistungsmessung der RPG erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE und RPU.

6.3. Frequenzmessung

6.3.1. Genauigkeit

Die Genauigkeit der Frequenzmessung hat dem jeweils aktuellen Stand der Technik und mindestens dem Industriestandard zu entsprechen. Die maximal zulässige Abweichung zwischen gemessener und tatsächlicher Frequenz beträgt 10 mHz.

6.3.2. Aktualisierungsrate

Frequenzmessungen, die auf einem Nulldurchgang basieren, erfordern typischerweise Mittelungszeiträume von 5 (fünf) Zyklen von jeweils 20 ms. Daher sollte die Aktualisierungsrate der Frequenz 100 ms betragen.

6.3.3. Dezentrale vs. zentralisierte Frequenzmessung

RPU haben mindestens pro Netzananschlusspunkt oder, sofern technisch möglich, unterhalb an der TE der RPU, über lokale Frequenzmessungen zu verfügen. (vgl. Art. 3 Abs. 6 (SAFA, Erwartet in 2021)).

RPG haben einen der folgenden Ansätze umzusetzen (vgl. Art. 3 Abs. 7, 8 und 9 (SAFA, Erwartet in 2021)):

1. Dezentrale, d.h. lokale Frequenzmessungen mindestens pro Netzanschlusspunkt und, sofern technisch möglich, pro TE.
2. Ein zentraler Regler mit dezentralen Frequenzmessungen pro Anschlusspunkt als Rückfalllösung zur Gewährleistung eines autonomen Betriebs und einer ordnungsgemässen Aktivierung im Falle von Fehlern im zentralen Regler selbst (z.B. SCADA-Ausfall, Fehler bei Kommunikationsmitteln) oder im Falle einer Netzauftrennung, die sich auf das Gebiet der RPG auswirkt.

Eine Überwachungsfunktion muss jegliche Fehler in der zentralen Steuerung oder Frequenzabweichungen zwischen den TE innerhalb des Gebiets der RPG feststellen.

Zusätzlich hat die SDV sofort geeignete Gegenmaßnahmen einzusetzen, um eine wesentliche Beeinträchtigung der FCR-Bereitstellung durch die Umstellung auf dezentrale Frequenzmessungen zu verhindern.

3. Eine alternative Lösung mit einer gleichwertigen Wirkung wie die dezentralen Frequenzmessungen gemäss Ziff. 6.3.3 Punkt 2.

Wenn die RPG eine oder mehrere RPU umfasst, dürfen die lokalen Frequenzmessungen dieser RPU in die alternative Lösung integriert werden. Die SDV muss die Wirksamkeit der alternativen Lösung im Vergleich zu der in Punkt Ziff. 6.3.3 Punkt 2 beschriebenen Lösung nachweisen.

Die Lösung ist vorab mit Swissgrid abzustimmen.

Für einen Zeitraum von 4 (vier) Jahren nach dem Inkrafttreten des Berichtes «Zusätzliche Eigenschaften der FCR» (SAFA, Erwartet in 2021) ist die Umsetzung eines zentralen Reglers, der nicht den Anforderungen von Ziff. 6.3.3 Punkt 2 entspricht, vorläufig unter den folgenden Bedingungen erlaubt (vgl. Art. 3 Abs. 10 (SAFA, Erwartet in 2021)):

- a. Um das Risiko eines Fehlverhaltens der TE im Falle eines Fehlers im zentralen FCR-Regler (z. B. SCADA-Ausfall, Fehler bei Kommunikationsmitteln) abzumildern und die Auswirkungen auf die Frequenz zu begrenzen, darf ein einziger nicht konformer zentraler Regler höchstens eine FCR-Kapazität von 1 % des Referenzstörfalls für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa (derzeit entspricht dies 30MW) gemäß Artikel 153 Abs. (2) Punkt (b) Unterbuchstabe (i) der SO GL steuern.
- b. Swissgrid überwacht den Anteil der von nicht konformen zentralen Reglern gesteuerten FCR-Kapazität während des Beschaffungsprozesses. Um die Betriebssicherheit gem. Artikel 154 Abs. (4) der SO GL zu gewährleisten, darf der Umfang der von zentralen Reglern gesteuerten FCR-Kapazität in jedem Leistungs-Frequenz-Block 2,5 % des Referenzstörfalls für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa (derzeit entspricht dies 75 MW) gemäß Artikel 153 Abs. (2) Punkt (b) Unterbuchstabe (i) der SO GL nicht übersteigen. 4 (vier) Jahre nach dem Inkrafttreten des Berichtes «Zusätzliche Eigenschaften der FCR» (SAFA, Erwartet in 2021) sind zentrale FCR-Regler, die nicht den Anforderungen von Ziff. 6.3.3 Punkt 2 entsprechen, nicht mehr zulässig.

6.3.4. Unempfindlichkeitsbereich und Totband

Die maximale kombinierte Auswirkung der inhärenten Unempfindlichkeit der Frequenzreaktion und eines möglichen beabsichtigten Totbands, indem die RPU oder RPG keine FCR erbringt, beträgt 10 mHz (vgl. Anhang V (SOGL, 2017)).

Die SDV sorgt dafür, dass die Netzkennlinie, für die sie in einer Ausschreibung einen Zuschlag (x MW) erhalten hat, in jedem Arbeitspunkt ausserhalb des zulässigen Totbandes eingehalten wird.

Die Netzkennlinie bezeichnet die lineare Leistungsänderung in Abhängigkeit der Frequenzabweichung von der Sollfrequenz mit einer Steilheit von $x \text{ MW} / 200 \text{ mHz}$.

Speziell für LER-RPU und -RPG, die mittels Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind, kann ein beabsichtigtes Totband von $\pm 10 \text{ mHz}$ zum Laden / Entladen in Echtzeit unter den folgenden Bedingungen verwendet werden, vorausgesetzt, es gibt zusätzlich keine inhärente Unempfindlichkeit. Es ist nicht zulässig die Batterie aufzuladen, also den Sollwert in Bezug auf das Laden in Echtzeit zu ändern, wenn die Frequenzabweichung im Bereich $[-10 \text{ mHz}, 0)$ liegt und umgekehrt. Das Laden in Echtzeit ist nur zulässig, wenn die Frequenzabweichung im Bereich $(0, 10 \text{ mHz}]$ liegt, und das Entladen nur, wenn die Frequenzabweichung im Bereich $[-10 \text{ mHz}, 0)$ liegt, vorausgesetzt, die Änderung des Sollwerts entspricht höchstens der Leistungsänderung, die für FCR für diese konkrete Frequenzabweichung erbracht würde. Bedingung hierfür ist eine Genauigkeit der Frequenzmessung höher als 10 mHz .

6.4. Aktivierungsgeschwindigkeit

Jede RPU und RPG hat nachzuweisen, dass sie die folgenden Anforderungen erfüllt (vgl. Art. 154 Abs. 7 (SOGL, 2017) und Art. 3 Abs. 2, 3, 4 (SAFA, Erwartet in 2021))²:

1. die Aktivierung darf nicht künstlich verzögert werden und hat so bald wie möglich, spätestens aber 2 Sekunden nach einer Frequenzabweichung zu beginnen; und
2. im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens $\pm 200 \text{ mHz}$ sind spätestens nach 15 Sekunden mindestens 50 % der vollständigen Kapazität bereitzustellen; und
3. im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens $\pm 200 \text{ mHz}$ sind spätestens nach 30 Sekunden 100 % der vollständigen Kapazität bereitzustellen; und
4. im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens $\pm 200 \text{ mHz}$ muss die Aktivierung der vollständigen Kapazität mindestens linear ansteigen; und
5. im Falle einer Frequenzabweichung von weniger als $\pm 200 \text{ mHz}$ muss die entsprechend aktivierte Kapazität mindestens proportional in denselben unter den Punkt 1 bis 4 genannten Zeitverhalten erfolgen; und
6. im Falle einer Frequenzabweichung ausserhalb des Frequenzbereiches von $\pm 200 \text{ mHz}$ aber innerhalb des Bereiches von $47.5 \text{ bis } 51.5 \text{ Hz}$ darf keine Aktivierung verringert werden. Die RPU oder RPG muss im Frequenzbereich von $47.5 \text{ bis } 51.5 \text{ Hz}$ in dem Bereich und für die im Transmission Code (Swissgrid, Transmission Code 2019, 2019) (Abbildungen 11&12) definierten Zeiträume bleiben.

² Wenn eine der Anforderungen von Ziff. 6.4 Punkt 1 oder Punkt 4 nicht erfüllt werden kann, muss die RPU bzw. RPG Swissgrid technische Nachweise vorlegen. Swissgrid wertet diese Nachweise aus und entscheidet, ob die RPU bzw. RPG für die Bereitstellung von FCR präqualifiziert werden kann.

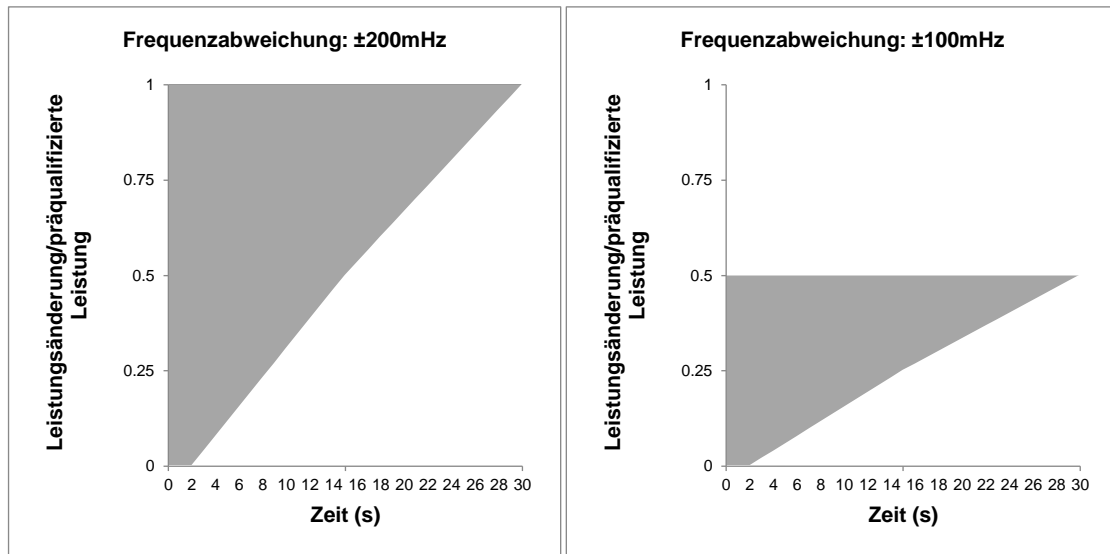


Abbildung 11 : Aktivierungsverhalten FCR

6.5. Aktivierungsdauer

6.5.1. RPU oder RPG mit zeitlich unbegrenzten Energiespeicher (Nicht-LER)

Eine RPU oder RPG mit zeitlich unbegrenztem Energiespeicher aktiviert ihre FCR, solange die Frequenzabweichung andauert (vgl. Art. 156 Abs. 7 (SOGL, 2017)).

6.5.2. RPU oder RPG mit zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

Eine RPU oder RPG mit zeitlich begrenzten Energiespeicher aktiviert ihre FCR, solange die Frequenzabweichung andauert, es sei denn, ihr Energiespeicher ist entweder in der positiven oder in der negativen Richtung ausgeschöpft (vgl. Art. 156 Abs. 8 (SOGL, 2017)).

RPU oder RPG mit zeitlich begrenztem Energiespeicher haben während des Normalzustands kontinuierlich verfügbar zu sein. Ab der Auslösung und während des gefährdeten Zustands muss die RPU oder RPG in der Lage sein, die volle FCR kontinuierlich mindestens 15 Minuten³ lang vollständig zu aktivieren (vgl. Art. 156 Abs. 9 (SOGL, 2017)).

Ein gefährdeter Zustand liegt vor, wenn eines der nachfolgenden Kriterien zutrifft:

1. Die Frequenzabweichung ist $\geq \pm 50\text{ mHz}$ für länger als 15 Minuten; oder
2. Die Frequenzabweichung ist $\geq \pm 100\text{ mHz}$ für länger als 5 Minuten; oder
3. Die Frequenzabweichung ist $\geq \pm 200\text{ mHz}$

Falls der Energiespeicher nach der minimalen Aktivierungsdauer im gefährdeten Zustand ausgeschöpft ist, hat die SDV die Wiederherstellung der Energiespeicher so bald wie möglich, spätestens aber innerhalb von zwei Stunden nach Ende des gefährdeten Zustands sicherzustellen (vgl. Art. 156 Abs. 13 Punkt b (SOGL, 2017)).

³ Abhängig vom Bericht «All Continental Europe and Nordic TSOs' proposal for assumptions and a Cost Benefit Analysis methodology in accordance with Article 156 para. (11) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2018 establishing a guideline on electricity transmission system operation». Die minimale Aktivierungsdauer wird gemäss den Ergebnissen dieses Berichtes angepasst. Sie wird nicht weniger als 15 Minuten oder mehr als 30 Minuten sein.

6.6. Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

6.6.1. Lademanagement und Arbeitsbereich

Die SDV hat über ein aktives Lademanagement zu verfügen, um eine kontinuierliche Aktivierung im Normalzustand und mindestens 15 Minuten im gefährdeten Zustand sicherzustellen. Der Ladezustand im Normalzustand muss innerhalb bestimmter Bereiche liegen (Arbeitsbereich). In Abbildung 12 wird der Arbeitsbereich für das 15-Minuten-Kriterium dargestellt. Die SDV darf diesen Arbeitsbereich nur im Falle eines gefährdeten Zustands verlassen, d.h. sofern mindestens ein Kriterium aus Ziff. 6.5.2 vorliegt.

Der Arbeitsbereich wird wie folgt berechnet: Maximaler und minimaler Ladezustand hängen von der nutzbaren Speicherkapazität und der präqualifizierten Leistung ab. Die nutzbare Speicherkapazität und die präqualifizierte Leistung werden gemäss dem Test zur Primärregelfähigkeit (Ziff. 7.1.3) festgelegt.

Für das 15-Minuten Kriterium sind der maximale und minimale Ladezustand (SoC) angegeben:

$$SoC_{max} = \frac{E - 0.25h \cdot P_{pq}}{E} \quad (2)$$

$$SoC_{min} = \frac{0.25h \cdot P_{pq}}{E} \quad (3)$$

Dabei ist

E die nutzbare Speicherkapazität in MWh;

P_{pq} die präqualifizierte Leistung in MW.

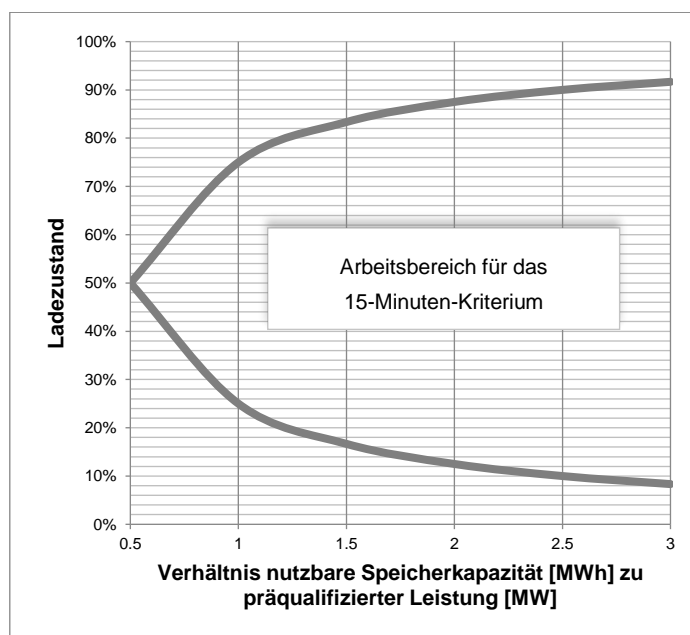


Abbildung 12: Arbeitsbereich für das 15-Minuten Kriterium

Swissgrid unterstützt grundsätzlich zwei Methoden für das Lademanagement, die auf einer Ex-ante Deklaration des neuen Arbeitspunktes aufgrund der Auf- oder Entladung basieren. Die SDV muss das Lade- / Entlademanagement entweder über den Markt mittels Fahrplangeschäften durchführen (Börsen- oder OTC-Geschäfte) oder mittels Anpassung der Erzeugung resp. des Verbrauchs anderer TE, die zur gleichen Bilanzgruppe gehören, wie die SDV selbst.

Das Lademanagement ist klar mittels Simulationen historischer Frequenzdaten (Daten von mindestens 1-2 Jahren) und künstlicher Frequenzdaten darzulegen und mit Swissgrid abzustimmen. Die Simulationen müssen die nötige Vorlaufzeit vor der Auf- und Entladung sowie ein schlimmstmögliches Szenario («worst-case scenario») eines Übergangs vom normalen zum gefährdeten Zustand (d.h. grenzwertige Frequenzabweichung im Normalzustand) berücksichtigen. Solche Szenarien können sein:

1. Eine Frequenzabweichung von fast 100 mHz für 10 Minuten, gefolgt von einer Frequenzabweichung von fast 200 mHz für 5 Minuten; oder
2. Eine Frequenzabweichung von fast 50 mHz für 30 Minuten vor Eintritt in den gefährdeten Zustand.

6.6.2. Nennleistung und präqualifizierte Leistung

Damit Auf- und Entladungen als Folge der Ausgleichsgeschäfte zeitgleich mit der vollen Aktivierung möglich sind und Verluste berücksichtigt werden, muss die präqualifizierte Leistung kleiner als die Nennleistung sein. Das Verhältnis zwischen Nennleistung und präqualifizierter Leistung muss mindestens 1.25:1 betragen. Je nach Lademanagement ist eine alternative Lösung mit gleichem Effekt zulässig (vgl. Art. 3 Abs. 5 (SAFA, Erwartet in 2021)).

6.6.3. Reservebetrieb

LER-RPU und LER-RPG, die erstmals nach Inkrafttreten des Berichtes «Zusätzliche Eigenschaften der FCR» (SAFA, Erwartet in 2021) präqualifiziert werden und mittels Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind, haben zu gewährleisten, dass nahe der oberen (SoC_{max}) und unteren Grenzwerte (SoC_{min}) des Energiespeichers die verbleibende Kapazität zur Aufrechterhaltung einer angemessenen Reaktion auf kurzfristige Frequenzabweichungen ausreicht. Deshalb müssen sie vom Normalbetrieb (Reaktion auf normale Frequenzabweichung) in einen Reservebetrieb, d.h. Reaktion auf Frequenzabweichung mit dem Mittelwert 0 («zero-mean») wechseln.

Der Übergang vom Normalbetrieb zum Reservebetrieb wird initialisiert, sobald die folgenden Grenzwerte erreicht oder überschritten werden. Diese Grenzwerte werden anhand der Energiemenge definiert, die erforderlich ist, um FCR für die Dauer bis zur vollständigen Aktivierung der aFRR bereitzustellen:

$$SoC_{min} = t_{FAT} * \frac{P}{E} \quad (4)$$

$$SoC_{max} = 1 - SoC_{min} \quad (5)$$

Dabei ist:

1. t_{FAT} ⁴ die Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der aFRR in h (FAT: full activation time); und
2. P die vollständige FCR-Kapazität im Falle einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz in MW; und
3. E die nutzbare Speicherkapazität in MWh.

Der Übergang zum Reservebetrieb wird folglich zum Zeitpunkt $t_{start} = t(SoC = SoC_{min}$ oder $SoC = SoC_{max}$) initialisiert und dauert t_{FAT} .

⁴ Derzeit gibt es einen maximalen Leistungsgradienten von 0.5% der Nominalleistung pro Sekunde. Das bedeutet, dass die gesamte aFRR innerhalb von 200 Sekunden ($t_{FAT}=200s$) aktiviert wird.

Während des Normalbetriebs hat die TE auf die normale Frequenzabweichung $Df(t)$ zu reagieren, wohingegen sie im Reservebetrieb nur auf die kurzfristige Frequenzabweichung mit dem Mittelwert 0 («zero-mean») reagieren darf:

$$DF_{\text{zero-mean}}(t) = Df(t) - \frac{1}{t_{\text{FAT}}} \sum_{i=0}^{t_{\text{FAT}}-1} Df(t-i) \quad (6)$$

Während des Übergangs vom Normalbetrieb in den Reservebetrieb (vom t_{start} bis $t_{\text{start}} + t_{\text{FAT}}$) hat die TE auf die Kombination $Df_{\text{reaction}}(t)$ der normalen Frequenzabweichung und der kurzfristigen Frequenzabweichung zu reagieren:

$$Df_{\text{reaction}}(t) = DF_{\text{zero-mean}}(t) \cdot T + (1 - T) \cdot Df(t) \quad (7)$$

Dabei ist T die wie folgt definierte Gewichtungsfunktion:

$$T = \begin{cases} 0 & t < t_{\text{start}} \\ \frac{t - t_{\text{start}}}{t_{\text{FAT}}} & t_{\text{start}} \leq t < t_{\text{start}} + t_{\text{FAT}} \\ 1 & t \geq t_{\text{start}} + t_{\text{FAT}} \end{cases} \quad (8)$$

Wenn der Ladezustand wiederhergestellt ist ($SoC_{\text{min}} < SoC < SoC_{\text{max}}$), hat die TE in den Normalbetrieb zurückzuwechseln. Der Übergang zum Normalbetrieb erfolgt ähnlich, wie der Übergang zum Reservebetrieb. Er wird um t_{restore} initialisiert und dauert t_{FAT} . Während des Übergangs hat die TE auf die $Df_{\text{reaction}}(t)$ (Formel (7)) zu reagieren. In diesem Fall ist die Gewichtungsfunktion jedoch wie folgt definiert:

$$T = \begin{cases} 1 & t < t_{\text{restore}} \\ \frac{t_{\text{restore}} - t}{t_{\text{FAT}}} + 1 & t_{\text{restore}} \leq t < t_{\text{restore}} + t_{\text{FAT}} \\ 0 & t \geq t_{\text{restore}} + t_{\text{FAT}} \end{cases} \quad (9)$$

Hierbei ist zu beachten, dass die minimale Aktivierungsdauer, wie in Ziff. 6.5.2 definiert, einzuhalten ist, unabhängig davon, ob sich die TE im Reservebetrieb befindet.

6.7. Minimale präqualifizierende Leistung pro RPP

Der FCR-RPP einer SDV hat mindestens eine präqualifizierte Leistung von 1 MW aufzuweisen. Wenn der RPP lediglich eine RPU oder RPG enthält, bedeutet dies, dass die Mindestleistung, welche pro RPU oder RPG präqualifiziert werden kann, 1 MW beträgt.

7. Test zur Primärregelfähigkeit

Der Test zur Primärregelfähigkeit beruht auf den Erfahrungen weiterer Netzbetreiber⁵ und wurde unter Einbezug und Mithilfe von Branchenvertretern erarbeitet. Jede RPU und RPG, die sich an der Primärregelung beteiligen will, ist auf die dafür erforderlichen technischen Voraussetzungen zu überprüfen.

⁵ (Fachbereiche Digitale Transformation, 2003) (IEC, 1998) (IEC, 2005) (RTE, 2007) (RWE Transportnetze Strom, 2007) (Terna, 2008) (Transelectrica, 2008)

Im Präqualifikationsverfahren wird auf eine der nachfolgenden Methoden zurückgegriffen. Die aufgrund der Reproduzierbarkeit bevorzugte Testmethode ist das Umschalten eines Testsignals am Frequenzsollwert bzw. die Vorgabe desselben durch den Regler (vgl. Ziff. 7.1). Lässt sich dies nicht umsetzen, kann alternativ auf einen vereinfachten Test zurückgegriffen werden (vgl. Ziff. 7.3).

7.1. Umschaltung von Testsignalen auf den Regler

In diesem Verfahren wird der Sollwert der Netzfrequenz innerhalb von 10 Sekunden rampenförmig von 50.0 Hz auf 49.8 Hz abgesenkt bzw. auf 50.2 Hz hochgefahren. 30 Sekunden nach Testbeginn wird die Abweichung der Leistung abgelesen (vgl. Abbildung 13).

7.1.1. Anforderungen

1. Messgenauigkeit der Wandler: $< 0.5 \%$ des Nennwerts, soweit möglich Klasse 0.1; und
2. Aktualisierungsrate der Frequenzmessung: 100 ms; und
3. Einstellung des Frequenzsollwerts: < 5 mHz.

Sämtliche Messungen für alle Kanäle / Messgrößen müssen zeitsynchron mit mindestens einem eindeutigen Zeitstempel versehen sein.

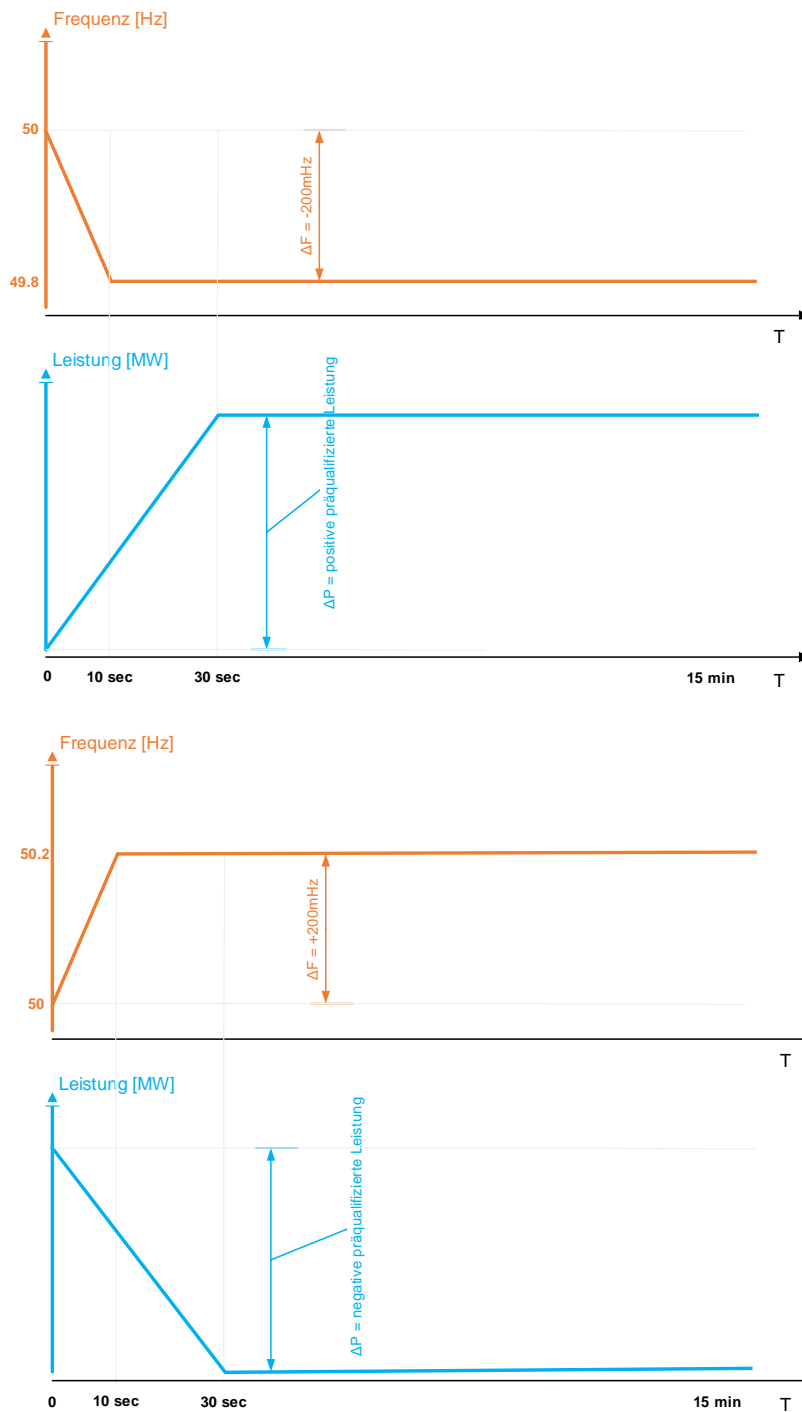


Abbildung 13: Testsignale zur Überprüfung der Primärregelbarkeit

7.1.2. Empfehlungen

Die Durchführung der Tests liegt ausschliesslich in der Verantwortung der SDV oder der KWB. Es wird empfohlen, fallweise auf die Unterstützung des Herstellers bzw. auf Experten des Netzbetreibers oder eines entsprechend qualifizierten Beraters zurückzugreifen. Die Messprotokolle (Messberichte) stellen dabei die Grundlage für eine verbindliche Präqualifikation dar.

Die Tests sind so durchzuführen, dass zu keinem Zeitpunkt eine Gefahr von Schäden an Kraftwerkskomponenten besteht und keine Schutzmechanismen während der Tests abschalten oder

auslösen. Es dürfen hierfür keine Schutzrichtungen ausser Betrieb genommen werden. Während der Tests ist der gesamte für die Regelung vorgesehene Arbeitsbereich abzufahren, und die Maschinen bleiben im Parallelbetrieb mit dem Verbundnetz.

7.1.3. Durchführung

Ziel der Tests ist die Bestimmung des systemimmanenten Totbands und der Statik (vgl. Ziff. 7.1.3.1 und 7.1.3.2).

7.1.3.1. Bestimmung des Totbands / Unempfindlichkeitsbereiches

Das Totband⁶ wird mit Hilfe einer Hysterese bestimmt⁷. Dabei entspricht Δf dem gesamten und $\Delta f/2$ dem halben Totband. Durch entsprechende Verstellung des Eingangssignals wird ermittelt, ab wann eine Änderung am Ausgang feststellbar ist. Der Frequenzsollwert wird stufenweise geändert und dabei der stationäre Wert der Leistung abgelesen (vgl. Abbildung 14). Erfahrungsgemäss werden je nach Kraftwerkstyp Verharzeiten von einer bis drei Minuten als geeignet betrachtet.

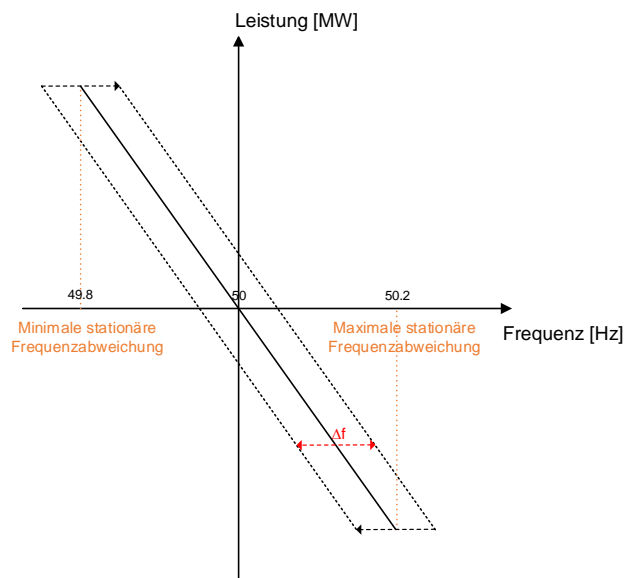


Abbildung 14: Bestimmung des Totbands / Unempfindlichkeitsbereiches

Die Auswertung des Totbands erfolgt nach:

$$\frac{i_x}{2} \leq 2 \cdot 10^{-4} \quad (10)$$

Mit der Normierungsbedingung ergibt sich:

$$i_x = \frac{\Delta f}{50 \text{ Hz}} \stackrel{(10)}{\implies} \Delta f \leq 20 \text{ mHz} \quad (11)$$

⁶ Dabei geht es um das physikalisch bedingte Totband der gesamten Regelstrecke (Frequenz/Drehzahleingang – Leistungsausgang), nicht um das am Regler einstellbare Totband.

⁷ (Fachbereiche Digitale Transformation, 2003) (IEC, 1998) (RTE, 2007) (RWE Transportnetze Strom, 2007) (Terna, 2008) (Transelectrica, 2008))

Bei der Messung müssen folgende zwei Parameter erfüllt sein:

1. Schrittweise Erhöhung der Frequenz: < 5 mHz; und
2. Maximale kombinierte Unempfindlichkeit und Totband: $\Delta f/2 \leq 10$ mHz.

7.1.3.2. Bestimmung der Verstärkung und der Verzugszeiten

Durch eine Anregung bzw. die Aufschaltung einer Frequenzrampe für jede Richtung entsprechend Abbildung 13 wird die Leistungsänderung (ΔP) aufgezeichnet. Mit Hilfe dieses Leistungsverlaufs wird die Statik und die Verzugszeit bestimmt. Zur Berechnung der Statik gilt Formel (1), wobei f_n die Nennfrequenz (50 Hz) und P_n die Nennleistung ist.

Die Leistungsänderung ΔP für eine Frequenzabweichung von -200mHz und +200mHz entspricht der positiven und negativen präqualifizierten Leistung.

7.1.3.3. Bestimmung der nutzbaren Energiekapazität (nur für LER)

Zur Ermittlung der präqualifizierten Leistung ist die Bestimmung der nutzbaren Energiekapazität erforderlich. Die SDV führt den Test gemäss Ziff. 7.1.3.2 durch, bis die Grenze des Ladezustandes erreicht wird. Für eine Frequenzabweichung von -200mHz (vgl. Abbildung 15) beginnt die SDV den Test vom höchsten Ladezustand (z.B. SoC=100%), aktiviert die maximale positive Leistung innerhalb von 30 Sekunden und liefert bis der tiefste Ladezustand (z.B. SoC= 0%) erreicht wird. Falls die SDV einen begrenzten SoC - Bereich nutzen will, beginnt der Test vom maximalen Ladezustand (z.B. SoC=95%) und liefert bis zum minimalen Ladezustand (z.B. SoC=5%). Die SDV führt den gleichen Test für eine Frequenzabweichung von +200mHz durch und beginnt vom tiefstem Ladezustand. Der asymmetrische Test der nutzbaren Energiekapazität ist erforderlich, damit die Verluste in beiden Richtungen überprüft werden können.

Während des Tests muss das Lademanagement inaktiv sein.

Die Energiekapazität errechnet sich wie folgt:

$$E_{\text{pos.Richtung}}[\text{MWh}] = \text{positive präqualifizierte Leistung}[\text{MW}] \cdot \text{Erbringungszeit}[\text{h}] \quad (12)$$

$$E_{\text{neg.Richtung}}[\text{MWh}] = \text{negative präqualifizierte Leistung}[\text{MW}] \cdot \text{Erbringungszeit}[\text{h}] \quad (13)$$

Die nutzbare Energiekapazität wird wie folgt berechnet:

$$E[\text{MWh}] = \text{Mittelw.}(E_{\text{pos.Richtung}}, E_{\text{neg.Richtung}}) \quad (14)$$

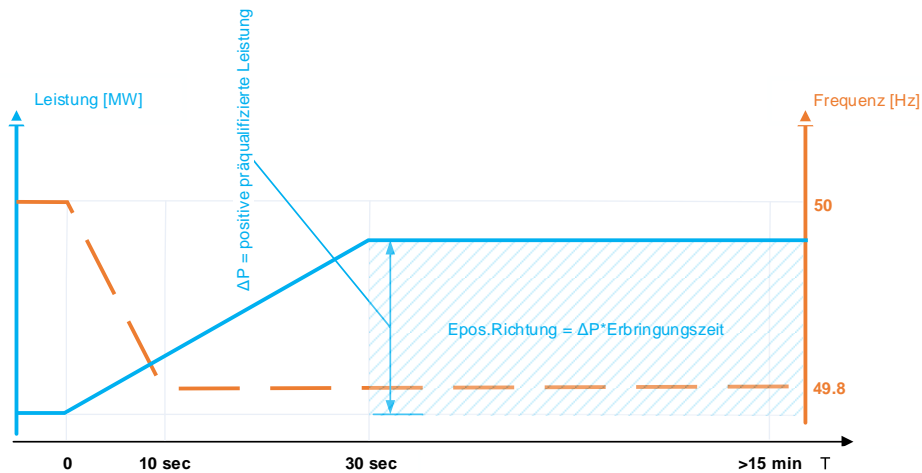


Abbildung 15: Leistungsverlauf im Fall einer Frequenzabweichung von -200mHz (nur für LER)

7.2. Reporting und Auswertung

Die Ergebnisse der Primärregeltests müssen mit den Vorlagen für das Totband, der Frequenzerhöhung und der Frequenzreduktion eingereicht werden (veröffentlicht unter [Präqualifikation](#)).

Der aufgezeichnete Leistungsverlauf muss innerhalb der in Abbildung 16 gezeigten Toleranzgrenzen liegen. Eine Skalierung der Toleranzgrenzen erfolgt gemäss den Maschinenparametern.

Für das Bestehen des Tests werden alle Anforderungen, die in Ziff. 6 aufgeführt sind, und die Toleranzgrenzen der Abbildung 16 ausgewertet.

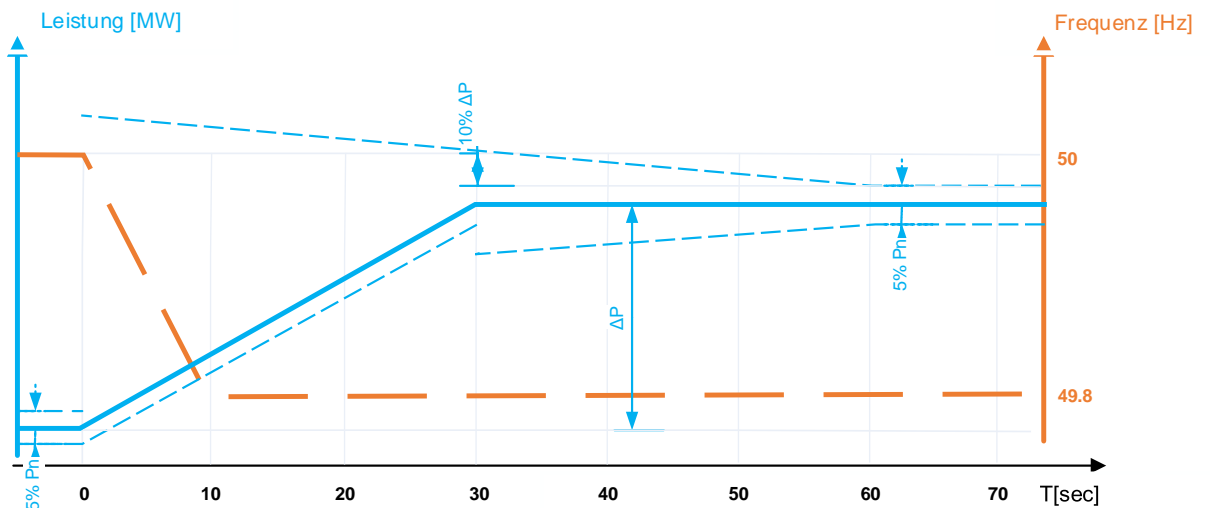


Abbildung 16: Leistungsverlauf (blaue Linien) und Toleranzbänder (blau gepunktete Linien) für eine Frequenzabweichung von -200 mHz

7.3. Alternative Tests

Ist, aufgrund technischer Gegebenheiten, die Aufschaltung von Testsignalen auf den Regler nicht möglich oder der damit verbundene finanzielle Aufwand unverhältnismässig, können alternative (vereinfachte) Tests durchgeführt werden.

7.3.1. Auswertung von Frequenzeinbrüchen

Für diese Methode bedarf es keiner speziellen Messgeräte. Es wird auf die im Kraftwerk bereits vorhandenen Messstrecken, die meist Teil der kraftwerkseigenen Leittechnik sind, Bezug genommen. Die Auswertung erfolgt im Normalbetrieb, wobei als Anregung auf Ereignisse (Testfälle) im Netz zurückgegriffen wird, bei denen das Kraftwerk auf die eingetretenen Frequenz- und Spannungsänderung reagierte.

Durch die Aufzeichnung der Eingangsgrößen (Spannung, Frequenz) und der Reaktion der einzelnen Maschinen (Blind- und Wirkleistung) kann die Qualität der Regelfähigkeit mit Hilfe einer Auswertung ermittelt werden.

Grundvoraussetzung dieser Methode ist eine zeitliche Auflösung der Messungen von mindestens 2 Sekunden.

Bei geringen Frequenzabweichungen (ca. 50 mHz) liegen die Leistungsänderungen der einzelnen Maschinen im Bereich der Messgenauigkeit. In diesem Fall ist die Messung einer gesamten Generatorgruppe am Einspeisepunkt zur Auswertung besser geeignet.

7.3.2. Spezielle Tests

Als spezielle Tests werden alle weiteren, mit Swissgrid koordinierten und für das Präqualifikationsverfahren geeigneten Tests zusammengefasst.

Für diese Methode bedarf es mobiler Messgeräte, die im Kraftwerk an vorhandenen oder speziell für den Versuch anzubringenden Wandlern angeschlossen werden, oder hochauflösender Messungen durch den Turbinenregler selbst.

Die Messungen werden anschliessend innerhalb spezieller Testverfahren durchgeführt, bei welchen durch gezielte Schalthandlungen zwischen Kraftwerk und Netz die notwendigen Anregungen der Regelkreise für Spannung und Wirkleistung hervorgerufen werden. Dazu gehören im Speziellen die Tests zur Überprüfung der Inselnetzfähigkeit, welche Rückschlüsse auf die Primärregelfähigkeit zulassen.

8. Technische Anforderungen für die Teilnahme an der Sekundärregelung

8.1. Leistungsgradient

Jede RPU und RPG hat eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von mindestens 0.5 % pro Sekunde der Nennleistung aufzuweisen.

8.2. Anbindung

Jede RPU und RPG ist online in den entsprechenden Sekundärregelkreis einzubinden und hat dem Stellwert des Netzreglers automatisch und verzögerungsfrei von Swissgrid zu folgen. Die Anbindung erfolgt gemäss Ziff. 22.

8.3. Sekundärregelfähigkeit

Eine RPU oder RPG, die unter dem Sekundärregler betrieben wird, muss in der Lage sein, kontinuierlich und mit der geforderten Leistungsgradient die vom zentralen Sekundärregler geforderte Leistung zu erbringen. Dies gilt auch im Falle der Regelrichtungsumkehr.

Dies ist auch bei gleichzeitiger Beteiligung an der Primärregelung und bei Arbeitspunktanpassungen einzuhalten.

8.4. Übermittlung und Umsetzung der Leistungsanforderung

Die Leistungsanforderung, welche vom zentralen Sekundärregler von Swissgrid ermittelt wird, muss an die zentrale Kontaktstelle der SDV und daraufhin an die teilnehmenden TE verzögerungsfrei übermittelt sowie umgesetzt werden.

Die SDV hat nachzuweisen, wie die Übermittlung und Umsetzung der Leistungsanforderung an den teilnehmenden TE erfolgt (z.B. wie und wie oft die Leistungsanforderung an die teilnehmende TE aufgeteilt wird, wie und wie oft wird die Verfügbarkeit und die aktuelle Wirkleistung der TE an die zentrale Kontaktstelle übertragen wird, ob eine interne MOL existiert, Prinzip des Regelalgorithmus usw.).

8.5. Regelzyklus bzw. Messwernerneuerungszyklus

Der Regelzyklus des zentralen Netzreglers beträgt 1 bis 2 Sekunden, sodass der Leistungswert, der vom zentralen Netzregler zur SDV übertragen wird, in einem Zyklus von 1 Sekunde oder weniger aufdatiert werden muss.

8.6. Leistungsmessung

Pro TE hat mindestens eine Leistungsmessung zu erfolgen. Eine Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt ist zulässig, wenn die SDV die Aktivierung einer TE, die sich hinter einem Netzanschlusspunkt befindet, genau überwachen kann und dies nachweist.

Die Leistungsmessung der RPU erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE. Die Leistungsmessung der RPG erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE und RPU.

8.7. Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

8.7.1. Aktivierungsdauer

Bei Teilnahme an der Sekundärregelung gibt es keine minimale Aktivierungsdauer für die LER. Die gesamt angebotene SRL muss für die gesamte Lieferperiode verfügbar sein, und eine lückenlose Energieerbringung aller TE, die zu jedem Zeitpunkt unter dem Sekundärregler betrieben werden, ist zu gewährleisten.

8.7.2. Lademanagement

Swissgrid unterstützt grundsätzlich zwei Methoden für das Lademanagement, die auf einer Ex-ante Deklaration des neuen Arbeitspunktes aufgrund der Auf- / Entladung basieren. Die SDV muss das Lade- / Entlademanagement entweder über den Markt mittels Fahrplangeschäften

durchführen (Börsen- oder OTC-Geschäfte) oder mittels Anpassung der Erzeugung resp. des Verbrauchs anderer TE, die zur gleichen Bilanzgruppe wie die SDV selbst gehören. Die Methode des Lademanagements muss klar dargelegt und mit Swissgrid abgestimmt werden.

8.8. Minimale präqualifizierende Leistung pro RPU oder RPG und RPP

Der aFRR-RPP der SDV hat mindestens eine präqualifizierte Leistung von ± 5 MW bei symmetrischen Angeboten und +5 MW oder -5 MW bei asymmetrischen Angeboten aufzuweisen. Enthält der RPP nur eine RPU oder RPG, bedeutet dies, dass die Mindestleistung, welche pro RPU oder RPG getestet bzw. präqualifiziert werden kann, 5 MW beträgt.

9. Test zur Sekundärregelfähigkeit

9.1. Einleitung

Jede RPU und RPG, die sich an den marktbasierten Ausschreibungen für Sekundärregelung beteiligt, ist auf die dafür geforderten technischen Voraussetzungen zu überprüfen. Während dieser Tests wird die Reaktion der RPU oder RPG auf das entsprechende von Swissgrid zur Verfügung gestellte Testsignal bewertet. Eine RPU oder RPG kann entweder für positive und negative Sekundärregelung getestet werden oder aber nur für eine Lieferrichtung.

9.2. Organisation der Tests

Die Testläufe dürfen den Netzbetrieb weder stören noch gefährden:

1. Der Test ist in der Verantwortung des Betreibers durchzuführen. Bei Partnerwerken werden die Tests durch die für den Betrieb verantwortliche Stelle mit dem betriebsführenden Partner koordiniert; und
2. Der Test ist derart zu gestalten, dass zu keinem Zeitpunkt eine Gefahr von Schäden an Komponenten der TE besteht und Schutz- und Regelmechanismen während des Tests keine Abschaltungen auslösen. Es dürfen hierfür keine Schutzeinrichtungen ausser Betrieb genommen werden; und
3. Der genaue Ablauf wird vorgängig mit Swissgrid abgestimmt.

9.3. Übermittlung eines Testsignals mit Leistungsabruf

Eine RPU oder RPG, die für die Lieferung von negativer und positiver aFRR eingesetzt werden soll, muss den Test gemäss Ziff. 9.3.1 absolvieren. Eine RPU oder RPG, die nur für die Lieferung von negativer bzw. positiver aFRR eingesetzt werden soll, führt den Test gemäss Ziff. 9.3.2 bzw. Ziff. 9.3.3 durch.

Der Arbeitspunkt (Fahrplan) der gesamten RPU oder RPG darf sich während des Tests nicht verändern.

Sollte eine RPU oder RPG begründete Schwierigkeiten mit dem Leistungsverlauf haben, kann im Einzelfall eine andere Skalierung zugelassen werden. Zeitliche Abfolge und Dauer bleiben unverändert.

9.3.1. Test für gleichzeitige Präqualifikation für Lieferung von aFRR in positiver und negativer Richtung

Das Testsignal hat den in Abbildung 17 dargestellten Verlauf und wird der SDV von Swissgrid als MW-Anforderung zur Verfügung gestellt. Die Differenz P_{sek} zwischen maximaler (Testsignal 100%) und minimaler Leistung (Testsignal -100%) beträgt dabei mindestens 60 % des maximal präqualifizierbaren bzw. anbietbaren Sekundärregelungsbandes und soll sich an der später angebotenen SRL orientieren. Der Arbeitspunkt, welcher einem Testsignal von 0% entspricht, hat sich an typischen Betriebspunkten der TE zu orientieren.

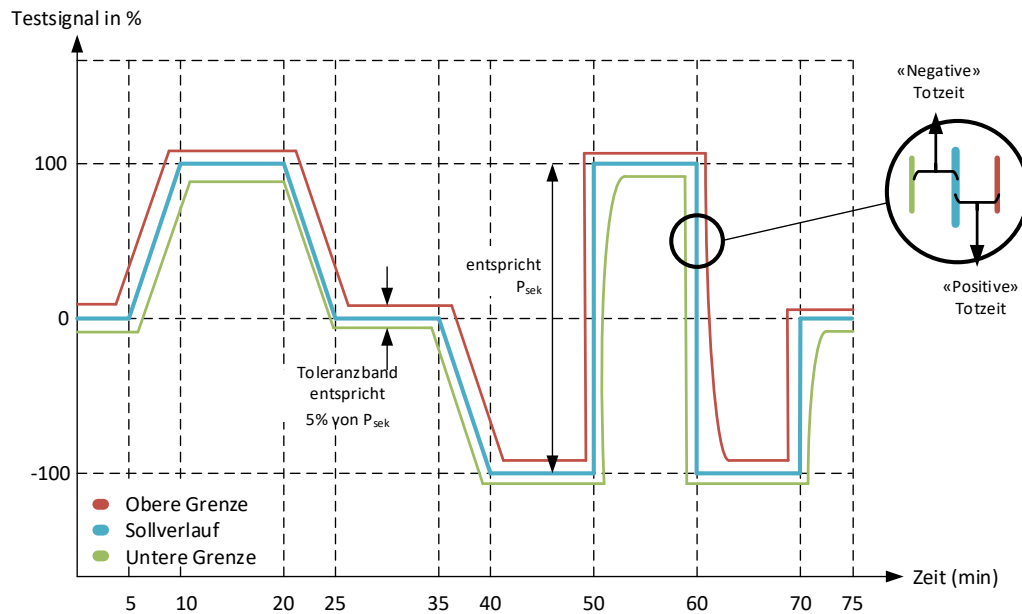


Abbildung 17: Testsignal mit Toleranzbänder für Lieferung von negativer und positiver aFRR

9.3.2. Test für Präqualifikation für Lieferung von aFRR in negativer Richtung

Das Testsignal hat den in Abbildung 18 dargestellten Verlauf und wird der SDV von Swissgrid als MW-Anforderung zur Verfügung gestellt. Die Differenz P_{sek} zwischen maximaler (Testsignal 0%) und minimaler Leistung (Testsignal -100%) beträgt mindestens 60 % der maximal präqualifizierbaren bzw. anbietbaren negativen Sekundärregelungsbandes und soll sich an der später angebotenen SRL orientieren. Der Arbeitspunkt, welcher einem Testsignal von 0% entspricht, kann von der SDV gewählt werden und hat sich an den typischen Betriebspunkten der TE zu orientieren.

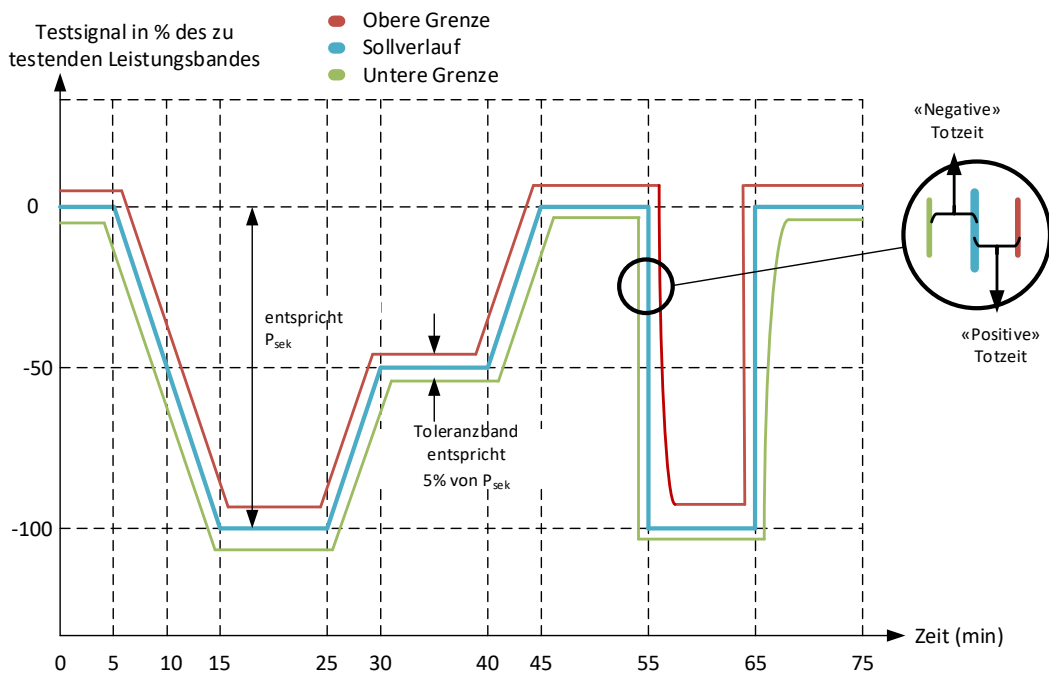


Abbildung 18: Testsignal mit Toleranzbänder für negative aFRR

9.3.3. Test für Präqualifikation für Lieferung von aFRR in positiver Richtung

Das Testsignal hat den in Abbildung 19 dargestellten Verlauf und wird der SDV von Swissgrid als MW-Anforderung zur Verfügung gestellt. Die Differenz P_{sek} zwischen maximaler (Testsignal 100%) und minimaler Leistung (Testsignal 0%) beträgt dabei mindestens 60 % der maximal präqualifizierbaren bzw. anbietbaren positiven Sekundärregelungsbandes betragen und soll sich an der später angebotenen SRL orientieren. Der Arbeitspunkt, welcher einem Testsignal von 0% entspricht, hat sich an typischen Betriebspunkten der TE zu orientieren.

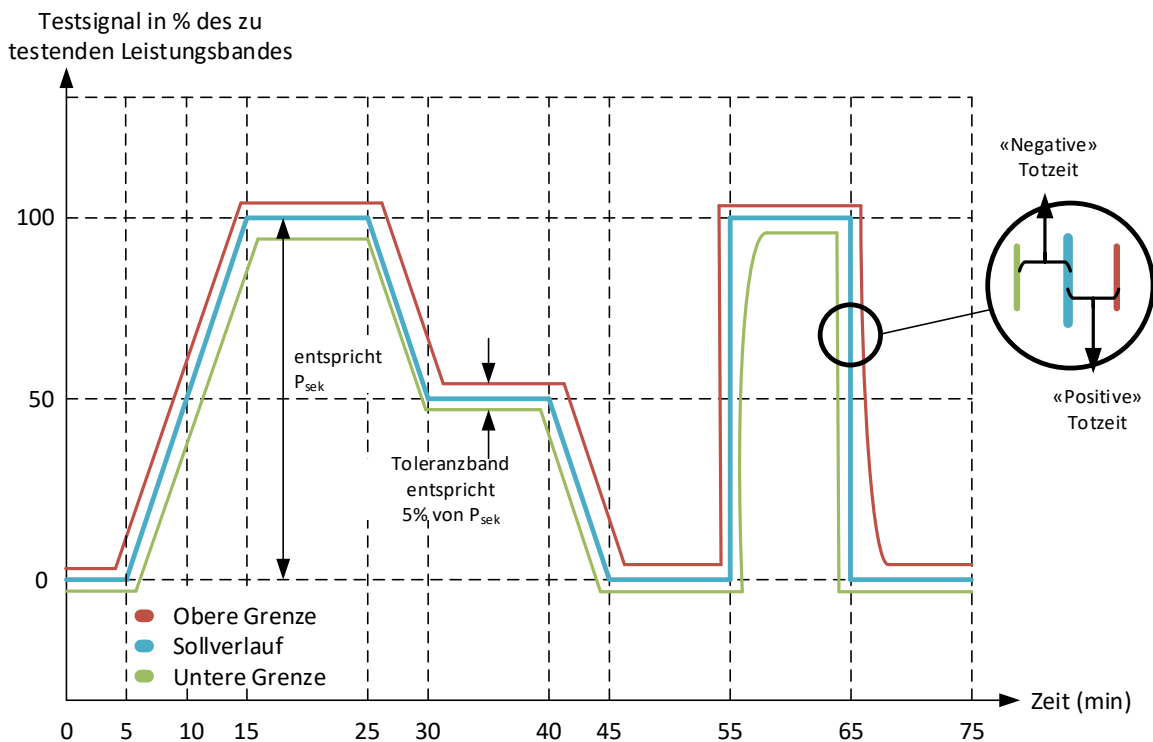


Abbildung 19: Testsignal mit Toleranzbänder für positive aFRR

9.3.4. Bewertungsverfahren

Über das von Swissgrid gesendete Testsignal werden Toleranzbänder gelegt, innerhalb deren sich die entsprechende Ist-Leistung der RPU oder RPG befinden muss (vgl. Abbildung 17, Abbildung 18, Abbildung 19).

Bei den Leistungssprüngen wird die nominelle minimale Leistungserbringung mit Hilfe eines PT_1 -Gliedes berechnet. Das PT_1 -Glied ist in Ziff. 9.6 detailliert beschrieben.

Zusätzlich wird ein Amplitudenband um den Sollverlauf gelegt. Als Parameter werden festgelegt:

1. «Negative» Totzeit: 10 s; und
2. «Positive» Totzeit: 20 s; und
3. Amplitudenband: 5 % der zu erbringenden Leistung P_{sek}

Alle Überschreitungen des Bandes werden aufsummiert und auf das gesamte Testsignal bezogen. Sie dürfen nicht mehr als 1 % der gesamten Fläche aus der Länge des Präqualifikationstests multipliziert mit der getesteten präqualifizierten Leistung betragen. Formel (15) verdeutlicht dieses Vorgehen.

$$t_t \cdot \sum_{i=0}^{i=t_d/t_t} |P_{diff}(i)| \leq 0.01 P_{sek} t_d \quad (15)$$

Dabei sind:

1. P_{sek} der Abstand zwischen maximaler und minimaler Leistung; und
2. $P_{diff}(i)$ die Überschreitungen des Bandes in Messung i ; und
3. t_d die Testdauer; und

4. t_t das Abtastintervall / Zeitintervall zwischen zwei Messungen.

9.3.5. Aufzeichnungen während des Tests

Während des Tests müssen von der RPU oder RPG folgende Daten mit einer zeitlichen Auflösung von mindestens 10 s aufgezeichnet werden, Swissgrid empfiehlt jedoch eine zeitliche Auflösung von 2s:

1. Empfangenes Testsignal bei der RPU oder RPG zur Beurteilung der Übertragungsqualität
2. Wirkeinspeisung der am Test teilnehmenden TE im zeitlichen Verlauf
3. Arbeitspunkt aller TE der RPU oder RPG

Die aufgezeichneten Daten müssen Swissgrid mit der Vorlage «Daten Test» zur Verfügung gestellt werden (veröffentlicht unter Präqualifikation).

Die Primärregelung ist während des Präqualifikationstests auszuschalten. Damit ist sichergestellt, dass die RPU oder RPG korrekt bewertet werden kann.

9.4. Koordination und Durchführung

Ablauf und Durchführung des Tests werden mit dem oder der Präqualifikationsverantwortlichen bei Swissgrid koordiniert (vgl. Ziff. 22). Um grosse Frequenzschwankungen und dem damit verbundenen Einsatz der Primärregelung zu vermeiden, sollte der Test zu einem unkritischen Zeitpunkt stattfinden. Es wird der Zeitbereich von 13:30 bis 15:45 Uhr vorgeschlagen.

9.5. Bemerkungen zum Test

1. Die Bedeutung der «negativen» Totzeit liegt vor allem in der Synchronisation der Zeitstempel. Da die zeitliche Auflösung der Messdaten meistens bei 10 s liegt, kann ein unterschiedlicher Zeitstempel über die Frequenz nur in einer Genauigkeit von 10 s ausgeglichen werden. Wenn der Zeitstempel beispielsweise um 7 s nach vorne abweicht und keine Verzögerung über den Signalweg auftritt, so würde die RPU oder RPG immer 7 s vor dem Testsignal reagieren. Dies gleicht die «positive» Totzeit aus.
2. Um den zeitlichen Einfluss des Übertragungswegs zu untersuchen, wird das empfangene Testsignal bei der RPU oder RPG angefordert. Dadurch kann analysiert werden, ob der Grund für das Nichtbestehen des Tests eine zeitlich verzögerte Übertragung des Testsignals ist.
3. Mit der «positiven» Totzeit wird der RPU oder RPG eine gewisse Verzögerung über den Signalweg eingeräumt. Die «negative» Totzeit verschiebt den Verlauf der Toleranzbänder um die angegebene Zeit nach hinten.
4. Das Verhalten des PT_1 -Glieds wird von der Zeitkonstante T_1 definiert. Höhere Werte dieser Zeitkonstante erzeugen ein langsames Ansteigen des Verlaufes. Da die Zeitkonstante direkt vom Verhältnis P_{sek} / P_n abhängt, kann hier durch eine grössere zu testende Leistung ein langsamerer Anstieg der Toleranzbänder erzielt werden. Es ist also für die RPU oder RPG von Vorteil, wenn sie mit Leistung nahe an der Nennleistung testet.
5. Um zu grosse Leistungshübe zu vermeiden, gleichzeitig jedoch den positiven Effekt grosser Zeitkonstanten auszunutzen, ist das Testen des gesamt möglichen Sekundärregelbereiches der einzelnen TE zu empfehlen.
6. Da die Amplitudenbänder prozentual von der getesteten Leistung abhängen, sorgt eine grössere Leistung für ein - absolut betrachtet - grösseres Band.

- Bei der Wahl des zu testenden Sekundärregelbandes ist darauf zu achten, nicht zu nahe an das Leistungsmaximum der RPU oder RPG zu fahren, um auftretende Überschwingungen abbilden zu können.

9.6. PT1-Glied

Die Zeitkonstante des PT1-Gliedes wird gemäss Formel (16) berechnet. Für jede RPU oder RPG muss die Anfangssteigung betragsmässig mindestens 0.5% der Nennleistung P_n pro Sekunde betragen.

$$T_1 = \frac{P_{\text{sek}}}{P_n} \frac{1}{0.005} \quad (16)$$

Der zeitdiskrete Verlauf des PT1-Gliedes ist beschrieben durch Formel (17).

$$L_i = \frac{1}{1 + \frac{T_1}{t_t}} \left(\frac{T_1}{t_t} L_{i-1} + S_i \right) \quad (17)$$

Dabei sind:

- L_i die Grenze zum Zeitpunkt i ; und
- S_i das Signal von Swissgrid zum Zeitpunkt i , jeweils um entsprechende Totzeit gegenüber dem Sollverlauf verschoben; und
- t_t das Abtastintervall.

10. Technische Anforderungen für die Teilnahme an der Tertiärregelung

10.1. Empfang und Umsetzung der Leistungsanforderung

Der Tertiärregelenergieabruf erfolgt mittels Abrufmeldungen durch Swissgrid. Die SDV ist technisch in der Lage die Abrufmeldung zu empfangen, auszuwerten und die RPU oder RPG zur geforderten Leistung anzuweisen.

10.2. Abrufgrenze

Die SDV stellt Swissgrid bei Bedarf die gesamte angebotene Leistung mit einem Abruf zur Verfügung.

10.3. Vorlaufzeit, Startzeit und Mindestabrufdauer eines Abrufs

Mindestabrufdauer, mögliche Startzeit und nötige Vorlaufzeit eines Abrufs sind für die verschiedenen Tertiärregelenergieprodukte unterschiedlich. Detaillierten Informationen können dem Anhang «Ausschreibungsbedingungen Tertiärregelung» entnommen werden.

Die Erbringung der Tertiärregelenergie hat mit 10-Minuten Rampen zu erfolgen.

10.4. Leistungsmessung

Pro TE hat mindestens eine Leistungsmessung zu erfolgen. Eine Leistungsmessung am Netzan-schlusspunkt ist zulässig, wenn die SDV die Aktivierung einer TE, die sich hinter einem Netzan-schlusspunkt befindet, genau überwachen kann und dies nachweist.

Die Leistungsmessung der RPU erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betref-fenden TE. Die Leistungsmessung der RPG erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE und RPU.

10.5. Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenzter Ener-giespeicher (LER)

10.5.1. Aktivierungsdauer

Bei Teilnahme an der Tertiärregelung gibt es keine minimale Aktivierungsdauer für die LER. Die gesamt angebotene TRL und / oder Tertiärregelenergie muss für die gesamte Lieferperiode ver-fügbare sein und eine lückenlose Energieerbringung aller TE, die zu jedem Zeitpunkt beteiligt sind, ist zu gewährleisten.

10.5.2. Lademanagement

Swissgrid unterstützt grundsätzlich zwei Methoden für das Lademanagement, die auf einer Ex-ante Deklaration des neuen Arbeitspunktes aufgrund der Auf- / Entladung basieren. Die SDV muss das Lade- / Entlademanagement entweder über den Markt mittels Fahrplangeschäften durchführen (Börsen- oder OTC-Geschäfte) oder mittels Anpassung der Erzeugung resp. des Ver-brauchs anderer TE, die zur gleichen Bilanzgruppe gehören wie die SDV selbst. Die Methode des Lademanagements muss klar dargelegt und mit Swissgrid abgestimmt werden.

10.6. Minimale präqualifizierende Leistung pro RPP

Der mFRR- und RR-RPP der SDV hat mindestens eine präqualifizierte Leistung von ± 5 MW bei symmetrischen Angeboten und +5 MW oder -5 MW bei asymmetrischen Angeboten aufzuweisen. Enthält der RPP nur eine RPU oder RPG, bedeutet dies, dass die Mindestleistung, welche pro RPU oder RPG präqualifiziert werden kann, 5 MW beträgt.

11. Anforderungen an die Monitoring-Daten

Die Verantwortung für die Monitoring-Daten liegt bei der SDV. Sie werden zur Überwachung der SDL-Vorhaltungs- und Lieferprozesse unabhängig von den Zähl-daten am Netzan-schlussknoten-punkt erfasst.

Swissgrid verlangt Echtzeit-Monitoring-Daten, sowohl online als auch offline, um zu kontrollieren, ob die SDV ihre vertraglich vereinbarten Pflichten gegenüber Swissgrid erfüllt.

Die Beschreibung der Monitoring Daten wird anhand eines Beispiels eines RPO einer SDV «S» verdeutlicht (Abbildung 20). Innerhalb des RPO gibt es separate RPP für die verschiedenen Pro-dukte. Jeder dieser RPP besteht aus einer RPU «A» und einer RPG «G». Es ist zu beachten, dass je nach Produkt eine unterschiedliche Anzahl von TE innerhalb der RPG «G» präqualifiziert ist. Beispielsweise ist die TE7 nur für Sekundärregelung und Tertiärregelung präqualifiziert.

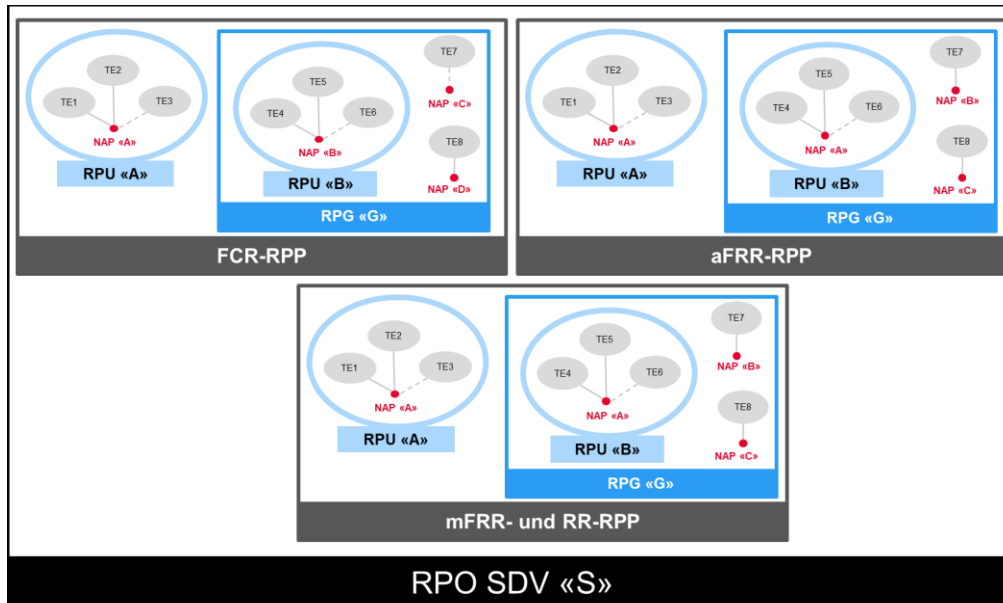


Abbildung 20: Referenzbeispiel zur Erläuterung der Monitoring-Signale

Der Klarheit halber werden, neben der Beschreibung der Signale, Beispiele, die auf diesem RPO basieren, aufgeführt. Diese beschreiben die Signale an einem konkreten Zeitpunkt T, für den folgende Annahmen gelten (vgl. Tabelle 1). Es ist zu beachten, dass mit «aktiv» oder «beteiligte» TE solche gemeint sind:

- Für die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten sind die TE gemeint, welche von der SDV vorgeplant werden, einen Anteil oder die ganze zugesprochene Regelleistung vorzuhalten.
- Für die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten sind die TE gemeint, welche einen Anteil oder die ganze angeforderte Regelenergie erbracht haben.

Tabelle 1: Annahmen für den Referenzbeispiel zum Zeitpunkt T

TE	Parent	Pn (MW)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Pist (MW)	Präqualifizierte Leistung (MW)			Aktive Teilnahme zum Zeitpunkt T		
						Primärregelung	Sekundärregelung (symmetrisch)	Tertiärregelung	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
1	RPU «A»	10	0	12	3	1	10	10	Aktiv, Statik=4%	Aktiv	Aktiv
2	RPU «A»	10	0	12	0	1	10	10	Nicht aktiv (Wartungsarbeiten)	Nicht aktiv (Wartungsarbeiten)	Nicht aktiv (Wartungsarbeiten)
3	RPU «A»	10	0	10	5	0 (nicht präqualifiziert)	0 (nicht präqualifiziert)	0 (nicht präqualifiziert)	Nicht aktiv	Nicht aktiv	Nicht aktiv
4	RPU «B»	20	0	20	18	2.5	18	20	Aktiv, Statik=3.2%	Aktiv	Aktiv

5	RPU «B»	20	0	20	10	2.5	18	20	Aktiv, Sta- tik=3.2%	Aktiv	Aktiv
6	RPU «B»	20	0	20	15	0 (nicht präqualifi- ziert)	0 (nicht präqualifi- ziert)	0 (nicht präqualifi- ziert)	Nicht aktiv	Nicht ak- tiv	Nicht ak- tiv
7	RPG «G»	20	5	30	10	0 (nicht präqualifi- ziert)	20	20	Nicht aktiv	Aktiv	Aktiv
8	RPG «G»	3	0	4	1	1	3	3	Nicht aktiv	Nicht ak- tiv	Nicht ak- tiv

Die angebotene Leistung der zum Zeitpunkt T beteiligten TE ist in der Tabelle 2 angegeben.

Tabelle 2: Zugesprochene Leistung zum Zeitpunkt T

TE	Parent	Zugesprochene Leistung (MW)		
		PRL	SRL (symmetrisch)	TRL (symmetrisch)
1	RPU «A»	1	2	2
4	RPU «B»	2.5	3	4
5	RPU «B»	2.5	3	4
7	RPG «G»	0 (nicht präqualifiziert)	1	1

11.1. Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten

Das Online-Monitoring dient der kontinuierlichen Überwachung von Vorhaltung und Verfügbarkeit der Systemdienstleistungen beim Netzbetrieb. Die Online-Monitoring-Daten müssen die Reservesituation im Schweizer Übertragungsnetz korrekt abbilden und der Betriebsführung ein zielgerichtetes Handeln ermöglichen. Darüber hinaus werden die Online-Daten zur Bewertung der Leistungsverfügbarkeit und Bereitstellung verwendet. Die Leistungsverfügbarkeit und -vorhaltung wird wöchentlich auf Basis der Online-Monitoring-Daten und der angenommenen Angebote im SDL-Markt überprüft. Weitere Informationen können dem Anhang «ExPost-Kontrolle und Pönale» entnommen werden.

Konfiguration oder Anpassung der Online-Monitoring-Daten ist eine Voraussetzung für die Präqualifikation einer neuen SDV, einer neuen RPU oder RPG oder einer TE, die einer bereits präqualifizierten RPU oder RPG hinzugefügt wird.

Die SDV muss alle erforderlichen Angaben, in die von Swissgrid zur Verfügung gestellte Online-Monitoring-Liste eintragen und sicherstellen, dass die Liste immer aktuell ist. Die Vorlage «Liste der Überwachungssignale» wird unter Präqualifikation veröffentlicht.

11.1.1. Allgemeine Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten

Tabelle 3 beschreibt die allgemeinen Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten.

Tabelle 3: Allgemeine Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten

Bezeichnung	Beschreibung	Erläuterungen
Datenübertragung	Punkt-zu-Punkt-Verbindung Garantierte Mindestverfügbarkeit: 99,5%	Kosten für die Datenübertragung trägt die SDV. Sie ist ebenfalls für die Datenqualität und -verfügbarkeit verantwortlich. Mindestens 99.5% der übermittelten Daten müssen korrekt und verfügbar sein. ⁸
Datenaktualisierung	Aktualisierungsrate: ≤ 10 Sekunden	Für die gesendeten Online-Monitoring-Daten ist eine maximale Auflösung von 10 Sekunde erforderlich.

11.1.2. Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für PRL

Tabelle 4 beschreibt die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten, die seitens der SDV für die Teilnahme an der PRL erforderlich sind. Weitere Informationen zur Berechnung der folgenden Signale sind in Ziff. 13 aufgeführt.

Tabelle 4: Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für die Teilnahme an PRL

Signal Name	Daten-aggregation	Einheit	Zahl	Beschreibung
P_{pri_refpos_SDV}	FCR-RPP	MW	Positive reelle Zahl	Aggregierte Leistungsänderung (ΔP) der zu diesem Zeitpunkt an der PRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG entspricht einer Frequenzabweichung von -200mHz (vgl. Ziff. 12).

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pri_refpos_SDV}} &= P_{\text{pri_refpos_S}} = \Delta P(\text{RPU}\langle\text{A}\rangle + \text{RPG}\langle\text{G}\rangle) = \\
 &= \Delta P(\text{TE1} + \text{TE2} + \text{TE4} + \text{TE5} + \text{TE8}) = \\
 &= 1 + 0 + 2 + 2.5 + 0 = 5.5 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Hinweise:

- TE3, TE6 und TE7, die nicht für Primärregelung präqualifiziert sind, sind in den Signalen nicht berücksichtigt.

⁸Im Falle fehlender Daten wird analysiert und festgestellt, wo die Verantwortung hierfür liegt. Wenn auf seitens der SDV ein Vorfall auftritt (z.B. SCADA System, TASE2- oder ICCP-Gateway, internes IT-Netzwerk (z.B. Firewall)), ist die SDV verantwortlich. Liegt das Problem auf Seiten von Swissgrid (z.B. Kommunikationsnetz LAN-I oder PIA-2, Swissgrid internes IT-Netzwerk (z.B. Firewall), Swissgrid-Gateway, SDL-Monitoring Applikation), ist die SDV nicht verantwortlich. Im Normalfall, in dem das Kommunikationsnetz funktioniert, ist die SDV für die Qualität und Konsistenz der bereitgestellten Daten verantwortlich.

- TE2 und TE8 nehmen zu diesem Zeitpunkt an der PRL nicht teil und deshalb können keine Leistung erbringen.
- Die TE4 kann mit einer aktuellen Leistung, maximalen Leistung und Statik von 18 MW, 20MW und 3.2% entsprechend nur 2 MW erbringen.

P_{pri_refneg_SDV}	FCR-RPP	MW	Positive re- elle Zahl	Aggregierte Leistungsände- rung (ΔP) der zu diesem Zeit- punkt an der PRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG entspricht einer Frequenzab- weichung von +200mHz (vgl. Ziff. 12).
-----------------------------------	---------	----	---------------------------	---

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pri_refneg_SDV}} &= P_{\text{pri_refneg_S}} = \Delta P(\text{RPU}\langle\text{A}\rangle + \text{RPG}\langle\text{G}\rangle) = \\
 &= \Delta P(\text{TE1} + \text{TE2} + \text{TE4} + \text{TE5} + \text{TE8}) = \\
 &= 1 + 0 + 2.5 + 2.5 + 0 = 6 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

11.1.3. Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für SRL

Tabelle 5 beschreibt die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten, die seitens der SDV für die Teilnahme an der SRL erforderlich sind. Weitere Informationen zur Berechnung der folgenden Signale sind in Ziff. 14 aufgeführt.

Tabelle 5: Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für die Teilnahme an SRL

Signal Name	Datenaggrega- tion	Einheit	Zahl	Beschreibung
Bitsek_RPU_SDV und / oder Bitsek_RPG_SDV	RPU (nur ein- zelne) und RPG	-	Binär 0 oder 1	Bezeichnung, ob die RPU oder RPG zu diesem Zeit- punkt an der SRL aktiv ist. «Aktiv» wird mit 1, «Inak- tiv» mit 0 bezeichnet.

In Bezug auf das Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1) muss die SDV «S» folgende Signale schicken:

Für die RPU «A»:

$$\text{Bitsek_A_S} = \text{Bitsek}(\text{TE1}, \text{TE2}) = \text{Bitsek}(1, 0) = 1 \text{ und für die RPG «G»:}$$

$$\text{Bitsek_G_S} = \text{Bitsek}(\text{TE4}, \text{TE5}, \text{TE7}, \text{TE8}) = \text{Bitsek}(1, 1, 1, 0) = 1$$

Hinweise:

- Falls zumindest eine der TE innerhalb einer RPU oder RPG aktiv ist, bedeutet dies, dass die RPU oder RPG aktiv ist.

- Wenn sich eine RPU innerhalb einer RPG befindet, muss kein separates Signal für die RPU vorhanden sein. Beispielsweise muss die RPU «B» des Referenzbeispiels kein separates Signal schicken, da es im Signal der RPG «G» berücksichtigt wird.
- TE3 und TE6, die nicht für Sekundärregelung präqualifiziert sind, sind in den Signalen nicht berücksichtigt.

P_{sek_ist_RPU_SDV} und / oder P_{sek_ist_RPG_SDV}	RPU (nur einzelne) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Aktuelle Wirkleistung, d.h die. Pist aus Tabelle 1, jeder zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU und RPG.
---	----------------------------	----	--	---

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$P_{\text{sek_ist_A_S}} = P_{\text{sek_ist}} (\text{TE1}+\text{TE2}) = 3+0 = 3 \text{ MW und}$$

$$P_{\text{sek_ist_G_S}} = P_{\text{sek_ist}} (\text{TE4}+\text{TE5}+\text{TE7}+\text{TE8}) = 18+10+10+0 = 38 \text{ MW}$$

Hinweis: Obwohl TE8 eine aktuelle Leistung von 1 MW hat, ist sie für SRL zu diesem Zeitpunkt inaktiv und wird daher als 0 MW berücksichtigt.

P_{sekAP_RPU_SDV} und / oder P_{sekAP_RPG_SDV}	RPU (nur einzelne) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Vorgesehener Zeitpunkt jeder zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU und RPG einschliesslich der geplanten Produktion / Verbrauch im Stromhandel und der zu diesem Zeitpunkt aktivierten mFRR und / oder RR (vgl. Ziff. 14).
P_{sek_ist_SDV}	aFRR-RPP	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Aggregierte aktuelle Wirkleistung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$P_{\text{sek_ist_S}} = P_{\text{sek_ist_A_S}} + P_{\text{sek_ist_G_S}} = 3+38 = 41 \text{ MW (vgl. obige Beschreibung von } P_{\text{sek_ist_RPU_SDV}} \text{ und / oder } P_{\text{sek_ist_RPG_SDV}}).$$

P_{sek_max_S} SDV	aFRR-RPP	MW	Positive oder negative reelle Zahl (vgl. Abbildung 24, Abbildung 25, Abbildung 26)	Aggregierte maximale Leistung, die für positive SRL bereitgestellt werden kann, aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG abzüglich anderweitiger SDL-Vorhaltung (PRL und / oder TRL) auf diesen RPU und RPG. Diese Leistung muss auf die präqualifizierte Kapazität für Sekundärregelung in der positiven Richtung begrenzt werden (vgl. Ziff. 14).
----------------------------------	----------	----	--	--

Die Berechnung der P_{sek_max_S} ist in Ziff. 14 beschrieben und beträgt 49 MW.

Hinweis: Die maximale Leistung bezieht sich auf die präqualifizierte Leistung für Sekundärregelung in positiver Richtung und nicht das technische Maximum der TE.

P_{sek_min_S} SDV	aFRR-RPP	MW	Positive oder negative reelle Zahl (vgl. Abbildung 24, Abbildung 25, Abbildung 26)	Aggregierte maximale Leistung, die für negative SRL bereitgestellt werden kann, aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG zuzüglich anderweitiger SDL-Vorhaltung (PRL und / oder TRL) auf diesen RPU und RPG. Diese Leistung muss auf die präqualifizierte Kapazität für Sekundärregelung in der negativen Richtung begrenzt werden (vgl. Ziff. 14).
----------------------------------	----------	----	--	--

Die Berechnung der P_{sek_min_S} ist in Ziff. 14 beschrieben und beträgt 22 MW.

Hinweis: Die minimale Leistung bezieht sich auf die präqualifizierte Leistung für Sekundärregelung in negativer Richtung und nicht auf das technische Minimum der TE.

11.1.4. Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für TRL

Tabelle 6 beschreibt die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten, die seitens der SDV für die Teilnahme an der TRL erforderlich sind. Weitere Informationen zur Berechnung der folgenden Signale sind in Ziff. 14 aufgeführt.

Tabelle 6: Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für die Teilnahme an TRL

Signal Name	Datenaggregation	Einheit	Zahl	Beschreibung
P_{ter_ist_RPU_SDV} und / oder P_{ter_ist_RPG_SDV}	RPU (nur einzelne) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Aktuelle Wirkleistung, d.h. die. Pist aus Tabelle 1, jeder zu diesem Zeitpunkt an der TRL beteiligten RPU und RPG.

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$P_{ter_ist_A_S} = P_{ter_ist_}(TE1+TE2) = 3+0 = 3 \text{ MW und}$$

$$P_{ter_ist_G_S} = P_{ter_ist_}(TE4+TE5+TE7+TE8) = 18+10+10+0= 38 \text{ MW}$$

Hinweis: Obwohl TE8 eine aktuelle Leistung von 1 MW hat, ist sie für TRL zu diesem Zeitpunkt inaktiv und wird sie daher als 0 MW berücksichtigt.

P_{ter_ist_SDV}	mFRR und RR-RPP	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Aggregierte aktuelle Wirkleistung aller zu diesem Zeitpunkt an der TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.
--------------------------------	-----------------	----	--	--

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$P_{ter_ist_S} = P_{ter_ist_A_S} + P_{ter_ist_G_S} = 3+38 = 41 \text{ MW (vgl. obige Beschreibung von P}_{ter_ist_RPU_SDV} \text{ und / oder P}_{ter_ist_RPG_SDV} \text{).}$$

P_{ter_up_SDV}	mFRR und RR-RPP	MW	Positive reelle Zahl (vgl. Abbildung 27, Abbildung 28, Abbildung 29)	Aggregierte maximale Leistungsänderung, die für positive TRL bereitgestellt werden kann, aller zu diesem Zeitpunkt an der TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG abzüglich anderweitiger SDL-Vorhaltung (PRL und / oder SRL) (vgl. Ziff. 14).
-------------------------------	-----------------	----	--	---

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

Die Berechnung der P_{ter_up_S} ist in Ziff. 14 beschrieben und beträgt 26 MW.

P_{ter_down_SDV}	mFRR und RR-RPP	MW	Positive reelle Zahl (vgl. Abbildung 27, Abbildung 29)	Aggregierte maximale Leistungsänderung, die für negative TRL bereitgestellt werden kann, aller zu diesem Zeitpunkt an der TRL
---------------------------------	-----------------	----	--	---

28, Abbildung 29)	beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG abzüglich anderweitiger SDL-Vorhaltung (PRL und / oder SRL) (vgl. Ziff. 14).
-------------------	---

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

Die Berechnung der $P_{\text{ter_down_S}}$ ist in Ziff. 14 beschrieben und beträgt 26 MW.

11.1.5. Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring-Daten für Spannungshaltung

1. Als Vorzeichenkonvention ist dabei das Verbraucherzählpfeilsystem anzuwenden:
2. $Q < 0$, negativer Wert: Lieferung induktiver Blindleistung an das Übertragungsnetz führt zu einer Erhöhung der Spannung am Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt; Verhalten wie Kapazität
3. $Q > 0$, positiver Wert: Bezug induktiver Blindleistung aus dem Übertragungsnetz führt zu einer Absenkung der Spannung am Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt; Verhalten wie Induktivität
4. Alle Teilnehmer der aktiven Spannungshaltung müssen mindestens die Werte für «P_{Spann_ist}», «Q_{Spann_ist}», «Q_{Spann_min}», «Q_{Spann_max}» und «U_{Spann_ist}» pro Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt liefern.
5. Alle Teilnehmer der halbaktiven Spannungshaltung müssen mindestens die Werte für «P_{Spann_ist}», «Q_{Spann_ist}» und «U_{Spann_ist}» pro Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt liefern.
6. Sind mehrere Spannungsmessungen am Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt vorhanden, ist von der SDV sicherzustellen, dass immer die Spannung als Referenzspannung übertragen wird, welche von der SDV als Ist-Wert für die Spannungshaltung verwendet wird. Zu gewährleisten ist auch, dass die Referenzspannung ebenfalls im Abrechnungsprozess verwendet wird.
7. Nehmen mehrere SDV auf der gleichen Spannungsebene im gleichen Unterwerk an der Spannungshaltung teil, ist sicherzustellen, dass alle SDV die gleiche Referenzspannung für die Spannungshaltung verwenden.
8. Der Einfachheit halber kann für das Online-Monitoring bei den Werten für «P_{Spann_ist}», «Q_{Spann_ist}», «Q_{Spann_min}» und «Q_{Spann_max}» auf die Umrechnung auf die Oberspannungsseite des Trafos verzichtet werden. Es genügt die Bildung der Summe aus den Einzelwerten aller an der Spannungshaltung beteiligten Anlagen.
9. Besteht das Kraftwerk bzw. aktive VNB, BSYB oder KAB aus mehreren individuell ans Netz zuschaltbaren TE, ergeben sich die minimale und die maximale Blindleistung als Summe der Minima und Maxima jener TE, die ans Netz geschaltet (synchronisiert) sind.
10. «Q_{Spann_min}» und «Q_{Spann_max}» sind dynamische Messwerte und abhängig vom aktuellen Arbeitspunkt.
11. Im Rahmen des Online-Monitorings sind «Q_{Spann_min}» und «Q_{Spann_max}» in einer qualitativ ausreichenden Genauigkeit zu liefern. Sie dienen zur Ermittlung von Blindleistungsreserven, falls Teillast gefahren wird. Die zu liefernden Messdaten sollen unter Berücksichtigung der technischen Limite der TE (z.B. thermische Generatorlimite etc.).

12. Bezüglich Blindleistung müssen sich alle gelieferten Werte einheitlich auf die gleiche Seite des Transformators beziehen. In der Dokumentation muss ersichtlich sein, auf welche Seite des Trafos sich die Blindleistungswerte beziehen.
13. Verfügt die SDV nicht über eine Messung der Oberspannungsseite des Kuppeltransformators zum Übertragungsnetz, muss die Lieferung dieses Messwertes mit dem Eigentümer der Messstelle mit Hilfe eines Service Level Agreement (SLA) vereinbart werden.
14. Das Signal Bitspann_RPU_GenNummer_SDV ist nur für Kraftwerke mit abgeschlossenem Phasenschiebervertrag obligatorisch.

11.1.5.1. Aktive Knoten

11.1.5.1.1. KWB

Die Bezeichnung «XXXX» in Tabelle 7 steht für den Namen des Ein- bzw. Ausspeisepunkts.

Tabelle 7: Aktive Knoten KWB

Signal Name	Daten- aggregat	Einheit	Zahl	Beschreibung
P_{Spann_ist_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	MW	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Summierte momentane Wirkleistung aller an der aktiven Spannungshaltung beteiligten TE oder alle mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
Q_{Spann_ist_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	Mvar	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Summierte momentane Blindleistung aller an der aktiven Spannungshaltung beteiligten TE oder alle mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
Q_{Spann_min_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	Mvar	Negative reelle Zahl	Minimal mögliche Blindleistung aller an der aktiven Spannungshaltung beteiligten TE oder alle mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.

Q_{Spann_max_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	Mvar	Positive reelle Zahl	Maximal mögliche Blindleistung aller an der aktiven Spannungshaltung beteiligten TE oder alle mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
U_{Spann_ist_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	kV	Positive reelle Zahl	Aktuelle gemessene Spannung welche für die aktive Spannungshaltung an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt verwendet wird.

Es ist zu beachten, dass das Signal der Lauflampe auch an Swissgrid zu senden ist. Dieses Signal zeigt, ob ein Kraftwerk am Netz ist: (1 = am Netz, 0 = nicht am Netz). Diese Information ist jedoch nicht Bestandteil der SDL Monitoring-Data.

Tabelle 8: Aktive Knoten, Phasenschieber

Signal Name	Daten-aggregat	Einheit	Zahl	Beschreibung
Bitspann_RPU_Gen-Nummer_SDV	TE	-	Binär 0 oder 1	Signalisiert, ob der Generator für den Phasenschieberbetrieb zur Verfügung steht.

11.1.5.1.2. VNB, BSYB und KAB

Die Bezeichnung «XXXX» in Tabelle 9 steht für den Namen des Ein- bzw. Ausspeisepunktes. Im Fall von mehreren Verteilnetzen oder einer Kombination von Verteilnetz und Kraftwerk am gleichen Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt, muss die Namensgebung vorgängig abgestimmt werden.

Tabelle 9: Aktiven Knoten VNB, BSYB und KAB

Signal Name	Daten-aggregat	Einheit	Zahl	Beschreibung
P_{Spann_ist_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	MW	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Summierte momentane Wirkleistung aller an der aktiven Spannungshaltung mit allen am ÜN verbundenen

				Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
Q_{Spann_ist_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	Mvar	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Summierte momentane Blindleistung aller an der aktiven Spannungshaltung mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
Q_{Spann_min_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	Mvar	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Minimal mögliche Blindleistung aller an der aktiven Spannungshaltung beteiligten TE oder alle mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
Q_{Spann_max_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	Mvar	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Maximal mögliche Blindleistung aller an der aktiven Spannungshaltung beteiligten TE oder alle mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
U_{Spann_ist_XXXX_SDV}	Ein- bzw. Ausspeisepunkt	kV	Positive reelle Zahl	Aktuelle gemessene Spannung, welche für die aktive Spannungshaltung an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt verwendet wird.

11.1.5.2. Halbaktive Knoten

11.1.5.2.1. VNB, BSYB und KAB

Die Bezeichnung «XXXX» in Tabelle 10 steht für den Namen des Ein- beziehungsweise Ausspeisepunktes. Im Fall von mehreren Verteilnetzen oder einer Kombination von Verteilnetz und Kraftwerk am gleichen Ein- beziehungsweise Ausspeisepunkt, muss die Namensgebung vorgängig abgestimmt werden.

Tabelle 10: Halbaktive Knoten VNB

Signal Name	Daten- aggregat	Einheit	Zahl	Beschreibung
$P_{\text{Spann_ist_XXXX_SDV}}$	Ein- bzw. Aus-spei-sepunkt	MW	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Summierte momentane Wirkleistung aller an der halbaktiven Spannungshaltung mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
$Q_{\text{Spann_ist_XXXX_SDV}}$	Ein- bzw. Aus-spei-sepunkt	Mvar	Positive (für Verbrauch) oder negative (für Produktion) reelle Zahl	Summierte momentane Blindleistung aller an der halbaktiven Spannungshaltung mit allen am ÜN verbundenen Transformatoren an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt.
$U_{\text{Spann_ist_XXXX_SDV}}$	Ein- bzw. Aus-spei-sepunkt	kV	Positive reelle Zahl	Aktuelle gemessene Spannung welche für die halbaktiven Spannungshaltung an diesem Ein- bzw. Ausspeisepunkt verwendet wird.

11.2. Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten

Die Offline-Analysedaten dienen zur Kontrolle der Leistungserbringung gemäss der Anforderung durch Swissgrid. Dabei handelt es sich u.a. um folgende Beispiele:

1. Die Leistungsvorhaltung kann aufgrund von nicht übertragenen und / oder fehlerhaft übertragenen Online-Daten nicht abschliessend bewertet werden. Die SDV ist unabhängig von der Art der Datenspeicherung für die Verfügbarkeit der Daten verantwortlich.
2. Eine Offline-Analyse ist erforderlich, um die Bereitstellung eines bestimmten Produkts durch eine SDV in einem bestimmten Zeitraum zu bewerten.

Während der Überprüfung der SDL-Erbringung erstellt Swissgrid pro SDL-Produkt einen Bericht über die vertragsgemässe Erbringung und verteilt diesen entsprechend. Die Daten werden vertraulich behandelt und dienen zur Verbesserung der SDL-Erbringung.

Falls eine Nichtkonformität festgestellt wird, werden die Resultate mit der SDV besprochen und die Gründe analysiert. Gemeinsam werden entsprechende Verbesserungsmaßnahmen erarbeitet.

11.2.1. Allgemeine Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten

Tabelle 11: Allgemeine Anforderungen an Offline-Daten

Signalname	Beschreibung	Erläuterungen
------------	--------------	---------------

Aufbewahrungspflicht	1 Monat über das Ende des Ausschreibungszeitraums hinaus.	Aufzeichnungszeitraum von 38 Tagen bei wöchentlichen Produkten
Lieferfrist	Müssen innerhalb von 5 Arbeitstagen nach Anforderung bei Swissgrid vorliegen.	
Datenformat	Daten sind in elektronischer Form (veröffentlicht unter <u>Präqualifikation</u>) an Swissgrid zu liefern. Jede Datenreihe ist mit einem Zeitstempel zu versehen.	Zuordnung der gelieferten Daten

11.2.2. Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von FCR

Zum Nachweis der Lieferung von Primärregelenergie muss die SDV die folgenden Datenreihen für jede TE, RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG archivieren.

Tabelle 12: Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von FCR

Signal Name	Datenaggregat	Einheit	Auflösung	Zahl	Beschreibung
Status (On / Off)	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	-	1Sek.	Binär 0 oder 1	Bezeichnung, ob die TE bzw. RPU oder RPG zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung aktiv oder inaktiv ist. «Aktiv» wird mit 1, «Inaktiv» mit 0 bezeichnet.

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

Status_TE1=1, Status_TE2=0, Status_TE4=1, Status_TE5=1, Status_TE8=0
Status_A=1, Status_G= 1

Hinweise:

- TE3, TE6 und TE7, die nicht für Primärregelung präqualifiziert sind, sind in den Signalen nicht berücksichtigt.
- Falls zumindest eine der TE innerhalb einer RPU oder RPG aktiv ist, bedeutet dies, dass die RPU oder RPG aktiv ist.

F_{netz}	TE	Hz	1 Sek.	Positive reelle Zahl	Lokale Frequenzmessung gemäss Ziff. 6.3.3
-------------------------	----	----	--------	----------------------	---

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

Fnetz_TE1=49.998 Hz, Fnetz_TE2=-, Fnetz_TE4=49.997 Hz, Fnetz_TE5=49.998 Hz, Fnetz_TE8=-

P_{ist}	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	1 Sek.	Positive (für Pro- duktion) oder nega- tive (für Verbrauch) reelle Zahl	Aktuelle Wirkleistung jeder zu diesem Zeit- punkt an der Primär- regelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG.
------------------------	---	----	--------	---	--

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$P_{ist_TE1} = 3 \text{ MW}$, $P_{ist_TE2} = 0$, $P_{ist_TE4} = 18 \text{ MW}$, $P_{ist_TE5} = 10 \text{ MW}$,

$P_{ist_TE8}=0$

$P_{ist_A} = P_{ist} (TE1+TE2) = 3+0= 3 \text{ MW}$ und

$P_{ist_G} = P_{ist} (TE4+TE5+TE8) = 18+10+0 = 28 \text{ MW}$

Hinweis: Obwohl TE8 eine aktuelle Leistung von 1 MW hat, ist sie zu diesem Zeitpunkt an Primärregelung inaktiv und wird daher als 0 MW berücksichtigt.

P_{sollwert}	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	1 Sek.	Positive (für Erzeu- gung) oder negative (für Ver- brauch) re- elle Zahl	Vorgesehener Ar- beitspunkt jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG ein- schliesslich der ge- planten Produktion / Verbrauch im Strom- handel, der zu die- sem Zeitpunkt akti- vierten mFRR und / oder RR und dem empfangenen Sekun- därregelsignal (vgl. Formel (23)).
SoC (nur für LER)	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	%	1Sek	Positive re- elle Zahl	Ladezustand jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG, die LER ist.
Stellglied (optional)	TE	%	1 Sek.	Positive re- elle Zahl	Sollwertvorgabe für TE, beispielsweise Öffnung von Düsen, Leitapparat

Statik s	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	%	10 Sek.	Positive reelle Zahl	Statik jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. auch Ziff. 6.1).
-----------------	--	---	---------	----------------------	--

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

Statik _TE1 = 4 %, Statik _TE2=0, Statik _TE4 = 3.2%, Statik _TE5 = 3.2%,

Statik _TE8 = 0

Statik _A = 4 %, Statik _G= 3,2 %

Nennleistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Einmalig	Positive reelle Zahl	Nominale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. Pn aus der Tabelle 1).
Maximale Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Einmalig	Positive reelle Zahl	Maximale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. Pmax aus der Tabelle 1).
Minimale Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Einmalig	Positive reelle Zahl	Minimale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. Pmin aus der Tabelle 1).
Zugesprochene Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Einmalig	Positive reelle Zahl	Zugesprochene Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Primärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. Tabelle 2).

Weitere Hinweise zu Tabelle 12:

Bei der Messung der Netzfrequenzen ist zu beachten, dass die gemessene Netzfrequenz mit der Messung der Wirkleistung synchronisiert ist (Zeitstempel kommt aus der gleichen Quelle). Die Netzfrequenz wird verwendet, um die Dynamik der Primärregelenergie zu beurteilen und Messungen aus verschiedenen Quellen zeitlich synchronisieren zu können.

11.2.3. Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von aFRR

Zum Nachweis der Lieferung von Sekundärregelenergie muss die SDV die Datenreihen aus dem Online-Monitoring für jede TE, RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG mit einer Auflösung von 2 Sekunden gemäss Ziff. 11.1.3 archivieren. Zusätzlich sind folgende Signale bereitzustellen:

Tabelle 13: Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von aFRR (zusätzlich zu Tabelle 5)

Signal Name	Datenaggregation	Einheit	Zahl	Beschreibung
Psek^y	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Sekundärregelsignal, das jede zu diesem Zeitpunkt an der Sekundärregelung beteiligte TE bzw. RPU oder RPG empfängt.
Nennleistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Nominale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Sekundärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. P _n aus Tabelle 1).
Maximale Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Maximale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Sekundärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. P _{max} aus Tabelle 1).
Minimale Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Minimale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Sekundärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. P _{min} aus Tabelle 1).
Zugesprochene Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Zugesprochene Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Sekundärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. Tabelle 2).

11.2.4. Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von mFRR und / oder RR

Zum Nachweis der Lieferung von Tertiärregelenergie muss die SDV die Datenreihen aus dem Online-Monitoring für jede TE, RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG mit einer Auflösung von 2 Sekunden gemäss Ziff. 11.1.4 archivieren. Zusätzlich sind folgende Signale bereitzustellen:

Tabella 14: Anforderungen an die Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten für die Erbringung von mFRR und / oder RR (zusätzlich zu Tabelle 6)

Signal Name	Datenaggregation	Einheit	Zahl	Beschreibung
p_t^{AP}	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Vorgesehener Arbeitspunkt jeder zu diesem Zeitpunkt an der Tertiärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG einschliesslich der geplanten Produktion / Verbrauch im Stromhandel.
Nennleistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Nominale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Tertiärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. P_n aus Tabelle 1).
Maximale Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Maximale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Tertiärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. P_{max} aus Tabelle 1).
Minimale Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Minimale Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Tertiärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. P_{min} aus Tabelle 1).
Zugesprochene Leistung	TE und RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) und RPG	MW	Positive reelle Zahl	Zugesprochene Leistung jeder zu diesem Zeitpunkt an der Tertiärregelung beteiligten TE bzw. RPU oder RPG (vgl. Tabelle 2).

12. Verfahren aufgrund von Änderungen der Präqualifikationsbedingungen

Verändern sich Präqualifikationsbedingungen materiell, wird Swissgrid eine präqualifizierte SDV über die jeweiligen Änderungen schriftlich informieren und eine Anzeigefrist setzen, innerhalb der die SDV einen neuen Antrag inklusive der dazugehörigen Präqualifikationsunterlagen gemäss der geänderten Präqualifikationsbedingungen einzureichen hat.

Weist die SDV innerhalb dieser gesetzten Frist und gemäss dem in Ziff. 5 beschriebenen Prozess nach, dass sie die geänderten Präqualifikationsbedingungen erfüllt, ist keine erneute Präqualifikation erforderlich.

Die Anzeigefrist hat grundsätzlich 6 (sechs) Monate zum Ende eines Monats zu betragen. Sie kann jedoch in den folgenden Fällen verkürzt werden:

1. Aus Gründen der Systemsicherheit oder anderen zwingenden Erfordernissen; oder
2. wenn alle präqualifizierten SDV sowie alle Unternehmen, die bereits einen entsprechenden Antrag inklusive der dazu gehörigen Präqualifikationsunterlagen gestellt haben, mit der Änderung einverstanden sind.

Davon abhängig, ob eine erneute Präqualifikation erforderlich ist, wird ein neues Testat ausgestellt (nach erfolgreicher Präqualifikation) oder der ursprünglicher Gültigkeitsraum beibehalten (im Fall die SDV bereits konform ist).

Die Kosten einer Überprüfung der geänderten Präqualifikationskriterien trägt Swissgrid, in Höhe von je einem Fünftel für jedes Jahr, für welches das ursprüngliche Testat noch Gültigkeit gehabt hätte. Dies gilt jedoch nur, sofern eine entsprechende Prüfung zeitlich nicht mit dem Ablauf der regulären Gültigkeit des Testats zusammenfallen sollte oder es sich nicht um Änderungen aufgrund von gesetzlichen oder regulatorischen Vorgaben handelt. Die SDV wird Swissgrid eine detaillierte und nachvollziehbare Aufstellung der Kosten in Form eines Kostenvoranschlages einreichen, den Swissgrid anschliessend akzeptiert oder von der ECom genehmigen lassen kann.

13. Beilage 1: Referenzfall der Primärregelung

Bedingt durch die Statik ist eine ausreichende Beteiligung der TE an der Primärregelung, selbst bei genügend Reserve, nicht immer gewährleistet.

Beispiel

Die Primärregelung wird aus einem RPP bestehend aus zwei Generatoren erbracht. Die notwendige PRL beträgt in beiden Szenarien 30 MW. SG1 und SG2 bezeichnen die Statik der Generatoren im RPP. Der Referenzfall, d.h. eine Frequenzabweichung von ± 200 mHz, verlangt eine vollständige Bereitstellung der kontrahierten PRL.

In Szenario 1 beteiligen sich die Generatoren gemäss ihrer Statik korrekt an der Primärregelung. Die geforderten 30 MW werden anteilig durch beide Generatoren bereitgestellt.

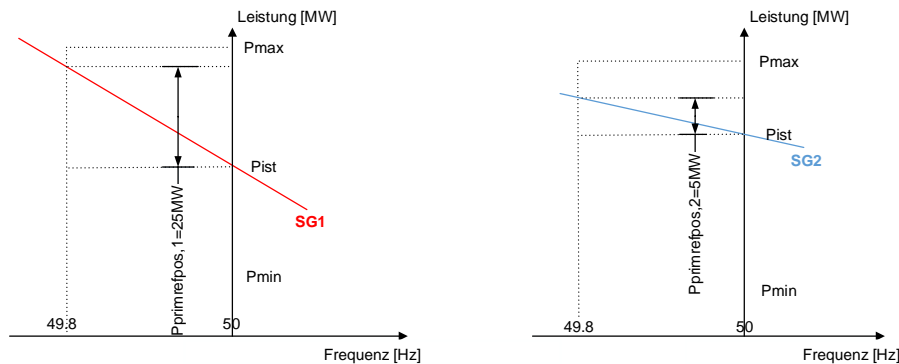


Abbildung 21: Berechnung der Primärregelsignale - Szenario 1

Ist die Statik der Generatoren nicht korrekt eingestellt bzw. die PRL den im RPP vorhandenen Generatoren nicht korrekt zugeteilt, wird unter Umständen nicht ausreichend PRL im Referenzfall aktiviert. Obwohl im RPP ausreichend Reserve vorhanden ist (hier 30 MW), kann Generator 1 aufgrund der technischen Grenzwerte nicht mehr als 5 MW zusätzliche Leistung erbringen. Der zweite Generator ist aufgrund seiner Statik nicht in der Lage, die Reserve zu übernehmen. Somit steht im Referenzfall nur 10 MW positive PRL zur Verfügung (Szenario 2).

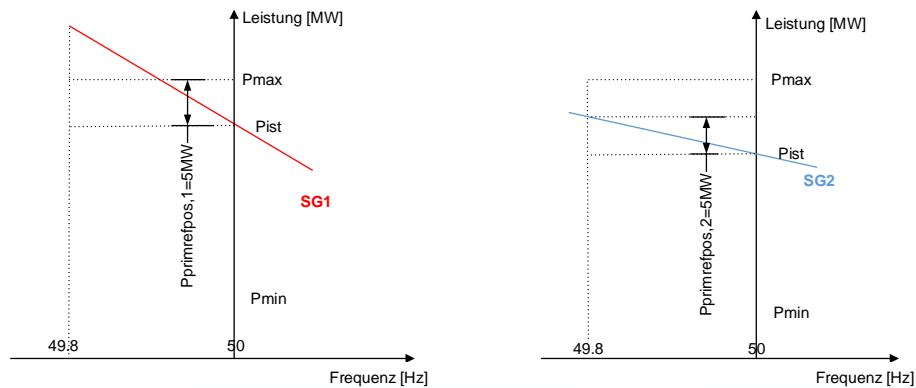


Abbildung 22: Berechnung der Primärregelsignale - Szenario 2

Signalberechnung:

Die positive gesamte PRL «Ppri_refpos» bildet die Summe aller an der Primärregelung beteiligten Generatoren des Pools ab.

$$P_{\text{pri_refpos}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{pri_refpos},i} \quad (18)$$

Das «Ppri_refpos»-Signal wird wie folgt berechnet:

$$P_{\text{pri_refpos},i} = \begin{cases} \frac{P_{n,i} \cdot 0.20}{S_i \cdot 50}, & \frac{P_{n,i} \cdot 0.20}{S_i \cdot 50} < P_{\text{max},i} - P_{\text{ist},i} \\ P_{\text{max},i} - P_{\text{ist},i}, & \frac{P_{n,i} \cdot 0.20}{S_i \cdot 50} \geq P_{\text{max},i} - P_{\text{ist},i} \end{cases} \quad (19)$$

Die Differenz zwischen $P_{\text{max},i}$ und $P_{\text{ist},i}$ ist die mögliche Leistungsänderung zwischen dem aktuellen Arbeitspunkt des Generators und dem technischen oberen Limit. Sofern diese Differenz grösser ist als die gemäss Statik S_i des Generators aktivierte PRL im Referenzfall, wird eine ausreichende PRL im Referenzfall garantiert. Wenn die Differenz kleiner ist, kann die nötige PRL nicht abgerufen werden, da die maximale Leistung des Generators überschritten würde. In diesem Fall ist das «Ppri_refpos, i »-Signal auf die verfügbare Leistungsänderung beschränkt. Die gesamte PRL im Referenzfall kann aus technischen Gründen nicht mehr aktiviert werden.

Negative gesamte PRL «Ppri_refneg» berechnet sich analog zu «Ppri_refpos»:

$$P_{\text{pri_refneg}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{pri_refneg},i} \quad (20)$$

Das «Ppri_refneg»-Signal wird wie folgt berechnet:

$$P_{\text{pri_refneg},i} = \begin{cases} \frac{P_{n,i} \cdot 0.20}{S_i \cdot 50}, & \frac{P_{n,i} \cdot 0.20}{S_i \cdot 50} < P_{\text{ist},i} - P_{\text{min},i} \\ P_{\text{ist},i} - P_{\text{min},i}, & \frac{P_{n,i} \cdot 0.20}{S_i \cdot 50} \geq P_{\text{ist},i} - P_{\text{min},i} \end{cases} \quad (21)$$

Die Differenz zwischen $P_{\text{ist},j}$ und $P_{\text{min},j}$ ist die mögliche Leistungsänderung zwischen dem aktuellen Arbeitspunkt des Generators und seinem technischen unteren Limit. Sofern diese Differenz grösser ist als die gemäss Statik S_i des Generators aktivierte PRL im Referenzfall, wird eine ausreichende PRL im Referenzfall garantiert. Wenn die Differenz kleiner ist, kann die nötige PRL nicht abgerufen werden, da die minimale Leistung des Generators unterschritten würde. In diesem Fall ist das «Ppri_refneg, i »-Signal auf die verfügbare Leistungsänderung beschränkt. Die gesamte PRL im Referenzfall kann aus technischen Gründen nicht mehr aktiviert werden.

14. Beilage 2: Übersicht Monitoring Signale

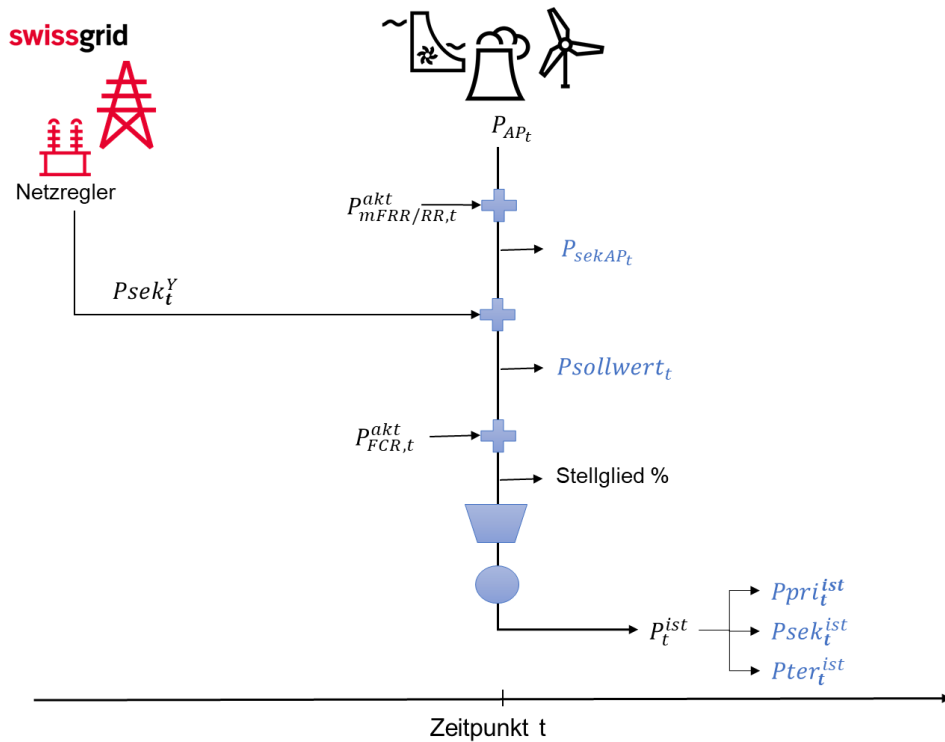


Abbildung 23: Blockdiagramm Monitoring Signale

$$P_{\text{sekAP}_t} = P_{\text{AP}_t} + P_{\text{mFRR/RR},t}^{\text{akt}} \quad (22)$$

$$P_{\text{sollwert}_t} = P_{\text{sekAP}_t} + P_{\text{sek}_t^Y} \quad (23)$$

Tabelle 15: Erklärungen zum Blockdiagramm Monitoring Signale (Abbildung 23)

Signal Name	Datenaggregation	Einheit	Zahl	Beschreibung
P_{AP_t}	RPU (nur einzelne) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Vorgesehener Arbeitspunkt jeder zu diesem Zeitpunkt an RPU und RPG einschliesslich der geplanten Produktion / Verbrauch im Stromhandel.
$P_{\text{mFRR/RR},t}^{\text{akt}}$	RPU (nur einzelne) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Aktivierte mFRR und / oder RR von jeder zu diesem Zeitpunkt beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.
$P_{\text{FCR},t}^{\text{akt}}$	RPU (nur einzelne) und RPG	MW	Positive (für Erzeugung) oder negative (für Verbrauch) reelle Zahl	Aktivierte FCR von jeder zu diesem Zeitpunkt beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.

Für die Berechnung der Signale $P_{\text{sek_max}}$ und $P_{\text{sek_min}}$ wird zwischen den folgenden Fällen unterschieden:

Nur Produktion

$$P_{\text{sek_max}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{SRL}_{\text{band}}^+ \text{RPU/RPG}_i} - \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} - \sum_{i=1}^N P_{\text{TRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} \quad (24)$$

$$P_{\text{sek_min}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{min_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{TRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} \quad (25)$$

Nur Verbrauch

$$P_{\text{sek_max}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{max_RPU/RPG}_i} - \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} - \sum_{i=1}^N P_{\text{TRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} \quad (26)$$

$$P_{\text{sek_min}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{SRL}_{\text{band}}^- \text{RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{TRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} \quad (27)$$

Produktion und Verbrauch

$$P_{\text{sek_max}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{SRL}_{\text{band}}^+ \text{RPU/RPG}_i} - \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} - \sum_{i=1}^N P_{\text{TRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} \quad (28)$$

$$P_{\text{sek_min}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{SRL}_{\text{band}}^- \text{RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{TRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} \quad (29)$$

Für die Berechnung der Signale $P_{\text{ter_up}}$ und $P_{\text{ter_down}}$ wird zwischen den folgenden Fällen unterschieden:

Nur Produktion

$$P_{\text{ter_up}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{max_RPU/RPG}_i} - \left(\sum_{i=1}^N P_{\text{SRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} + P_{\text{ter_ist_SDV}} \right) \quad (30)$$

$$P_{\text{ter_down}} = P_{\text{ter_ist_SDV}} - \left(\sum_{i=1}^N P_{\text{min_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{SRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} \right) \quad (31)$$

Nur Verbrauch

$$P_{\text{ter_up}} = P_{\text{ter_ist_SDV}} - \left(\sum_{i=1}^N P_{\text{min_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{SRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} \right) \quad (32)$$

$$P_{\text{ter_down}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{max_RPU/RPG}_i} - \left(\sum_{i=1}^N P_{\text{SRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + P_{\text{ter_ist_SDV}} \right) \quad (33)$$

Produktion und Verbrauch

$$P_{\text{ter_up}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{max_RPU/RPG}_i} - \left(\sum_{i=1}^N P_{\text{SRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_pos_angebot_RPU/RPG}_i} + P_{\text{ter_ist_SDV}} \right) \quad (34)$$

$$P_{\text{ter_down}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{max_RPU/RPG}_i} - \left(\sum_{i=1}^N P_{\text{SRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + \sum_{i=1}^N P_{\text{PRL_neg_angebot_RPU/RPG}_i} + P_{\text{ter_ist_SDV}} \right) \quad (35)$$

Tabelle 16: Erklärungen für die Berechnung der Signale $P_{sek,max}$, $P_{sek,min}$, $P_{ter,up}$ und $P_{ter,down}$

Signal Name	Datenaggregation	Einheit	Zahl	Beschreibung
$\sum_{i=1}^N P_{SRL_{band}^+_{RPU/RPG_i}}$	aFRR-RPP	MW	Positive reelle Zahl	Aggregierte präqualifizierte Leistung für Sekundärregelung in positiver Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$\sum_{i=1}^N P_{SRL_{band}^+_{RPU/RPG_i}} = P_{SRL_{band}^+_{A}} + P_{SRL_{band}^+_{G}} = 10+18+18+20 = 66 \text{ MW}$$

$\sum_{i=1}^N P_{SRL_{band}^-_{RPU/RPG_i}}$	aFRR-RPP	MW	Negative reelle Zahl	Aggregierte präqualifizierte Leistung für Sekundärregelung in negativer Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.
---	----------	----	-------------------------	---

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$\sum_{i=1}^N P_{SRL_{band}^-_{RPU/RPG_i}} = P_{SRL_{band}^-_{A}} + P_{SRL_{band}^-_{G}} = -10-18-18-20 = -66 \text{ MW}$$

$\sum_{i=1}^N P_{max_RPU/RPG_i}$	aFRR-RPP oder mFRR und RR- RPP	MW	Positive (für Er- zeugung) oder ne- gative (für Ver- brauch) reelle Zahl	Aggregiertes technisches Maximum aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL oder TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.
-----------------------------------	--------------------------------------	----	---	--

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$\sum_{i=1}^N P_{max_RPU/RPG_i} = P_{max_A} + P_{max_G} = 12+20+20+30 = 82 \text{ MW}$$

$\sum_{i=1}^N P_{min_RPU/RPG_i}$	aFRR-RPP oder mFRR und RR- RPP	MW	Positive (für Er- zeugung) oder ne- gative (für Ver- brauch) reelle Zahl	Aggregiertes technisches Minimum aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL oder TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG.
-----------------------------------	--------------------------------------	----	---	--

Aus Referenzbeispiel (vgl. Tabelle 1):

$$\sum_{i=1}^N P_{\min_RPU/RPG_i} = P_{\min_A} + P_{\min_G} = 0+0+0+5 = 5 \text{ MW}$$

$\sum_{i=1}^N P_{PRL_pos_angebot_RPU/RPG_i}$	aFRR-RPP oder mFRR und RR-RPP	MW	Positive ganze Zahl	Aggregierte PRL in positiver Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL oder TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG, die zu diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene PRL abzüglich der aktivierten FCR.
$\sum_{i=1}^N P_{PRL_neg_angebot_RPU/RPG_i}$	aFRR-RPP oder mFRR und RR-RPP	MW	Positive ganze Zahl	Aggregierte PRL in negativer Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL oder TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG, die zu diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene PRL abzüglich der aktivierten FCR.
$\sum_{i=1}^N P_{SRL_pos_angebot_RPU/RPG_i}$	mFRR und RR-RPP	MW	Positive ganze Zahl	Aggregierte SRL in positiver Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG, die zu diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene SRL abzüglich der aktivierten aFRR.
$\sum_{i=1}^N P_{SRL_neg_angebot_RPU/RPG_i}$	mFRR und RR-RPP	MW	Positive ganze Zahl	Aggregierte SRL in negativer Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der TRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG, die zu diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene SRL abzüglich der aktivierten aFRR.
$\sum_{i=1}^N P_{TRL_pos_angebot_RPU/RPG_i}$	aFRR-RPP	MW	Positive ganze Zahl	Aggregierte TRL in positiver Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG, die zu diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene TRL abzüglich der aktivierten mFRR und RR.
$\sum_{i=1}^N P_{TRL_neg_angebot_RPU/RPG_i}$	aFRR-RPP	MW	Positive ganze Zahl	Aggregierte TRL in negativer Richtung aller zu diesem Zeitpunkt an der SRL beteiligten RPU (nur einzelne) und RPG, die zu diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene TRL abzüglich der aktivierten mFRR und RR.

diesem Zeitpunkt vorgehalten sein muss, d.h. die zugesprochene TRL abzüglich der aktivierten mFRR und RR.

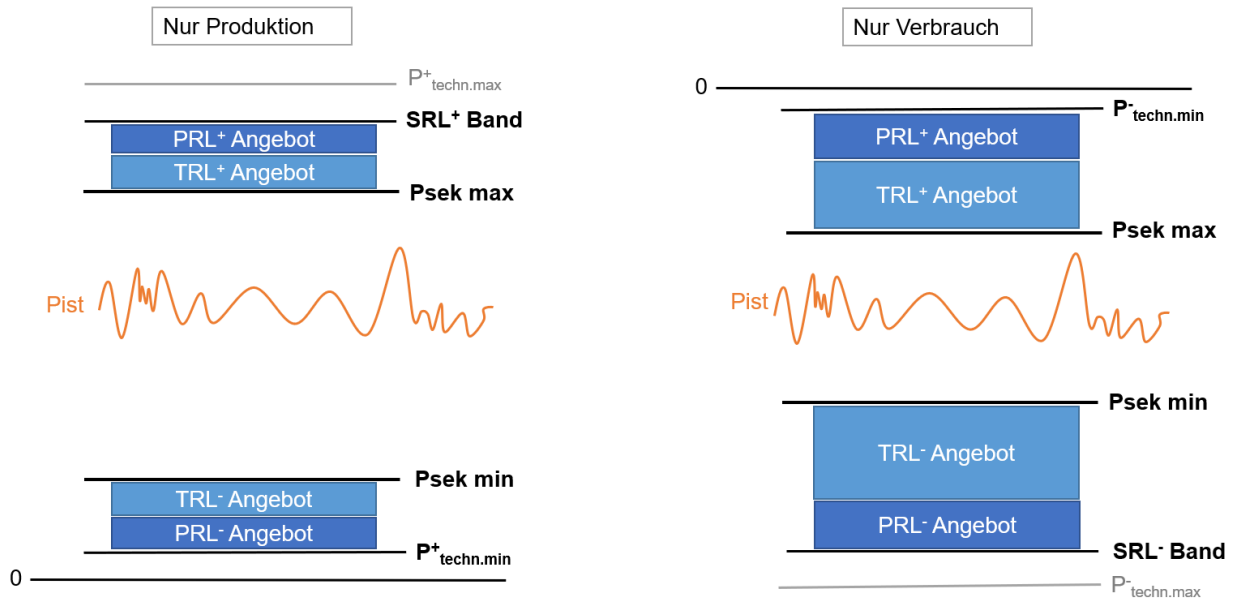


Abbildung 24: Grafische Erklärung für die Berechnung der Signale $P_{\text{sek max}}$ und $P_{\text{sek min}}$ (nur Produktion oder nur Verbrauch)

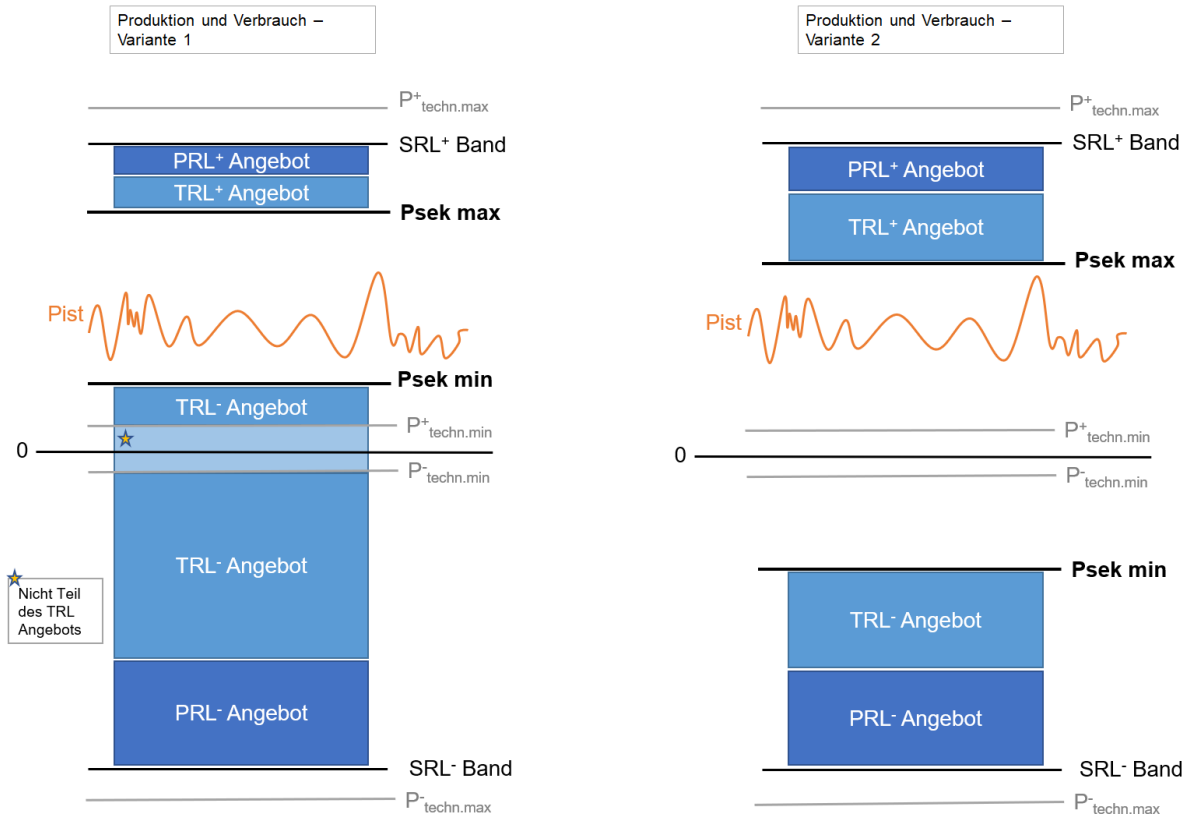


Abbildung 25: Grafische Erklärung für die Berechnung der Signale $P_{\text{sek,max}}$ und $P_{\text{sek,min}}$ (Produktion und Verbrauch)

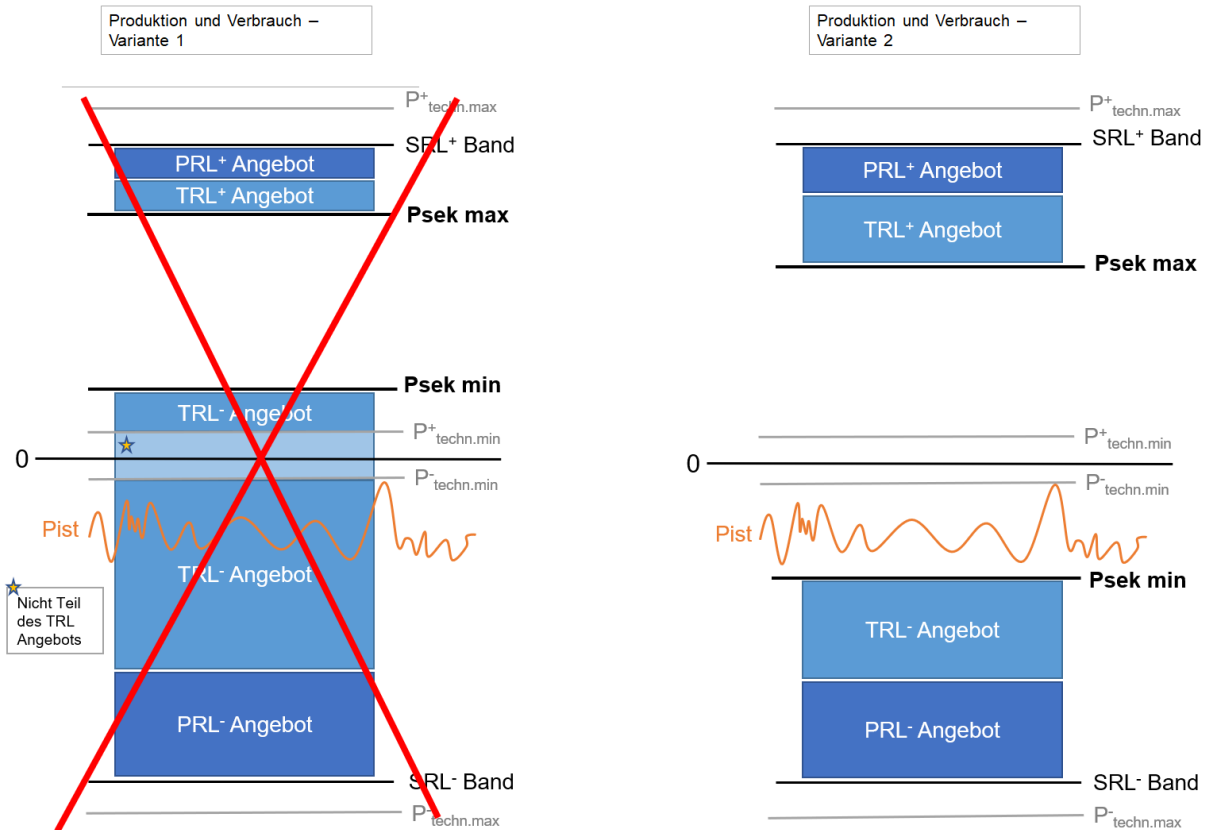


Abbildung 26: Grafische Erklärung für die Berechnung der Signale $P_{\text{sek,max}}$ und $P_{\text{sek,min}}$ (Produktion und Verbrauch)

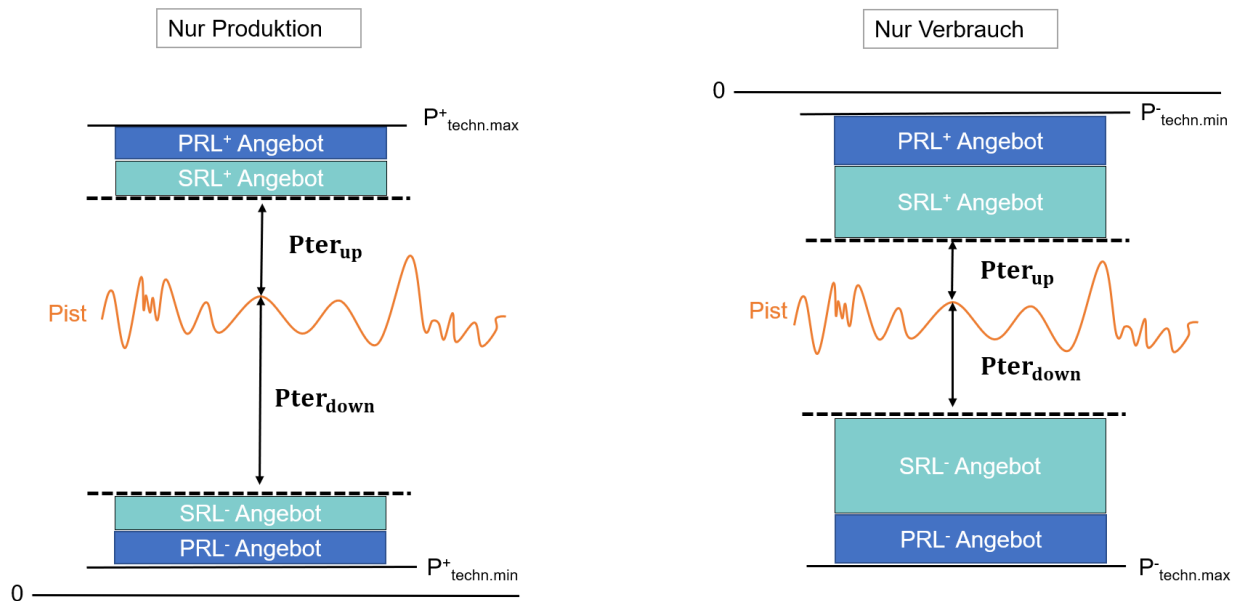


Abbildung 27: Grafische Erklärung für die Berechnung der Signale $P_{ter,up}$ und $P_{ter,down}$ (nur Produktion oder nur Verbrauch)

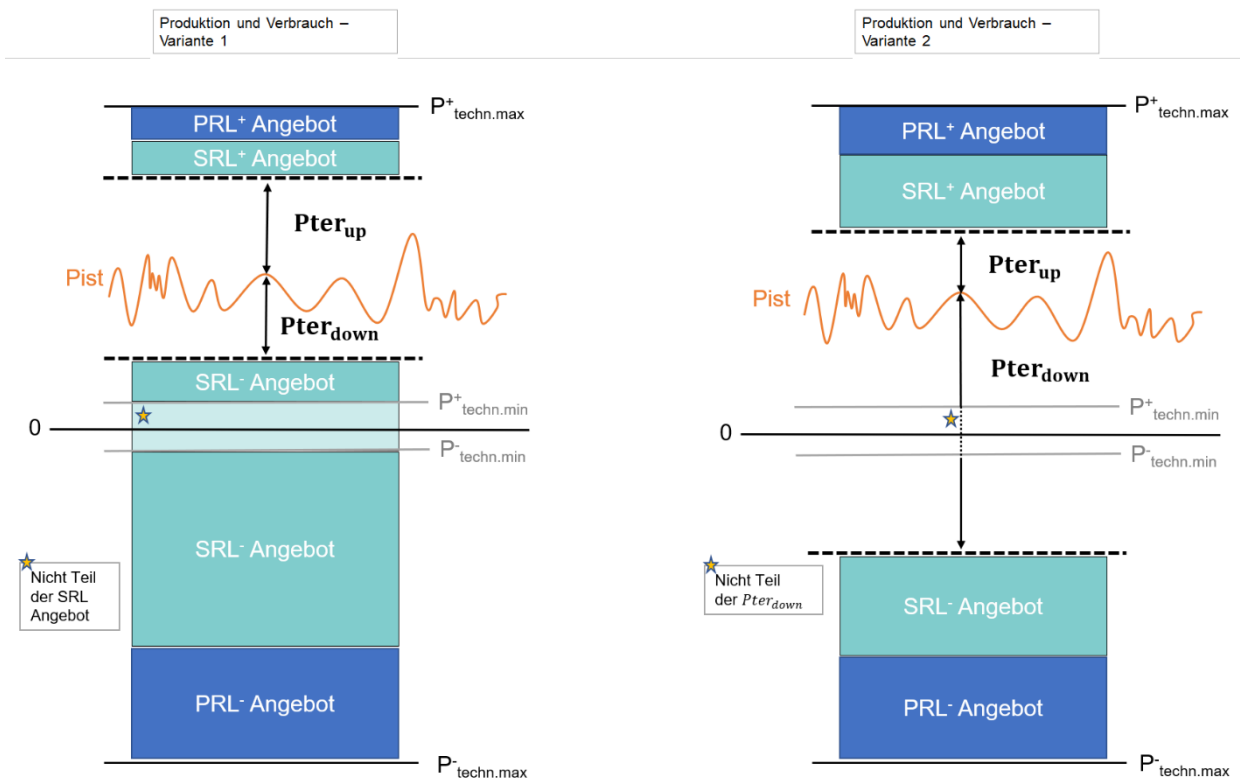


Abbildung 28: Grafische Erklärung für die Berechnung der Signale $P_{ter,up}$ und $P_{ter,down}$ (Produktion und Verbrauch)

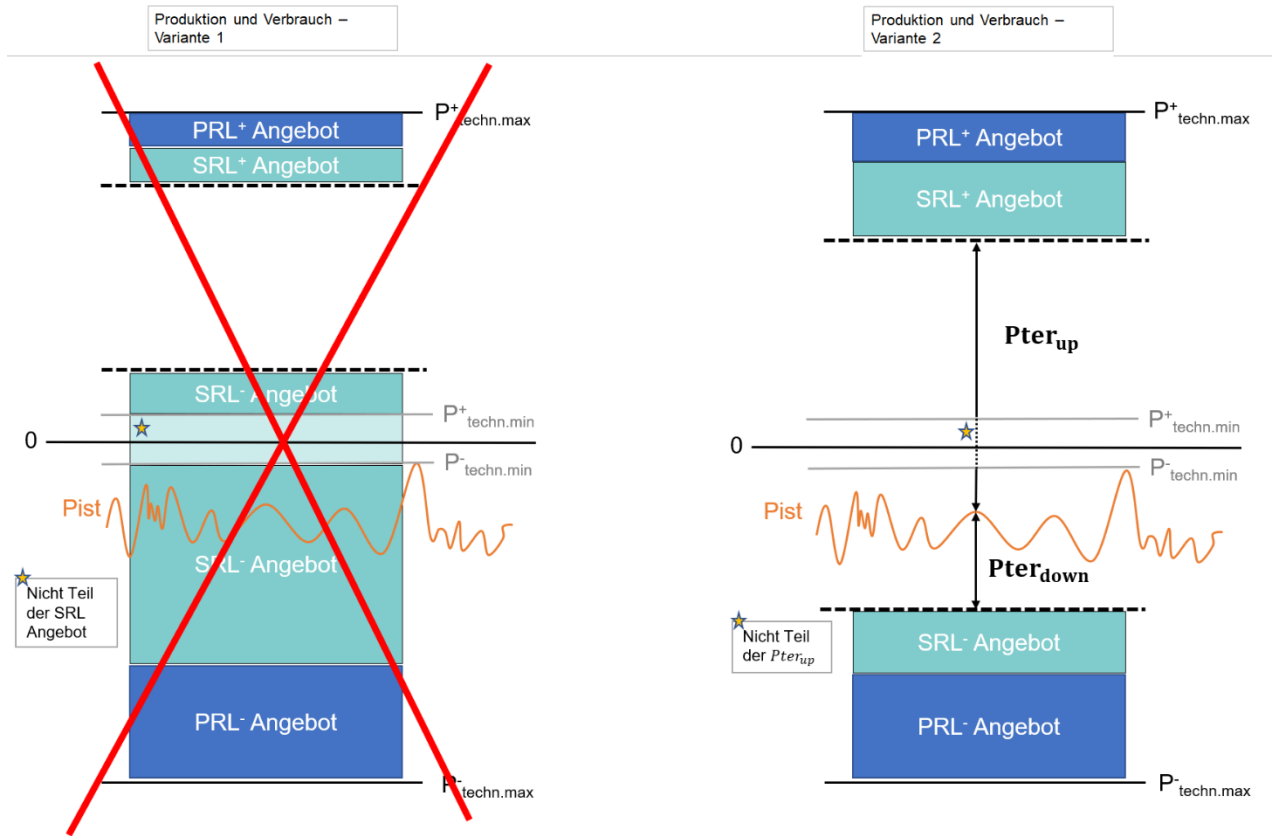


Abbildung 29: Grafische Erklärung für die Berechnung der Signale $P_{ter,up}$ und $P_{ter,down}$ (Produktion und Verbrauch)

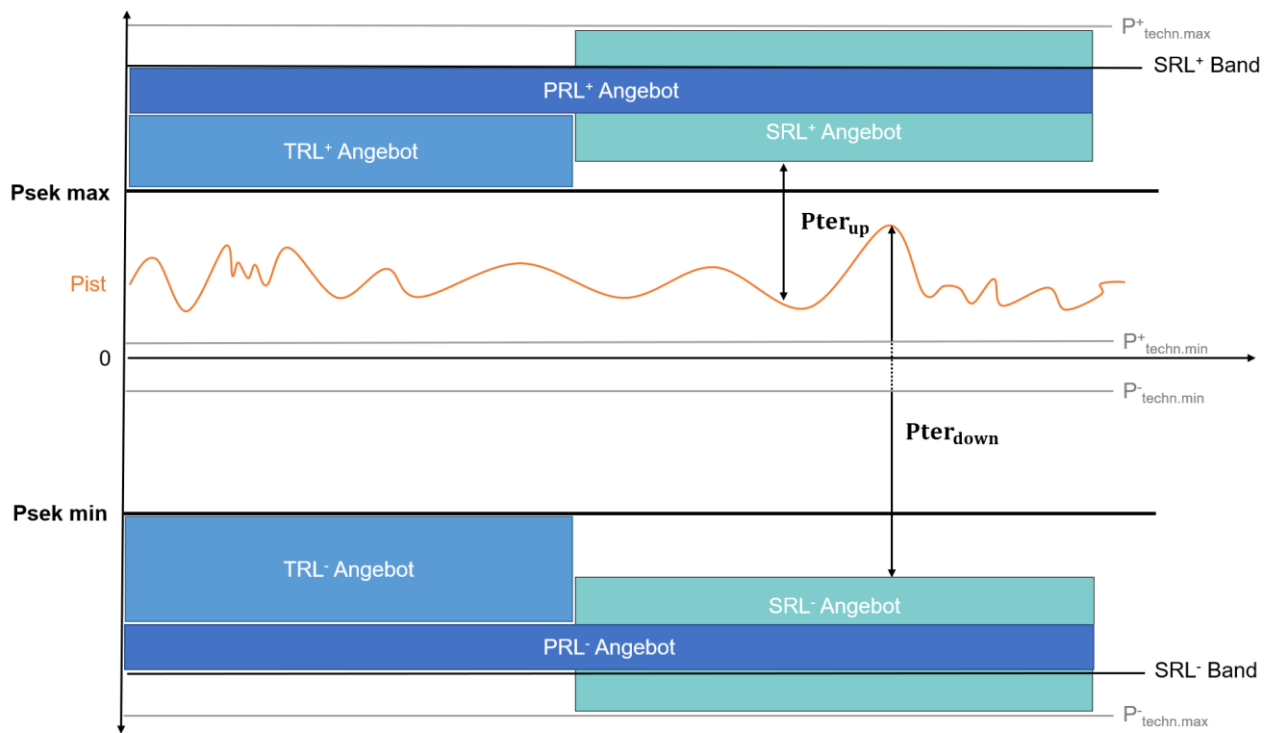
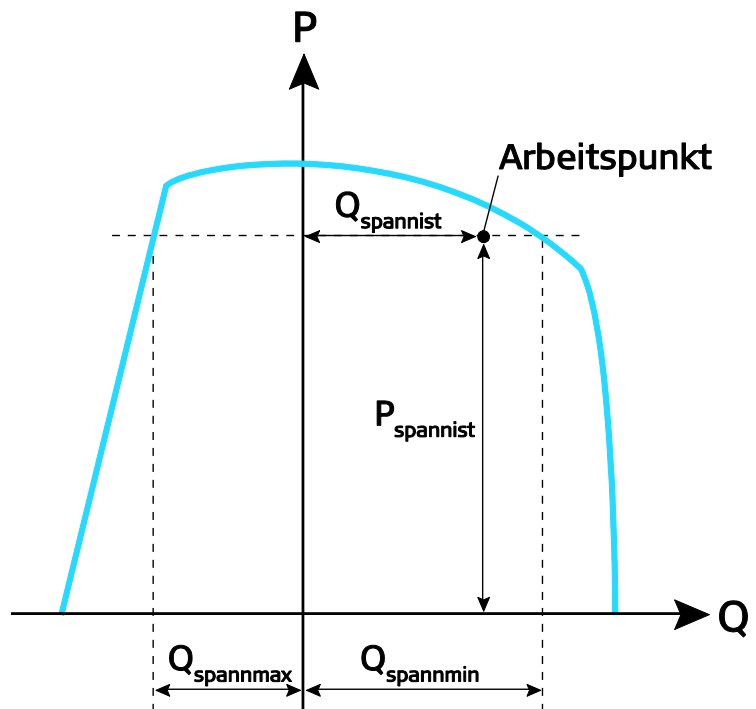


Abbildung 30: Schaubild Monitoring Signale

15. Beilage 3: Signale der Spannungshaltung

Die folgende Grafik zeigt, wie die Signale zur Spannungshaltung gebildet werden.



© 2009 swissgrid ag

Abbildung 31: P-Q Diagramm

16. Beilage 4: Übertragung Online-Monitoring

16.1. Swisscom LAN-Interconnect Service

Für die Übertragung von Online-Monitoring-Daten steht ein Kommunikationsnetzwerk basierend auf einem Swisscom LAN-Interconnect-Netzwerk zur Verfügung. Jeder Partnerin oder jedem Partner, die oder der Online-Monitoring-Daten zu liefern hat, wird folgende Lösung für die Kommunikationsanbindung empfohlen.

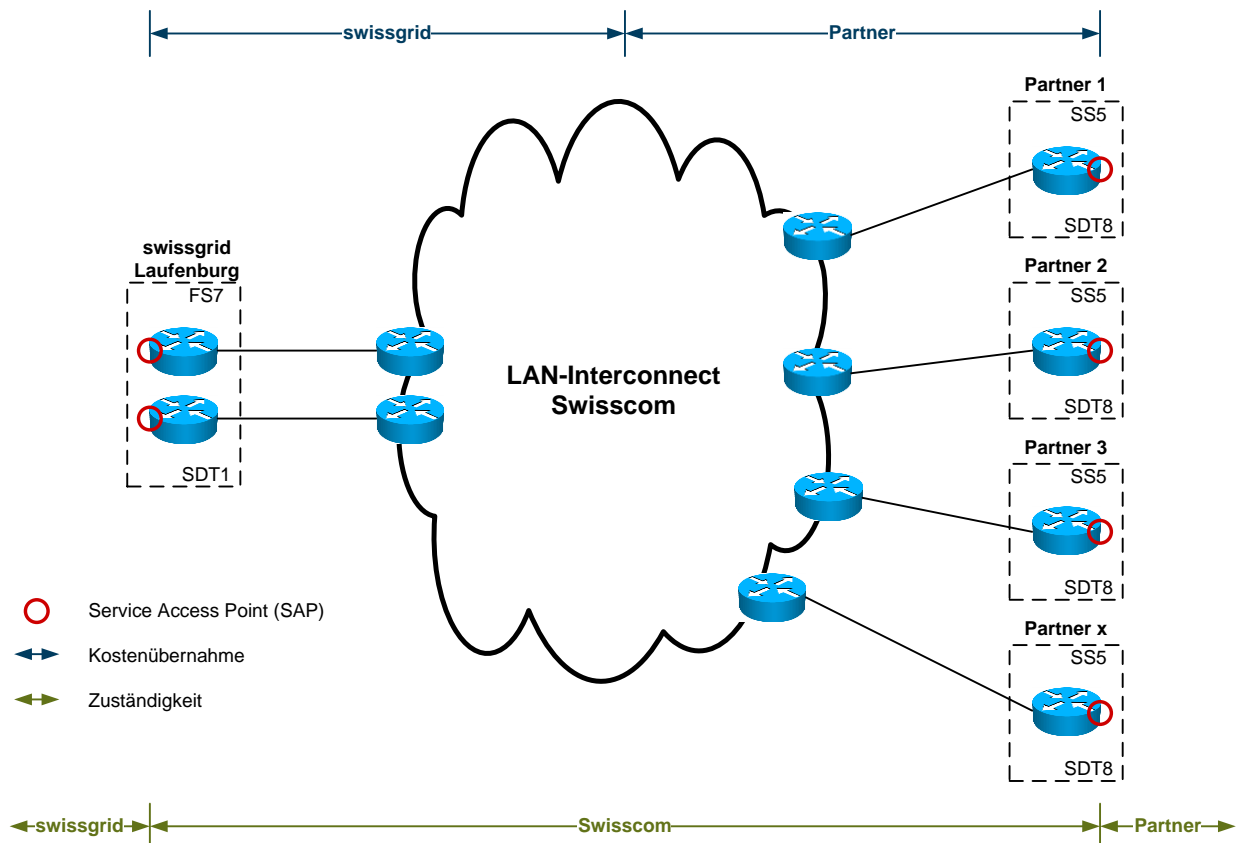


Abbildung 32: Übersicht Swisscom LAN-Interconnect Service

16.1.1. Kosten

Die Kosten für die Kommunikationsanbindung des Swissgrid-Standorts werden durch Swissgrid getragen, die Kosten für die Partneranbindung trägt die jeweilige Partnerin bzw. der jeweilige Partner selbst.

Richtpreise für die Kosten einer nationalen oder internationalen Anbindung können dem Preisblatt Kommunikationsanbindung entnommen werden. Das Preisblatt kann unter sdl-praequalifikation@swissgrid.ch angefordert werden.

16.1.2. Finanzfluss / Rechnungsstellung

Swisscom wird jeder Partnerin und jedem Partner gemäss seiner Anschlusskosten eine separate Rechnung erstellen.

16.1.3. Übertragungsprotokoll

Bei der Übertragung von Monitoring-Daten über den «Swisscom LAN-Interconnect Service» unterstützt Swissgrid ausschliesslich das Übertragungsprotokoll «IEC 60870-5-104». Nachfolgend ein Beispiel für die Spezifikation, welche für jeden Partner in einem separaten Dokument beschrieben wird:

Tabelle 17: Allgemeine Daten IEC 60870-5-104

Name der Anbindung	Anbindung IEC-104 SDV XY
Beschreibung	KW-Anbindung IEC870-5-104 für SDV XY
Common Address ASDU (Stationsnummer)	[noch offen, Adresse der Station, 1 oder 2 Oktetts; z.B. 2 Bytes: ASDU1, ASDU2 / 100, 100 = 25700]
Type Identity (Datentyp)	[datenabhängig, z.B. Typ 30 = Single Point Information with Time Tag CP56 Time 2a]
Signaladresse (IOA = Information Object Address)	[noch offen, 1 bis 3 Oktetts; z.B. 090, 001, 006 = 393562]

Tabelle 18: Kommunikationsparameter

Timeout für den Verbindungsaufbau	t0	30 sec
Timeout für den Versand oder das Testen der APDUs	t1	15 sec
Timeout für die Quittierung, falls keine Daten gesendet werden müssen	t2	10 sec
Timeout für das Senden von S-Frames (bei langem Standby)	t3	20 sec
Maximale Anzahl ausgehende APDUs im Format I	k	12 APDU
Maximale Anzahl nicht quittierte APDUs	w	8 APDUs
Maximale Länge der APDUs		253

Swissgrid (MASTER)

IP Address	[Swissgrid IP Address]
TCP Port	2404 (fixed)

ASP (Slave)

IP Address	[ASP IP Address]
TCP Port	2404 (fixed)

Source-IP/Destination-IP		SDL-Mon A	SDL-Mon B
SDL Partner1 A	IP-Adresse Partner 1A	ping, IEC-104	ping, IEC-104
SDL Partner1 B	IP-Adresse Partner 1B	ping, IEC-104	ping, IEC-104
SDL Partner2 A	IP-Adresse Partner 2A	ping, IEC-104	ping, IEC-104
SDL Partner2 B	IP-Adresse Partner 2B	ping, IEC-104	ping, IEC-104
SDL PartnerN A	IP-Adresse Partner NA	ping, IEC-104	ping, IEC-104
SDL PartnerN B	IP-Adresse Partner NB	ping, IEC-104	ping, IEC-104
Partner1-N, ausfüllen der Partner Namen			

Abbildung 33: Firewall Einstellungen

Tabelle 19: Unterstützte Objekttypen

<1>	Single-point information	M_SP_NA_1	<1>
-----	--------------------------	-----------	-----

<3>	Double-point information Step position information	M_DP_NA_1	<3>
<5>		M_ST_NA_1	<5>
<7>	Bit-string of 32 bits	M_BO_NA_1	<7>
<9>	Measured value, normalized value	M_ME_NA_1	<9>
<11>	Measured value, scaled value	M_ME_NB_1	<11>
<13>	Measured value, short floating point measurand	M_ME_NC_1	<13>
<30>	Single-point information with time tag CP56	M_SP_TB_1	<30>
<31>	Double-point information with time tag CP56	M_DP_TB_1	<31>
<32>	Step position information with time tag CP56	M_ST_TB_1	<32>
<33>	Bit-string of 32 bits with time tag CP56	M_BO_TB_1	<33>
<34>	Measured value, normalized value with time tag CP56	M_ME_TD_1	<34>
<35>	Measured value, scaled value with time tag CP56	M_ME_TE_1	<35>
<36>	Measured value, short floating point measurand with time tag CP56	M_ME_TF_1	<36>
<37>	Integrated totals with time tag CP56	M_IT_TB_1	<37>
<38>	Event of protection equipment with time tag CP56	M_EP_TD_1	<38>
<39>	Packed start events of protection equipment with time tag CP56	M_EP_TE_1	<39>
<40>	Packed output circuit information of protection equipment with time tag CP56	M_EP_TF_1	<40>

Entweder werden die ASDUs des Sets <2>, <4>, <6>, <8>, <10>, <12>, <14>, <16>, <17>, <18>, <19> oder die des Sets <30> – <40> verwendet.

<45>	Single command	C_SC_NA_1	<45>
<46>	Double command	C_DC_NA_1	<46>
<47>	Regulating step command	C_RC_NA_1	<47>
<48>	Set point command, normalized value	C_SE_NA_1	<48>
<49>	Set point command, scaled value	C_SE_NB_1	<49>
<50>	Set point command, short floating-point value	C_SE_NC_1	<50>
<51>	Bit-string of 32 bits command	C_BO_NA_1	<51>
<58>	Single command with time tag CP56	C_SC_TA_1	<58>
<59>	Double command with time tag CP56	C_DC_TA_1	<59>
<60>	Regulating step command with time tag CP56	C_RC_TA_1	<60>
<61>	Set point command, normalized value with time tag CP56	C_SE_TA_1	<61>
<62>	Set point command, scaled value with time tag CP56	C_SE_TB_1	<62>
<63>	Set point command, short floating-point value with time tag CP56	C_SE_TC_1	<63>
<64>	Bit-string of 32 bits command with time tag CP56	C_BO_TA_1	<64>
<51>	Bit-string of 32 bits command	C_BO_NA_1	<51>
<58>	Single command with time tag CP56	C_SC_TA_1	<58>
<59>	Double command with time tag CP56	C_DC_TA_1	<59>
<60>	Regulating step command with time tag CP56	C_RC_TA_1	<60>

Entweder werden die ASDUs des Sets <45> – <51> oder die des Sets <58> – <64> verwendet.

16.2. PIA-Netzwerk

Partner des PIA-Netzwerks können die Monitoring-Daten über PIA übertragen.

16.2.1. Übertragungsprotokoll

Bei der Übertragung von Monitoring-Daten über PIA unterstützt Swissgrid ausschliesslich das Übertragungsprotokoll «IEC 60870-6-104» (TASE.2). Nachfolgend ein Beispiel für die Spezifikation, welches für jeden Partner in einem separaten Dokument beschrieben wird.

Tabelle 20: Beispiel für Übertragungsprotokoll, PIA Netzwerk

Role	Partner	Partner ID	IP Address 1	IP Address 2	OSI ID
Calling	Partner XY	Partner XY	XXX.XX.X.X	XXX.XX.X.X	03
Called	SG	SG	XXX.XX.X.X	XXX.XX.X.X	08

Tabelle 21: Adressierung

Local AR	Calling	Called	Note
AR_Name	localAR_for_SG	localAR_for_Partner XY	
Transport	TCP	TCP	
Psel	00 00 00 00	00 00 00 00	
Ssel	00 00	00 00	
Tsel	00 00	00 00	
Subnet	0	0	
Shared	N	N	

Tabelle 22: Adressierung

Remote	Calling	Called	Note
AR_Name	RemoteAR_for_SG_A	RemoteAR_for_Part- ner_A	
Transport	TCP	TCP	
Psel	00 00 03 08	00 00 03 08	
Ssel	03 08	03 08	
Tsel	03 08	03 08	
IP_Address	172.29.8.1	172.29.3.1	
Subnet	0	0	

Tabelle 23: Adressierung

Bilateral Table	Calling	Called	Note
Bilateral Table ID	BilateralTable	BilateralTable	
Local Domain Name	Partner XY	SG	
Remote Domain Name	SG	Partner XY	
Blocks	1, 2, 5	1, 2, 5	

Tabelle 24: Adressierung

Association	Calling	Called	Note
Name	SG	Partner XY	

Service Role	Client & Server	Client & Server
Initiate	Yes	No
Local AR	localAR_for_SG	localAR_for_Partner
Remote AR 1	Remo- teAR_for_SG_A	RemoteAR_for_Part- ner_A
Remote AR 2	Remo- teAR_for_SG_B	RemoteAR_for_Part- ner_B
Initiate Delay (sec)	30	30
Initiate Timeout (sec)	30	30
Conclude Timeout (sec)	30	30
Heartbeat (sec)	10	10
Max MMS Msg Size (bytes)	32000	32000
Max Pending Requests	5	5
Max Pending Indica- tions	5	5
Max Nesting Level	5	5
Conclude Timeout (sec)	30	30
Heartbeat (sec)	10	10

Tabelle 25: Datensets

Digital Signals	Calling	Called	Note
Report by Exception	Yes	Yes	
Buffer Time (sec) Interval (sec)	1	1	
Integrity Check (sec)	900	900	

Tabelle 26: Datensets

Analog Signals	Calling	Called	Note
Report by Exception	Yes	Yes	
Buffer Time (sec) Interval (sec)	5	5	
Integrity Check (sec)	900	900	

17. Beilage 5: Abkürzungen für Technologietypen

Tabelle 27: Technologietypen

Abkürzung	Technologietyp	Weitere Erläuterungen
LKW	Laufwasserkraftwerk	Ein Wasserkraftwerk ohne eigenen Speicher , das auf die laufende Verarbeitung des jeweiligen Zuflusses angewiesen ist.
SKW	Speicherkraftwerk	Ein Wasserkraftwerk mit natürlichen oder künstlichen Wasserspeicherreservoir en, das mit Niederschlagswasser und gegebenenfalls Schmelzwasser aus Zuläufen von Bächen oder Flüssen gespeist wird. Laufkraftwerke bis zu den Alpenrand- und Mittel­landseen, die ihre Energieproduktion wesentlich durch direkte Einflussnahme auf oberliegende Speicher steuern können, sind ebenfalls als Speicherkraftwerke aufzufassen. Wesentlich heisst, dass das betreffende Speicher­vermögen mindestens 25% der mittleren Produktionserwartung der Wasserkraftanlage im Winter beträgt.
PKW	Pumpspeicherkraftwerk	Ein Wasserspeicherkraftwerk, bei dem das obere Wasserreservoir über Pumpen aufgefüllt werden kann.
TKW	Trinkwasserkraftwerk	Ein kleines Wasserkraftwerk, welches mit Trinkwasser betrieben wird und dessen überschüssigen Druck nutzt.
BGA	Biogasanlage	Erzeugung von Biogas durch Vergärung von Biomasse. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden meist tierische Exkremente und Energiepflanzen als Substrat eingesetzt.
KVA	Kehrrichtverwertungsanlage	Verbrennung aller nicht verwerteten Abfälle . Die anfallende Wärme wird zu Heizzwecken und zur Stromerzeugung genutzt.
ARA	Abwasserreinigungsanlage	Eine technische Anlage zur Reinigung von Abwasser .
GKW	Gaskraftwerk	Nutzt die chemische Energie aus der Verbrennung eines Brenngases. Am häufigsten wird Erdgas eingesetzt, daneben auch Biogas, Holzgas usw.
NSA	Notstromaggregat	Stromerzeugung bei Ausfall der regulären Stromversorgung . Am häufigsten ist der Verbrennungsmotor ein Diesel- oder Benzinmotor.
KKW	Kernkraftwerk	Ein Elektrizitätswerk zur Gewinnung elektrischer Energie durch Kernspaltung in Kernreaktoren.

PVA	Photovoltaikanlage	Direkte Umwandlung von Lichtenergie, meistens aus Sonnenlicht , mittels Solarzellen in elektrische Energie.
WKA	Windkraftanlage	Wandelt die Energie des Windes in elektrische Energie um.
BAT	Batteriespeicher	Eine Form des Speicherkraftwerks, welches zur Energiespeicherung Akkumulatoren verwendet (d.h. wiederaufladbare elektrochemische Zellen).
UMF	Umformer	Mechanische Kombination von rotierenden elektrischen Maschinen, die eine Stromart in eine andere, beispielsweise Gleichstrom in Wechselstrom, überführt . Auch eine Umformung zwischen Wechselstrom mit verschiedener Frequenz ist möglich, dazu werden Frequenzumformer eingesetzt.
EVH	Elektrische Verbraucher / Heizungen	Hier sind alle Verbrauchseinheiten wie Wärmepumpen , elektrische Heizungen , Wasserboiler usw. gemeint.
IND	Industrieanlage	Hier sind alle industriellen Verbraucher gemeint.

18. Beilage 6: Antrag zur Präqualifikation⁹

Nachstehend wird die Swissgrid AG ersucht, den Antrag zur Präqualifikation der Präqualifikantin (nachstehend die präqualifizierende SDV) und ihrer TE zu prüfen.

Eingereicht von (Name und Adresse der präqualifizierenden SDV):

Verbindungsdaten der berechtigten Kontaktperson der präqualifizierenden SDV:

Die präqualifizierende SDV erbrachte bereits vor der Strommarktöffnung (01.01.2009) als Betreiber einer Bilanzzone mit den zu präqualifizierenden RPU oder RPG der entsprechende(n) SDL:

Ja

Nein

Eine Liste der zu präqualifizierenden TE und ihrer Eigenschaften gemäss Ziff. 4 sind diesem Antrag beizulegen.

Weitere Beilagen / Anmerkungen:

Die präqualifizierende SDV bestätigt hiermit den Antrag zur Präqualifikation:

[Name der präqualifizierenden SDV gemäss HR-Eintrag]

Ort / Datum:

Name

[Funktion]

Name

[Funktion]

⁹ Der Antrag zur Präqualifikation (Seite 86) muss ausgefüllt, gedruckt, unterschrieben, gescannt und an sdl-praequalifikation@swissgrid.ch gesendet werden.

19. Beilage 7: Präqualifikationsunterlagen der präqualifizierenden SDV¹⁰

- i. Eingereicht von (Name und Adresse der präqualifizierenden SDV):

- ii. EIC der präqualifizierenden SDV

¹⁰ Die Präqualifikationsunterlagen der präqualifizierenden SDV (Seiten 85 bis 88) müssen ausgefüllt, gedruckt, unterschrieben, gescannt und an sdl-praequalifikation@swissgrid.ch gesendet werden. Die Erläuterungen sollten in Deutsch, Französisch oder Englisch sein.

Vor der Präqualifikation einer RPU oder RPG hat jede präqualifizierende SDV nachzuweisen, dass die folgenden technischen, betrieblichen und organisatorischen Anforderungen erfüllt sind.

19.1. Technische und betriebliche Anforderungen

19.1.1. Datenlieferung an Swissgrid

19.1.1.1. Echtzeit-Online-Monitoring-Daten

Die präqualifizierende SDV hat eine Verbindung mit Swissgrid für den Datenübertrag der Echtzeit-Online-Monitoring-Daten hergestellt und den entsprechenden Signalen konfiguriert. Die präqualifizierende SDV erfüllt alle Anforderungen an die Echtzeit-Online-Monitoring Daten gemäss Ziff. 11.1.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.1.1.2. Echtzeit-Offline-Monitoring-Daten

Die präqualifizierende SDV bestätigt, alle relevanten Daten für einen Zeitraum und mit einer Zeitauflösung, wie sie in Ziff. 11.2 beschrieben sind, zu archivieren. Die Daten müssen Swissgrid auf Anfrage zur Verfügung gestellt werden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.1.2. Erstellung und Lieferung von Fahrplänen

Die präqualifizierende SDV bestätigt, alle Anforderungen für die Erstellung und Lieferung aller erforderlichen Fahrpläne gemäss dem Anhang «Anforderungen an Fahrplandaten» zu erfüllen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.1.3. Arbeitsverfügbarkeit

Die präqualifizierende SDV stellt sicher, dass die angebotene Systemdienstleistung über den gesamten Angebotszeitraum verfügbar ist. Um diese Arbeitsverfügbarkeit gewährleisten zu können, ist die Erbringung der angebotenen Systemdienstleistung aus einem RPP heraus erlaubt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.2. Organisatorische Anforderungen

19.2.1. Kontaktdatenblatt / Ansprechpartner

Die präqualifizierende SDV hat den Anhang «Kontaktdatenblatt SDV» auszufüllen und zu unterzeichnen und ist dafür verantwortlich, alle erforderlichen Informationen (z.B. alle Ansprechpartner) im SDV-Kundenportal bereitzustellen, sobald sie Zugriff hat.

Auf Anfrage von Swissgrid benennt die präqualifizierende SDV für jede RPU und RPG die zuständige Leitstelle, die zur Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden soll. Diese Leitstellen müssen während des kontrahierten Zeitraums durchgehend erreichbar sein.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.2.2. Meldepflicht bei Ausfall

Die präqualifizierende SDV hat Swissgrid unverzüglich mitzuteilen, wenn sie die vertraglich vereinbarte Systemdienstleistung nicht mehr in voller Höhe über den kontrahierten Zeitraum bereitstellen kann. Die Meldung über den Ausfall erfolgt gemäss dem Anhang «Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen». Die notwendigen Prozesse müssen nachweislich implementiert sein.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.2.3. Abwicklungssprache

Die Abwicklungssprache ist Deutsch, Französisch oder Englisch.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

19.3. Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV

Die präqualifizierende SDV erklärt hiermit, dass:

1. sie die Präqualifikationsunterlagen vollständig erhalten hat; und
2. ihre Rückfragen mit ausreichender Klarheit beantwortet wurden; und
3. ihre Angaben und eingereichten Unterlagen richtig und wahrheitsgemäss sind; und
4. die in lesbarer elektronischer Form übermittelten Daten übereinstimmen; und
5. sie mit der in den Präqualifikationsunterlagen beschriebenen Vorgehensweise vollumfänglich einverstanden ist.

Darüber hinaus ist der präqualifizierenden SDV bewusst, dass:

1. die von ihr eingereichten Präqualifikationsunterlagen einschliesslich der übergebenen Dateien, im Falle einer erfolgreichen Präqualifikation, Bestandteil des abzuschliessenden Rahmenvertrages über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Regelenergie werden; und
2. wissentlich falsche Angaben und Erklärungen in Bezug auf Fachwissen, Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit zum Ausschluss im späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaig erteilten Auftrags führen können.

Mit der Zulassung zur Präqualifikation verpflichtet sie sich, Swissgrid schriftlich und unverzüglich zu informieren, sobald sich wesentliche Änderungen bei den Unternehmens- oder Leistungsdaten ergeben, welche der Präqualifikation zugrunde liegen.

Ihr ist zudem bekannt, dass die Unrichtigkeit vorstehender Erklärungen zu dem Ausschluss ihres Unternehmens vom späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaigen abgeschlossenen Rahmenvertrages aus wichtigem Grund führen kann.

[Name der präqualifizierende SDV gemäss HR-Eintrag]

Ort / Datum:

Name
[Funktion]

Name
[Funktion]

20. Beilage 8: Präqualifikationsunterlagen Primärregelung¹¹

1. Eingereicht von (Name der präqualifizierenden SDV):

2. Diese Präqualifikationsunterlagen werden für die folgende präqualifizierende RPU oder RPG eingereicht:

EIC der RPU oder RPG

Displayname

¹¹Die Präqualifikationsunterlagen Primärregelung müssen ausgefüllt, gedruckt (Seiten 89 bis 98) unterschrieben, gescannt und an sdl-praequalifikation@swissgrid.ch gesendet werden. Die Erläuterungen sollten in Deutsch, Französisch oder Englisch sein.

20.1. Technische und betriebliche Anforderungen

Jede RPU und RPG, die sich an der Primärregelung beteiligen will, muss nachweisen, dass sie über die in den folgenden Unterziffern aufgeführten Leistungsmerkmale verfügt.

20.1.1. Technische Informationen in der Liste der TE

Eine ausführliche und aktuelle Liste der präqualifizierenden RPU oder RPG und ihrer TE gemäss Ziff. 4 wurde eingereicht.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.2. Inbetriebsetzung

Im beauftragten Zeitraum der Vorhaltung und Erbringung versetzt die präqualifizierende SDV ihre RPU und RPG selbständig in Betrieb. Eine gesonderte Aufforderung durch Swissgrid erfolgt nicht.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.3. Technische Realisierung der Primärregelung

Für jede RPU und RPG, die an der Primärregelung teilnimmt, ist die technische Realisierung der Primärregelung zu nennen und eine technische Dokumentation Swissgrid zu senden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.4. Statik

Wird die Statik gemäss Ziff. 6.1 im Regler der TE unter dem Einfluss der Primärregelung eingestellt. Die Statik jeder TE, die unter Primärregelung betrieben werden soll, muss Swissgrid bekannt gegeben werden. Kann die Statik der TE verstellt werden, dann muss die Art und Weise der Verstellmöglichkeit an Swissgrid gemeldet werden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.5. Verfügbares Primärregelband

Die Erbringerin bzw. der Erbringer von FCR hat sicherzustellen, dass während einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz – oberhalb der Messtoleranzen sowie oberhalb des Empfindlichkeitsbereiches ihrer bzw. seiner TE – das verfügbare Regelband messtechnisch mit der vorhandenen Instrumentierung nachweisbar ist.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.6. Primärregelfähigkeit im Lastfolgebetrieb

FCR muss von jeder TE, die unter Primärregelung betrieben werden soll, auch dann erbracht werden können, wenn sie sich im Lastfolgebetrieb befindet und / oder zusätzlich an der Sekundärregelung betrieben wird.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.7. Leistungsmessung

Pro TE hat mindestens eine Leistungsmessung zu erfolgen. Eine Leistungsmessung am Netzan-schlusspunkt ist zulässig, wenn die SDV die Aktivierung einer TE, die sich hinter einem Netzan-schlusspunkt befindet, genau überwachen kann und dies nachweist.

Die Leistungsmessung der RPU erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE. Die Leistungsmessung der RPG erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE und RPU.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.8. Genauigkeit der Frequenzmessung der Primärregelung

Die Toleranz der Frequenzmessung darf bei maximal ± 10 mHz liegen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.9. Aktualisierungsrate der Frequenzmessung

Frequenzmessungen, die auf einem Nulldurchgang basieren, erfordern typischerweise Mittelungszeiträume von 5 (fünf) Zyklen von jeweils 20 ms. Daher sollte die Aktualisierungsrate der Frequenz 100 ms betragen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.10. Lokale Frequenzmessung

Eine RPU (entweder einzelne oder zu einer RPG gehörende) muss über eine lokale Frequenzmessung mindestens pro Netzanschlusspunkt oder, sofern technisch möglich, unterhalb an der TE der RPU verfügen. Eine RPG muss einen der in Ziff. 6.3.3 beschriebenen Ansätze umsetzen. Eine alternative Lösung gemäss Ziff. 6.3.3 Punkt 2 und 3 muss klar nachgewiesen und mit Swiss-grid abgestimmt werden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.11. Unempfindlichkeitsbereich und Totband

Die maximale kombinierte Auswirkung der inhärenten Unempfindlichkeit der Frequenzreaktion und eines möglichen beabsichtigten Totbands, indem die RPU oder RPG keine FCR erbringt, beträgt 10 mHz.

Die SDV sorgt dafür, dass die Netzkennlinie, für die sie in einer Ausschreibung einen Zuschlag (x MW) erhalten hat, in jedem Arbeitspunkt ausserhalb des zulässigen Totbandes eingehalten wird. Die Netzkennlinie bezeichnet die lineare Leistungsänderung in Abhängigkeit der Frequenzabweichung von der Sollfrequenz mit einer Steilheit von x MW / 200 mHz.

Speziell für LER-RPU und -RPG, die mittels Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind, kann ein beabsichtigtes Totband von ± 10 mHz zum Laden / Entladen in Echtzeit unter den folgenden Bedingungen verwendet werden, vorausgesetzt, es gibt zusätzlich keine inhärente Unempfindlichkeit. Es ist nicht zulässig die Batterie aufzuladen, also den Sollwert in Bezug auf das Laden in Echtzeit zu ändern, wenn die Frequenzabweichung im Bereich [-10 mHz, 0) liegt und umgekehrt. Das Laden in Echtzeit ist nur zulässig, wenn die Frequenzabweichung im Bereich (0, 10 mHz] liegt, und das Entladen nur, wenn die Frequenzabweichung im Bereich [-10 mHz, 0) liegt, vorausgesetzt, die Änderung des Sollwerts entspricht höchstens der Leistungsänderung, die für FCR für diese konkrete Frequenzabweichung erbracht würde. Bedingung hierfür ist eine Genauigkeit der Frequenzmessung höher als 10 mHz.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.1.12. Aktivierungsgeschwindigkeit

Jede RPU und RPG hat nachzuweisen, dass sie die folgenden Anforderungen erfüllt¹²:

1. die Aktivierung darf nicht künstlich verzögert werden und muss so bald wie möglich, spätestens aber 2 Sekunden nach einer Frequenzabweichung beginnen; und
2. im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens ± 200 mHz sind spätestens nach 15 Sekunden mindestens 50 % der vollständigen Kapazität bereitzustellen; und
3. im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens ± 200 mHz sind spätestens nach 30 Sekunden 100 % der vollständigen Kapazität bereitzustellen; und
4. im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens ± 200 mHz muss die Aktivierung der vollständigen Kapazität mindestens linear ansteigen, und
5. im Falle einer Frequenzabweichung von weniger als ± 200 mHz muss die entsprechende aktivierte Kapazität mindestens proportional in denselben unter den Punkt 1 bis 4 genannten Zeitverhalten erfolgen; und
6. im Falle einer Frequenzabweichung ausserhalb des Frequenzbereiches von ± 200 mHz aber innerhalb des Bereiches von 47.5 bis 51.5 Hz darf keine Aktivierung verringert werden. Die RPU oder RPG muss im Frequenzbereich von 47.5 bis 51.5 Hz in dem Bereich und für die im Transmission Code (Abbildungen 11&12) definierten Zeiträume bleiben.

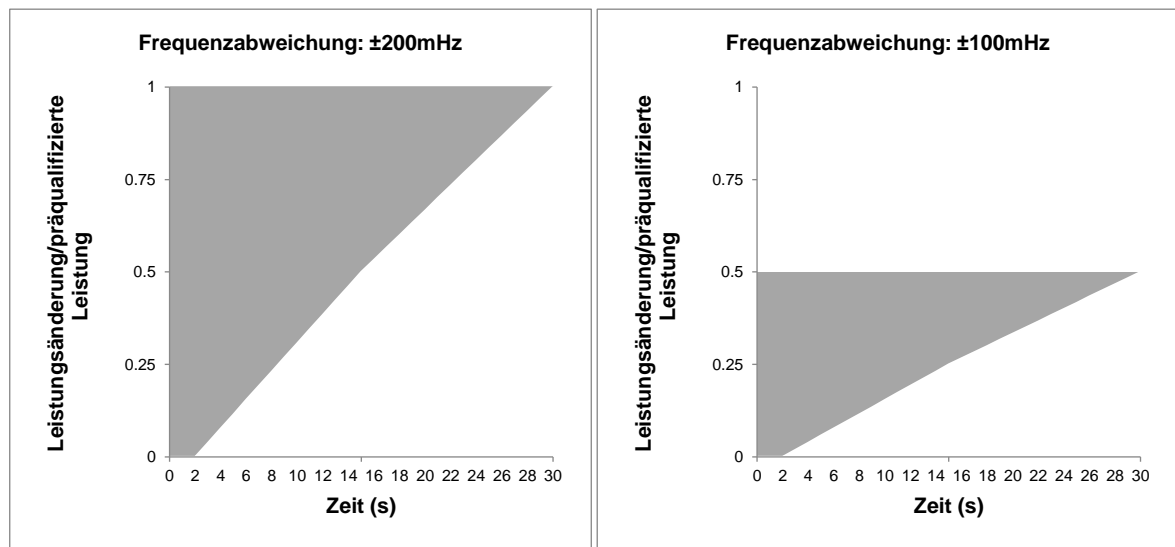


Abbildung 34 : Aktivierungsverhalten FCR

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

¹² Wenn eine der Anforderungen von Ziff. 20.1.12 Nr. 1 oder 4. nicht erfüllt werden kann, muss die RPU bzw. RPG Swissgrid technische Nachweise vorlegen. Swissgrid wertet diese Nachweise aus und entscheidet, ob die RPU bzw. RPG für die Bereitstellung von FCR präqualifiziert werden kann.

20.1.13. Aktivierungsdauer

20.1.13.1. RPU oder RPG mit zeitlich unbegrenzten Energiespeicher (Nicht-LER)

Eine RPU oder RPG mit zeitlich unbegrenztem Energiespeicher, aktiviert ihre FCR, solange die Frequenzabweichung andauert.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.13.2. RPU oder RPG mit zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

Eine RPU oder RPG mit einem zeitlich begrenzten Energiespeicher aktiviert ihre FCR, solange die Frequenzabweichung andauert, es sei denn, ihr Energiespeicher ist entweder in der positiven oder in der negativen Richtung ausgeschöpft.

Die RPU oder RPG mit zeitlich begrenztem Energiespeichern haben während des Normalzustands kontinuierlich verfügbar zu sein. Ab der Auslösung des gefährdeten und während des gefährdeten Zustands muss die RPU oder RPG mit zeitlich begrenztem Energiespeichern in der Lage sein, die volle FCR kontinuierlich mindestens 15 Minuten lang vollständig zu aktivieren.

Ein gefährdeter Zustand liegt dann vor, wenn einer der nachfolgenden Kriterien vorliegt:

1. Die Frequenzabweichung ist $\geq \pm 50\text{mHz}$ für länger als 15 Minuten; oder
2. Die Frequenzabweichung ist $\geq \pm 100\text{mHz}$ für länger als 5 Minuten; oder
3. Die Frequenzabweichung ist $\geq \pm 200\text{mHz}$.

Falls der Energiespeicher nach der minimalen Aktivierungsdauer im gefährdeten Zustand ausgeschöpft ist, muss die präqualifizierende SDV die Wiederherstellung der Energiespeicher so bald wie möglich innerhalb von zwei Stunden nach Ende des gefährdeten Zustands sicherstellen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.14. Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

20.1.14.1. Lademanagement und Arbeitsbereich

Die präqualifizierende SDV hat über ein aktives Lademanagement zu verfügen, um eine kontinuierliche Aktivierung im Normalzustand und mindestens 15 Minuten im gefährdeten Zustand sicherzustellen. Der Ladezustand im Normalzustand muss daher innerhalb bestimmter Bereiche liegen, die als Arbeitsbereich bezeichnet werden. In Abbildung 35 wird der Arbeitsbereich für das 15-Minuten-Kriterium dargestellt. Die präqualifizierende SDV darf diesen Arbeitsbereich ausschliesslich im Falle eines gefährdeten Zustands verlassen.

Der Arbeitsbereich wird wie folgt berechnet: Maximaler und minimaler Ladezustand hängen von der nutzbaren Speicherkapazität und der präqualifizierten Leistung ab. Die nutzbare Speicherkapazität und die präqualifizierte Leistung werden gemäss dem Test zur Primärregelfähigkeit (vgl. Ziff. 7.1.3) festgelegt.

Für das 15-Minuten Kriterium sind der maximale und minimale Ladezustand (SoC) angegeben:

$$SoC_{max} = \frac{E - 0.25h \cdot P_{pq}}{E} \quad (36)$$

$$SoC_{min} = \frac{0.25h \cdot P_{pq}}{E} \quad (37)$$

Wobei

E die nutzbare Speicherkapazität (MWh); und

P_{pq} die präqualifizierte Leistung (MW) ist.

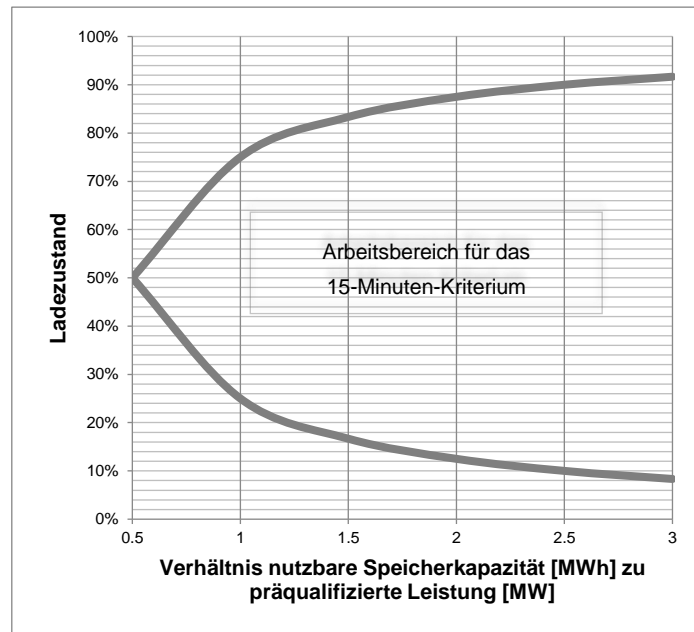


Abbildung 35: Arbeitsbereich für das 15-Minuten Kriterium

Swissgrid unterstützt grundsätzlich zwei Methoden für das Lademanagement, die auf einer Ex-ante Deklaration des neuen Arbeitspunktes aufgrund der Auf- / Entladung basieren. Die präqualifizierende SDV muss das Lade- / Entlademanagement entweder über den Markt mittels Fahrplangeschäften durchführen (Börsen- oder OTC-Geschäfte) oder mittels Anpassung der Erzeugung resp. des Verbrauchs anderer TE, die zur gleichen Bilanzgruppe gehören, wie die präqualifizierende SDV selbst.

Das Lademanagement muss klar mit Simulationen historischer Frequenzdaten (Daten von mindestens 1-2 Jahren) und künstlicher Frequenzdaten dargelegt und mit Swissgrid abgestimmt werden. Die Simulationen müssen die nötige Vorlaufzeit vor der Auf- / Entladung sowie ein schlimmstmögliches Szenario («worst-case scenario») eines Übergangs vom normalen zum gefährdeten

Zustand (d.h. grenzwertige Frequenzabweichung im Normalzustand) berücksichtigen und nachweisen. Solche Szenarien können sein:

1. Eine Frequenzabweichung von fast 100 mHz für 10 Minuten, gefolgt von einer Frequenzabweichung von fast 200 mHz für 5 Minuten, oder
2. eine Frequenzabweichung von fast 50 mHz für 30 Minuten vor dem Eintritt in den gefährdeten Zustand.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.14.2. Nennleistung und präqualifizierte Leistung

Damit Auf- und Entladungen als Folge der Ausgleichsgeschäfte zeitgleich mit der vollen Aktivierung möglich sind und Verluste berücksichtigt werden, muss die präqualifizierte Leistung kleiner als die Nennleistung sein. Das Verhältnis zwischen Nennleistung und präqualifizierter Leistung muss mindestens 1.25:1 betragen. Je nach Lademanagement ist eine alternative Lösung mit gleichem Effekt zulässig.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.1.14.3. Reservebetrieb

Jede LER-RPU und -RPG, die erstmals nach Inkrafttreten des Berichtes «Zusätzliche Eigenschaften der FCR» (SAFA, Erwartet in 2021) präqualifiziert werden und mittels Wechselrichtern an das Netz angeschlossen sind, müssen gewährleisten, dass nahe der oberen (SoC_{max}) und unteren Grenzwerte (SoC_{min}) des Energiespeichers die verbleibende Kapazität zur Aufrechterhaltung einer angemessenen Reaktion auf kurzfristige Frequenzabweichungen ausreicht. Deshalb muss die RPU / RPG vom Normalbetrieb, sprich Reaktion auf normale Frequenzabweichung in einen Reservebetrieb, d.h. (Reaktion auf Frequenzabweichung mit dem Mittelwert 0 («zero-mean»)) wechseln.

Die Umsetzung des Reservebetriebs wird in Ziff. 6.6.3 beschrieben. Ein Matlab-Code, der die Umsetzung des Reservebetriebs simuliert, wird entwickelt und auf der Präqualifikationswebseite veröffentlicht.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.2. Allgemeine Anforderungen

20.2.1. Funktionskontrolle für RPU und RPG

Swissgrid behält sich vor, im Rahmen der Präqualifikation vor Ort oder in der korrespondierenden Leitstelle eine Funktionskontrolle der Primärregelbarkeit der RPU und RPG zu verlangen. Dies kann im Rahmen von eigens angesetzten Funktionsprüfungen (z.B. durch Aufschaltung von

zulässigen Testsignalen auf den Regler) oder im laufenden Betrieb der RPU oder RPG unter Primärregelung erfolgen. Die präqualifizierende SDV wird alle hierzu notwendigen Massnahmen (z.B. Anschluss von Analysesystemen) zulassen und Swissgrid dabei aktiv unterstützen. Die präqualifizierende SDV wird hierzu der Swissgrid vollständige Transparenz in Bezug auf Nachvollziehbarkeit der Erbringung von FCR gewähren.

Der Test der Primärregelung erfolgt gemäss Ziff. 7. Swissgrid behält sich vor, in gewissen Abständen im Rahmen der Sorgfaltspflicht des Netzbetreibers Kontrollmessungen vorzunehmen bzw. anzuordnen.

Die Sicherheit der TE dürfen durch diese Massnahmen nicht berührt werden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.2.2. Minimale präqualifizierte Leistung pro RPP

Der FCR-RPP einer präqualifizierenden SDV muss mindestens eine präqualifizierte Leistung von 1 MW aufweisen. Wenn der RPP nur eine RPU oder RPG enthält, bedeutet dies, dass die Mindestleistung, welche pro RPU oder RPG präqualifiziert werden kann, 1 MW beträgt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.2.3. Erfüllungsort

Erfüllungsort ist der Ort der Bereitstellung der FCR. Etwaige Netznutzungsentgelte, die aus der Erbringung von FCR entstehen, trägt die präqualifizierende SDV.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.2.4. Erfüllungsort ausserhalb der Schweiz

Liegt der Erfüllungsort ausserhalb der Regelzone Schweiz, sind die notwendigen Vereinbarungen mit dem zuständigen Regelzonenbetreiber abgeschlossen und dessen technischen und organisatorischen Randbedingungen erfüllt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

20.2.5. Beweise im Falle von Regelpooling

Die präqualifizierende SDV hat die Vollmacht der TE-Eigentümerin bzw. des TE-Eigentümers gegenüber der präqualifizierenden SDV (gemäss Ziff. 6 (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013)) und eine Bestätigung des jeweiligen VNB einzureichen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

20.3. Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV

Die präqualifizierende SDV erklärt hiermit, dass:

1. sie die Präqualifikationsunterlagen vollständig erhalten hat; und
2. ihre Rückfragen mit ausreichender Klarheit beantwortet wurden; und
3. ihre Angaben und eingereichten Unterlagen richtig und wahrheitsgemäss sind; und
4. die in lesbarer elektronischer Form übermittelten Daten übereinstimmen; und
5. sie mit der in den Präqualifikationsunterlagen beschriebenen Vorgehensweise vollumfänglich einverstanden ist.

Darüber hinaus ist der präqualifizierenden SDV bewusst, dass:

1. die von ihr eingereichten Präqualifikationsunterlagen einschliesslich der übergebenen Dateien, im Falle einer erfolgreichen Präqualifikation, Bestandteil des abzuschliessenden Rahmenvertrages über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Regelernergie werden; und
2. wissentlich falsche Angaben und Erklärungen in Bezug auf Fachwissen, Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit zum Ausschluss im späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaig erteilten Auftrags führen können.

Mit der Zulassung zur Präqualifikation verpflichtet sie sich, Swissgrid schriftlich und unverzüglich zu informieren, sobald sich wesentliche Änderungen bei den Unternehmens- oder Leistungsdaten ergeben, welche der Präqualifikation zugrunde liegen.

Ihr ist zudem bekannt, dass die Unrichtigkeit vorstehender Erklärungen zu dem Ausschluss ihres Unternehmens vom späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaigen abgeschlossenen Rahmenvertrages aus wichtigem Grund führen kann.

[Name der präqualifizierenden SDV gemäss HR-Eintrag]

Ort / Datum:

Name
[Funktion]

Name
[Funktion]

21. Beilage 9: Präqualifikationsunterlagen Sekundärregelung¹³

1. Eingereicht von (Name der präqualifizierenden SDV):

2. Diese Präqualifikationsunterlagen werden für die folgende präqualifizierende RPU oder RPG eingereicht:

EIC der RPU oder RPG

Displayname

3. Folgende Produkte sollen präqualifiziert werden:

aFRR - Positiv:

Für Produkt: SRL+

aFRR - Negativ:

Für Produkt: SRL-

¹³Die Präqualifikationsunterlagen Sekundärregelung müssen ausgefüllt, gedruckt (Seiten 99 bis 105), unterschrieben, gescannt und an sdl-praequalifikation@swissgrid.ch gesendet werden. Die Erläuterungen sollten in Deutsch, Französisch oder Englisch sein.

21.1. Technische und betriebliche Anforderungen

Jede RPU und RPG, die sich an der Sekundärregelung beteiligen soll, muss nachweisen über die in den folgenden Unterziffern aufgeführten Leistungsmerkmale zu verfügen.

21.1.1. Technische Informationen in der Liste der TE

Eine ausführliche und aktuelle Liste der präqualifizierenden RPU oder RPG und ihrer TE gemäss Ziff. 4 wurde eingereicht.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.2. Inbetriebsetzung

Im beauftragten Zeitraum der Vorhaltung und Erbringung versetzt die präqualifizierende SDV ihre RPU und RPG selbständig in Betrieb. Eine gesonderte Aufforderung durch Swissgrid erfolgt nicht.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.3. Leistungsgradient

Jede RPU und RPG muss eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von mindestens 0.5 % pro Sekunde der Nennleistung aufweisen.

Für alle zur Sekundärregelung vorgesehenen TE ist der maximal mögliche und der betrieblich genutzte Leistungsgradient in der Liste der TE zu benennen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.4. Anbindung

Jede RPU und RPG muss online in den entsprechenden Sekundärregelkreis eingebunden werden und dem Stellwert des Netzreglers automatisch und verzögerungsfrei von Swissgrid folgen. Die Anbindung hat gemäss Ziff. 22 zu erfolgen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.5. Sekundärregelfähigkeit

Eine RPU oder RPG, die unter dem Sekundärregler betrieben wird, muss in der Lage sein, kontinuierlich und mit dem geforderten Leistungsgradient die vom zentralen Sekundärregler geforderte Leistung zu erbringen. Dies gilt auch im Falle der Regelrichtungsumkehr.

Dies ist auch bei gleichzeitiger Beteiligung an der Primärregelung und bei Arbeitspunktanpassungen zu respektieren.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.1.6. Übermittlung und Umsetzung der Leistungsanforderung

Die Leistungsanforderung, welche vom zentralen Sekundärregler von Swissgrid ermittelt wird, muss an die zentrale Kontaktstelle der präqualifizierenden SDV und daraufhin an die teilnehmenden TE verzögerungsfrei übermittelt sowie umgesetzt werden.

Die präqualifizierende SDV muss nachweisen, wie die Übermittlung und Umsetzung der Leistungsanforderung an die teilnehmenden TE erfolgt (z.B. wie und wie oft die Leistungsanforderung an die teilnehmende TE aufgeteilt wird, wie und wie oft die Verfügbarkeit und die aktuelle Wirkleistung der TE an die zentrale Kontaktstelle übertragen wird, ob es eine interne MOL gibt, Prinzip des Regelalgorithmus usw.).

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.1.7. Regelzyklus bzw. Messwerterneuerungszyklus

Der Regelzyklus des zentralen Netzreglers beträgt 1 bis 2 Sekunden, sodass der Leistungswert, der vom zentralen Netzregler zur präqualifizierenden SDV übertragen wird, in einem Zyklus von 1 Sekunde oder weniger aufdatiert werden muss.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.1.8. Leistungsmessung

Pro TE hat mindestens eine Leistungsmessung zu erfolgen. Eine Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt ist zulässig, wenn die SDV die Aktivierung einer TE, die sich hinter einem Netzanschlusspunkt befindet, genau überwachen kann und dies nachweist.

Die Leistungsmessung der RPU erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE. Die Leistungsmessung der RPG erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betreffenden TE und RPU.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.9. Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

21.1.9.1. Aktivierungsdauer

Bei Teilnahme an der Sekundärregelung gibt es keine minimale Aktivierungsdauer für die LER. Die gesamt angebotene SRL muss für die gesamte Lieferperiode verfügbar sein, und eine lückenlose Energieerbringung aller TE, die zu jedem Zeitpunkt unter dem Sekundärregler betrieben werden, ist zu gewährleisten.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.9.2. Lademanagement

Swissgrid unterstützt grundsätzlich zwei Methoden für das Lademanagement, die auf einer Ex-ante Deklaration des neuen Arbeitspunktes aufgrund der Auf- / Entladung basieren. Die präqualifizierende SDV muss das Lade- / Entlademanagement entweder über den Markt mittels Fahrplangeschäften durchführen (Börsen- oder OTC-Geschäfte) oder mittels Anpassung der Erzeugung resp. des Verbrauchs anderer TE, die zur gleichen Bilanzgruppe gehören wie die präqualifizierende SDV selbst. Die Methode des Lademanagements muss klar dargelegt und mit Swissgrid abgestimmt werden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.9.3. Test

Ein Test zur Überprüfung der Sekundärregelfähigkeit gemäss Ziff. 9 ist für jede RPU und RPG erforderlich. Die präqualifizierende SDV wird einen Termin für den Test mit Swissgrid unter Verwendung des entsprechenden Antrags (vgl. Ziff. 23) vereinbaren.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.1.9.4. Nachträgliche Fahrplanabstimmung

Die nachträgliche Fahrplankorrektur der gesamten gelieferten Sekundärregelenergie von einer SDV wird mit einer von der präqualifizierenden SDV bezeichneten Bilanzgruppe abgewickelt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.2. Allgemeine Anforderungen

21.2.1. Funktionskontrolle für RPU und RPG

Swissgrid behält sich vor, im laufenden Betrieb eine Funktionskontrolle der Sekundärregelfähigkeit der RPU und RPG in Form eines Testabrufs durchzuführen. Diese Testabrufe werden wie reguläre Abrufe entschädigt. Die präqualifizierende SDV wird alle hierzu notwendigen Massnahmen zulassen und Swissgrid dabei aktiv unterstützen. Die präqualifizierende SDV wird hierzu der Swissgrid vollständige Transparenz in Bezug auf Nachvollziehbarkeit der Erbringung von aFRR gewähren.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.2.2. Minimale präqualifizierte Leistung pro RPP

Der aFRR-RPP der präqualifizierenden SDV hat mindestens eine präqualifizierte Leistung von ± 5 MW bei symmetrischen Angeboten und +5 MW oder -5 MW bei asymmetrischen Angeboten aufzuweisen. Enthält der RPP nur eine RPU oder RPG enthält, bedeutet dies, dass die Mindestleistung, welche pro RPU oder RPG getestet bzw. präqualifiziert werden kann, 5 MW beträgt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.2.3. Erfüllungsort

Erfüllungsort ist der Ort der Bereitstellung der aFRR. Etwaige Netznutzungsentgelte und Kosten für Ausgleichsenergie, die aus der Erbringung von aFRR entstehen, trägt die präqualifizierende SDV.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

21.2.4. Erfüllungsort ausserhalb der Schweiz

Liegt der Erfüllungsort ausserhalb der Regelzone Schweiz, sind die notwendigen Vereinbarungen mit dem zuständigen Regelzonenbetreiber abgeschlossen und dessen technischen und organisatorischen Randbedingungen erfüllt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.2.5. Abstimmung mit anderen Netzbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen

Für jede TE, die unter dem Sekundärregler betrieben werden soll, ist die Bilanzgruppe zu nennen, in die die TE einspeist. Die präqualifizierende SDV ist verpflichtet, sämtliche technische und organisatorische Massnahmen, die zur Lieferung der Regelenergie an Swissgrid erforderlich sind, mit allfällig betroffenen dritten Netzbetreiberinnen bzw. Netzbetreibern (z.B. bei Lieferung aus unterliegenden Netzebenen) zu organisieren.

Die präqualifizierende SDV legt die entsprechenden Nachweise über die erfolgte Abstimmung mit allen involvierten Parteien der Swissgrid vor (z.B. Netzanschluss-, Netznutzungs- und Bilanzgruppenverträge).

Im Fall von Regelpooling hat die präqualifizierende SDV nachzuweisen, wie die gelieferte Regelenergie berechnet wird (gemäss Ziff. 4.5 (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013)). Zusätzlich hat die präqualifizierende SDV die Vollmacht der TE-Eigentümerin bzw. des TE-Eigentümers gegenüber der präqualifizierenden SDV (gemäss Ziff. 6 (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013)) und eine Bestätigung der jeweiligen VNB einzureichen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

21.3. Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV

Die präqualifizierende SDV erklärt hiermit, dass:

1. sie die Präqualifikationsunterlagen vollständig erhalten hat; und
2. ihre Rückfragen mit ausreichender Klarheit beantwortet wurden; und
3. ihre Angaben und eingereichten Unterlagen richtig und wahrheitsgemäss sind; und
4. die in lesbarer elektronischer Form übermittelten Daten übereinstimmen; und
5. sie mit der in den Präqualifikationsunterlagen beschriebenen Vorgehensweise vollumfänglich einverstanden ist.

Darüber hinaus ist der präqualifizierenden SDV bewusst, dass:

1. die von ihr eingereichten Präqualifikationsunterlagen einschliesslich der übergebenen Dateien, im Falle einer erfolgreichen Präqualifikation, Bestandteil des abzuschliessenden Rahmenvertrages über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Regelenergie werden; und

2. wissentlich falsche Angaben und Erklärungen in Bezug auf Fachwissen, Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit zum Ausschluss im späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaig erteilten Auftrags führen können.

Mit der Zulassung zur Präqualifikation verpflichtet sie sich, Swissgrid schriftlich und unverzüglich zu informieren, sobald sich wesentliche Änderungen bei den Unternehmens- oder Leistungsdaten ergeben, welche der Präqualifikation zugrunde liegen.

Ihr ist zudem bekannt, dass die Unrichtigkeit vorstehender Erklärungen zu dem Ausschluss ihres Unternehmens vom späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaigen abgeschlossenen Rahmenvertrages aus wichtigem Grund führen kann.

[Name der präqualifizierenden SDV gemäss HR-Eintrag]

Ort / Datum:

Name

[Funktion]

Name

[Funktion]

22. Beilage 10: Anbindung an das Sekundär-Stellsignal

SDV, welche an der Sekundärregelung teilnehmen möchten, benötigen eine kommunikationstechnische Einbindung in den Sekundärregelkreis Swissgrid, um das Sekundärstellsignal empfangen und an ihre TE weiterleiten zu können.

22.1. Übergabepunkt

Die Swissgrid-Leitstelle bietet die SDV für die Anbindung ihrer RPU und RPG redundante Übergabepunkte in zwei dedizierten, geografisch getrennten Unterwerken an. Der genaue Übergabepunkt ist der jeweilige RJ-45-Port der IEC60870-5-101-Karte der Unterwerks-RTU (1) und (2). Ab diesen beiden Übergabepunkten liegt die Verantwortung bei der SDV. Die SDV ist verpflichtet, die Daten gemäss nachfolgendem Ziff. 22.3 bei Swissgrid selbstständig abzuholen und diese an den Ort der weiteren Verwendung zu übermitteln.

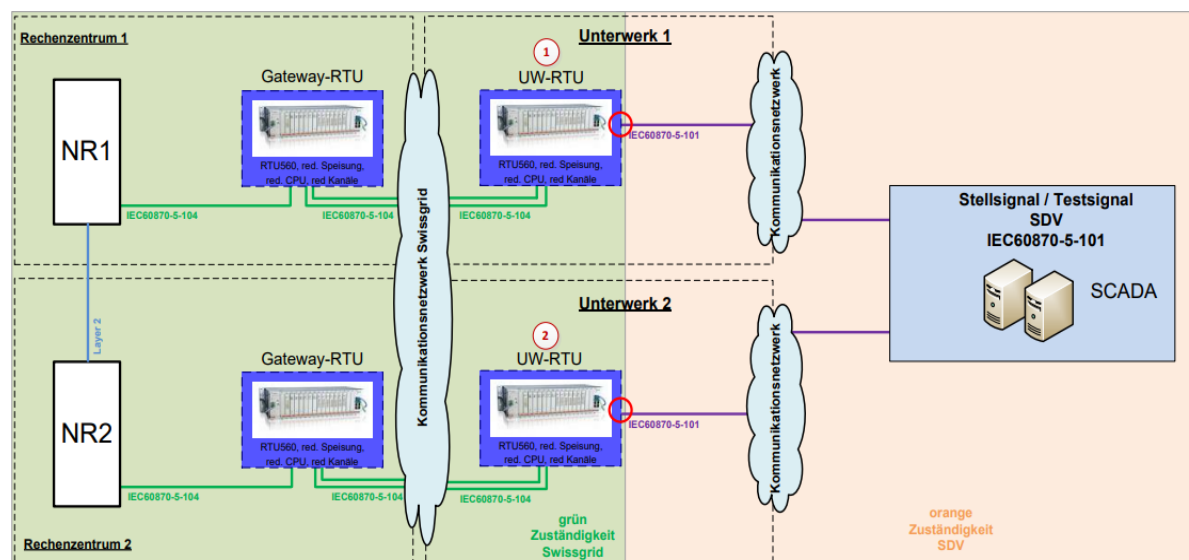


Abbildung 36: Schematische Darstellung der Übergabepunkte und Zuständigkeitsbereiche

22.2. Bereitstellende Daten

Die von Swissgrid gegenüber der SDV bereitstellenden Daten sind: Das Sekundärstellsignal Y , das Teststellsignal Y_{test} und ein Watchdog-Signal als Linküberwachung. Die drei Signale werden gleichzeitig an beiden Übergabepunkten zur Verfügung gestellt. Das Sekundärstellsignal Y wird zur aktiven Regelung verwendet.

Auch wenn eine SDV für einen bestimmten Zeitraum kein Zuschlag erhalten hat, also keine aFRR erbringen muss, enthält dieser Messwert einen gültigen Wert (0 MW). Das Teststellsignal Y_{test} dient dazu Tests, wie z.B. für den Test zur Sekundärregelfähigkeit (vgl. Ziff. 9) durchzuführen. Der Vorteil des Testsignals ist, dass auch während der Erbringung von aFRR eine einzelne RPU oder RPG der SDV getestet werden kann und somit diesem keine Verdienstaufälle entstehen. Der Messwert des Testsignals wird nur bei Bedarf mit einem Signal versorgt. In der übrigen Zeit wird eine gültige Null übermittelt. Die Signale werden im ungestörten Betrieb gleichwertig an beiden RTUs zur Verfügung gestellt. Welche der beiden Quellen bei der SDV weiterverarbeitet wird, obliegt der SDV. Sollten die Signale einer RTU als «ungültig» markiert sein oder das Watchdog-Signal nicht aktualisiert werden, so muss das SCADA-System der SDV auf die zweite Signalquelle umschalten. Tritt der Fall ein, dass an beiden UW-RTUs die Signale als «ungültig»

gekennzeichnet werden, so muss das SCADA-System der SDV den letzten, als gültig gekennzeichneten Wert weiterverwenden.

22.3. Verfügbarkeit

Die Anbindung erfolgt über ein hochverfügbares Kommunikationsnetzwerk. Aufgrund der im Rahmenvertrag geforderten Verfügbarkeit, empfiehlt Swissgrid die Kommunikationsanbindung mit einer Verfügbarkeit von mindestens 99.995% (0.438h Ausfall / Jahr) einzurichten¹⁴. Im Falle eines Blackouts muss eine autonome Spannungsversorgung für eine Sicherstellung der Übertragung für weitere 24h sorgen. Aus Redundanzgründen empfiehlt Swissgrid jeder SDV, die Signale an beiden georedundanten Standorten abzuholen.

22.4. Hardware

Der notwendige Platz, für Hardware-Komponenten der SDV, welcher sich nach dem jeweiligen aktuellen Stand der Technik richtet, wird an beiden Standorten von Swissgrid zur Verfügung gestellt. Der Platz wird der SDV von Swissgrid zugewiesen. Der zugewiesene Platz pro SDV beträgt in Laufenburg und Mettlen jeweils maximal sechs Höheneinheiten eines 19 Zoll Racks. Installationen, welche mehr als den zugewiesenen Platz beanspruchen, können von Swissgrid abgelehnt oder entsprechend dem Mehraufwand in Rechnung gestellt werden. Die Haftung für allfällige Schäden an eingestellten Hardware-Komponenten richtet sich nach den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen. Jede weitergehende Haftung ist ausgeschlossen, soweit dies im Rahmenvertrag nicht ausdrücklich anders vereinbart ist. Insbesondere wird die Haftung für entgangenen Gewinn, mittelbare Schäden und Folgeschäden sowie leichte Fahrlässigkeit ausgeschlossen.

22.5. Kosten

Die Kosten der Kommunikationsverbindung vom Regler bis zu den beiden Übergabepunkten werden durch Swissgrid getragen. Die Kosten für die Partneranbindung, d.h. ab dem Übergabepunkt bis zum Leitsystem der SDV, und etwaige Hardware-Komponenten, trägt die jeweilige SDV selbst.

¹⁴ Das PIA Netzwerk ist nicht als Kommunikationsnetzwerk vorgesehen.

23. Beilage 11: Antrag Test zur Sekundärregelbarkeit¹⁵

Kontaktdaten SDV

SDV	Betriebliche Kontaktperson	Telefon	Mobile	E-Mail

Kontaktdaten Swissgrid

Betriebliche Kontaktperson	Telefon	Mobile	E-Mail
Jens Hettler	058 580 23 57	079 855 85 96	Jens.Hettler@swissgrid.ch

Zeitpunkt zur Durchführung des Sekundärregeltests

Datum	Startzeitpunkt	Endzeitpunkt	Test	Sekundärregelband (MW)
			Symmetrisch <input type="checkbox"/>	± MW
			Assymetrisch + <input type="checkbox"/>	+ MW
			Assymetrisch - <input type="checkbox"/>	- MW

Daten der RPU oder RPG

Name	Display Name	EIC

Test Kanal

Aktiver Kanal Test Kanal

Beteiligte TE

Generator Turbine (GE) Generator Pumpe (PU) Speichereinheit (GEPU)	Arbeitspunkt (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Signal-Aufteilung (%)	Signal-Aufteilung (MW)

RPU oder RPG Gesamt 100%

Bemerkungen:

¹⁵Der Antrag Test zur Sekundärregelbarkeit (Seite 108) muss ausgefüllt, gespeichert und an jens.hettler@swissgrid.ch und an sdl-praequalifikation@swissgrid.ch gesendet werden.

24. Beilage 12: Präqualifikationsunterlagen Tertiärregelung¹⁶

1. Eingereicht von (Name des präqualifizierenden SDV und der Firma):

2. Diese Präqualifikationsunterlagen werden für die folgende präqualifizierende RPU oder RPG eingereicht:

EIC der RPU oder RPG

Displayname

3. Folgende Produkte¹⁷ sollen präqualifiziert werden:

mFRR - Positiv:	mFRR - Negativ:	RR - Positiv:	RR - Negativ:
Für Produkte: TRL+s, TRE+s, RR_TRE+_s	Für Produkte: TRL-s, TRE-s, RR_TRE-_s	Für Produkt: RR+	Für Produkte:, RR-,
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

¹⁶Die Präqualifikationsunterlagen Tertiärregelung müssen ausgefüllt, gedruckt (Seiten 109 bis 114), unterschrieben, gescannt und an sdl-praequalifikation@swissgrid.ch gesendet werden. Die Erläuterungen sollten in Deutsch, Französisch oder Englisch sein.

¹⁷Die detaillierten Informationen zu den Produkten und den Ausschreibungen können dem Anhang «Ausschreibungsbedingungen Tertiärregelung» entnommen werden.

24.1. Technische und betriebliche Anforderungen

Jede RPU und RPG, die sich an der Tertiärregelung beteiligen soll, muss nachweisen die in den folgenden Unterziffern aufgeführten Leistungsmerkmale zu verfügen.

24.1.1. Technische Informationen in der Liste der TE

Eine ausführliche und aktuelle Liste der zu präqualifizierenden RPU oder RPG und ihrer TE gemäss Ziff. 4 wurde eingereicht.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

24.1.2. Empfang und Umsetzung der Leistungsanforderung

Der Tertiärregelenergieabruf erfolgt mittels der Abrufmeldung von Swissgrid. Die präqualifizierende SDV ist technisch in der Lage die Abrufmeldung zu empfangen, auszuwerten und die RPU und RPG zur geforderten Leistung anzuweisen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

24.1.3. Abrufgrenze

Die präqualifizierende SDV stellt bei Bedarf die gesamt angebotene Leistung mit einem Abruf Swissgrid zur Verfügung.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

24.1.4. Vorlaufzeit, Startzeit und Mindestabrufdauer eines Abrufs

Mindestabrufdauer, mögliche Startzeit und nötige Vorlaufzeit eines Abrufs sind für die verschiedenen Tertiärregelenergieprodukte unterschiedlich. Detaillierten Informationen können dem Anhang «Ausschreibungsbedingungen Tertiärregelung» entnommen werden.

Die Erbringung der Tertiärregelenergie hat mit 10-Minuten Rampen zu erfolgen.

Anforderung für die ausgewählten Produkte erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

24.1.5. Leistungsmessung

Pro TE hat mindestens eine Leistungsmessung zu erfolgen. Eine Leistungsmessung am Netzan-
schlusspunkt ist zulässig, wenn die SDV die Aktivierung einer TE, die sich hinter einem Netzan-
schlusspunkt befindet, genau überwachen kann und dies nachweist.

Die Leistungsmessung der RPU erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen der betref-
fenden TE. Die Leistungsmessung der RPG erfolgt durch Aggregation der Leistungsmessungen
der betreffenden TE und RPU.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
--------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.1.6. Zusätzliche technische Bestimmungen im Falle zeitlich begrenztem Energiespeicher (LER)

24.1.6.1. Aktivierungsdauer

Bei Teilnahme an der Tertiärregelung gibt es keine minimale Aktivierungsdauer für die LER. Die
gesamt angebotene TRL und / oder Tertiärregelenergie muss für die gesamte Lieferperiode ver-
fügbar sein und eine lückenlose Energieerbringung aller TE, die zu jedem Zeitpunkt beteiligt sind,
ist zu gewährleisten.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
--------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.1.6.2. Lademanagement

Swissgrid unterstützt grundsätzlich zwei Methoden für das Lademanagement, die auf einer Ex-
ante Deklaration des neuen Arbeitspunktes aufgrund der Auf- / Entladung basieren. Die präqua-
lifizierende SDV muss das Lade- / Entlademanagement entweder über den Markt mittels Fahr-
plangeschäften durchführen (Börsen- oder OTC-Geschäfte) oder mittels Anpassung der Erzeu-
gung resp. des Verbrauchs anderer TE, die zur gleichen Bilanzgruppe gehören, wie die
präqualifizierende SDV selbst. Die Methode des Lademanagements muss klar dargelegt und mit
Swissgrid abgestimmt werden.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
--------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.1.7. Nachträgliche Fahrplanabwicklung

Die fahrplantechnische Abwicklung von Abrufen einer oder eines Systemdienstleistungsverant-
wortlichen orientiert sich am 15-min-Fahrplanraster. Der Fahrplan wird von Swissgrid am Arbeits-
tag nach dem Abruf nachträglich eingestellt. Für jene Tertiärregelenergieabrufe, die innerhalb
einer angefangenen Fahrplanviertelstunde starten, wird Swissgrid die angeforderte Menge in die-
ser ersten Viertelstunde mitteln, damit der präqualifizierenden SDV keine Ausgleichsenergie an-
fällt.

Die präqualifizierende SDV stimmt der dargestellten fahrplantechnischen Abwicklung zu und bestätigt, über die notwendige Infrastruktur zur Fahrplanabwicklung zu verfügen und die hierbei erforderlichen Fahrpläne zeitgerecht nach den Regeln des Fahrplanmanagements bereitzustellen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.2. Allgemeine Anforderungen

24.2.1. Funktionskontrolle für RPU und RPG

Swissgrid behält sich vor, im laufenden Betrieb eine Funktionskontrolle der Tertiärregelfähigkeit der RPU und RPG in Form eines Testabrufs durchzuführen. Diese Testabrufe werden wie reguläre Abrufe entschädigt. Die präqualifizierende SDV wird alle hierzu notwendigen Massnahmen zulassen und Swissgrid dabei aktiv unterstützen. Die präqualifizierende SDV wird hierzu der Swissgrid vollständige Transparenz in Bezug auf Nachvollziehbarkeit der Erbringung von mFRR und / oder RR gewähren.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.2.2. Minimale präqualifizierende Leistung pro RPP

Der mFRR- und RR-RPP der präqualifizierenden SDV hat mindestens eine präqualifizierte Leistung von ± 5 MW bei symmetrischen Angeboten und +5 MW oder -5 MW bei asymmetrischen Angeboten aufzuweisen. Enthält der RPP nur eine RPU oder RPG enthält bedeutet dies, dass die Mindestleistung, welche pro RPU oder RPG präqualifiziert werden kann, 5 MW beträgt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.2.3. Erfüllungsort

Erfüllungsort ist der Ort der Bereitstellung der mFRR oder RR. Etwaige Netznutzungsentgelte und Kosten für Ausgleichsenergie, die aus der Teilnahme an der Tertiärregelung entstehen, trägt die präqualifizierende SDV.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
----------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

24.2.4. Erfüllungsort ausserhalb der Schweiz

Liegt der Erfüllungsort ausserhalb der Regelzone Schweiz, sind die notwendigen Vereinbarungen mit der zuständigen Regelzonenbetreiberin bzw. dem zuständigen Regelzonenbetreiber abgeschlossen und dessen technischen und organisatorischen Randbedingungen erfüllt.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

24.2.5. Abstimmung mit anderen Netzbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen

Für jede TE, die für Tertiärregelung eingesetzt werden soll, ist die Bilanzgruppe zu nennen, in die die TE einspeist. Die präqualifizierende SDV ist verpflichtet, sämtliche technische und organisatorische Massnahmen, die zur Lieferung der Regelenergie an Swissgrid erforderlich sind, mit allfällig betroffenen dritten Netzbetreiberinnen bzw. Netzbetreibern (z.B. bei Lieferung aus unterliegenden Netzebenen) zu organisieren.

Die präqualifizierende SDV legt die entsprechenden Nachweise über die erfolgte Abstimmung mit allen involvierten Parteien der Swissgrid vor (z.B. Netzanschluss-, Netznutzungs- und Bilanzgruppenverträge).

Im Fall von Regelpooling muss die SDV nachweisen, wie die gelieferte Regelenergie berechnet wird (gemäss Ziff. 4.5 (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013). Zusätzlich hat die SDV die Vollmacht der TE-Eigentümerin bzw. des TE-Eigentümers gegenüber der SDV (gemäss Ziff. 6 (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013)) und eine Bestätigung des jeweiligen VNB einzureichen.

Anforderung erfüllt	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	Erläuterungen-Nr. _____
---------------------	-----------------------------	-------------------------------	-------------------------

24.3. Rechtsverbindliche Erklärung der präqualifizierenden SDV

Die präqualifizierende SDV erklärt hiermit, dass:

1. sie die Präqualifikationsunterlagen vollständig erhalten hat; und
2. ihre Rückfragen mit ausreichender Klarheit beantwortet wurden; und
3. ihre Angaben und eingereichten Unterlagen richtig und wahrheitsgemäss sind; und
4. die in lesbarer elektronischer Form übermittelten Daten übereinstimmen; und
5. sie mit der in den Präqualifikationsunterlagen beschriebenen Vorgehensweise vollumfänglich einverstanden ist.

Darüber hinaus ist der präqualifizierenden SDV bewusst, dass:

1. die von ihr eingereichten Präqualifikationsunterlagen einschliesslich der übergebenen Dateien, im Falle einer erfolgreichen Präqualifikation, Bestandteil des abzuschliessenden Rahmenvertrages über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Regelenergie werden; und

2. wissentlich falsche Angaben und Erklärungen in Bezug auf Fachwissen, Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit zum Ausschluss im späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaig erteilten Auftrags führen können.

Mit der Zulassung zur Präqualifikation verpflichtet sie sich, Swissgrid schriftlich und unverzüglich zu informieren, sobald sich wesentliche Änderungen bei den Unternehmens- oder Leistungsdaten ergeben, welche der Präqualifikation zugrunde liegen.

Ihr ist zudem bekannt, dass die Unrichtigkeit vorstehender Erklärungen zu dem Ausschluss ihres Unternehmens vom späteren Ausschreibungs- und Vergabeverfahren sowie zur fristlosen Kündigung eines etwaigen abgeschlossenen Rahmenvertrages aus wichtigem Grund führen kann.

[Name der präqualifizierenden SDV gemäss HR-Eintrag]

Ort / Datum:

Name
[Funktion]

Name
[Funktion]

25. Beilage 13: Regelpooling – Fiktive Lieferanten-EIC

Nach dem Regelpooling Konzept meldet die SDV die Energieerbringung in fremden Bilanzgruppen lieferantenscharf an Swissgrid. Diese Meldungen werden mittels DPS-Zeitreihen an Swissgrid gemeldet (vgl. Anhang «Anforderungen an Fahrplandaten»). Im DPS wird die Energieflussrichtung durch die Felder «InParty» / «OutParty» definiert. Sollte die Bilanzgruppe und die Lieferantin bzw. der Lieferant denselben EIC verwenden, wäre eine eindeutige Definition der Energieflussrichtung nicht möglich, da in beiden Feldern («InParty» / «OutParty») derselbe EIC stehen würde. Deshalb wurde eine fiktive Lieferanten-EIC eingeführt, um eine eindeutige Energieflussrichtung definieren zu können. Diese fiktive Lieferanten-EIC wird ausschliesslich für die Abwicklung von Regelpooling-Abfragen benutzt und hat keinen anderen Verwendungszweck.

Es liegt in der Verantwortung der SDV die EIC der Lieferantinnen bzw. der Lieferanten und der Bilanzgruppen abzuklären.

Tabelle 28: Energieflussrichtung im DPS

Energie	Energiefluss	OutParty	InParty
Positive Energie	SDV → Swissgrid	EIC Lieferant	EIC Bilanzgruppe
Negative Energie	Swissgrid → SDV	EIC Bilanzgruppe	EIC Lieferant

Tabelle 29: Fiktive Lieferanten EIC

Firma	Bilanzgruppe	Lieferanten EIC
AET	12XAET-HANDEL--3	12XSDL-AET-FLF-0
BKW Energie AG	12XBKW-HANDEL--X	12XSDL-BKW-FLF-X
CKW AG	12XCKW-HANDEL--K	12X-0000001926-M
EBM Energie AG	12X-0000000072-S	12XSDL-EBM-FLF-0
EPS AG	12XENERGIEPOOL-H	12XSDL-EPS-FLF-V
Groupe E SA	12XGROUPE-E----V	12XSDL-GRP-FLF-I
IWB	12XCKW-HANDEL--K (Subbilanzgruppe von CKW)	12XSDL-IWB-FLF-L
Liechtensteinische Kraftwerke	12XLKW-HANDEL--E	12XSDL-LKW-FLF-H
Repower AG	12XRAETIA-E-H--D	12XSDL-REP-FLF-N
SBB	11XSBB-----H	12XSDL-SBB-FLF-P
Swenex Ltd	12X-0000001759-B	12XSDL-SWE-FLF-L
Swenex Ltd (BG-EE)	12X-0000002013-0	12XSDL-BGE-FLF-6

26. Beilage 14: SDL mit Anlagen im Einspeisevergütungssystem (EVS)

26.1. Einführung

Anlagen im EVS können einerseits der Bilanzgruppe Erneuerbare Energie (BG-EE) oder unter via Direktvermarktung (DV) einer Handelsbilanzgruppe zugeordnet sein. Gemäss dieser Einteilung werden zwei Vergütungsmodelle unterschieden:

1. In der DV ist der Anlagebetreiber selbst für die Vermarktung der produzierten Energie zuständig. Zusätzlich zu diesem Ertrag vergütet Pronovo dem Anlagenbetreiber eine Einspeiseprämie sowie ein Bewirtschaftungsentgelt; und
2. In der Vergütung zum Referenz-Marktpreis ist die Anlage der BG-EE zugeordnet und entspricht dem bisherigen Tarif der Kostendeckenden Einspeisevergütung mit einem festen Vergütungssatz. Weitere Informationen sowie die Bedingungen zur Teilnahme sind in den Faktenblättern des BFE zu finden (BFE, Direktvermarktung Faktenblatt, 2017).

26.2. Konzept

Die Abwicklung von SDL mit EVS-Anlagen erfolgt auf der Basis des Regelpooling-Konzepts (VSE, Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt, 2013). Gemäss diesem Konzept müssen SDV nach einem Regelenergieabruf am darauffolgenden Arbeitstag die Regelenergie, welche in einer fremden BG erbracht wurde, an Swissgrid melden (BG- und Lieferantscharf). Mit dieser Information erstellt Swissgrid Fahrpläne an die SDV wie auch an die betroffenen BG, um sämtliche BG auszugleichen. Bei einer positiven Regelenergieerbringung steht der Betreiberin bzw. dem Betreiber zwar die Vergütung der SDL-Energie zu, jedoch darf diese positive Regelenergieerbringung nicht gleichzeitig im EVS abgegolten werden. Um diese Anforderung im operativen Geschäft umzusetzen, ist folgender Arbeitsschritt im Regelpooling-Konzept erforderlich: Die SDV muss zum jeweiligen Monatsende die positive Regelenergieerbringung pro EVS-Anlage Viertelstunden-scharf an Pronovo melden.

26.3. Prozessbeschreibung

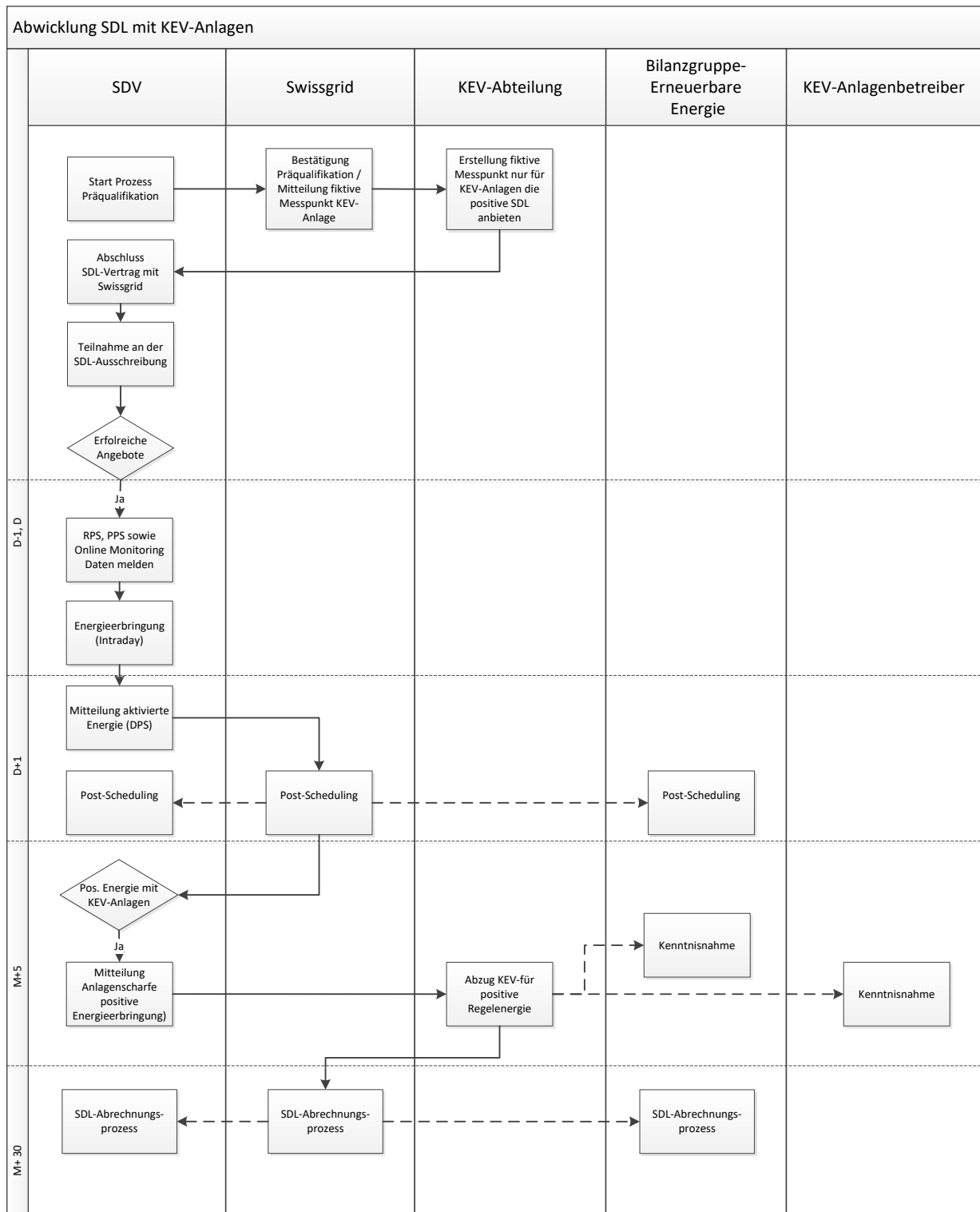


Abbildung 37: Prozessdiagramm Abwicklung SDL mit EVS-Anlagen

26.4. Mitteilung positive Regelenergieerbringung

Die gesamt erbrachte positive Regelenergie muss pro EVS-TE, identifiziert über den mitgeteilten Messpunkt, als viertelstunden Einspeisegang gemäss Definitionen in Ziff. 4.10 (VSE, Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz, 2018) an Pronovo gesendet

werden. Dabei ist die EIC der SDV und die Rolle Metered Data Responsible (MDR) zu verwenden. Auch die EVS-TE, welche nicht oder teilweise in die BG-EE einspeisen, sind dazu verpflichtet, ihre gesamthaft erbrachte positive Regelenergie zu melden.

26.4.1. Anforderung an das Monitoring Messgerät

Soweit möglich soll für das Online-Monitoring wie auch für die Erstellung des DPS-Fahrplanes das geeichte VNB Messgerät verwendet werden (mit Erlaubnis des jeweiligen VNB).

Bei Messgeräten, die den technischen Anforderungen (vgl. (BFE, Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz, 2014)) entsprechen, ist in Ziff. 4.1.2 die Endkundenschnittstelle, die geforderten Messwerte in der notwendigen Genauigkeit und zeitlichen Auflösung diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Die Genauigkeitsklasse ist im Metering Code Schweiz (VSE, Metering Code Schweiz, 2018) respektive den Europäischen Richtlinien für Messgeräte MID, Elektrizitätszähler für Wirkverbrauch, Anhang MI-003 (European Parliament, 2004) definiert.

Alternativ können auch Messgeräte zur Anwendung kommen, welche geeichte Lastgangmessungen zulassen und fixe Energiemesswerte als Impulse (konfigurierbare Konstante Imp/kWh) über Pulsausgänge ausgeben können. Die SDV hat für die Übertragung der Messwerte von der Endkundenschnittstelle des geeichten Messgerätes an seine Datenverarbeitungssystem die erforderlichen Kommunikationsvoraussetzungen zu etablieren, damit die oben beschriebenen Messwerte im Online-Monitoring zur Verfügung stehen. Falls das Messgerät der VNB nicht verwendet werden kann, müssen Messgeräte mit Genauigkeitsklassen gemäss dem Metering Code Schweiz respektive MID für das Online-Monitoring eingesetzt werden.

26.5. SDL mit Kehrrichtverbrennungsanlagen (KVA)

KVA im EVS werden für 50% der produzierten Energie gefördert. Die restliche Energie wird über die herkömmliche Anschluss-BG vermarktet. Die geförderte Energie kann gemäss Faktenblatt BFE (BFE, Direktvermarktung Faktenblatt, 2017) entweder der BG-EE zugeordnet oder via DV über die Anschluss-BG vermarktet werden. Falls mit dieser Anlage SDL im der eigenen oder fremden BG erbracht werden, unterscheiden sich die zu versendenden DPS wie folgt:

1. Die KVA, welche im EVS ohne DV eingeteilt sind, speisen zu 50% in die Anschluss-BG und zu 50% in die BG-EE ein. Bei einem KVA-Regelenergieabruf muss daher 50% der Energie der Anschluss-BG und 50% der Energie der BG-EE zugeordnet werden. Mit dem DPS wird diese Information am nachfolgenden Arbeitstag an Swissgrid mitgeteilt. Falls die SDV SDL von einer KVA erbringt welche seiner eigenen BG zugeordnet ist, dann darf im DPS nur der 50% Anteil der BG-EE gemeldet werden; oder
2. Die KVA, welche im EVS mit DV eingeteilt sind, speisen zu 100% in die Anschluss BG und nicht in die BG-EE ein. Bei einem KVA-Regelenergieabruf muss daher 100% der Energie der Anschluss BG zugeordnet werden. Der DPS muss nur für KVA erstellt werden, die nicht in die BG der SDV eingeteilt sind. Folglich sind KVA ausserhalb der BG der SDV wie Pooling-Anlagen zu behandeln.

Nachfolgend sind die möglichen Fälle eines KVA-Regelenergieabrufes und DPS Beispiele ersichtlich.

Tabelle 30: DPS Beispiele beim SDL Abruf mit EVS-berechtigten KVA-Anlagen

Art der EVS Anlage	SDL Abruf	Wert im DPS BG-EE	Wert im DPS
--------------------	-----------	-------------------	-------------

			Anschluss- BG
EVS-berechtigte KVA-Anlage ist in der BG der SDV ohne DV	10 MW für 1 Stunde	5 MW 1 Stunde	-
EVS-berechtigte KVA-Anlage ist in einer fremden BG ohne DV	10 MW für 1 Stunde	5 MW 1 Stunde	5 MW für 1 Stunde
EVS-berechtigte KVA-Anlage ist in der BG der SDV mit DV	10 MW für 1 Stunde	-	-
EVS-berechtigte KVA-Anlage ist in einer fremden BG mit DV	10 MW für 1 Stunde	-	10 MW für 1 Stunde

26.6. EIC der BG-EE

Die EIC der BG-EE ist 12X-0000002013-0. Da es keine separaten Lieferantinnen bzw. Lieferanten für die EVS-Anlagen gibt, muss im DPS der nachfolgende fiktive EIC für die Lieferantin bzw. den Lieferanten verwendet werden: 12XSDDL-BGE-FLF-6.

27. Literaturverzeichnis

- BFE. (2014). *Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz.*
- BFE. (2017). *Direktvermarktung Faktenblatt.* Von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html> abgerufen
- EBGL. (2017). *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing.*
- European Parliament. (2004). *Directive 2004/22/EC of the European Parliament and of the Council of 31 March 2004 on measuring instruments.*
- Fachbereiche Digitale Transformation. (2003). *Blockregelung von Wärmekraftwerken.* VDI/VDE 3508.
- IEC. (1998). *Guide to specification of hydraulic turbine governing .* CEI/IEC 61362.
- IEC. (2005). *Hydraulic turbines - Testing of control systems.* CEI/IEC 60308.
- RfG. (2016). *COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators.*
- RTE. (2007). *Contrat der Participation aux Service Système.*
- RWE Transportnetze Strom. (2007). *Technische Mindestanforderungen an Kraftwerke für den Anschluss in unterlagerten 110-kV-Netzen.*
- SAFA. (Erwartet in 2021). *Additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.*
- SOGL. (2017). *COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.*
- Swissgrid. (2019). *Trasmission Code 2019.*
- Swissgrid. (2020). *Anforderungen an Fahrplandaten.*
- Terna. (2008). *Participation in Frequency and Frequency-Power Regulation of Production Units.* RGTE070047 DIS-ISI.
- Transelectrica. (2008). *Procedura operationala, Verificarea functionarii grupurilor in reglaj primar (Verfahren zur Überprüfung der Primärregelfähigkeit von Kraftwerksblöcken).* Cod TEL - 07.VOS - DN 280.
- VSE. (2013). *Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt.*
- VSE. (2018). *Metering Code Schweiz.*
- VSE. (2018). *Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz.*