

Intern

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Erläuterung zum Fragebogen

TSO-DSO Coordination: Marktpotenzialstudie für einen Flexibilitätsmarkt

Datum 9. September 2025

Verfasst von Raphael Wu
Market

Inhalt

1	Einleitung	2
1.1	Motivation	2
1.2	Projekt TSO-DSO Coordination (TDC)	2
1.3	Marktpotenzialumfrage und TDC Consultative Group	2
2	TSO-DSO Coordination	3
2.1	Vision	3
2.2	Produkte	5
2.2.1	Timing	6
2.2.2	Preisspannen	7
2.3	Geplanter Koordinationsprozess	8
2.3.1	Registrierung und Präqualifikation (einmalig)	8
2.3.2	Lokaler Flexibilitätsmarkt	8
2.3.3	Aktivierung und Transparenz	9
2.3.4	Märkte auf der Übertragungsnetzebene	9
2.4	Anforderungen an VNB	9
2.4.1	Passive Teilnahme	10
2.4.2	Statische Teilnahme	10
2.4.3	Dynamische Teilnahme	10
2.4.4	Maximale Teilnahme	10
2.5	Voraussetzungen für die FSP-Teilnahme	10
2.5.1	Technische FSP	11
2.5.2	Kommerzielle FSP	11
3	Glossar	12
	Anhang: Weitere Initiativen zur Flexibilitätsnutzung in der Schweiz	14
	EQUIGY Crowd Balancing Plattform (CBP)	14
	Nationale Datenplattform und Flexibilitätsregister	14
	Projekt ENFLATE	14

Alle Rechte, insbesondere das Vervielfältigen und andere Eigentumsrechte, sind vorbehalten.

Dieses Dokument darf in keiner Weise gänzlich oder teilweise vervielfältigt oder Dritten zugänglich gemacht werden ohne eine ausdrückliche schriftliche Genehmigung seitens Swissgrid AG.

Swissgrid AG übernimmt keine Haftung für Fehler in diesem Dokument.

1 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt eine Vision, die von AEM, Axpo, BKW, CKW, ewz, Groupe E, Primeo Energie, Romande Energie, den St. Galler Stadtwerken und Swissgrid im Projekt TSO-DSO-Coordination (TDC) entwickelt wurde, wie dezentrale Energiere Ressourcen (DER) in Zukunft Netz- und Systemdienstleistungen erbringen können.

1.1 Motivation

Die zunehmende DER-Kapazität verschärft die Herausforderungen für das Stromnetz mit vermehrten Engpässen, Spannungsproblemen und Unausgeglichheiten. DER verfügen jedoch auch über Flexibilität, die genutzt werden kann, um diese Herausforderungen zu bewältigen und den Netzausbau möglicherweise zu verschieben. Zu den potenziellen Instrumenten zur Nutzung der DER-Flexibilität gehören dynamische Netznutzungs- und Energie, bilaterale Verträge zwischen VNB und DER-Eigentümern, garantierte Flexibilitätsnutzung (z. B. im Notfall oder Abregelung von 3 % der jährlichen Erzeugung erneuerbarer Energien), aber auch Flexibilitätsmärkte. DER können bereits heute über Regelenergie-Pooling Systemdienstleistungen erbringen. Die VNB werden dabei nur während des Registrierungsprozesses einbezogen. Angesichts des rasanten Ausbaus von Wärmepumpen, Elektromobilität und Photovoltaik müssen die Prozesse ausgebaut werden, da VNB künftig einerseits selbst Flexibilitätsbedarf haben und andererseits Netzgrenzwertverletzungen durch Flexibilitätsnutzung Dritter verhindern müssen. Zu diesem Zweck wird im Projekt TDC ein Koordinationsprozess zur Nutzung dezentraler Flexibilität entwickelt.

1.2 Projekt TSO-DSO Coordination (TDC)

TDC zielt darauf ab, einen Koordinationsmechanismus zu etablieren, der es flexiblen DER ermöglicht, Netz- und Systemdienstleistungen auf effiziente, skalierbare und netzsichere Weise bereitzustellen. Mit dem Inkrafttreten des Mantelerlasses aus StromVG & EnG am 1. Januar 2025 wurde in der Schweiz ein rechtlicher Rahmen für Flexibilität geschaffen, der den Besitz und den Zugang zu DER-Flexibilität regelt. TDC trägt dem gestiegenen Abstimmungsbedarf in diesem neuen rechtlichen Kontext Rechnung.

TDC wurde 2021 als Pilotprojekt zwischen ewz, Swissgrid und EQUIGY lanciert (TDC Phase A). In Phase A wurde ein relativ einfaches regel- und prioritätenbasiertes Konzept entwickelt und mit dem ÜNB, einem VNB, einem Flexibilitätsdienstleister (FSP) und der EQUIGY Crowd Balancing Platform getestet.

In der anschliessenden Phase B (2023-2024) wurde das Konsortium auf neun Partner (ÜNB, VNB und FSP) erweitert. Das TDC-Konzept wurde verfeinert und mit Überlegungen zum Markt- und Produktdesign, Geschäftsmodellen zur Entwicklung und zum Betrieb des Koordinierungsmechanismus, einer rechtlich-regulatorischen Analyse und einer Umsetzungsroadmap ergänzt.

Die aktuelle Phase C (2025-2026) zielt darauf ab, das Funktionieren des entwickelten Marktmechanismus zu demonstrieren, der es sowohl den VNB als auch dem ÜNB ermöglicht, Flexibilität zu beschaffen, ohne zu Problemen in den anderen Netzen zu führen, und das Potenzial von TDC (als Ganzes, aber auch seine einzelnen Produkte und Prozesse) für FSP, VNB und ÜNB abzuschätzen.

1.3 Marktpotenzialumfrage und TDC Consultative Group

Dieses Dokument dient zur Erläuterung zum Fragebogen unter Schweizer VNB und FSP. Im Folgenden werden die Rollen, Produkte, der Koordinationsmechanismus und der Zusammenhang mit anderen Initiativen zur Flexibilitätsnutzung erklärt.

Eraneos führt die Umfrage durch und wird alle Antworten vertraulich behandeln. Die Ergebnisse werden anonymisiert und aggregiert aufbereitet, damit die Antworten nicht auf einzelne VNB oder FSP zurückgeführt werden können. Bei Fragen wenden Sie sich bitte an Tobias Moser: Tobias.Moser@eraneos.com.

Die Resultate werden in der sogenannten «TDC Consultative Group» geteilt, wo VNB und FSP in 3-4 virtuellen Sitzungen pro Jahr ein Update zum Projekt erhalten. Bei Interesse an der Consultative Group können Sie sich ebenfalls bei Tobias Moser melden.

2 TSO-DSO Coordination

2.1 Vision

Die Vision von TDC ist, dass DERs sowohl Netz- als auch Systemdienstleistungen für ÜNB und VNB erbringen können und dabei die Netzgrenzwerte einhalten. Die Nutzung wird so koordiniert, dass die Flexibilität für die dringendste Leistung mit dem jeweils höchsten Wert genutzt wird. Die Rollen der beteiligten Akteure sind:

- der Flexibility Service Provider (FSP), der für die Aggregation und die Angebote am Markt und die Steuerung der DER verantwortlich ist.
- der Marktbetreiberin, die für den Betrieb der Infrastruktur für den Datenaustausch und die Koordinierungsabwicklung verantwortlich ist.
- die ÜNB und VNB, die Flexibilität einkaufen und bei Gefährdung der Netzsicherheit beschränken
- die Lieferanten und Bilanzgruppen, die Informationen über geplante und durchgeführte Abrufe der Flexibilität erhalten können.

Abbildung 1 zeigt die Vorteile von TDC. TDC ermöglicht es ÜNB und VNB, gemeinsam auf mehr Flexibilität zuzugreifen und sicherzustellen, dass alle Netzgrenzwerte eingehalten werden. FSPs und Besitzerinnen der DER profitieren von Value Stacking sowie einfachen und standardisierten Prozessen. Zudem wird den Lieferanten und Bilanzgruppen eine erhöhte Transparenz geboten.

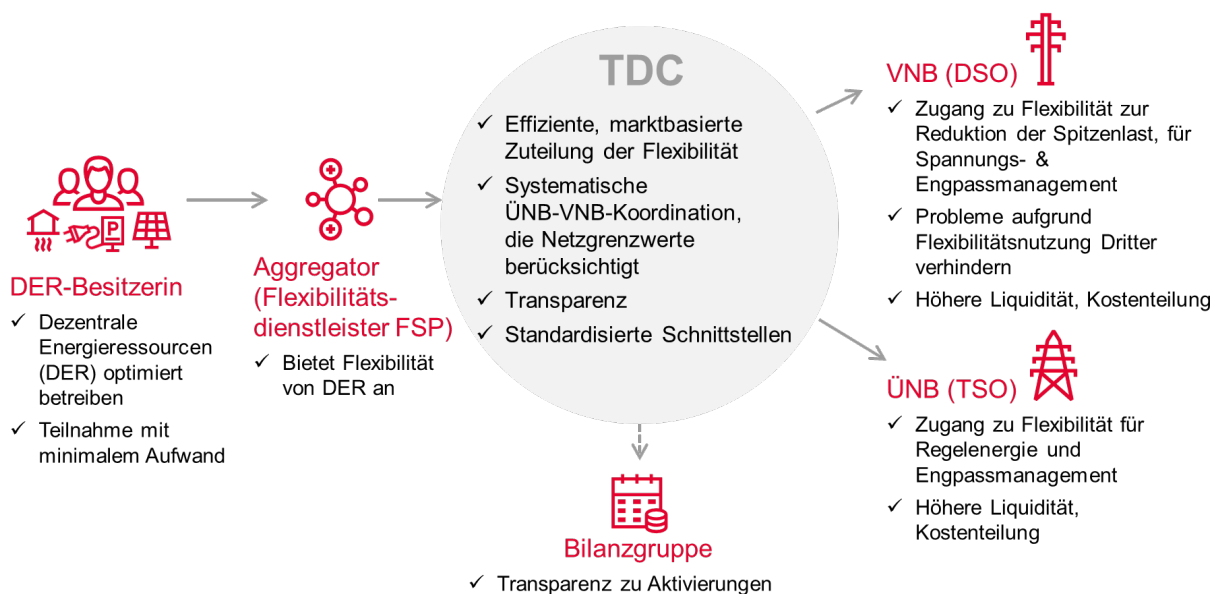


Abbildung 1: Vision für TDC.

Während die Integration von DER so gut wie möglich mit bestehenden Märkten, Prozessen und Datenaustausch für größere Kraftwerke kompatibel sein sollte, gibt es auch DER-spezifische Herausforderungen.

Daher werden in ganz Europa (z.B. in Skandinavien¹ und Großbritannien²) zunehmend Plattformen für DER-Flexibilitätsmärkte entwickelt. TDC geht ebenfalls in diese Richtung. Im Vergleich zum Status Quo (keine Abstimmung zwischen den Flexibilitätsnutzenden) bietet die TDC-Ziellösung eine netzsichere, wirtschaftlich und technisch effiziente Nutzung von Flexibilität für netz- und systemdienliche Zwecke.

Die vorgesehenen TDC-Produkte, der Koordinationsprozess und die Anforderungen an VNB und FSP werden in den Abschnitten 2.2 - 2.5 beschrieben. Da der Aufbau eines solchen Flexibilitätsmarktes in der Schweiz für alle Beteiligten Zeit in Anspruch nehmen wird, werden im Fragebogen Fragen für die Zieljahre 2030 und darüber hinaus gestellt. Abhängig von den Antworten werden die Produkte und Prozesse für die Implementierung priorisiert. Da die Entwicklung der DER mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, geben Abbildung 2 – Abbildung 4 einen Überblick über die Entwicklung bis 2024 und Szenarien bis 2035, um die Beantwortung der Umfrage zu erleichtern.

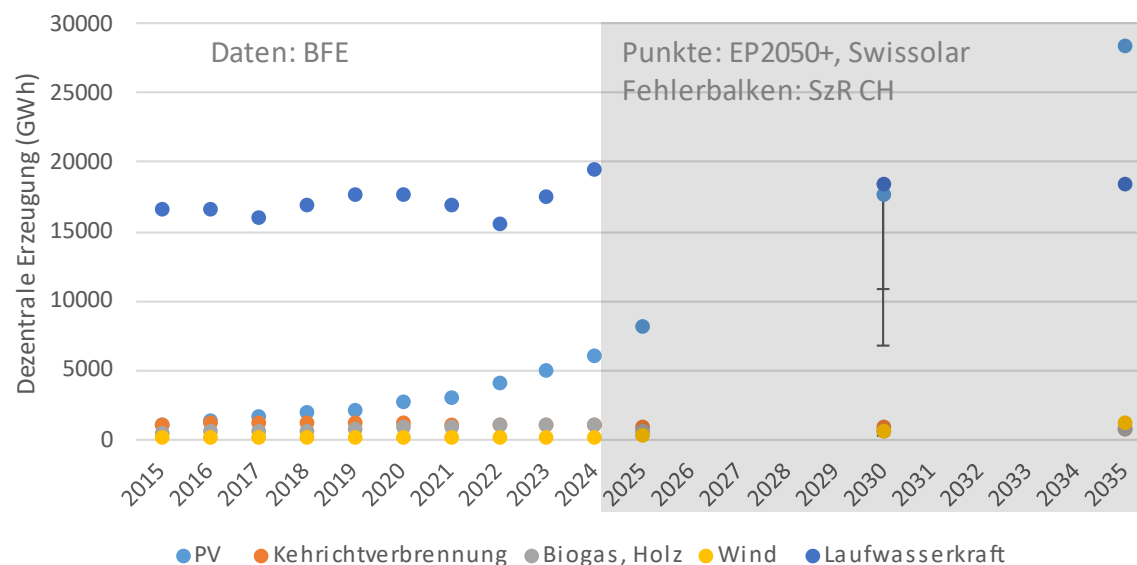


Abbildung 2: Jährliche Erzeugung von DER in der Schweiz. Historische Daten stammen aus Statistiken des BFE, die Zukunftsszenarien stammen aus dem Swissolar Solarmonitor, Szenariorahmen Schweiz (SzR CH) und den Energieperspektiven (EP) 2050+. Die Fehlerbalken zeigen die Bandbreite der Szenarien in SzR CH für das Jahr 2030.

¹ Die NODES-Märkte in Norwegen, Schweden und Finnland: <https://nodesmarket.com/>

² <https://www.energynetworks.org/industry/flexibility-services> enthält einen Überblick über VNB-Flexibilitätsmärkte in Grossbritannien

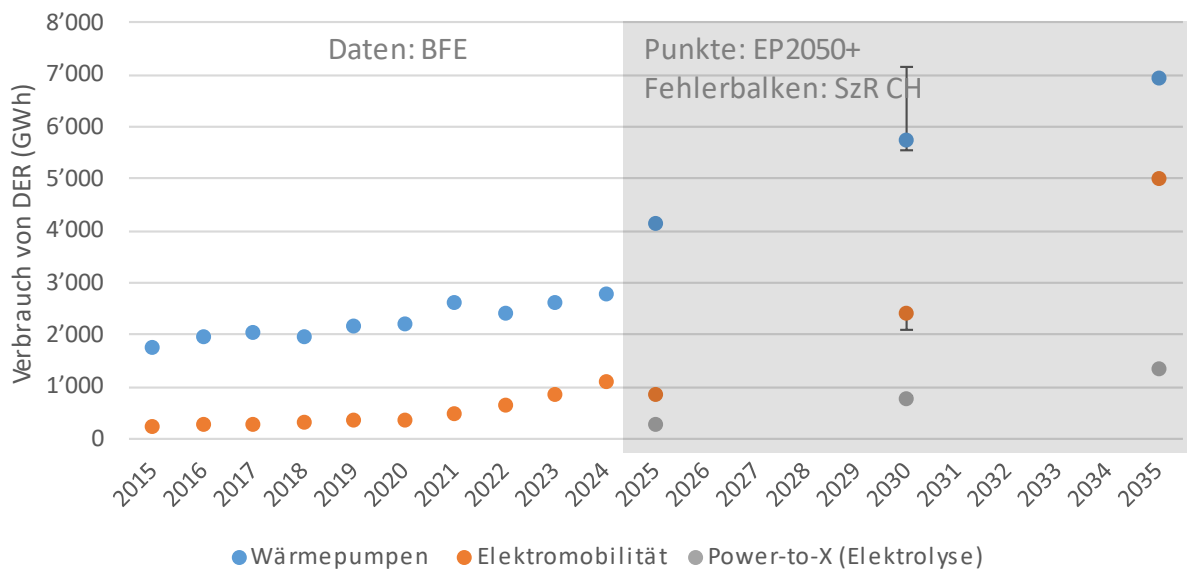


Abbildung 3: Jahresverbrauch von DER in der Schweiz. Historische Daten stammen aus Statistiken des BFE, die Zukunftsszenarien stammen aus dem Szenariorahmen Schweiz (SzR CH) und den Energieperspektiven (EP) 2050+. Die Fehlerbalken zeigen die Bandbreite der Szenarien in SzR CH für das Jahr 2030.

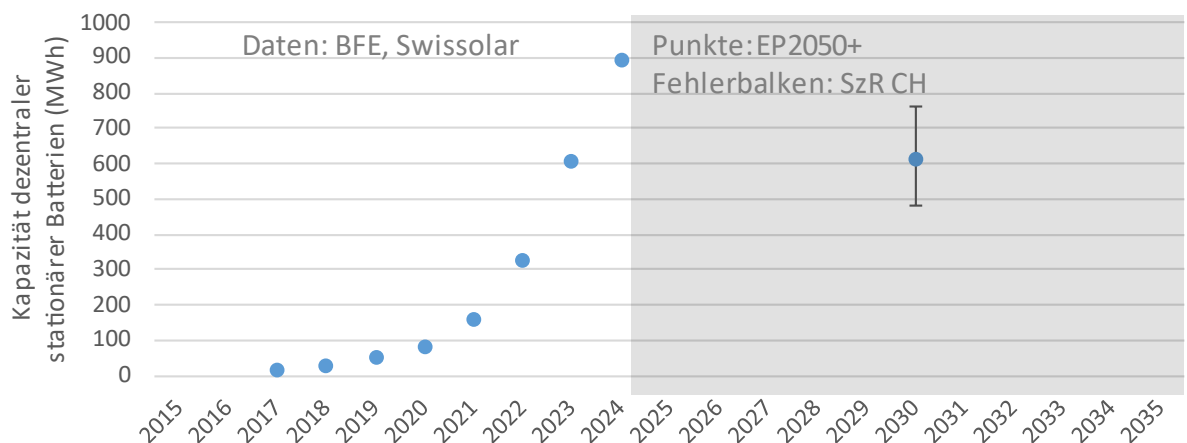


Abbildung 4: Kapazitäten des dezentraler stationären Batterie-Energiespeichersysteme (BESS). Historische Daten stammen aus der BFE-Statistik Solarenergie und von Swissolar für 2025, die Zukunftsszenarien stammen aus Szenariorahmen Schweiz (SzR CH) und den Energieperspektiven (EP) 2050+. Fehlerbalken zeigen die Bandbreite der Szenarien in SzR CH für das Jahr 2030.

Ein Vergleich der statistischen Daten bis 2024 mit Szenarien aus dem aktuellen Szenariorahmen der Schweiz für die Netzplanung (SzR CH) zeigt, dass die Entwicklung von PV, Elektromobilität und dezentralen Batterien schneller verläuft als prognostiziert, während sich Wärmepumpen etwas langsamer entwickeln als in den Energieperspektiven.

Neben den Technologien in Abbildung 2 – Abbildung 4 ist in den nächsten Jahren ein deutlicher Anstieg der Anschlussanfragen für stationäre Batterien und Rechenzentren im Megawatt-Massstab möglich, die in der Energiestatistik noch nicht ausgewiesen sind. Wenn Ihnen als DSO bzw. FSP eine solche Entwicklung in Ihrem Hochspannungsnetz bzw. -portfolio bereits bekannt ist, berücksichtigen Sie bitte auch diese Technologien bei der Beantwortung des Fragebogens.

2.2 Produkte

In TDC sind zwei Produkte vorgesehen. Beide werden als Aktivierungs- und Leistungsvorhaltungsprodukt vorgeschlagen und können über mehrere Zeitschritte hinweg geliefert und nachgefragt werden:

1. Power In-/Decrease (Leistungserhöhung/-senkung)
 - a. Aktivierungsprodukt
 - b. Langfristiges Vorhaltungsprodukt
2. Power Limitation (Leistungsbegrenzung)
 - a. Aktivierungsprodukt
 - b. Langfristiges Vorhaltungsprodukt

Die Hauptunterschiede zwischen diesen Produkten sind die Aggregationsebene und die Behandlung der Energie:

- Das Power In-/Decrease-Produkt basiert auf dem aktuellen Swissgrid Tertiärregelenergieprodukt, mit dem Unterschied dass Power In-/Decrease Standortinformationen enthält (d. h. das lokale Marktgebiet, in das es geliefert wird, siehe Abschnitt 2.3.1 unten). FSP können mehrere DER auf nationaler, regionaler oder lokaler Ebene aggregieren, abhängig von der geografischen Verteilung ihrer DER. Dieses Produkt ist kompatibel mit bestehenden Märkten (siehe Abschnitt 2.3.4 unten).
- Das Power Limitation-Produkt wird immer an einem einzigen Netzanschlusspunkt angeboten. Power Limitation kann verwendet werden, wenn eine Aktivierung der Flexibilität an einem bestimmten Knoten nötig ist, wie z. B. Spannungsregelung und Engpassmanagement auf NE 6+7 oder auf der Mittelspannung, wenn ein Grosskunde kein Angebot für Power In-/Decrease abgeben kann (z. B. wenn die verfügbare Leistung nicht prognostiziert werden kann). Um die Regelzone Schweiz ausgeglichen zu halten, wird Power Limitation mit einer höheren Vorlaufzeit aktiviert (siehe Abschnitt 2.2.1 unten).
- Das Vorhaltungsprodukt dient dazu um sicherzustellen, dass langfristig genügend Flexibilität zur Verfügung steht, z.B. um Netzausbau zu verzögern. Ein Zuschlag für das Vorhaltungsprodukt ist eine Verpflichtung für den FSP, Angebote mit dem entsprechenden Volumen auf dem Aktivierungsmarkt für mehrere 15-Minuten-Intervalle abzugeben.

Beide Produkttypen können gleichzeitig von einer DER bereitgestellt werden, wie Abbildung 5 zeigt.

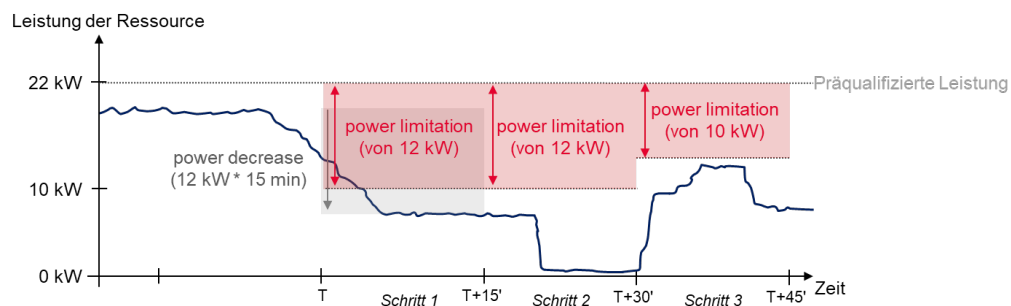


Abbildung 5: Beispiel mit Power In-/Decrease und Power Limitation, die von demselben DER bereitgestellt werden.

2.2.1 Timing

Wie in Abbildung 5 dargestellt, beträgt die Lieferzeit für alle TDC-Produkte 15 Minuten. Die Vorlaufzeiten für die Aktivierung von Power Limitation und Power In-/Decrease sind Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Vorgesehene Vorlaufzeiten für die Auktionen von Power Limitation und Power In-/Decrease.

Der vorgesehene Koordinationsprozess wird voraussichtlich ca. 10 Minuten dauern. Die Auktion fürs Power Limitation-Aktivierungsprodukt findet ca. 4h vor Beginn der Lieferperiode T statt, da die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppen Zeit benötigen, um auf Einschränkungen der DER in ihrer

Bilanzierungsverantwortung zu reagieren. Die Aktivierungsauktion für Power In-/Decrease wird mit einer Gate-Schliessung von T-25 Minuten durchgeführt, was auf die Tertiärregelenergieauktion abgestimmt ist und eine Angebotsweiterleitung an MARI ermöglicht (siehe Abschnitt 2.3.4 unten).

Der Zeitpunkt der Auktionen für die Vorhaltungsprodukte ist noch nicht definiert. Das Timing kann aber auf der Grundlage der bestehenden Regelleistungsauktionen (d. h. 2 Tage oder 1 Woche vor der Lieferung) basieren, oder auch mehrere Monate oder Jahre im Voraus durchgeführt werden um sicherzustellen dass genügend Flexibilität für die Verzögerung von Netzausbau zur Verfügung steht.

2.2.2 Preisspannen

Die Prognose realistischer Preisspannen für den TDC-Markt ist schwierig und dieses Dokument erhebt keinen Anspruch auf eine präzise Prognose. Nichtsdestotrotz gibt es einige relevante Informationsquellen, die eine erwartete Größenordnung angeben könnten. Da das Power In-/Decrease-Produkt auf Tertiärregelenergie basiert, können die historischen Preisspannen in Abbildung 7 einen Anhaltspunkt geben. Die Energiekrise im Jahr 2022 führte zu teilweise aussergewöhnlichen Preisen.

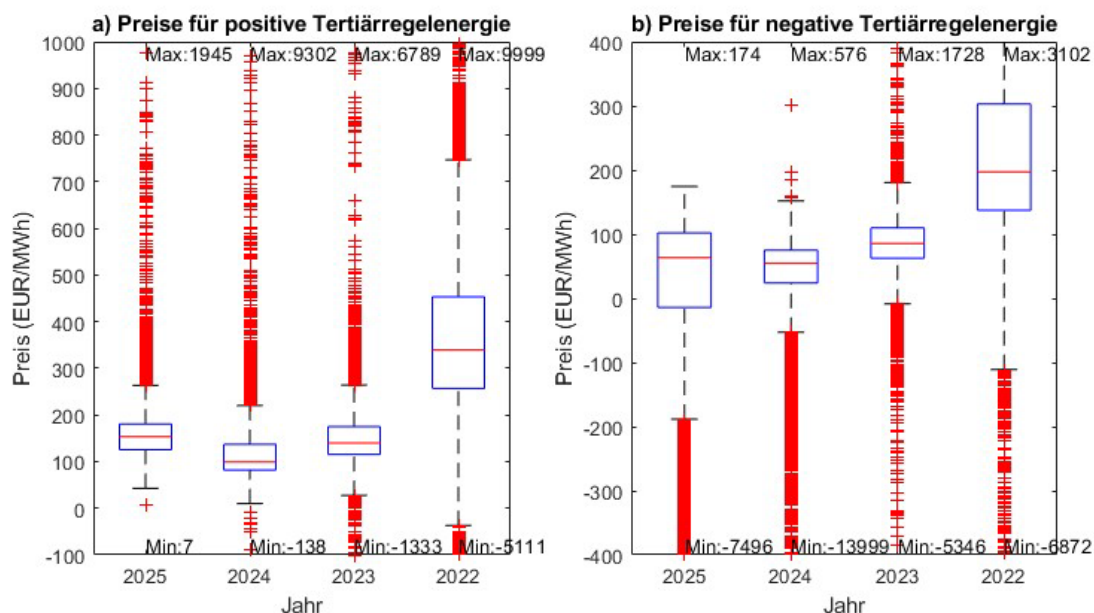


Abbildung 7: Verteilung der Preise für positive (Erhöhung der Einspeisung oder Reduktion des Verbrauchs) und negative Tertiärregelenergie von 2022 bis Juni 2025. Positive Preise für Regelleistung positive Regelleistung (a) bedeuten, dass Swissgrid die FSP bezahlt hat. Positive Preise für Regelleistung negative Regelleistung (b) bedeuten, dass die FSP Swissgrid für den Erhalt der Energie bezahlt hat. Die Boxplots zeigen den Median (rot), die Quantile von 25% und 75% (blauer Kasten) sowie Ausreisser, die außerhalb des 1,5-fachen des Interquartilsbereichs liegen (gestrichelte Linie). Der Höchst- und Mindestpreis für jedes Jahr wird in einer Beschriftung am oberen und unteren Rand angezeigt. Jeder Datenpunkt ist der Preis für tertiäre Regelleistung für ein einzelnes 15-Minuten-Intervall des Jahres, gemittelt über alle aktivierten Angebote. Datenquelle: [Energieübersicht Schweiz](#).

Die derzeitige Annahme des Projektteams ist, dass FSP ähnliche Opportunitätskosten für TDC wie für tertiäre Regelleistung in Betracht ziehen würden, mit der Ausnahme, dass einige kleine DER-Technologien höhere Integrationskosten haben könnten als die wenigen grossen Kraftwerke, die den Grossteil des bisherigen Angebots stellen.

Für die Zahlungsbereitschaft der VNB wird davon ausgegangen, dass sie die Kosten für die Nutzung von Flexibilität gegen andere Massnahmen abwägen:

- 1) Für die Lösung von Engpässen/Spannungsproblemen könnten die VNB höchstens so viel bezahlen, wie der Netzausbau zur Behebung des Problems kosten würde. Wird Flexibilität als temporäre Massnahme bis zum Abschluss des Netzausbaus genutzt, können die Kosten anderer befristeter Massnahmen als Referenz herangezogen werden.
- 2) Für die Reduktion der monatlichen Lastspitze ist die Zahlungsbereitschaft durch den Netznutzungstarif gegeben, den der VNB an die Netzbetreiberin der nächsthöheren Spannungsebene bezahlt.

2.3 Geplanter Koordinationsprozess

Der geplante Koordinationsprozess ist in Abbildung 8 dargestellt. In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Teilprozesse beschrieben.

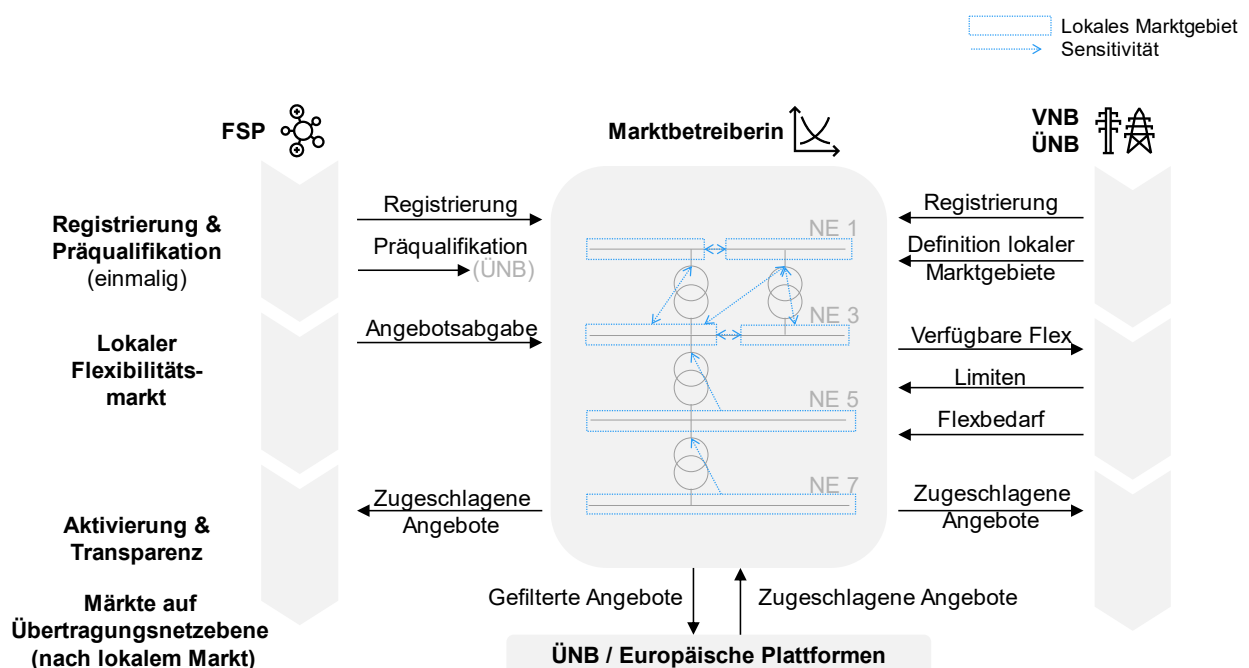


Abbildung 8: Überblick über den geplanten Koordinationsprozess zwischen ÜNB und VNB.

2.3.1 Registrierung und Präqualifikation (einmalig)

In diesem Schritt werden neue FSP und VNB registriert und mit den Datenschnittstellen verbunden. FSP und ihre DER-Pools werden präqualifiziert. Die VNB und ÜNB definieren die lokalen Marktgebiete (blaue Rechtecke in Abbildung 8) auf verschiedenen Netzebenen, die festlegen, wo das Power In-/Decrease-Produkt geliefert werden sollte. ÜNB und VNB berechnen zudem die Sensitivitäten (blaue Pfeile in Abbildung 8) zwischen den lokalen Marktgebieten, so dass sich die Auswirkungen einer Flexibilitätsaktivierung auf z. B. Netzebene 7 auf Netzebene 5 auf dem Markt widerspiegeln.

2.3.2 Lokaler Flexibilitätsmarkt

Die FSP geben ihre Angebote ab. Die Marktbetreiberin leitet die Informationen über die verfügbare Flexibilität (Marktgebiet und Volumen) an VNB und ÜNB weiter. Auf dieser Grundlage können ÜNB und VNB berechnen, wie viel Flexibilität aktiviert werden kann, ohne die Netzgrenzwerte zu verletzen, und wie viel Flexibilität sie selbst benötigen. Die sich daraus ergebenden Grenzwerte und die Flexibilitätsbedarfe werden der Marktbetreiberin mitgeteilt.

Danach werden die lokalen Märkte geräumt und Angebote zugeschlagen. Dabei werden die gegenseitigen Einflüsse zwischen den verschiedenen Marktgebieten berücksichtigt (blaue Pfeile in Abbildung 8). Zusätzlich wird die verbleibende Kapazität im Verteilnetz berechnet, die in Abschnitt 2.3.4 zur Filterung von Angeboten genutzt wird.

Anmerkung 1: Es ist noch offen, wie die Verwaltung, die Einführung und der Betrieb der lokalen Märkte organisiert werden (z. B. wer die Rolle der Marktbetreiberin übernimmt). Dies wird gegen Ende der Phase C des Projekts entschieden.

Anmerkung 2: Während die VNB in erster Linie dafür verantwortlich sind, in ihren eigenen Netzen nach Engpässen oder Spannungsproblemen zu beheben, sind sie in der Regel auch dafür verantwortlich, die Spannung an den Transformatoren zu nachgelagerten Netzen zu überwachen und in einem vereinbarten Bereich zu halten. Daher können die VNB auch Grenzwerte festlegen oder Flexibilität aktivieren, um einen sicheren Netzbetrieb für nachgelagerte Netze zu gewährleisten.

2.3.3 Aktivierung und Transparenz

FSP werden über die ausgewählten Angebote informiert und die FSP aktivieren die DER entsprechend. Darüber hinaus werden die betroffenen Anlagenbetreiber darüber informiert, wie viel Flexibilität aktiviert wurde, die sich auf ihr Netz auswirkt. Die Bilanzgruppen werden auch über die sie betreffende Flexibilitätsaktivierung informiert.

2.3.4 Märkte auf der Übertragungsnetzebene

Dieser Prozess ermöglicht es FSP, auch an internationalen Märkten (z.B. der Regelenenergieplattform MARI) teilzunehmen. Dazu werden die Angebote anhand der verbleibenden Kapazität im Verteilnetz gefiltert und anschliessend an die Plattform weitergeleitet. Nach der Räumung dieses Markts werden die FSP und die Netzbetreiber über die neu zugeschlagenen Angebote nach informiert, analog zu Abschnitt 2.3.3.

2.4 Anforderungen an VNB

Um die Eintrittshürde für VNB zu verringern, werden die Grundanforderungen auf Minimum beschränkt. Abbildung 9 gibt einen groben Überblick über die benötigten Daten, Prozesse und vorgesehenen Teilnahmemöglichkeiten für VNB.

		Teilnahme			
		Passiv (nur Transparenz)	Statisch	Dynamisch	Maximal
Benötigte Daten					
Messdaten (nahe an der Echtzeit)		keine		teilweise	Ganzes Netz
Netzmodell		keines	topologisch		Lastflussmodell
Prognose der Netzauslastung		keine	Historische Daten	Kurzfristig, online	ortsspezifisch
Prozesse					
Berechnungen		keine	Schätzungen	datengetrieben	Lastflussrechnung
Limiten (Spannung, Strom)		„Kupferplatte“	statisch	Zeitreihe	Aufgrund Lastflussr.
Eigener Flexibilitätsbedarf		keiner	Aufgrund hist. Daten		Aufgrund Lastflussr.

Abbildung 9: Übersicht der Teilnahmemöglichkeiten für VNB.

Während die Spalten in Abbildung 9 vier Teilnahmekategorien von "passiv" bis "maximal" anzeigen, muss nicht jeder VNB in eine eindeutige Spalte für alle Daten und Prozesse passen. Zudem soll es für VNB möglich sein, einfach (passiv/statisch) zu beginnen und sich im Laufe der Zeit weiterzuentwickeln. Einige VNB im TDC-Projekt prüfen die Teilnahmemöglichkeiten in einem Pilotversuch.

2.4.1 Passive Teilnahme

Wenn ein VNB keinen Flexibilitätsbedarf hat und keine Netzgrenzwertverletzung aufgrund der Flexibilitätsnutzung Dritter erwartet, ist keine aktive Teilnahme erforderlich. In diesem Fall kann der VNB nur die Registrierung neuer DER genehmigen. Im Gegenzug kann die TDC-Marktbetreiberin den VNB über Flexibilitätsnutzung durch Dritte in seinem Netz informieren.

2.4.2 Statische Teilnahme

In diesem Fall führt der VNB in unregelmässigen Abständen Offline-Netzstudien für einige repräsentative Szenarien durch. Wenn die Aktivierung aller registrierten DER zu Netzgrenzwertverletzungen führen würde, kann der VNB statische Grenzwerte für die Aktivierung festlegen, z.B. maximal 1 MW Aktivierung in positive Richtung. Darüber hinaus können periodische Flexibilitätsbedarfe offline im Voraus definiert werden, z.B. um die Lastspitze an jedem Wochentag um 1 MW zu reduzieren, wenn die Kosten maximal X EUR/MWh betragen.

Um Markteffizienz zu gewährleisten, dürfen statische Grenzwerte nicht dazu verwendet werden, sehr konservative Beschränkungen festzulegen, die die Liquidität zum Nachteil von TDC insgesamt verringern. Daher sollten die Auswirkungen von Beschränkungen auf den Markt so gering wie möglich gehalten werden, und die Beschränkungen müssen nach transparenten und überprüfbaren Kriterien berechnet werden. Darüber hinaus sollten VNB falls möglich dynamischer teilnehmen.

2.4.3 Dynamische Teilnahme

In diesem Fall kann der VNB Daten (z.B. Smart meter-Zählerdaten) und einige Live-Messdaten (z.B. von Trafostationen) nutzen, um kurzfristige Prognosen zu erstellen und den eigenen Flexibilitätsbedarf und Aktivierungslimits dynamischer zu bestimmen.

2.4.4 Maximale Teilnahme

In diesem Fall verfügt der VNB über einen vollständigen Überblick über sein Netz in Echtzeit, ausgefeilte Prognosen und ein Netzmodell für Online-Lastflusssimulationen oder -optimierungen. Diese Instrumente und Daten würden zwar einen sehr effizienten Marktbetrieb ermöglichen, sind aber nicht für alle VNB realistisch oder notwendig.

2.5 Voraussetzungen für die FSP-Teilnahme

Im Gegensatz zum VNB müssen FSP aktiv am Markt teilnehmen. Nichtsdestotrotz zeigt Abbildung 10 wie die Aufgaben zwischen einem technischen FSP und einem kommerziellen FSP geteilt werden können. Der technische FSP steuert die Flotte der einzelnen DER (abgekürzt als TEs für "Technical Entities"), während der kommerzielle FSP sich um die Interaktion mit dem Markt kümmert und mit aggregierten Service Providing Units (SPUs) und Service Providing Groups (SPGs) bietet.

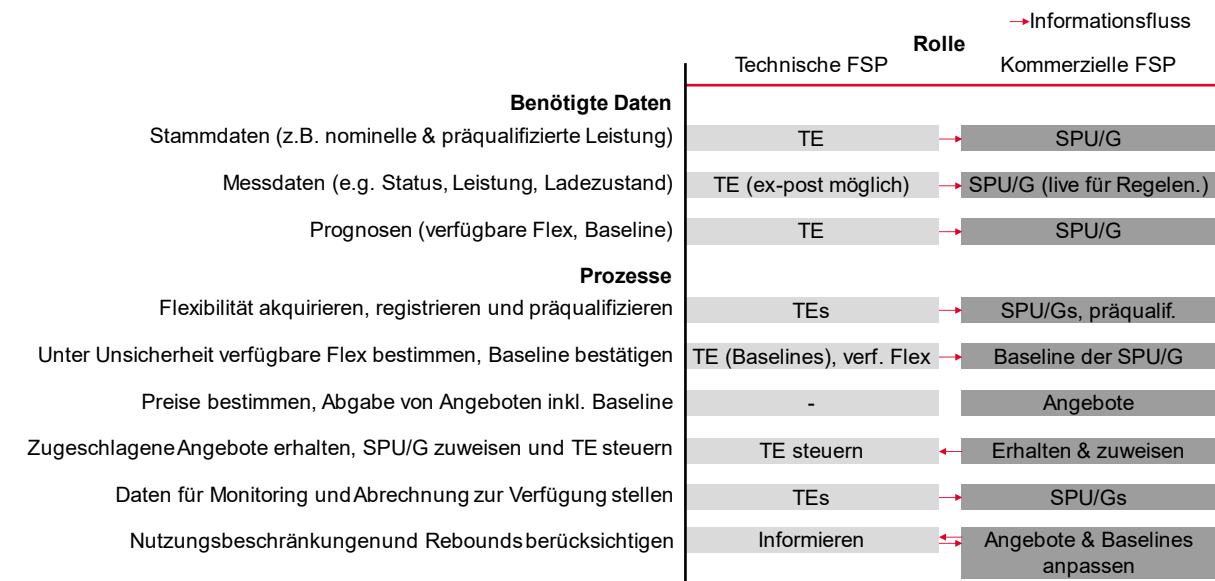


Abbildung 10: Teilnahmemöglichkeiten der FSP.

2.5.1 Technische FSP

Die technischen FSP sind für die Verwaltung der einzelnen TEs verantwortlich. Anhand von Stamm- und Messdaten prognostizieren technische FSP die verfügbare Flexibilität und sind verpflichtet, Messdaten für die Berechnung der Baseline (d.h. die Ein-/Auspeisung ohne Flexibilitätsaktivierung) zur Verfügung zu stellen. Die auf TE-Ebene verfügbare Flexibilität und die Baselinedaten werden an d kommerziellen FSP weitergeleitet, der Aggregationen und Angebote für den Markt erstellt.

Nach der Markträumung erhält der technische FSP die Aktivierungen vom kommerziellen FSP, aktualisiert die TE-Sollwerte und überwacht die TEs. Die Monitoringdaten werden auch an den kommerziellen FSP weitergeleitet, der die Daten wiederum zu Abrechnungszwecken an die Marktbetreiberin weiterleitet.

Der technische FSP ist auch erforderlich, um Nutzungsbeschränkungen (z.B. Aktivierung nur X mal pro Tag/Woche/Monat), Unsicherheiten in der Verfügbarkeit und Nachholeffekte bei der zeitlichen Verschiebung von Ein-/Auspeisung zu bewältigen.

2.5.2 Kommerzielle FSP (Systemdienstleistungsverantwortliche)

Kommerzielle FSPs verwenden Informationen auf TE-Ebene, um Aggregationen in SPUs und SPGs zu erstellen. SPUs bestehen aus 1 oder mehr TEs, die am selben VNB-Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. SPGs sind Gruppen von TEs, die an verschiedenen VNB-Netzanschlusspunkten angeschlossen sind und gemeinsam aktiviert werden.

Die kommerziellen FSP übernehmen auch alle marktorientierten Aufgaben, wie z. B. die Präqualifizierung von SPU/Gs und die Erstellung, Überwachung und Aktualisierung von Angeboten. Um angemessene Preise zu ermitteln, benötigen kommerzielle FSPs auch Informationen über die Kosten für die Aktivierung der TEs. Diese Informationen werden vom TE-Eigentümer entweder direkt oder über die technische FSP zur Verfügung gestellt. Der kommerzielle FSP verwaltet Nutzungsbeschränkungen, Unsicherheiten in der Verfügbarkeit und Rebound-Effekte auf SPU/G-Ebene.

3 Glossar

Begriff DE (und EN)	Beschreibung
Angebot (bid)	Flexibilitätsangebot am Markt für ein bestimmtes Produkt
Baseline	Die hypothetische Leistung, die ohne Aktivierung der Flexibilität ein- oder ausgespeist worden wäre
BFE	Bundesamt für Energie
Bilateraler Vertrag für Flexibilitätsnutzung	Bilateraler Vertrag zwischen VNB und Flexibilitätseigentümer für netzdienliche Nutzung gemäss StromVV RS 734.71 Art. 8c Abs. 1-3
CBP (Crowd Balancing Platform)	IT-Plattform von EQUIGY für die Anbindung dezentraler Energieressourcen
DER	Dezentrale Energieressource. Ein Oberbegriff für Technologien wie Batterien, Wärmepumpen oder Ladestationen Elektrofahrzeuge. Siehe auch "TE".
EnG	Energiegesetz
Engpass (congestion)	Eine Überlastung eines Netzwerkelements
EP2050+	Energieperspektiven 2050+
FSP (Flexibility Service Provider)	Flexibilitäts-Dienstleister. FSP können sowohl technische als auch kommerzielle Aggregatoren sein.
Garantierte Flexibilitätsnutzung	Garantierte Nutzung der Flexibilität über ein intelligentes Steuer- und Regelsystem gemäss StromVV RS 734.71 Art. 8c Abs. 5-6 und gemäss StromVG Art. 17c Abs. 4
Lieferant (supplier)	Die Rolle, die Elektrizität an die DER liefert oder von ihnen bezieht
MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	Eine europäische Plattform für die Aktivierung von Tertiärregelenergie
Marktbasierte Flexibilitätsnutzung	Flexibilität auf dem freien Markt, wie in TDC vorgesehen (im Gegensatz zu bilateralen Verträgen oder garantierter Nutzung)
MW(h)	Megawatt (Stunden)
NE	Netzebene

Nennleistung (nominal power)	Die maximale Wirkleistung des DER (siehe auch "Präqualifizierte Leistung" und "Verfügbare Leistung")
Präqualifizierte Leistung (prequalified power)	Die Leistung, mit der die DER für die Regelenenergiemärkte von Swissgrid registriert und präqualifiziert wurde (siehe auch «Nennleistung» und «Verfügbare Leistung»)
Produkt (product)	Ein (Flexibilitäts-)Produkt ist eine handelbare Einheit der Flexibilität, die von einem FSP mit Attributen wie Preis, Volumen und Lieferzeit angeboten wird. Es ist möglich, dass ein einzelnes Produkt für mehrere Dienstleistungen wie Engpassmanagement und Regelenenergie verwendet werden kann.
PV	Photovoltaik
Reduktion der Lastspitze (Peak Shaving)	Reduktion der monatlichen Spitzenlast, um Netznutzungsentgelte zu optimieren
Sensitivität (sensitivity)	Eine Zahl zwischen -1 und 1, die quantifiziert, wie stark sich der Wirkleistungsfluss über ein Netzwerkelement (Transformator / Leitung) ändert, wenn die Ein- oder Ausspeisung in einem lokalen Marktgebiet geändert wird.
SPG (Service Providing Group)	Eine Gruppe von TEs und/oder SPUs. Die TE in einer SPG müssen die Präqualifikationskriterien als Gruppe erfüllen, während einzelne TE dies nicht tun dürfen.
SPU (Service Providing Unit)	Dienstleistungseinheit. Eine Gruppe von 1 oder mehr TEs, die am selben Netzananschlusspunkt verbunden sind. Wenn die Gesamtheit der TE in einer SPU die Präqualifikationskriterien nicht erfüllt, muss die SPU mit anderen TEs/SPUs zu einer SPG zusammengefasst werden.
StromVG	Schweizerisches Bundesgesetz über die Stromversorgung
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SzR CH	Szenariorahmen Schweiz
TDC	TSO-DSO Coordination
TE (Technical Entity)	Eine einzelne DER, die einzeln gesteuert und nicht weiter unterteilt werden kann.
ÜNB (TSO)	Übertragungsnetzbetreiber
Verfügbare Leistung (Available Power)	Durchschnittliche Leistung, die zur Flexibilitätsnutzung verfügbar ist. Dieser Wert kann deutlich niedriger sein als die präqualifizierte Leistung für Technologien wie Elektrofahrzeuge, da die Flotte nicht jederzeit mit voller Leistung geladen werden kann. Siehe auch "Präqualifizierte Leistung" und "Nennleistung"
VNB (DSO)	Verteilnetzbetreiber

Anhang: Weitere Initiativen zur Flexibilitätsnutzung in der Schweiz

Neben TDC gibt es in der Schweiz mehrere Initiativen, die darauf abzielen, die Flexibilität von DERs zu erschliessen. Im Folgenden sind einige wichtige Initiativen und ihre Relevanz für TDC aufgeführt.

EQUIGY Crowd Balancing Platform (CBP)

EQUIGY ist ein Joint Venture von Übertragungsnetzbetreibern aus den Niederlanden, Deutschland, Österreich, Italien und der Schweiz. Das von EQUIGY entwickelte Produkt, die Crowd Balancing Platform CBP, ermöglicht den Datenaustausch zwischen ÜNB, VNB und FSP. Während die bestehenden Datenregister und Schnittstellen für Netz- und Systemdienstleistungen vor allem auf grössere Kraftwerke zugeschnitten sind, gibt es verschiedene Initiativen, um den Zugang für dezentrale Ressourcen zu erleichtern. Der Hauptvorteil von dedizierten Plattformen für DER ist die Skalierbarkeit für Pools mit vielen kleinen Ressourcen, sowohl für den Datenaustausch als auch für die Automatisierung bestimmter Prozesse (z. B. fürs Monitoring). Dadurch sinkt die Markteintrittshürde für DER und FSP.

Relevanz für TDC: CBP könnte in Zukunft als Schnittstelle für den TDC-Datenaustausch zwischen FSP, VNB, ÜNB und Marktbetreiberin genutzt werden.

Nationale Datenplattform und Flexibilitätsregister

Art. 17g Abs. 4 StromVG sieht vor, dass eine nationale Datenplattform für den Stromsektor eingerichtet werden soll. Der Aufbau der nationalen Datenplattform ist derzeit im Gange (weitere Informationen sind beim BFE erhältlich³). Das Stromversorgungsgesetz eröffnet die Möglichkeit, die nationale Datenplattform um ein Flexibilitätsregister zu erweitern (z.B. auch unter Einbeziehung des Präqualifikationsstatus von DERs), was jedoch beim ersten Umsetzungsschritt nicht vorgesehen ist. Die Zuständigkeiten zwischen Swissgrid, der Betreiberin der nationalen Datenplattform und allfälligen weiteren Beteiligten für ein Flexibilitätsregister.

Relevanz für TDC: Sobald die nationale Datenplattform eingerichtet ist, könnte sie die Registrierung für DERs erleichtern, das in Abschnitt 2.3.1.

Projekt ENFLATE

Das EU-Horizon-Projekt «ENFLATE⁴» umfasst einen Schweizer Demonstrator, in dem ein lokaler Flexibilitätsmarkt getestet wird, der TDC sehr ähnlich ist.

Relevanz für TDC: Die Erkenntnisse aus ENFLATE werden für zukünftige Phasen von TDC berücksichtigt, das TDC-Projektteam ist im Austausch mit der Hochschule Luzern.

³ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung-und-geoinformation/nationale-datenplattform-fuer-den-stromsektor.html>

⁴ <https://enflate.eu/>