

Zukünftige Energiemärkte und
die Rolle der Netzbetreiber
Endbericht



Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber

Von:

Prof. Dr. Christian Nabe (Ecofys)

Dr. Urs Trinkner (Swiss Economics)

Marian Bons (Ecofys)

Datum: 16. März 2015

Projekt-Nummer: POWDE14850

© Ecofys 2015 beauftragt durch: Bundesamt für Energie (BFE), Bern

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Zielsetzung	2
1.3	Prämissen und Abgrenzung der Studie	3
1.4	Aufbau der Studie	3
2	Rahmenbedingungen für die Netz-Markt Schnittstelle in der Schweiz	5
2.1	Die Energiestrategie 2050	5
2.2	Marktanforderungen	7
2.3	Netzanforderungen: Die Smart Grid Roadmap	8
2.4	EU-Stromabkommen	10
3	Grundmodelle der Netz-Markt-Koordination	12
3.1	Koordinationsaufgaben in Stromversorgungssystemen	12
3.2	Auswahl von relevanten Koordinationsaufgaben	14
3.3	Relevanz der Koordinationsaufgaben in der Schweiz	18
3.4	Grundmodelle der Netz-Markt-Koordination	20
3.4.1	Status Quo der Schweiz und Beispiele Ausland	21
3.4.2	Definition von drei Grundmodellen	24
3.5	Bewertung der Grundmodelle	26
3.5.1	Bewertungskriterien	26
3.5.2	Bewertung	27
4	Ausgestaltung des Grundmodells 2	31
4.1	Grundlagen der weiteren Analyse	31
4.1.1	Annahmen	31
4.1.2	Marktdienliches und netzdienliches Verhalten von Akteuren am Beispiel des deutschen Verteilnetzes	32
4.1.3	Ampelmodell zur Unterscheidung von Netzzuständen	33
4.2	Die Varianten des Grundmodells 2	36
4.2.1	Ausgestaltung der Varianten in der gelben Phase	38

4.2.2	Subvarianten der Variante 2b – „Schrankenwächter“	40
4.3	Bewertung der Varianten	43
4.3.1	Bewertungskriterien	43
4.3.2	Bewertung	44
5	Definition von Prozessen und Rollen der Akteure	46
5.1	Abgrenzung der relevanten Akteure und Rollen	46
5.1.1	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – Swissgrid	49
5.1.2	Verteilnetzbetreiber (VNB)	49
5.1.3	Händler	51
5.1.4	Erzeuger (EZ)	51
5.1.5	Erzeugungseinheit (EZE)	52
5.1.6	Lieferant (LF)	52
5.1.7	Endverbraucher	52
5.1.8	Virtuelle Erzeugungseinheit	52
5.1.9	Integriertes Energieversorgungsunternehmen (EVU)	53
5.1.10	Speicherbetreiber	53
5.1.11	Prosumer	53
5.2	Ausgestaltung der relevanten Prozesse	53
5.2.1	Status quo der Prozesse	53
5.2.2	Herausforderungen der Prozessgestaltung	54
5.2.3	Prämissen für die Ausgestaltung zukünftiger Prozesse	57
5.2.4	Langfristige, optimierte Ausgestaltung der Prozesse	62
5.3	Konsequenzen für die Aufgabenverteilung und Rollen der Akteure	67
5.3.1	Prozessuale Konsequenzen	67
5.3.2	Monetäre Konsequenzen	68
5.3.3	IT-seitige Konsequenzen	68
5.4	Zeitliche Gliederung der Prozessumsetzung	70
6	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	73
7	Literaturverzeichnis	79

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Ausgangslage

Die Schweiz nimmt aufgrund der geographischen Lage eine zentrale Rolle im europäischen Elektrizitätssystem ein. Durch die Umstellung der Energieversorgung in verschiedenen Ländern des europäischen Verbundsystems ändert sich auch die Belastung der Schweizer Netzinfrastruktur. Des Weiteren beeinflusst die Schweiz mit der Aufstellung und begonnenen Umsetzung der Energiestrategie 2050 (ES2050) selbst die Nutzung des Übertragungs- und Verteilnetzes des Landes. Die ES2050 sieht vor, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu forcieren und den Verbrauch u.a. durch Effizienzmassnahmen zu senken, ohne die Versorgungszuverlässigkeit oder eine preiswerte Energieversorgung zu gefährden. Durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien variieren Zeit, Ort und Höhe der Einspeisung stärker als bisher. Die Übertragungs- und Verteilnetze müssen den entstehenden Anforderungen angepasst und ausgebaut werden. Die Schweiz kann aufgrund des hohen Anteils an steuerbaren erneuerbaren Energien durch Wasserspeicherkraftwerke sowie das vorhandene Potential zur Speicherung elektrischer Energie mittels Pumpspeicherkraftwerken auch zukünftig eine zentrale Rolle im europäischen Stromverbundnetz einnehmen. Eine verstärkte internationale Anbindung ermöglicht einen Ausgleich überregionaler Fluktuationen in der Erzeugung. Möglicherweise erfolgt eine Einbindung in ein europäisches Supergrid.

Unabhängig davon bezweckt das Stromversorgungsgesetz (StromVG) die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts (Art. 1 Abs. 1) mit einer zweistufigen Marktöffnung, indem zunächst Grosskunden mit einem Verbrauch von mindestens 100 MWh und später die übrigen Endkunden ihren Lieferanten frei wählen können (Art. 34 Abs. 3).¹ Strommärkte sollten u.a. dazu dienen, im Rahmen einer Optimierung des Gesamtsystems die vorhandenen Ressourcen in die effizienteste Verwendung zu lenken. Bereits heute dient der liberalisierte Strommarkt dazu, den Wert von erzeugungsseitigen Flexibilitäten aus der Wasserkraft zu monetarisieren und auch international zur Verfügung zu stellen. Über die Wasserkraft hinaus existieren jedoch weitere Flexibilitäten auf der Verteilnetzebene, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden könnten. Dazu sind Marktmechanismen zu entwickeln, die dies ermöglichen. Dabei ist das Zusammenspiel von Netz- und Marktakteuren diskriminierungsfrei auszugestalten (Art. 13 Abs. 1 StromVG).

Gleichzeitig müssen die Netzbetreiber weiterhin für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz sorgen (Art. 8 Abs. 1 StromVG). Dies bedeutet, dass die Netzbetreiber insbesondere bei Engpässen direkten Einfluss auf die Energieflüsse und den Endverbrauch nehmen müssen, was Eingriffen in den Elektrizitätsmarkt gleichkommt. Sollen solche Eingriffe verhindert werden, würde dies bedeuten, dass die Netze auf ihre sporadischen gegenwärtigen und künftig zu erwartenden Belastungsspitzen ausge-

¹ Über den entsprechenden Bundesbeschluss hat der Bundesrat am 8.10.2014 die Vernehmlassung eröffnet.

legt werden müssten, was neben den nötigen Investitionen entsprechende Überkapazitäten in normalen Zeiten nach sich ziehen würde. Die Netze wären so u.U. nicht mehr effizient, z.B. wenn mit anderen Massnahmen die Belastungsspitzen kostengünstiger gebrochen werden können. Dass Netze nicht nur sicher und leistungsfähig, sondern auch effizient sein sollen, hat der Bundesrat im Rahmen seiner Vorlage zur Strategie Stromnetze bestätigt und schlägt einen optimierten Netzausbau vor (Art. 9d Abs. 2 StromVG gemäss der Vernehmlassungsvorlage Strategie Stromnetze vom 28.11.2014). Zur Optimierung des Gesamtsystems sieht die Smart Grid Roadmap die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien im Stromversorgungssystem vor. Dabei stehen die Verteilnetzebene und die dort angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen sowie die Verbraucher im Fokus. Diese Entwicklungen bedeuten, dass die Kompetenzen und Aufgaben der Netzbetreiber ggf. neu geordnet werden müssen.

Falls ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union zustande kommt, müssten schliesslich auch die relevanten Europäischen Vorgaben bezüglich Network Codes und Unbundling übernommen werden, was den Gestaltungsspielraum für Märkte und die Schnittstellen zum Netzbereich definiert.

Problemdefinition

Eine wesentliche Zielrichtung der Einführung von Smart Grids Technologien ist die Erhöhung der Flexibilität des Stromversorgungssystems. Die Flexibilität unterstützende Smart Grids Technologien sind insbesondere Demand Side Management, Einspeisemanagement, Virtuelle Kraftwerke und Stromspeicher. Die durch sie bereitgestellten Dienstleistungen sind teilweise auch Instrumente zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit und befinden sich damit eng an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz.²

Die Schnittstelle Markt/Netz liegt gleichzeitig an dem Übergangspunkt zwischen einem eng regulierten Bereich und einem nicht- oder wenig regulierten Bereich. Daher müssen die im regulierten Bereich befindlichen technischen Rahmenbedingungen des Netzbetriebes in Einklang gebracht werden mit dem Anspruch der diskriminierungsfreien Netznutzung sowie den Voraussetzungen für funktionierende Märkte wie die Abwesenheit von Marktmacht und Intransparenz von Information. Gleichzeitig sollten die Lösungen den technischen und institutionellen Spezifika der Schweiz Rechnung tragen. Die Definition dieser Schnittstelle ist damit eine anspruchsvolle Regulierungsaufgabe.

1.2 Zielsetzung

Die Studie hat zum Ziel, verschiedene Lösungen und Modelle des Zusammenwirkens der Märkte mit dem Netz unter Berücksichtigung der neuen Anforderungen zu erarbeiten, zu analysieren und zu bewerten. Die zu untersuchenden Modelle sollen mögliche Zuordnungen von Funktionen bzw. Rollen zu Akteuren beinhalten. Die Betrachtung erfolgt basierend auf den oben genannten Rahmenbedingungen, namentlich die Zielsetzungen und geplanten Massnahmen der ES2050, die generellen Markt-

² Im Bericht von Consentec für das BFE wird das Begriffspaar „Netz“ und „Systembilanz“ verwendet.

und Netzanforderungen in der Schweiz mit den Ergebnissen der Smart Grid Roadmap sowie in Beachtung relevanter EU-Vorgaben vor dem Hintergrund des avisierten EU-Stromabkommens.

1.3 Prämissen und Abgrenzung der Studie

Die vorliegende Studie wird im Kontext der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG), der Verhandlung des Stromabkommens mit der EU sowie im Zusammenwirken mit weiteren zeitgleich durchgeführten Studien des BFE angefertigt. Um den Lösungsraum sinnvoll einzuschränken und eine Abgrenzung zu anschliessenden Projekten zu treffen, werden in dieser Studie folgende Prämissen und Abgrenzungen getroffen:

EU Stromabkommen: Es wird als Rahmenbedingung davon ausgegangen, dass das EU Recht auch für die Schweiz Anwendung findet. Dies betrifft vor allen Dingen die Regelungen zum Unbundling.

Strommärkte: Es wird davon ausgegangen, dass die Produktdefinitionen in Spot- und Intraday-Märkten sowie Regelleistungsmärkte hinsichtlich Preisbildung, Handelsplätze und Handelssystem beim Status quo verbleiben. Diese werden massgeblich von den europäischen Harmonisierungsbestrebungen geprägt. So wurden die Day-ahead Märkte im CWE Netzgebiet bereits vollständig gekoppelt. Die Kopplung der Intraday-Märkte ist im Status quo nur auf bilateraler Ebene realisiert (beispielsweise Deutschland – Frankreich im Dezember 2010.).

Anreizregulierung: Es werden mit Blick auf eine mögliche Einführung einer Anreizregulierung die im Rahmen der Markt/Netz-Koordination relevanten Punkte der Anreizregulierung angesprochen.

1.4 Aufbau der Studie

Der Aufbau der Studie ist in Abbildung 1 dargestellt. Aus den Anforderungen der ES 2050 und der Smart Grid Roadmap werden Koordinationsaufgaben für das künftige Stromversorgungssystem der Schweiz abgeleitet (Kapitel 2). Darauf aufbauend werden Grundmodelle für die Koordination entwickelt und bewertet und ein Grundmodell zur weiteren Vertiefung ausgewählt (Kapitel 3). Für das selektierte Grundmodell werden anschliessend Varianten hinsichtlich der Ausgestaltung des Einsatzes dezentraler Flexibilitäten aufgestellt und bewertet (Kapitel 4). Im folgenden Schritt werden auf Basis der gewählten Variante die relevanten Prozesse an der Schnittstelle von Markt und Netz definiert und ein Umsetzungskonzept ermittelt, in dem eine Zuordnung der Koordinationsfunktionen zu Akteuren erfolgt. Anschliessend werden Prozesse definiert und ein grobes Umsetzungskonzept entworfen (Kapitel 5). Zum Schluss werden Schlussfolgerungen und regulatorische Handlungsempfehlungen abgeleitet (Kapitel 6).

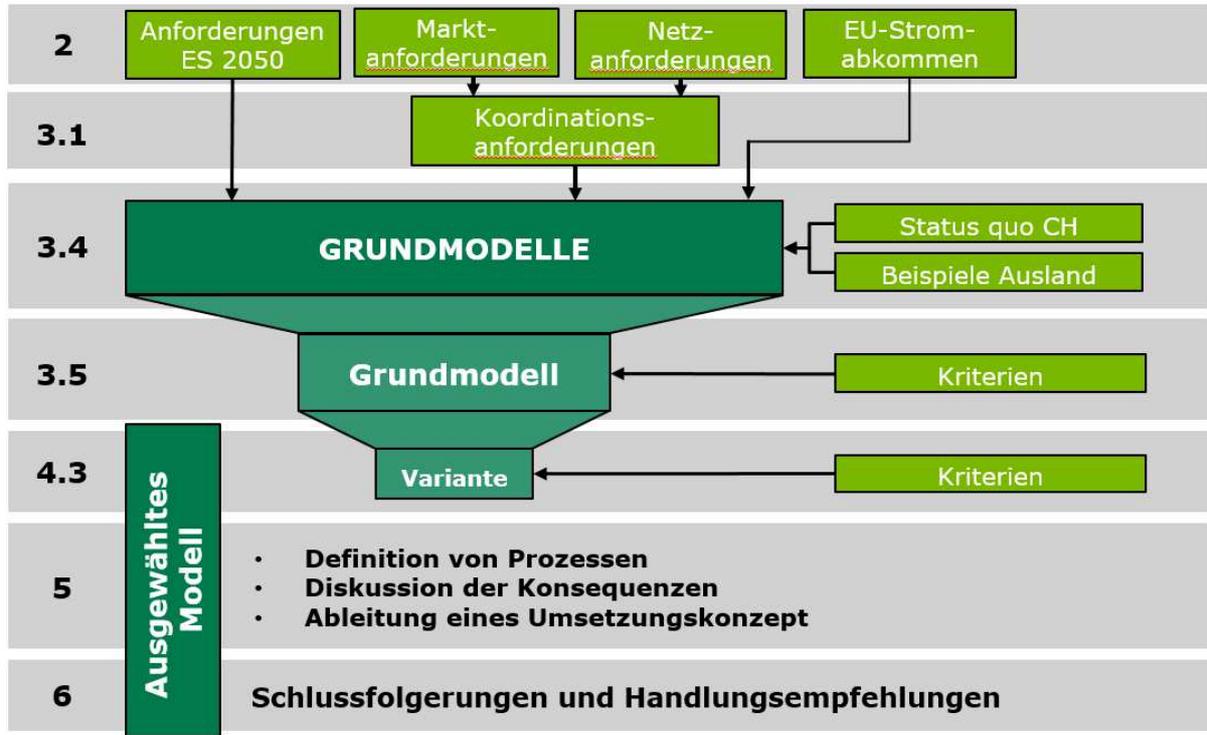


Abbildung 1: Aufbau der Studie mit Nummerierungen der Kapitel

2 Rahmenbedingungen für die Netz-Markt Schnittstelle in der Schweiz

2.1 Die Energiestrategie 2050

Nach dem Nuklearreaktorunfall in Fukushima hat der schweizerische Bundesrat im März 2011 angeordnet, die bis dahin bestehende Energiestrategie zu überprüfen und langfristige Energieperspektiven zu erarbeiten. Am 25.05.2011 hat der Bundesrat daraufhin den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Die Stilllegung der in Betrieb befindlichen Reaktoren soll jeweils am Ende der sicherheitstechnischen Betriebsdauer erfolgen (Bundesrat 2013).

Die einhergehende Erarbeitung von Energieperspektiven bis 2050 für die Schweiz beinhaltet drei verschiedene Politikvarianten – die Szenarien „Weiter wie bisher“, „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen Bundesrat“ (s.h. Prognos AG 2012). Nach dem Bundesratsbeschluss vom 25.05.2011 orientiert sich die Energiestrategie an den mittel- und langfristigen Zielen des Szenarios „Neue Energiepolitik“, welches Ziele für 2035 und 2050 bezüglich der Entwicklung des Endenergie- und Elektrizitätsbedarfs sowie der Erzeugung neuer erneuerbarer Energien und Wasserkraft beinhaltet (Bundesrat 2013). Als ersten Schritt der langfristigen Strategie hat der Bundesrat die Ausarbeitung eines ersten Massnahmenpakets beauftragt, welches konkrete Vorhaben beinhaltet und damit einhergehende Ziele bis 2020 festlegt.

Die langfristigen Ziele bis 2035 und 2050 können dem Szenario „Neue Energiepolitik“ entnommen werden, welche in Abbildung 2 grafisch dargestellt ist. Die dargestellte Bruttonachfrage enthält hierbei sowohl den Stromverbrauch als auch die Netzverluste sowie den Verbrauch der Speicherpumpen. Langfristig soll der Anteil der Produktion aus erneuerbaren Energien bis 2050 auf 24,2 TWh pro Jahr ansteigen. Die Umsetzung des ersten Massnahmenpakets verfolgt hierbei das Ziel, ihren Anteil bis 2020 auf 4,4 TWh pro Jahr anzuheben. Bei den neuen erneuerbaren Energien ist der Anteil der Photovoltaik (ca. 11 GW) dominierend. Die Erzeugung aus Wasserkraft soll bis 2050 geringfügig ansteigen, während die Stromnachfrage gegenüber 2010 geringfügig sinken soll (Bundesrat 2013; Bundesamt für Energie 2012).

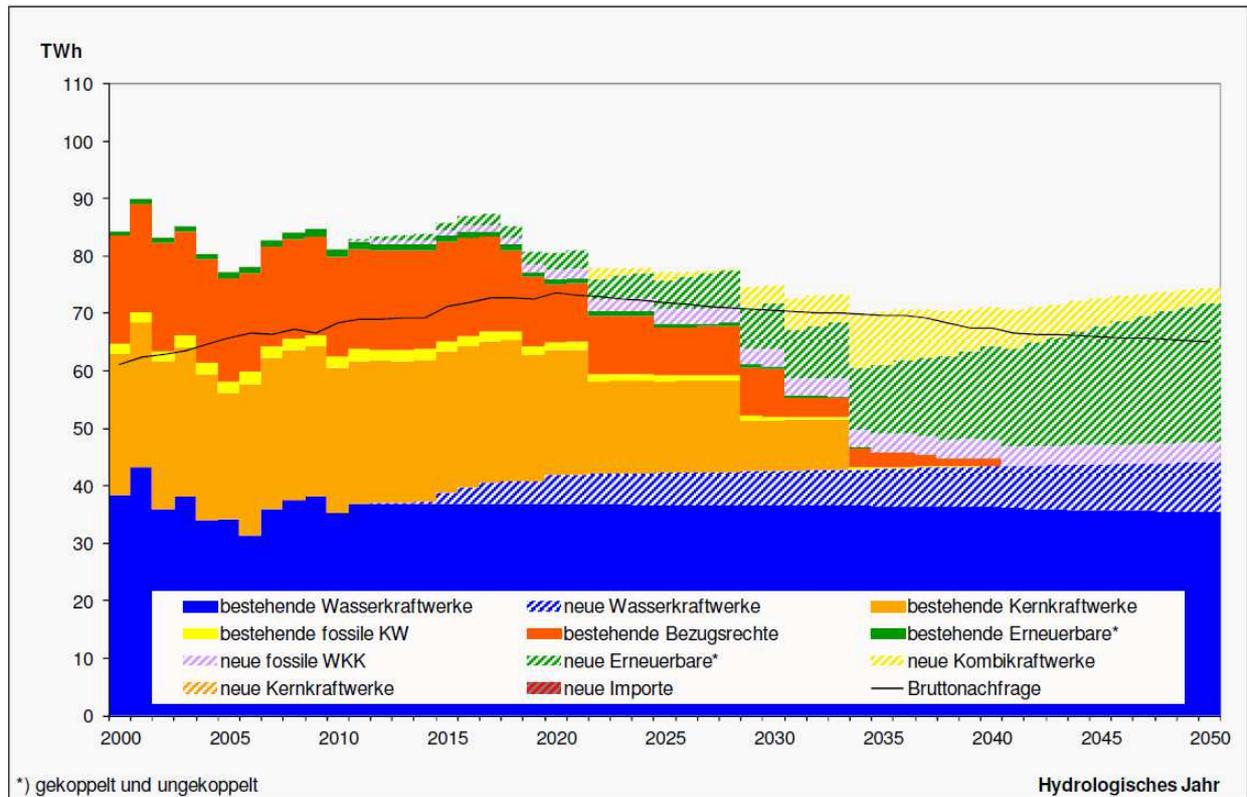


Abbildung 2: Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung in TWh_{el}/a, Quelle: (Prognos AG 2012, S. 460).

Die ES2050 sieht u.a. vor, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu forcieren und den Verbrauch u.a. durch Effizienzmassnahmen zu senken. Die Versorgungszuverlässigkeit und eine preiswerte Energieversorgung sollen hierbei gewährleistet bleiben. Der Bundesrat verfolgt mit der Energiestrategie einige grundsätzliche Vorhaben. Hierzu gehören im Stromsektor neben der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien die folgenden Punkte:

- die Absenkung des Energie- und Stromverbrauchs,
- ungehinderter Zugang zu den internationalen Strommärkten,
- rascher Ausbau der Übertragungsnetze und Umbau der Netze zu Smart Grids bei optimaler Anbindung an das europäische Netz,
- Um- und Ausbau der elektrischen Netze, angepasst an den erhöhten Anteil erneuerbarer Energien.

Diese langfristigen Vorhaben des Bundesrates orientieren sich an dem Szenario „Neue Energiepolitik“ der Energieperspektiven. Die Massnahmen des ersten Massnahmenpakets und die damit einhergehende Zielsetzung bis 2020 hingegen beziehen sich auf das Szenario „Politische Massnahmen Bundesrat“, welches eine langsamere Umstellung des Energiesystems als das Szenario „Neue Energiepolitik“ vorsieht. Mit dem ersten Massnahmenpaket sollen die Potentiale ausgeschöpft werden, die mit

den vorhandenen oder absehbaren verfügbaren Technologien gehoben werden können und die unabhängig von der internationalen Energiepolitik sind. Das erste Massnahmenpaket beinhaltet dabei u.a. eine Verfahrensbeschleunigung beim Ausbau der Netze und die Schaffung von Rechtsgrundlagen für die Einführung von intelligenten Messgeräten. Des Weiteren sollen WKK-Anlagen gefördert und die Förderung von erneuerbaren Energie angepasst werden. Das erste Massnahmenpaket befindet sich gegenwärtig in der parlamentarischen Beratung.

2.2 Marktanforderungen

Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 bezweckt die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts (Art. 1 Abs. 1). Mit Inkrafttreten des Gesetzes am 15. Juli 2007 wurde zunächst der Markt für Grosskunden mit einem Verbrauch von mindestens 100 MWh nach einem Opt-out Prinzip geöffnet: Grosskunden können frei entscheiden, ob sie aus dem Grundversorgungsregime mit Preisen zu Gestehungskosten austreten und ihren Lieferanten frei wählen wollen, wobei eine Rückkehr in die Grundversorgung nicht mehr möglich ist. Nach anfänglichem Zögern haben die Grosskunden ihre Opt-out Option vermehrt wahrgenommen. Der Grund dürfte darin liegen, dass die Grosshandelspreise signifikant und auf absehbare Zeit unter die Gestehungskosten gesunken sind. Ende 2013 waren gemäss der ElCom 28 % des potenziellen Marktvolumens am Markt. In einem zweiten Schritt sollen auch die übrigen Endkunden („Kleinkunden“) ihren Lieferanten frei wählen dürfen (Art. 34 Abs. 3).³ Über den entsprechenden Bundesbeschluss hat der Bundesrat am 8.10.2014 die Vernehmlassung eröffnet.

Mit der Marktöffnung wird der Markt analog zur EU auf den Stufen der Produktion, des Vertriebs und des Handels vollständig geöffnet. Da die Übertragungs- und Verteilungsnetze die Eigenschaft eines monopolistischen Engpasses besitzen, bleiben diese zwar monopolistisch organisiert, müssen jedoch den diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren (Art. 13 Abs. 1 StromVG). Dadurch soll der Markteintritt in denjenigen Wertschöpfungsstufen diskriminierungsfrei möglich sein, in welchen die ökonomischen Grundvoraussetzungen für wirksamen Wettbewerb erfüllt sind. Von einem solchen Strommarkt darf erwartet werden, dass er im Rahmen einer Optimierung des Gesamtsystems die vorhandenen Ressourcen in die effizienteste Verwendung lenkt.

Das Potenzial von Markteintritten ist dabei vielseitig: Neben neuen Erzeugern, Lieferanten und Händlern ist dabei insbesondere auch an Flexibilitätsanbieter zu denken, darunter Speicher, steuerbare Lasten und Erzeugung sowie entsprechende Aggregatoren. Flexibilitäten nehmen in der Schweiz bereits heute eine wichtige Rolle ein, indem diese bspw. bei der wettbewerblichen Beschaffung von Systemdienstleistungen von Swissgrid angeboten werden oder grenzüberschreitend zur Nutzung von Preisdifferenzen am Energy-only Markt eingesetzt werden. Zudem erfolgt auch schon eine Vermarktung von Wasserkraft im Ausland im Regelenergiemarkt, z.B. in Form von Primärregelleistung. Auf

³ Im Unterschied zu den Grosskunden ist vorgesehen, dass die Kleinkunden jederzeit wieder in die Grundversorgung zurückwechseln dürfen (Wahlmodell Abgesicherte Stromversorgung, „WAS-Modell“).

regionaler und lokaler Ebene werden Flexibilitäten von den Stromversorgern meist via Rundsteuerung z.B. zur Lastverschiebung genutzt.

Die Ergebnisse von Forschungsprojekten und Pilotprojekte⁴ zeigen, dass über den Status quo hinaus weitere Flexibilitäten existieren und nutzbar gemacht werden können. Es handelt sich dabei um kleinere Einheiten, die im Verteilnetz angeschlossen sind und oft gepoolt werden müssen, um nutzbar zu sein.

Hieraus resultieren folgende Marktanforderungen:

- ➔ Es benötigt einen Markt für Flexibilitäten, an dem neben Anbietern, die am Übertragungsnetz angeschlossen sind, auch solche mit Anschluss am Verteilnetz auf einfache Weise partizipieren können.
- ➔ Der Markt muss eine effiziente Poolbildung zur **Bereitstellung** von Flexibilitäten ermöglichen.
- ➔ Dazu gehört die Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit durch die Netzbetreiber, d.h. keine Ungleichbehandlung der (Pool)Teilnehmer durch Netzbetreiber, die auch gleichzeitig Flexibilitätsanbieter, Lieferant oder Händler sind.
- ➔ Der Markt muss einen effizienten **Einsatz** der Flexibilitäten ermöglichen, d.h. möglichst auf kostenminimale Ressourcen zurückgreifen können und etwaige Externalitäten berücksichtigen.
- ➔ Hierzu muss die Preisbildung möglichst marktnah erfolgen, aber auch den Missbrauch von etwaiger Marktmacht ausschliessen.
- ➔ Schliesslich sind z.B. bei Netzengpässen die Wechselwirkungen mit dem Netzbetrieb zu berücksichtigen (siehe folgender Punkt).

2.3 Netzanforderungen: Die Smart Grid Roadmap

Das Bundesamt für Energie erarbeitet derzeit auf Basis der ES2050 eine Smart Grids Roadmap für die Schweiz (s.h. BFE 2014). Ziel der Roadmap ist zunächst die Schaffung eines einheitlichen Verständnisses von Smart Grids in der Schweiz sowie die Erarbeitung eines Fahrplans zu deren Umsetzung.

Im Rahmen der Smart Grid Roadmap werden neuartige Funktionalitäten eines Smart Grids identifiziert und in vier Kategorien eingeteilt. Abbildung 3 stellt vier Kategorien und zugehörige Funktionalitäten sowie deren Einordnung in den Netz- und Marktbereich grafisch dar. Die rot hinterlegten Funktionalitäten liegen an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt und stehen im Fokus der Studie. Insbesondere die steigende dezentrale Erzeugung sowie der Einfluss des Auslands führt zu einer steigenden Bedeutung von Netzrestriktionen und somit einer Netz-Markt Schnittstelle, die reguliert werden muss.

⁴ Z.B. das Projekt FlexLast (BKW, IBM, Migros und Swissgrid)

Kategorie A	Kategorie B	Kategorie c	Kategorie D	
Informationen zu Ein- und Ausspeisung zur Integration neuer Akteure	Täglicher Netzbetrieb: Sicherheit, Effizienz, Systemsteuerung, Versorgungsqualität	Verbesserte Planung für Betrieb und Ausbau von Netzen	Elektrizitätsmarkt und Konsumentendienstleistungen	
A4: Information zu Ein- und Ausspeisern			D3, D5: Systeme Kundenmanagement im Markt, lokale Strommarktplätze	Marktbereich
			D2, D4: Lösungen für Nachfragebeeinflussung, Schnittstellen Netz/Smart Home	
	B5: Systemdienstleistungen aller Ein- und Ausspeiser sowie Aggregatoren		D1: Unterstützung Marktteilnahme Ein- und Ausspeiser, selektive Eingriffe	Netzbereich
	B2: Netzbetriebssicherheit durch Steuerung Produktion, Speicherung, Verbrauch	C3: Optimierung Netzaus- und umbau bei Flexibilisierung der Ein- und Ausspeisung		
A3: Netzbezogene Information zu Produktion, Speicherung, Verbrauch	B1, B3, B4, B6: Steuerung Stromfluss, Verlustreduktion, Optimierung Netzrekonfiguration, Datensicherheit	C1, C2: Planung Betrieb Netzelemente, Planung Betriebsmitteleinsatz + Instandhaltung		
A1, A2: Information zu Netzelementen				

Abbildung 3: Zuordnung der Funktionalitäten der Smart Grid Roadmap zum Netz- und Marktbereich, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys) auf Basis (BFE 2014).

Die näher betrachteten Funktionalitäten, die in der Smart Grid Roadmap beschrieben wurden sind:

- **B2 – Verwendung von Produktion, Speicherung und Verbrauch zur Unterstützung der Sicherheit des Netzbetriebes:** Dezentrale Einheiten können zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit herangezogen werden und lokal zu netzdienlichen Zwecken eingesetzt werden. Dadurch können lokale Netzengpässe vermieden bzw. reduziert werden.
- **B5 – Systemdienstleistungen aller Art können von allen Ein- und Ausspeisern sowie von Aggregatoren erbracht werden:** Alle Produktions- und Verbrauchsanlagen und Speicher aller Netzebenen können Systemdienstleistungen in Verteilnetzen sowie nationale Systemdienstleistungen erbringen. Einzelne Einheiten können sich hierbei über einen Aggregator zusammenschliessen und gemeinsam Leistungen wie beispielsweise Flexibilität anbieten. Smart Grids ermöglichen die Koordination der lokalen mit den systemweiten Anforderungen.
- **D1 – Unterstützung weitgehender Marktpartizipation von Ein- und Ausspeisern bei technisch-sicheren Netzbetriebs:** Alle Erzeuger, Verbraucher und Speicher werden so in das Netz integriert, dass diese ihre Produkte und Dienstleistungen auf unterschiedlichen Marktplattformen anbieten können. Der technische sichere Betrieb wird hierbei durch selektive Eingriffe der Netzbetreiber in den Markt gewährleistet (BFE 2014).

2.4 EU-Stromabkommen

Auch durch den gegenwärtig angestrebten Abschluss eines Stromabkommens mit der EU ergeben sich für die Fragestellungen relevante Rahmenbedingungen. Dazu zählt die Kompatibilität der Schweizer Lösung mit den EU Network Codes.

ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) erstellt derzeit im Rahmen des dritten EU-Energiepakets in Kooperation mit der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gemeinsame Regeln für Netzbetreiber, Erzeuger und Verbraucher, die Network Codes. Gegenwärtig werden insgesamt zehn Network Code erarbeitet. Drei davon betreffen den Strommarkt direkt (Market Network Codes). Entsprechen die erarbeiteten Network Codes den relevanten Rahmenbedingungen, leitet ACER die Network Codes mit einer entsprechenden Empfehlung an die Europäische Kommission weiter. Verabschiedet die Europäische Kommission die Network Codes, sind diese verbindlich in allen EU-Mitgliedsstaaten. Für ENTSO-E Mitgliedsstaaten, die nicht Mitglied der Europäischen Union sind, ist die Implementierung der Network Codes über vertragliche oder andere gesetzliche Mittel vorgesehen (ENTSO-E 2012). Im Falle des Abschlusses eines Stromabkommens der EU mit der Schweiz würden die Network Codes voraussichtlich auch in der Schweiz Anwendung finden. Aus diesem Grund werden die für die vorliegende Studie relevanten Aspekte im Folgenden dargestellt.

Der **Balancing Code** (ENTSO-E 06.08.2014) regelt u.a. die Ausgestaltung, Einführung und Ausführung eines europaweiten Regelenergiemarktes. Artikel 23 des Balancing Codes regelt dabei die Einflussmöglichkeiten der Verteilnetzbetreiber. Demzufolge sollen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber kooperieren, um einen effizienten und effektiven Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Nach Artikel 3 soll der Verteilnetzbetreiber auf Anfrage des Übertragungsnetzbetreibers alle notwendigen Informationen zur Einhaltung des Systembilanzausgleichs durch den Übertragungsnetzbetreiber bereitstellen. Die Übertragungsnetzbetreiber und die angeschlossenen Verteilnetzbetreiber, in deren Netzen Regelleistung angeboten wird, sollen gemeinsam eine Methodik zur Kostenallokation erarbeiten, die die auftretenden Kosten bei der Regelleistungsbereitstellung beinhalten, wenn nicht bereits eine nationale Regelung hierzu existiert. Die Kostenallokation soll hierbei fair vorgenommen werden und die Verantwortlichkeiten der beteiligten Parteien berücksichtigen, so dass der Verursacher Kosten tragen muss.⁵

Artikel 68 des **Network Code on Load Frequency Control and Reserves** (ENTSO-E 28.06.2013) setzt die Rahmenbedingungen für das Angebot und den Einsatz von Regelenergie in Verteilnetzen.

Die Absätze 3 und 4 regeln die Eingriffsmöglichkeiten des Verteilnetzbetreibers zur Begrenzung der angebotenen Regelenergie in ihrem Netzgebiet. Nach Artikel 3 darf der Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Präqualifikationsprozesses eines Regelleistungsanbieters die Regelleistung in ihrer Höhe beschränken oder vollständig ausschliessen, sofern dies diskriminierungsfrei, transparent, auf Basis technischer Argumente und in Kooperation mit dem Übertragungsnetzbetreiber geschieht.

⁵ In der vorherigen Version des Entwurfs des Balancing Code vom 23.12.2013 war noch vorgesehen, dass der Verteilnetzbetreiber die Kosten des Eingriffes aufgrund von Netzsicherheitsaspekten trägt, soweit keine nationale Regelung oder Vereinbarung zwischen VNB und ÜNB besteht.

Nach Artikel 4 dürfen Verteilnetzbetreiber die angebotene Regelleistung in ihrem oder in einem unterlagerten Verteilnetz zeitlich begrenzt vor ihrem Abruf in Kooperation mit dem Übertragungsnetzbetreiber **einschränken**. Die transparent und diskriminierungsfrei auszugestaltenden Prozesse sind dabei vom Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam abzustimmen. Der notwendige Informationsaustausch zur Präqualifikation und zum Einsatz von Regelleistung im Verteilnetz ist nach Artikel 5 ebenso von den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern gemeinsam auszugestalten. Hierbei sollen Prozesse und Methoden festgelegt werden, die für den Informationsaustausch benötigt werden.

Die Ausgestaltung der europäischen Network Codes zeigt, dass der zentrale Systemeingriff auf die dezentralen Flexibilitäten, im Falle der Network Codes zum Abruf von Regelleistung, die Eingriffsmöglichkeit der Verteilnetzbetreiber in ihrem Netzgebiet erfordert. Die Informationsprozesse müssen hierfür zur Erfüllung der Koordinationsaufgaben ausgebaut werden.

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) hat bei der Kommentierung des Balancing Network Codes die Informationsbedürfnisse des Verteilnetzbetreibers betont. Sie hat deutlich gemacht, dass sie sowohl in der Präqualifikationsphase als auch in der Einsatzphase der Regelleistung von den Systemdienstleistungserbringern alle notwendigen Informationen erhalten muss um den Einsatz der Systemdienstleistung zu evaluieren. Dieses Informationsbedürfnis darf nicht zur Behinderung der Beteiligung kleiner Einheiten führen (ACER 2014).

Insgesamt ergeben sich aus den Europäischen Vorgaben folgende Prämissen für das Prozessdesign:

1. Umfassende Information des VNB über die Bereitstellung und Einsatz von Regelleistung in seinem Netzgebiet
2. Noch zu definierende Kostenallokation beim Eingriff des VNB
3. Priorität des VNB bei Netzeingriffen

3 Grundmodelle der Netz-Markt-Koordination

3.1 Koordinationsaufgaben in Stromversorgungssystemen

Das sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Stromversorgungssystem erfordert eine enge Koordination der Stufen der Wertschöpfungskette von Erzeugung über Übertragung, Netz zum Verbrauch. Diese Koordinationsaufgaben bestehen unabhängig vom Marktdesign und wurden in den traditionellen integrierten Energieversorgungsunternehmen unternehmensintern vorgenommen oder zwischen wenigen Unternehmen (Verbundunternehmen, EVU) aufgeteilt. Erst die Liberalisierung der Energiewirtschaft bedingt teilweise die Übertragung von Koordinationsaufgaben auf Märkte und die Ausbildung von Schnittstellen zwischen Netz/Monopolbereichen und Marktbereichen.

Zur Gewährleistung der Funktionsweise und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems müssen die Aufgabenbereiche von Markt und Netz untereinander koordiniert werden. Des Weiteren ist eine Abstimmung zwischen den einzelnen Bereichen innerhalb des Marktes bzw. des Netzes selbst notwendig.

Um die Koordinationsaufgaben systematisch vollständig darzustellen, wird eine schematische Darstellung gewählt, die im Folgenden erläutert wird. Aufbauend auf diesem Schema können die für diese Studie relevanten Markt-Netz-Koordinationsbereiche abgegrenzt werden.

Die gebauten und eingesetzten Netzkapazitäten bilden dabei den Rahmen für den Strommarkt. Abbildung 4 stellt die Netzkapazitäten und die Elemente des Strommarktes schematisch dar. Die Markt-Netz Koordinationsbereiche ergeben sich über die Aufteilung des Schemas in vier Quadranten. Die linke Seite des Schemas stellt den investiven Bereich dar, die rechte Seite den operativen Bereich. Die Übertragungsebene befindet sich im oberen und die Verteilnetzebene sich im unteren Bereich. Der äussere, grau hinterlegte Bereich ist das Netz, der regulierte Bereich.

Innerhalb des regulierten äusseren Rahmens findet die Koordination des Energiemengenausgleichs (Leistungsbilanzausgleich) zwischen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung statt, dargestellt durch die inneren Kreise der einzelnen Quadranten in Abbildung 4. Der innere Bereich, der die Investition in und den Einsatz von zentraler und dezentraler Erzeugung, Speicherung und Verbrauch beinhaltet, stellt somit den Bereich des Marktes dar.

3.2 Auswahl von relevanten Koordinationsaufgaben

Im Folgenden wird betrachtet, welche der Koordinationsaufgaben des Netz-Markt Bereiches im Hinblick auf die Ziele der ES2050 in Zukunft relevant werden. Die im Rahmen der Studie weiterhin zu betrachtenden Koordinationsaufgaben werden ausgewählt und näher erläutert. Die Ausgestaltung dieser bildet anschliessend die Basis zur Aufstellung der Grundmodelle der Netz-Markt-Koordination.

Auswirkungen Erneuerbarer Energien auf das Netz

Der Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt weitgehend standortgebunden. Das bedeutet, dass die Standortwahl der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der lokalen Bedingungen erfolgt, wie beispielsweise der Windgeschwindigkeit, der solaren Einstrahlung oder der lokalen Verfügbarkeit von Biomasse. Dies kann zu einer lokal hohen installierten Leistung führen. Eine lokale Konzentration von Photovoltaikleistung kann durch Nachbarschaftseffekte verstärkt werden. Der standortgebundene Ausbau führt somit zu einem steigenden Netzausbaubedarf, insbesondere wenn, wie bisher, die Ausbauentscheidungen unabhängig von den lokal vorhandenen Netzkapazitäten getroffen werden.

Bei der Netzdimensionierung existieren zwei unterschiedliche Paradigmen. Einerseits kann das Netz so dimensioniert werden, dass keine Netzengpässe entstehen und jede erzeugte Kilowattstunde Strom in das Netz eingespeist werden kann, die so genannte „Kupferplatte“. Demgegenüber steht der ökonomisch optimale Netzausbau, bei dem aus wirtschaftlicher Sicht auf eine garantierte Einspeisung verzichtet wird. Diese Variante des Netzausbaus führt zu einer höheren Anzahl zu bewirtschaftender Netzengpässe, wodurch sich die Koordinationserfordernisse stark erhöhen.

Auswirkungen auf die Verteilnetzebene

Die Einspeisung zentraler, konventioneller Kraftwerke erfolgt üblicherweise in das Übertragungsnetz, wohingegen die Abnahme der Verbraucher grösstenteils auf Verteilnetzebene geschieht. Die Einspeisung erneuerbarer Energien hingegen erfolgt üblicherweise ebenfalls dezentral in das Verteilnetz. Durch den steigenden lokalen Ausbau erneuerbarer Energie entwickeln sich die Verteilnetze somit von reinen Abnahmenetzen weg und geänderte Lastflussrichtungen können auftreten. Die Belastung und Bedeutung der Verteilnetze nimmt somit stark zu.

Soweit Ausba verzögerungen im Verteilnetz vorliegen oder das Netz im Rahmen einer ökonomischen Optimierung bewusst nicht auf die maximale Belastung ausgelegt wird, erhöhen sich Anzahl und Dauer von Netzengpässen im Verteilnetz. Damit erhöht sich auch der Bedarf an lokaler Flexibilität zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene. Die Bereitstellung lokaler Flexibilität kann hierbei durch Redispatch der auf dieser Netzebene befindlichen konventionellen Kraftwerke (insbesondere BHKW), Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien, steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen, und in beschränkter Masse auch durch steuerbare Nachfrage (in der Schweiz schon heute oft der Fall via Rundsteuerung) und lokale Speicher bereitgestellt werden. Eine Aggregation der Flexibilitäten zu diesem Zweck ist jedoch aufgrund der notwendigen räumlichen Wirkung nur eingeschränkt möglich. Eine Aggregation von Flexibilitäten mit dem Ziel des Systembilanzausgleichs ist jedoch möglich. Diese Unterscheidung muss bei der Gestaltung von Koordinationsmechanismen berücksichtigt werden.

Flexibilitätsanforderungen zum Systembilanzausgleich

Die künftige Erzeugungsstruktur erneuerbarer Energien beinhaltet einen höheren Anteil an Photovoltaik und Windenergieanlagen, deren Einspeisung wetterbedingt fluktuiert und daher stochastisches Verhalten aufweist. Hierdurch steigt der Bedarf an Flexibilität zum Systembilanzausgleich, das heisst zum Ausgleich der Day-Ahead-, Intraday- als auch der Reservemärkte. Durch die steigende dezentrale Erzeugung ist neben den Flexibilitäten auf Übertragungsnetzebene auch der Einsatz von Flexibilitäten im Verteilnetz zum Systembilanzausgleich möglich. Die dezentralen Flexibilitäten stehen dabei im Wettbewerb mit Flexibilitäten, die an die Übertragungsnetzebene angeschlossen sind. Aufgrund der geringeren spezifischen Leistung der dezentralen Flexibilitäten sind höhere Kosten ihres Einsatzes im Vergleich zu zentralen Flexibilitäten zu erwarten. Allerdings bestehen bei den Kosten der Aktivierung von Demand Response grosse Unsicherheiten und Bandbreiten von Aktivierungskosten, wie in (dena 2010) gezeigt wurde.

Die Bereitstellung systemweiter Flexibilität zum Systembilanzausgleich kann, neben den Leistungsanpassungen konventioneller Erzeugungseinheiten, unter anderem auch durch eine temporäre Leistungsreduktion bei erneuerbaren Energien, durch steuerbare dezentrale Erzeuger wie beispielsweise Biomasse- und WKK-Anlagen oder durch lokale Speicher vorgenommen werden. Hierbei ist eine systemweite Aggregation bei ausreichenden Kapazitäten der Netze möglich. Bestehen dagegen Netzengpässe, ist eine Aggregation dezentraler Ressourcen zum Systembilanzausgleich nur eingeschränkt möglich.

Netzengpassmanagement auf der Übertragungsnetzebene

Der zunehmende, vor allem internationale Ausbau erneuerbarer Energien resultiert in einem steigenden Übertragungsbedarf und führt durch Netzrestriktionen zu einem steigenden Bedarf an Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene. Neben den zentralen Flexibilitäten im Übertragungsnetz, können und müssen zukünftig vermehrt auch dezentrale Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz eingesetzt werden. Diese werden besonders relevant, wenn konventionelle Redispatch-Kapazitäten nicht mehr zur Verfügung stehen, oder es vermieden werden soll, Kraftwerke auf Mindestleistungsniveau zu betreiben, nur um Redispatchkapazität zur Verfügung zu haben.

Insgesamt lassen sich somit fünf Koordinationsaufgaben bei der Bereitstellung dezentraler und zentraler Flexibilität herausstellen, die in Tabelle 1 zusammengefasst sind. Es werden hierbei die Form und der Anwendungszweck der Flexibilitäten unterschieden.

Tabelle 1: Koordinationsaufgaben zur Bereitstellung von Flexibilität in der Übertragungs- und Verteilnetzebene.

Was?	Wofür?	Wo?	
		Zentral (Übertragungsnetzebene)	Dezentral (Verteilnetzebene)
Bereitstellung Regelleistung (Flexibilität systemweit)	Frequenzhaltung, Systembilanz	1. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	5. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich
Bereitstellung, Einsatz Redispatchkapazitäten (lokale Flexibilität)	Engpassmanagement Übertragungsnetz	2. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene	3. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene
Bereitstellung, Einsatz Redispatchkapazitäten (lokale Flexibilität)	Engpassmanagement Verteilnetz	- entfällt -	4. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene

Zentrale Flexibilität kann zum Systembilanzausgleich und zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene eingesetzt werden (Koordinationsaufgaben 1 und 2). Zukünftig werden bei steigendem Ausbau erneuerbarer Energien die Koordinationsaufgaben der dezentralen Flexibilitäten jedoch an Bedeutung gewinnen. Insbesondere in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien steigt der Bedarf einer dezentralen Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene (Koordinationsaufgabe 4).⁶

Die dezentralen Flexibilitäten können und müssen bei einem überregionalen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien des Weiteren für den Systembilanzausgleich (Koordinationsaufgabe 5) und zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene (Koordinationsaufgabe 3) genutzt werden, sofern zentrale Flexibilitäten aufgrund von Kraftwerksstilllegungen nicht mehr oder aufgrund von steigenden Überschüssen nicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Die folgende Einordnung der fünf als relevant identifizierten Koordinationsaufgaben in das vorgestellte Schema der Markt-Netz-Koordination zeigt die Zusammenhänge der Anforderungen auf. Die fünf Koordinationsaufgaben sind in Abbildung 5 den Schnittstellen zwischen Netz und Markt sowie zwischen der Übertragungs- und Verteilnetzebene zugeordnet. Im Fokus der Studie steht somit insbesondere die operative Koordination von Markt und Netz, da hier die Netz-Markt Schnittstellen am wichtigsten sind. Die investive Koordination, d.h. die Koordination der Investitionen in Erzeugungseinheiten und in die Netze, steht nicht im Vordergrund der Analyse.

⁶ An dieser Stelle wird noch nicht differenziert, um welche Flexibilitäten es sich hierbei handelt

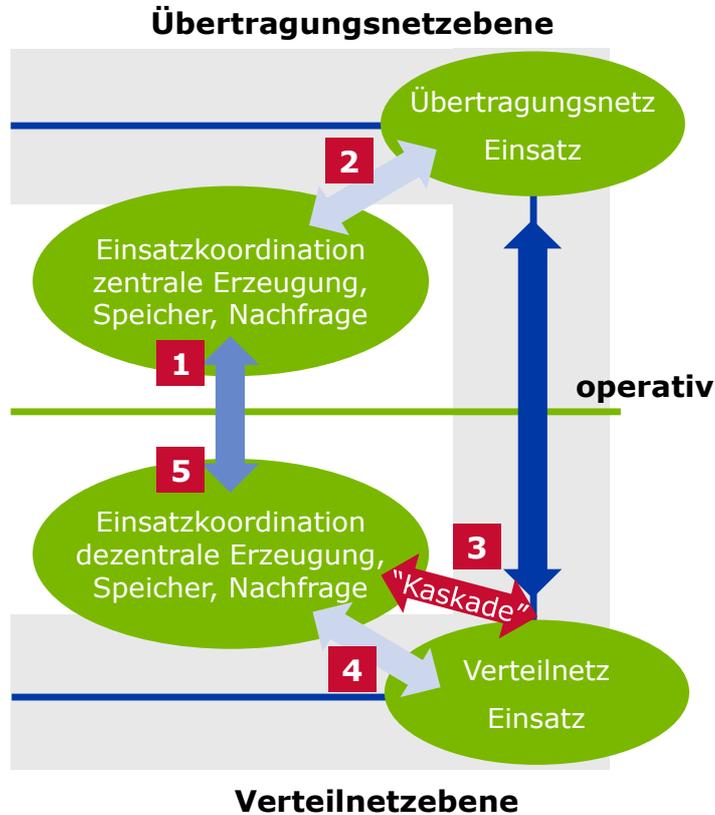


Abbildung 5: Koordinationsaufgaben im operativen Bereich, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Die Flexibilitätsbereitstellung zum Systembilanzausgleich (Koordinationsaufgaben 1 und 5) erfolgt systemweit ohne einen räumlichen Bezug. Die zentralen (1) und dezentralen Flexibilitäten (5) werden in Abbildung 5 somit direkt der Einsatzkoordination der dezentralen bzw. zentralen Einheiten zugeordnet. Die Koordination muss dabei zwischen den Flexibilitäten der beiden Netzebenen erfolgen.

Die zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene (2) erfolgt über die Koordination des temporären Zustandes des Übertragungsnetzes mit den eingesetzten Erzeugern, Speichern und der Nachfrage. Diese Koordinationsanforderung kann analog auf die dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene (4) übertragen werden.

Die dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene (3) erfordert hingegen die Koordination des Übertragungsnetzes mit den eingesetzten dezentralen Einheiten über das Verteilnetz. Wie in Abbildung 5 durch den Pfeil „Kaskade“ illustriert, kann dabei der Einsatz von dezentraler Flexibilität durch den Übertragungsnetzbetreiber mit dem Flexibilitätseinsatz des Verteilnetzbetreibers zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene korrelieren. Praktisch könnte dies z.B. ein Regelleistungseinsatz sein, der mit lokal benötigtem Einspeisemanagement kollidiert.

Es besteht zusammengefasst ein Dreifach-Zugriff auf die dezentralen Flexibilitäten, so dass eine besondere Schwierigkeit der Markt-Netz-Koordination in der Koordination der dezentralen Flexibilitäten liegt. Hier liegen somit die relevanten Schnittstellen der Koordinationsaufgaben, die im Weiteren zu klären sind.

3.3 Relevanz der Koordinationsaufgaben in der Schweiz

Zur quantitativen Beurteilung der künftigen Relevanz der dezentralen Flexibilitäten sind bestehende Studien heranzuziehen, in denen eine Modellierung des Stromversorgungssystems vorgenommen wird. So kann eine Beurteilung der Relevanz von dezentralen Flexibilitäten in der Schweiz im Kontext der ES2050 einer Studie zur künftigen Rolle von Energiespeichern in der Schweiz entnommen werden (KEMA 2013). Diese Studie prognostiziert den schweizerischen Speicherbedarf bis zum Jahr 2050⁷. Da Speicher eine von vielen Flexibilitätsoptionen darstellen, lassen sich die in dieser Studie getroffenen Aussagen für diese Untersuchung als Indikation für Flexibilitätsbedarf allgemein heranziehen.

Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene.

Für das Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene werden bereits heute dezentrale Flexibilitäten eingesetzt, sofern bei der Netzauslegung die Steuerung von Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen oder anderen Lasten durch den Netzbetreiber als Auslegungskriterium berücksichtigt wurde. Bei der Netzausbauplanung wird damit berücksichtigt, dass durch Laststeuerung verhindert werden kann, dass diese Lasten nicht zeitgleich mit anderen Netzlasten auftreten. Damit kann die Steuerung dieser Lasten als Netzengpassmanagement bezeichnet werden. Aus der Studie von KEMA (2013) lassen sich zum einen Rückschlüsse auf die Relevanz der dezentralen Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene (Koordinationsaufgabe 4) ziehen. Die Studie stellt fest, dass sich auf Verteilnetzebene (Netzebene 6 und 7) für Bergnetze sowie für ländliche Netze ein Speicherbedarf entsteht, um Überlastungen der Betriebsmittel und die Verletzung von Grenzen des Spannungsbandes, vorwiegend als Resultat des Zubaus an Photovoltaikleistung zu verhindern.

Die ermittelten Kapazitäten variieren stark in Abhängigkeit von dem betrachteten energiewirtschaftlichen Szenario. Für das Jahr 2020 wurde noch kein Speicherbedarf festgestellt. Für das Jahr 2035 reicht er von 10 MW bis 250 MW und von 630 bis 1560 MW im Jahr 2050. Bei der Ermittlung dieser Speicherleistungen wurde bereits eine Optimierung zwischen Speichergrösse und Abregelung vorgenommen. Die Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen wie z.B. Lasterhöhung sowie regelbare Ortsnetztransformatoren wurde jedoch nicht betrachtet.

Untersuchungen des Ausbaubedarfs für das Verteilnetz in Deutschland haben ergeben, dass sich dieser durch den parallelen Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren sowie durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten wie Speicher oder die Abregelung Erneuerbarer Energien reduzieren lassen kann (E-Bridge et al. 2014), (dena 2012). Weiterhin haben die Untersuchungen ergeben, dass eine Kombination dieser Massnahmen zu einem Kostenoptimum führt. Damit

⁷ Die Flexibilität von Pumpspeicherkraftwerke und grossen Wasserkraftwerken ist von der Betrachtung ausgenommen

ist eine kostenoptimale Netzauslegung in den betroffenen Netzen nicht engpassfrei, sondern auf den Einsatz der Flexibilitäten angewiesen.

Untersuchungen des notwendigen Verteilnetzausbaus in der Schweiz wurden in einer Untersuchungen von (Consentec GmbH 2012a, 2012a) durchgeführt. Neben den klassischen Netzausbaumassnahmen wurden auch „innovative Massnahmen“ zur Vermeidung des Netzausbaus betrachtet. Dazu zählen neben regelbaren Ortsnetztransformatoren auch der Einsatz von Speichern oder Einspeisemanagement. Für den Einsatz dieser Massnahmen wird ein Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus abgeleitet. Allerdings ist aus der Studie keine Aussage zu einem (ökonomisch) optimalen Einsatzniveau der „innovativen Massnahmen“ ableitbar. Vielmehr ist dieses für jedes Verteilnetz separat zu ermitteln. Der Verteilnetzbetreiber sollte somit einen Anreiz haben, die verfügbaren Massnahmen zur Optimierung des Netzausbaus in einer ökonomisch effizienten Weise einzusetzen.

Ausgleich der Systembilanz

Für den Systembilanzausgleich ergibt sich vor allem aufgrund der steigenden Volatilität der Erzeugung sowie aufgrund des steigenden absoluten Prognosefehlers von Erneuerbaren Energien ein steigender Bedarf von Flexibilitäten – insbesondere nach Tertiärregelreserve. Der Reservebedarf wurde für die Schweiz in (Consentec GmbH 2012b) ermittelt. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen einen deutlich wachsenden Bedarf an Tertiärregelreserve. Dieser Bedarf wird vor allen Dingen vom Prognosefehler für Erneuerbare Energien getrieben. Für die Schweiz wird damit insbesondere der Prognosefehler für die Photovoltaikleistung relevant werden. Gerade in diesem Bereich existieren noch grössere Unsicherheiten über die erreichbare Prognosegüte, insbesondere bei der Prognose von Extremereignissen (Schneeschmelze auf Photovoltaik-Modulen, Sonnenfinsternis). Gerade bei diesen Extremereignissen kann der Zugriff auf die PV-Anlagen zum Ausgleich der Systembilanz wichtig werden.

Die dezentralen Flexibilitäten stehen dabei im Wettbewerb sowohl untereinander als auch mit den zentralen Flexibilitäten wie beispielsweise den Pumpspeicherkraftwerken. Die Tatsache, dass bereits heute Projekte existieren, um dezentrale Lasten wie Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen auf dem Regelenergiemarkt anzubieten, unterstreicht die Bedeutung dieser Koordinationsaufgabe.

In der Kema Studie wurden dezentrale Speicheranwendungen zum Ausgleich der Systembilanz im Jahr 2050 betrachtet. In der hier verwendeten Terminologie entspricht diese der dezentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich (Koordinationsfunktion 5). In Abhängigkeit von dem Szenario und des Umfangs des Austausches mit dem Ausland wurde eine Speicherleistung von bis zu 8 GW ermittelt.

Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene

In einer im Auftrag des BFE durchgeführten Studie im Auftrag des BFE wurde der Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz analysiert. Ergebnis der Studie war, dass der Ausbau Erneuerbaren Energien in der Schweiz nur zu einem geringen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes führt (Consentec GmbH 2012b). Dieses Ergebnis wird durch andere Studien bestätigt, beispielsweise durch (SATW). Diese Studien führen jedoch keine expliziten Betrachtungen des notwendigen Redispatchpotenzials und Analysen zur Relevanz der dezentralen Flexibilitäten für das Netzeng-

passmanagement auf der Übertragungsnetzebene durch, sondern (Consentec GmbH 2012b) geht davon aus, dass eine Leitungsbelastung von 100 bis 110 % durch Redispatch gelöst werden kann. Die benötigte Redispatchleistung und –energie wird jedoch nicht quantifiziert.

3.4 Grundmodelle der Netz-Markt-Koordination

In den vorangegangenen Abschnitten wurde die Netz-Markt-Koordination schematisch abstrakt untersucht und die relevanten Koordinationsaufgaben bei steigendem Anteil dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung identifiziert

Mit dem folgenden Schritt werden Möglichkeiten aufgezeigt, wie die Koordinationsaufgaben ausgestaltet werden können. In dieser Betrachtung werden keine konkreten Akteure beschrieben. Eine Konkretisierung erfolgt in den Kapiteln 4 und 5. Anschliessend wird in Abschnitt 3.4.1 die aktuelle Ausgestaltung der Koordinationsaufgaben des Schweizer Strommarktes sowie ausgewählter internationaler Beispiele untersucht. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 3.4.2 über die Kombination verschiedener Ausgestaltungsvarianten der Koordinationsaufgaben Grundmodelle abgeleitet. Die Ausgestaltung der einzelnen Koordinationsaufgaben kann durch die verschiedenen in Abbildung 6 dargestellten Koordinationsformen erfolgen. Die Koordinationsformen sind stufenweise angeordnet, wobei die Regulierungsintensität von oben nach unten steigt. An oberster Stelle steht die freie Marktkoordination mit dem geringsten Regulierungseingriff. Diese Koordinationsform wird beispielsweise beim Spot- oder Intraday-Markt verwendet. Die Marktteilnahme ist vollständig freigestellt und die Anbieter von Erzeugung können direkt am Marktplatz ohne den Eingriff eines Netzbetreibers ihre Angebote platzieren. Die Koordination von Angebot und Nachfrage erfolgt über eine freie Energiebörse.

Die zweite Stufe des Schemas repräsentiert ebenfalls einen Marktplatz mit freiwilliger Marktteilnahme. Es existiert nur ein einziger Nachfrager, der einen zentralen, regulierten Marktplatz betreibt. Ein Beispiel für diese Koordinationsform ist der Regelleistungsmarkt. Der Übertragungsnetzbetreiber schreibt Regelleistung zentral aus. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist freiwillig.

Die nächste Stufe stellt die Form von bilateralen, und inhaltlich regulierten Verträge zwischen den Marktteilnehmern dar. Die Vergütung erfolgt über staatlich festgelegte Sätze oder Mechanismen. Die Vergütung kann sich z.B. an den Preisen anderer Märkte orientieren. Der Redispatch des Übertragungsnetzbetreibers erfolgt beispielsweise über diese Koordinationsform. Der Übertragungsnetzbetreiber kann im Bedarfsfall die vertraglich festgelegten Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten anweisen ihre Leistung oder Last anzupassen. Die Vergütung bzw. Entschädigung der Erzeugungseinheiten kann beispielsweise kostenbasiert erfolgen oder an den Marktpreis angelehnt sein.

Die Koordinationsform mit der höchsten Regulierungsintensität, die unterste Ebene des Stufenschemas, stellt die direkte Steuerung ohne einen Marktprozess dar.

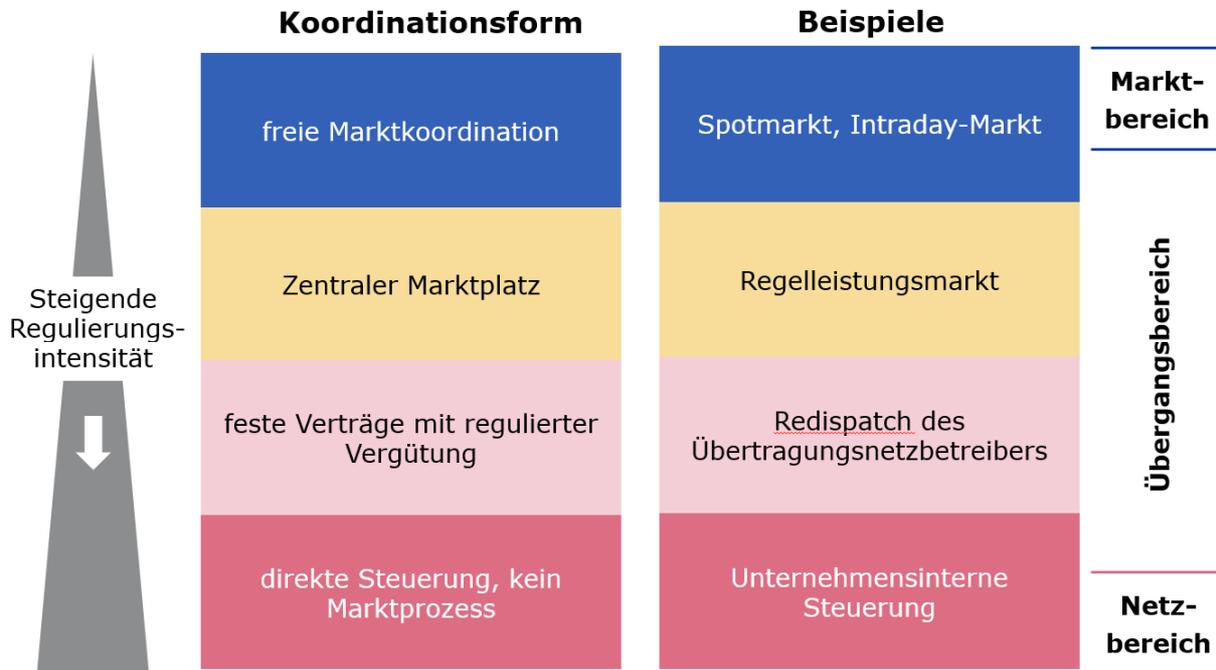


Abbildung 6: Einordnung und Beispiele verschiedener Koordinationsformen zum Netz- und Marktbe- reich, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

3.4.1 Status Quo der Schweiz und Beispiele Ausland

Im Folgenden werden zuerst der Status Quo der Schweiz analysiert sowie Fallbeispiele aus anderen Ländern vorgestellt. Hierzu wird jeweils die Ausgestaltung der Koordinationsaufgaben in den verschiedenen Ländern betrachtet. Das bedeutet, dass jeder Koordinationsanforderung eine der Koordinationsformen zugeordnet wird. Tabelle 2 fasst die Ergebnisse der Betrachtung für den Status Quo in der Schweiz sowie die Fallbeispiele Deutschland, Irland und USA (Northwest) zusammen.

In der Schweiz werden die fünf Koordinationsaufgaben durch verschiedene Koordinationsformen wie folgt bereitgestellt:

1. Die **zentrale Flexibilität für den Systembilanzausgleich** wird durch das Angebot von Re- gelenergie bereitgestellt. Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid ist für den Ein- satz von Systemdienstleistungen im Schweizer Übertragungsnetz zum sicheren, zuverlässi- gen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich. Die Swissgrid schreibt hierzu die benötigte Menge Regelleistung in Form von verschiedenen Produkten aus. Neben grossen Erzeugern haben auch kleinere Anbieter die Möglichkeit Regelleistung am Markt anzubieten. Regelpooling ermöglicht dabei kleinen Energieerzeugern und -verbrau- chern sich zu virtuellen Kraftwerken zusammen zu schliessen und gemeinsam Regelleistung am Markt anzubieten (VSE 2013).
2. Die **zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Engpassmanagement auf Übertragungs- netzebene** ist stark reguliert. Die Swissgrid ist nach StromVG Art. 17 bei Engpässen im

Übertragungsnetz dazu aufgefordert, die verfügbare Kapazität nach marktbasierter Verfahren wie Auktionen zuzuteilen. Besteht ein Engpass im Übertragungsnetz kann Swissgrid mittels Redispatch in den Kraftwerkseinsatz eingreifen. Hierfür muss Swissgrid bei den Kraftwerksbetreibern Redispatchenergie beschaffen, um im Falle eines Netzengpasses diese anzuweisen, ihre Produktion anzupassen. Die Vergütung der Kraftwerksbetreiber erfolgt je nach positiver oder negativer Redispatchenergie in unterschiedlicher Ausführung in Anlehnung an die Marktpreise (Swissgrid AG 2010a).

3. Die Koordinationsform zur **dezentralen Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene** wurde bisher nicht ausgestaltet.
4. Die **dezentrale Flexibilität zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene** wird über feste Verträge, ggf. mit einer festgelegten Vergütung bereitgestellt. Während die Flexibilitäten von normalen Endkunden meist per AGB durch die Stromversorger als unentgeltlich nutzbar ausbedungen werden, erfolgt die Vergütung für grössere Flexibilitätsanbieter per vertraglich festgelegtem Entgelt. Überlagert wird dieser unregulierte Zustand durch eine Abnahmepflicht für erneuerbare Energie (Art. 7 Abs. 1 EnG). Schliesslich werden reduzierte Netzentgelte und/oder Energietarife für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) vereinbart. Sofern ihre Unterbrechbarkeit aufgrund von Netzrestriktionen erforderlich ist, handelt es sich hierbei um eine Vergütung für eine dezentrale Flexibilität zum Netzengpassmanagement.
5. Die **dezentrale Flexibilität für den Systembilanzausgleich** wird mit der zentralen Flexibilitätsbereitstellung von Swissgrid am Markt für Regenergie beschafft. Das seit 2013 eingeführte Regelpooling erlaubt insbesondere kleinen ans Verteilnetz angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern die Teilnahme am Regenergiemarkt, vgl. (VSE 2013).

Tabelle 2: Zuordnung der Koordinationsformen zu den Koordinationsaufgaben für die Schweiz sowie ausgewählte internationale Beispielländer, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Koordinationsanforderung	Status quo Schweiz	Deutschland	Irland	USA (Northwest)
1. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	Zentraler Marktplatz	zentraler Marktplatz	Zentraler Marktplatz	feste Verträge
2. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene	Gem. Swissgrid operating Agreements Vergütung in Anlehnung an Marktpreise	feste Verträge	Zentraler Marktplatz	

Koordinationsanforderung	Status quo Schweiz	Deutschland	Irland	USA (Northwest)
3. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsebene	In Betriebsvereinbarung Swissgrid-VNB nicht enthalten	feste Verträge	Prozess nicht festgelegt	
4. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	feste Verträge	feste Verträge	Prozess nicht festgelegt
5. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	Zentraler Marktplatz	Zentraler Marktplatz	Zentraler Marktplatz	Prozess nicht festgelegt

Tabelle 2 zeigt einen Vergleich der Ausprägungen von Koordinationsformen in der Schweiz mit Deutschland, Irland sowie dem Nordwesten der USA.

Deutschland verfolgt bisher einen ähnlichen Ansatz wie die Schweiz. Darüber hinaus existieren jedoch bereits Regelungen für die dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsebene. Dies erfolgt beispielsweise durch die Abschaltverordnung für steuerbare Lasten. In dieser werden in einem monatlichen Ausschreibungsverfahren Lasten der Grössenordnung 50 bis 200 MW kontrahiert (Poolung an einem Netzknoten zulässig). Die Anlagen müssen mindestens an der 110 kV-Netzebene angeschlossen sein und können durch unterschiedliche Abschaltzeiten definierte Produkte anbieten.

Auf der Verteilnetzebene existiert derzeit kein Marktprozess zur Allokation der Flexibilitäten. Allerdings werden Vorschläge zur Ausgestaltung der dezentralen Flexibilitätsbereitstellung derzeit vom Branchenverband BDEW ausgearbeitet. Der Zugriff der ÜNB auf die im Verteilnetz angeschlossenen erneuerbaren Energien kann jedoch aus Netzsicherheitsgründen erfolgen (Einspeisemanagement).

Irland hat in seinem Marktdesign des „Single Electricity Market“ traditionell einen stark zentralisierten Marktansatz verfolgt. In diesem Ansatz wird eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen durchgeführt. Allerdings wird in diesen Prozess gegenwärtig nur das Übertragungsnetz einbezogen, so dass keine Berücksichtigung von Verteilnetzrestriktionen erfolgt. Dem entsprechend wird Redispatchkapazität auch nicht im Verteilnetz bereitgestellt. Der Zugriff auf Flexibilitäten im Verteilnetz erfolgt vielmehr nur wenn kritische Netzzustände bereits erreicht wurden.

In den USA existiert kein einheitliches Strommarktdesign. Vielmehr werden die EVU in den Bundesstaaten unterschiedlich reguliert. Gleichzeitig haben sich EVU zu regionalen Power Pools zusammengeschlossen, innerhalb derer Regelungen harmonisiert werden. Im Bereich des Northwest Power Pool sind Erzeugung und Netzbetrieb grösstenteils integriert. Dem zufolge werden dezentrale Flexibilitäten direkt gesteuert. Der Zugriff auf nicht-unternehmensinterne Flexibilitäten wie Warmwasserboiler wird derzeit technisch getestet. Bei erfolgreichen Tests wird erwartet, dass für die Bereitstellung der Flexibilität von Lasten eine Ermässigung auf den Tarif gewährt wird.

3.4.2 Definition von drei Grundmodellen

Auf Basis des dargestellten Status Quo in der Schweiz sowie verschiedenen Konzepten anderer Länder werden drei Grundmodelle definiert, die drei verschiedene Grundrichtungen der Ausgestaltungsmöglichkeiten abdecken. Analysiert und bewertet werden im Folgenden ein netzorientierter Ansatz (Modell 1), ein stärker marktkoordinierter Ansatz (Modell 2) und ein Ansatz mit starker marktbasierter Einbindung dezentraler Akteure (Modell 3). Tabelle 3 stellt die Zuordnung der Koordinationsformen zu den fünf Koordinationsaufgaben für die drei definierten Modelle dar.

Tabelle 3: Aufstellung der drei Grundmodelle durch Zuordnung der Koordinationsformen zu den Koordinationsaufgaben, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Koordinationsanforderung	Status quo Schweiz	Variante 1: "Netzorientiert"	Variante 2: "Mittelweg"	Variante 3: "Dezentrale Akteure"
1. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	zentraler Marktplatz, freiwillige Teilnahme	zentraler Marktplatz, obligatorische Teilnahme	zentraler Marktplatz, freiwillige Teilnahme	zentraler Marktplatz, freiwillige Teilnahme
2. Zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsebene	Gem. Swissgrid operating Agreements Vergütung in Anlehnung an Marktpreise	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	zentraler Marktplatz, obligatorische Teilnahme, Poolung nicht zulässig	zentraler Marktplatz, obligatorische Teilnahme, Poolung nicht zulässig
3. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsebene	In Betriebsvereinbarung Swissgrid-VNB nicht enthalten	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	Zentraler Marktplatz, obligatorische Teilnahme, Poolung zulässig	zentraler Marktplatz, freiwillige Teilnahme

Koordinationsanforderung	Status quo Schweiz	Variante 1: "Netzorientiert"	Variante 2: "Mittelweg"	Variante 3: "Dezentrale Akteure"
4. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	zentraler Marktplatz, obligatorische Teilnahme, Poolung nicht zulässig
5. Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	zentraler Marktplatz, freiwillige Teilnahme	feste Verträge mit festgelegter Vergütung	Zentraler Marktplatz, obligatorische Teilnahme, Poolung zulässig	zentraler Marktplatz, freiwillige Teilnahme

Modell 1 – „Netzorientiert“

Das Modell 1 – "Netzorientiert" – ist das Grundmodell dasjenige, die Koordination weitgehend durch die Netzbetreiber durchführen zu lassen und damit dem regulierten Bereich zuzuordnen. Der Einfluss des Marktes wird minimiert. Diese Variante basiert grundlegend auf der Vereinbarung fester verbindlicher Verträge zwischen den Netzbetreibern und den Anbietern von Flexibilität mit einer festgelegten Vergütung. Muss ein Verteilnetzbetreiber auf dezentrale Flexibilitäten zurückgreifen, erfolgt dies über die Steuerung der Netzbetreiber zu regulierten Tarifen Vergütung bzw. in Anlehnung an Marktpreise. Es wird davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber den Abschluss von Abschaltverträgen verlangen kann. Ein Beispiel dafür sind Verträge, die Netzbetreiber bereits heute mit abschaltbaren Lasten abschliessen. Dies gilt in Situationen, wo Lasten und Erzeuger an das Netz angeschlossen werden, ohne dass jederzeit die volle Erzeugung eingespeist oder Last abgenommen werden kann. Dieses Verfahren ist bislang beim Anschluss von Nachtspeicherheizungen üblich. Hier muss eine Abschaltoption eingeräumt werden, um Netzüberlastungen zu vermeiden, wenn die Geräte zum Höchstlastzeitpunkt einspeisen. International ist dieses Verfahren auch als „non-firm connection“ bekannt.

Modell 2 – „Mittelweg“

Modell 2 – „Mittelweg“ – basiert im Vergleich zum netzorientierten Modell 1 auf einer stärkeren Koordination bzw. Allokation der flexiblen Ressourcen durch den Markt. Dazu werden ein oder mehrere zentrale Marktplätze eingerichtet, über den die Flexibilitäten vom Systembetreiber kontrahiert werden. Dieser Allokationsmechanismus wird heute in der Schweiz für den Bezug von Regelleistung durch Swissgrid angewendet.

Während Regelleistung lediglich für den Ausgleich der Systembilanz eingesetzt wird (z.B. bei Kraftwerksausfällen oder Fehlprognosen von Last oder regenerativer Erzeugung), wird hier angenommen, dass diese Flexibilität perspektivisch zu verschiedenen Zwecken eingesetzt werden kann. In dem vorgeschlagenen Modell sind die Flexibilitäten örtlich definiert, was Sie für das Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene nutzbar macht.

Lediglich die dezentrale Flexibilität zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene wird aus Aspekten der Versorgungszuverlässigkeit weiterhin über feste, regulierte Abschaltverträge bereit gestellt und nicht über ein marktbasierendes Verfahren ermittelt; die Vergütung kann jedoch weiterhin in Anlehnung an marktbasierende Preise erfolgen.

Modell 3 – „Dezentrale Akteure“

Das dritte Modell – „Dezentrale Akteure“ – entspricht weitgehend dem vorher definierten Modell. Es unterscheidet sich lediglich in der Behandlung des Netzengpassmanagements im Verteilnetz. Bei diesem Ansatz wird nicht auf feste Abschaltverträge zurückgegriffen, sondern ein möglichst marktbasierter Redispatchprozess auf Verteilnetzebene eingeführt. In diesem Prozess erfolgt eine marktbasierende Preisbildung und Auswahl.

Die Höhe der benötigten Flexibilitäten wird von den Netzbetreibern ermittelt und kann nicht über marktbasierende Verfahren festgestellt werden. Nur der Netzbetreiber verfügt über die notwendigen Netzinformationen, um die Lage der Netzengpässe und die Höhe der zu ihrer Beseitigung erforderlichen Flexibilitäten bestimmen zu können. Eine reine, freie Marktkoordination ist in keinem der Fälle möglich, da zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit die Netzbetreiber in den Markt eingreifen⁸ bzw. den Einsatz der Flexibilitäten koordinieren müssen. Somit müssen Netzbetreiber eine Koordinationsrolle übernehmen und den Marktprozess koordinieren. Die Preisbildung erfolgt allerdings am Markt.

3.5 Bewertung der Grundmodelle

Im Folgenden werden die ermittelten Grundmodelle näher analysiert und anhand verschiedener Kriterien bewertet. Hierfür wird zuerst das Bewertungsschema erläutert und anschliessend die drei Grundmodelle anhand der Bewertungskriterien analysiert und evaluiert. Basierend darauf folgt die Auswahl eines Grundmodells zur weitergehenden Analyse.

3.5.1 Bewertungskriterien

Die Bewertung der Grundmodelle erfolgt nach ökonomischen und politischen Kriterien. Die bedeutenden ökonomischen Kriterien sind die statische und die dynamische Effizienz. Die statische Effizienz bewertet die Wirksamkeit des Modells unter Berücksichtigung der Kostenminimierung in einem eingeschwungenen Zustand. Die dynamische Effizienz spiegelt die langfristige Wirksamkeit wieder und beinhaltet dabei insbesondere Anreize, die sich langfristig positiv auf die Effizienz auswirken, wie zum Beispiel die Förderung von Innovationen. Ein dynamisch effizientes Grundmodell führt demnach zu einer langfristigen Kostenminimierung unter Berücksichtigung von Innovationen. Vorliegend kommen die beiden Kriterien qualitativ zur Anwendung.

⁸ Dies ist in der „roten Ampelphase“ der Fall, die in Kapitel 4 diskutiert wird.

Die Bewertung der Grundmodelle nach politischen Kriterien erfolgt vor dem Hintergrund der politischen Umsetzbarkeit. Hierzu werden einerseits die Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit betrachtet und andererseits die Kompatibilität mit den Vorgaben der Europäischen Union analysiert.

Die Kompatibilität mit den Richtlinien der EU ist insbesondere für das Stromhandelsabkommen der Schweiz mit der EU von Bedeutung. Der Abschluss des Stromhandelsabkommens als erster Schritt der angestrebten Integration des Schweizer Strommarktes in den geplanten europäischen Binnenmarkt kann nur über eine entsprechende Kompatibilität mit den Richtlinien erreicht werden. In die Betrachtung wird insbesondere die Kompatibilität mit den EU-Richtlinien zum Unbundling sowie mit den derzeit in Bearbeitung befindlichen EU-weiten Network Codes einbezogen. Vor diesem Hintergrund wird eine EU-Kompatibilität der Grundmodelle als positiv bewertet. In diesem Schritt wird nicht in Betracht gezogen, dass die Umsetzung der Unbundling-Anforderungen angesichts der grossen Zahl kleiner Verteilnetzbetreiber in der Schweiz auf praktische Schwierigkeiten stossen könnte und inwieweit die Modelle auf die Umsetzung dieser Anforderungen angewiesen sind. Auch die Kompatibilität der Varianten mit den Schweizer Spezifika, speziell den Zielen der Energiestrategie 2050, wird erst bei der näheren Analyse verschiedener Varianten des gewählten Grundmodells analysiert und bewertet (vgl. Kapitel 4).

3.5.2 Bewertung

Modell 1 – „Netzorientiert“

Das erste Grundmodell – der netzorientierte Ansatz – zeichnet sich durch zwei Punkte aus. Erstens übernehmen die Netzbetreiber die Aggregationsfunktionen der dezentralen Flexibilitäten und können diese somit zielgerichtet direkt einsetzen. Des Weiteren können die Netzbetreiber aggregierte Informationen sowohl für den Bilanzausgleich als auch für das Netzengpassmanagement nutzen, da beide Koordinationsaufgaben direkt über den Netzbetreiber erfüllt werden. Für dieses Modell, welches eine starke Integration des regulierten Bereichs darstellt, spricht somit vor allen Dingen die Schaffung von Synergien durch die Koordination durch die Netzbetreiber.

Die Ausgestaltung des Modells erlaubt zielgerichtetes, direktes Einspeisemanagement oder die Nutzung anderer Flexibilitäten bei Netzengpässen ohne jegliche Streuverluste. Da jedoch feste Verträge zwischen Netzbetreibern und Anbietern von Flexibilität abgeschlossen werden, die nicht nach markt-basierten Verfahren ermittelt werden, ist keine Kostenminimierung gegeben. Die statische Effizienz ist somit nur als befriedigend einzustufen. Die weitgehende Ausgestaltung der Koordinationsaufgaben mit festen Verträgen bietet des Weiteren aufgrund fehlenden Wettbewerbs keine Innovationsanreize. Die dynamische Effizienz ist bei diesem Grundmodell somit sehr schlecht.

Durch den direkten Zugriff der Netzbetreiber auf die Anlagen sowie die Bündelung der aggregierten Informationen zu den Flexibilitäten bei den Netzbetreibern und die damit einhergehenden Synergien ist auch die Versorgungszuverlässigkeit in höchstem Masse sichergestellt. Der direkte Zugriff der Übertragungsnetzbetreiber auf die dezentralen Flexibilitäten ist jedoch eventuell nicht konform mit den Unbundling-Vorgaben der EU, da hier ein Markteingriff erfolgt und nicht sichergestellt werden

kann, dass dieser diskriminierungsfrei erfolgt. Damit der Netzbetreiber in den Erzeugungsbereich diskriminierungsfrei eingreifen darf, muss dies mit Hilfe eines marktbasiereten Verfahrens geschehen. Dies gilt, um sicherzustellen, dass der Netzbetreiber keine assoziierten Erzeuger oder Verbraucher bevorzugen kann. Daher wird die Kompatibilität mit den EU-Richtlinien als schlecht bewertet.

Modell 2 – „Mittelweg“

Das Grundmodell 2 beinhaltet die Aggregation dezentraler Flexibilitäten von zentralen Akteuren, wobei noch festzulegen ist, ob beispielsweise auch regionale Verteilnetzbetreiber eine Aggregationsfunktion übernehmen können. Die Berücksichtigung von Netzengpässen erfolgt über die regionale Aggregation bzw. durch Zonenbildung. Das Grundmodell 2 ist insgesamt von einem hohen Anteil an Marktprozessen geprägt, vermeidet allerdings die damit häufig verbundene Risiken.

Die statische und die dynamische Effizienz sind aufgrund der weitgehenden Nutzung von Marktprozessen gut. Durch eine regionale Aggregation der dezentralen Flexibilitäten können Netzengpässe wirkungsvoll berücksichtigt werden, wobei gleichzeitig eine Marktpreisbildung stattfindet. Der Wettbewerb der Märkte und die Möglichkeit des Poolings geben dabei langfristige Innovationsanreize.

Die Versorgungszuverlässigkeit des Grundmodells 2 ist gut. Die Risiken des hohen Anteils an Marktprozessen zur Erfüllung der Koordinationsaufgaben weitgehend vermieden. Durch die Marktprozesse kann jedoch der Anlagenzugriff der Netzbetreiber nur mittelbar sein, was ein Risiko darstellt. Bei Pooling der dezentralen Flexibilitäten auf den Märkten für Netzengpassmanagement auf Übertragungsebene und für den Systembilanzausgleich erfolgt der Zugriff auf die Anlagen beispielsweise über einen Aggregator und kann somit nicht direkt durch den Netzbetreiber vorgenommen werden. Insgesamt ist die Versorgungszuverlässigkeit jedoch als gut einzustufen. Die EU-Kompatibilität wird ebenso als gut bewertet, da keine Konflikte mit EU-Anforderungen, speziell mit den Unbundlingvorgaben, zu erwarten sind.

Modell 3 – „Dezentrale Akteure“

Das Modell 3 beinhaltet die Bereitstellung von Flexibilitäten in allen Fällen über Marktprozesse und schliesst damit die Nutzung von Flexibilitäten zum Engpassmanagement und damit auf Verteilnetzebene ein. Ein Marktprozess ist gegenüber einem vertraglich stabilen Zugriff jedoch immer mit grösseren Unsicherheiten verbunden, so dass dieses Modell mit einer geringeren Versorgungszuverlässigkeit bewertet wird. Die Bewertung ist ansonsten mit der des Modells 2 identisch.

Zusammenfassung der Bewertung

Tabelle 4 fasst die Bewertung der drei Grundmodelle nach den erläuterten Kriterien zusammen. Die Bewertung erfolgt dabei über fünf Stufen von sehr schlecht (--) über befriedigend (O) zu sehr gut (++).

Das Modell 1 zeichnet sich durch eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit aus, weist jedoch Schwächen bei der Effizienz (insbesondere bei der dynamischen Effizienz) und der EU-Kompatibilität auf. Das Modell 2 bietet allgemein eine gute Bewertung über alle Kriterien. Das Modell 3 weist keine grossen Schwächen auf, ist jedoch im Vergleich zu Modell 2 in den Bereichen dynamische Effizienz und

Versorgungszuverlässigkeit schlechter als Modell 2 einzustufen. Demzufolge wird das als gut bewertete Modell 2 als bester grundlegender Ansatz gewählt und in Kapitel 4 in verschiedenen Varianten näher analysiert.

Tabelle 4: Bewertung der Grundmodelle, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

	Modell 1: "Netzorientiert"	Modell 2: "Mittelweg"	Modell 3: "Dezentrale Akteure"
Ökonomische Kriterien			
Statische Effizienz (Kostenminimierung)	O	+	+
Dynamische Effizienz (Förderung von Innovation)	--	+	+
Politische Kriterien			
Versorgungszuverlässigkeit	++	+	O
EU Kompatibilität	-	+	+

Bewertungsskala: -- (sehr schlecht), - (schlecht), O (befriedigend), + (gut), ++ (sehr gut).

Vergleich der Grundmodelle

Die Bewertung der Modelle zeigt, dass die Variation der Koordinationsformen zwischen netzorientierten Prozessen mit hoher Regulierungsintensität und marktbasierter Prozessen mit geringer Regulierungsintensität zu einem Trade-Off zwischen der Versorgungszuverlässigkeit und der ökonomischen Effizienz führt. Vor dem Hintergrund der Kostenminimierung und der Schaffung langfristiger Innovationsanreize ist hierbei eine marktbasierende Koordination zu bevorzugen. Die Versorgungszuverlässigkeit steigt jedoch bei zunehmender Regulierungsintensität an.

Das netzorientierte Grundmodell 1 stellt das Optimum der Versorgungszuverlässigkeit dar, da keine Markttransaktionen und damit Koordinationsrisiken entstehen, die zu einer Reduzierung der Versorgungszuverlässigkeit führen könnten. Das hohe Mass an Regulierung bietet jedoch keine Innovationsanreize und auch die statische Effizienz ist nur befriedigend einzuschätzen. Die Kompatibilität mit den Unbundling-Richtlinien der EU ist des Weiteren ungeklärt.

Die stärker marktbasierter Modelle 2 und 3 zeigen Abstriche bei der Versorgungszuverlässigkeit auf. Im Falle des Modells 2 kann das Risiko jedoch wo notwendig durch feste Verträge weitgehend vermieden werden, so dass die Versorgungszuverlässigkeit weiterhin gut ist.

Das Modell 2 erfüllt alle Kriterien gut. Die Versorgungszuverlässigkeit ist im Vergleich zum Modell 1 zwar geringfügig niedriger, dafür weist das Modell 2 in allen anderen Bereichen Stärken gegenüber Modell 1 auf. Das Modell 2 stellt einen optimalen Trade-Off zwischen Versorgungszuverlässigkeit und

Effizienz bei Einhaltung der EU-Richtlinien auf. Aufgrund einer stärkeren Gewichtung der Versorgungszuverlässigkeit wird das Grundmodell 2 ausgewählt und im weiteren Verlauf der Studie weiter verfolgt. Es werden verschiedene Ausgestaltungsformen des Modells entwickelt, analysiert und erneut bewertet.

4 Ausgestaltung des Grundmodells 2

Die entscheidenden Ausgestaltungsvarianten des Grundmodells 2 hinsichtlich der Verantwortlichkeiten beziehen sich auf die dezentralen Flexibilitäten (Koordinationsaufgaben 3 bis 5). Die Ausgestaltung der marktbasieren Koordinationsformen der Koordinationsaufgaben 3 und 5 steht hierbei im Folgenden im Vordergrund. Die dezentralen Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene (3) und zum Systembilanzausgleich (5) sind Leistungen für das Gesamtsystem und werden durch den Übertragungsnetzbetreiber koordiniert und eingesetzt. Die dezentralen Flexibilitäten können somit in einen gemeinsamen Markt bieten und der Übertragungsnetzbetreiber entscheidet, zu welchem Zweck diese eingesetzt werden. Die Ausgestaltung dieser Koordinationsaufgaben wird deshalb gemeinsam vorgenommen.

4.1 Grundlagen der weiteren Analyse

Für die folgende Analyse werden vereinfachende Annahmen getroffen. Im Rahmen eines Exkurses wird die Entwicklung des Energiesystems nach der ES2050 der Schweiz anhand des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien der aktuellen Situation in Deutschland gegenübergestellt. Anschließend werden verschiedene Formen des Netzzustandes definiert, die zur Analyse der Varianten des Modells 2 herangezogen werden.

4.1.1 Annahmen

Im Rahmen der folgenden Analyse wird dabei nicht zwischen verschiedenen Produkten aus Flexibilitäten, wie z.B. Regelenergie, Redispatch oder Abschaltvereinbarungen differenziert. Flexibilität wird somit als homogenes Produkt angenommen und es erfolgt keine differenzierte Produktdefinition. Es wird zunächst angenommen, dass jeweils eine einheitliche Merit Order für negative und positive Flexibilität gebildet werden kann. Diese Annahme schränkt die Aussagekraft der Analyse nicht ein, da in einem ökonomisch effizienten Zielzustand die Produkte nicht mehr nach Anwendungsfeld differenziert werden sollten.

Auch die Preisstrukturen der Produkte (Leistungs- und Arbeitspreise) werden nicht betrachtet. Die Verteilnetzbetreiber werden als Akteure nicht weiter differenziert, können jedoch unterschiedliche Rollen annehmen. Bei der Beurteilung der konkreten Umsetzung der Modelle wird zu prüfen sein, inwieweit einzelne Verteilnetzbetreiber Aufgaben an andere Verteilnetzbetreiber delegieren können.

4.1.2 Marktdienstliches und netzdienstliches Verhalten von Akteuren am Beispiel des deutschen Verteilnetzes

In Deutschland werden aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien die Reibungsflächen zwischen Marktmechanismen und dem Netzbetrieb bereits deutlich. Die Zielfunktion und Informationsasymmetrie der einzelnen Akteure führen zu einem steigenden Koordinationsbedarf. Der VNB muss zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit über die Zustände in seinem Netz informiert sein und daher die relevanten Informationen über die Verfügbarkeit lokaler Ressourcen für den systemweiten Einsatz und zur Optimierung weitergeben. Die Verfügbarkeit kann dabei durch lokale Netzengpässe und Netzerfordernisse beeinflusst werden.

Abbildung 7 stellt beispielhaft den Eingriff des Netzbetreibers und eines Direktvermarkters in die Erzeugungsleistung eines Windparks ein. Die beiden Akteure handeln aus verschiedenen Gesichtspunkten. Im normalen Betriebszustand gibt ausschliesslich der Vermarkter Signale zur Leistungsanpassung an den Windpark weiter, angepasst an die Vermarktungsstrategie für den erzeugten Strom (**marktdienstliches Verhalten**). Im Falle eines Netzengpasses muss jedoch auch der Netzbetreiber den Windpark ansteuern und dessen Leistung anpassen (**netzdienstlicher Eingriff**). Netzbetreiber und Vermarkter verfügen bisher nicht über gemeinsame Informationen und handeln eigenständig. Dadurch kann es zu gegensätzlichen Signalen der Leistungsanpassung kommen, die die Versorgungszuverlässigkeit gefährden können. Der steigende Anteil der Direktvermarktung in Deutschland erhöht somit den Koordinationsbedarf zwischen den Akteuren.

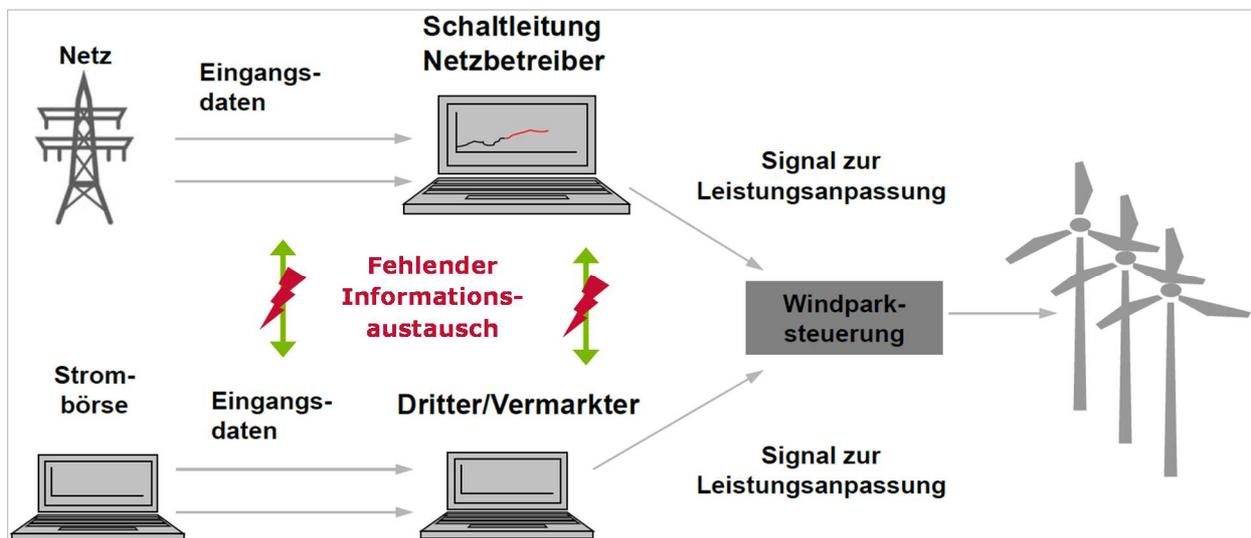


Abbildung 7: Einspeisemanagement und kommerzielle Regelung, Quelle: erweiterte Darstellung (Ecofys) auf Basis von (Behnke 2014).

Auch in der Schweiz werden im Rahmen der ES2050 substantielle Anteile Erneuerbarer Energien angestrebt. Dies wird - wie in Deutschland - einen entsprechenden Koordinationsbedarf mit sich ziehen. Die Koordination ist auch dann zu regeln, wenn wie heute in der Schweiz im Bereich der Grundversorgung der Lieferant und der Netzbetreiber aus gesetzlichen Gründen zusammenfallen: Damit die

richtigen Anreize gesetzt werden, sind die netzdienlichen von den marktdienlichen Entscheidungen zu trennen (oberer bzw. unterer Teil von Abbildung 7), und im Konfliktfall ist der Vorrang transparent zu regeln und ggf. abzugelten.

4.1.3 Ampelmodell zur Unterscheidung von Netzzuständen

Im Rahmen der Analyse werden verschiedene Netzbetriebszustände unterschieden. Diese sind ein einfach verständliches Instrument zur Kommunikation der Notwendigkeit und des Umfangs des Markteingriffs durch Netzrestriktionen. Es existieren verschiedene internationale Ansätze zur Einordnung der Betriebszustände. Der finale Entwurf des Network Code on Operational Security des ENTSO-E (ENTSO-E 24.09.2013) definiert in Artikel 8 fünf verschiedene Netzbetriebszustände für Übertragungsnetzbetreiber. Es wird demnach unterschieden zwischen den folgenden Systemzuständen:

- **Normaler Zustand (Grün):** Regulärer Betrieb des Netzes unter Einhaltung der Anforderungen zur Betriebssicherheit.
- **Alarmzustand (Gelb):** Betrieb des Netzes unter Einhaltung der Anforderungen zur Betriebssicherheit. Gleichzeitig werden entweder die Anforderungen zur Vorhaltung von Regelenergie nicht erfüllt, liegt die Frequenz im Bereich des Alarmzustandes oder mindestens ein Netzengpass gefährdet die Einhaltung der Anforderungen zur Betriebssicherheit. Es werden Netzsicherheitsmassnahmen durchgeführt.
- **Notzustand (Rot):** Es liegen starke Abweichungen der Anforderungen zum sicheren Betriebszustand vor.
- **Blackout Zustand (Schwarz):** Der Verlust von mindestens 50 % der Last oder der vollständigen Spannung im Netz für über drei Minuten bedeutet einen Blackout des Systems.
- **Wiederaufbau (Blau):** Prozesse zum Netzwiederaufbau nach einem Blackout oder nach Erreichen des Notzustandes werden eingeleitet zur Wiederherstellung des sicheren Betriebszustandes.

Das 5-Farben Ampelsystem des ENTSO-E kennzeichnet die Netzbetriebszustände der Übertragungsnetzbetreiber. Das Ampelsystem dient der Durchführung festgelegter Prozesse der Übertragungsnetzbetreiber zum Informationsaustausch untereinander sowie zur Durchführung von Netzsicherheitsmassnahmen. Das System dient jedoch *nicht* der Netz-Markt-Interaktion.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) dagegen legte 2013 im Rahmen der Smart Grid Roadmap für Deutschland ein Konzept einer 3-Phasen Ampel vor (BDEW 2013). Es basiert auf einem Diskussionspapier der deutschen Bundesnetzagentur (s.h. BNetzA 2011). Das Konzept dient explizit der Netz-Markt-Interaktion mit dem Ziel den Netzzustand der jeweiligen Region zu signalisieren. Die Netzsampel des BDEW ist in die folgenden Phasen zur Klassifizierung der Netzgebiete unterteilt:

- **Grüne Phase – die Marktphase:** In der grünen Phase liegen keine kritischen Netzzustände vor, so dass die Marktmechanismen vollständig wirken können. Die Netzbetreiber beobachten das System. Regelenergie zum Systembilanzausgleich kann eingesetzt werden.

- **Gelbe Phase – intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt:** Das intelligente Zusammenwirken von Netz und Markt wird mit dieser Phase ermöglicht. Eine durchgehende Einhaltung der grünen Phase wäre über den Netzausbau bis auf die letzte Kilowattstunde möglich, jedoch nicht wirtschaftlich sinnvoll. In der gelben Phase liegt eine potentielle Systemgefährdung vor, die über den Abruf von Flexibilitäten der Marktteilnehmer durch den Netzbetreiber behoben wird. Der Markt wird durch die Netzengpässe beeinflusst, aber die Marktfunktionen bleiben erhalten.
- **Rote Phase – die Netzphase:** Die Netzstabilität und Versorgungszuverlässigkeit ist unmittelbar gefährdet. Der Netzbetreiber greift steuernd und regelnd in den Betrieb ein, um einen Netzausfall zu verhindern bzw. zu beschränken und so die Systemstabilität zu gewährleisten. Der Eingriff in den Markt erfolgt dabei nach gesetzlichen Vorgaben oder vertraglichen Vereinbarungen.

Die gelbe Phase des BDEW stellt somit das Netzkapazitätsmanagement durch die Interaktion von Markt und Netz dar ohne ein direktes Eingreifen des Netzbetreibers in die Erzeugung oder Last. Das Netzkapazitätsmanagement berücksichtigt dabei *erwartete* Netzrestriktionen und baut auf den Day-ahead Marktergebnissen auf. Es beinhaltet auch die Lokalisation von Regelleistung und kann, wenn erwünscht, weitgehend auf marktbasieren Prozessen aufbauen. Das Netzkapazitätsmanagement wird auch als präventiver Redispatch bezeichnet.

Die rote Phase beschreibt hingegen Netzsicherheitsmassnahmen, die bei unmittelbar bevorstehenden Betriebsmittelüberlastungen bzw. vorwiegend im Störfall eingesetzt werden. Sie benötigen einen garantierten Zugriff auf alle Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten und sind nicht marktgetrieben, sondern technisch getrieben.

In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die ökonomischen Signale systematisch zusammengestellt.

Tabelle 5: Ökonomische Signale in den Ampelphasen

	Koordination	Ökonomische Signale	Bemerkung
Rot	Hierarchie (Verträge)	Keine (Hierarchische Eingriffskaskade, technisch getrieben)	VNB greift direkt in Flexibilitäten ein.
Gelb	Markt (mit Berücksichtigung von Engpässen)	Netz-Knappheitssignale; Strom-Knappheitssignale	VNB kauft Flexibilitäten am regulierten Markt ein; Reduktion Transaktionskosten durch standardisierten Marktprozess, d.h. keine bilateralen Verträge VNB – Flexibilitätsanbieter nötig.
Grün	Markt (Kupferplatte)	Strom-Knappheitssignale	Energy-only Markt, VNB kann ggf. freiwillig aktiv werden.

Auf Basis dieses Ampelmodells wurden im Jahr 2014 in Deutschland für die dort spezifischen Rahmenbedingungen weitergehende Ausgestaltungsmöglichkeiten von Flexibilitätsmärkten vorgestellt.⁹

Im Ampelmodell mit drei Phasen stellt die gelbe Phase eine Situation dar, bei welchem die Knappheitssignale des Netzes im Markt berücksichtigt werden. Die gelbe Phase zeichnet sich damit dadurch aus, dass den Marktteilnehmern mehr Reaktionsmöglichkeiten als in der roten Phase eingeräumt werden. Da in der gelben Phase die Knappheiten des (Verteil-)Netzes mit möglichst grossem Vorlauf (z.B. direkt nach dem Day-ahead Markt) ermittelt werden, können Marktteilnehmer darauf reagieren. Auf dieser Basis können die Knappheitsinformationen des Netzes im Markt Berücksichtigung finden. Der Prozess wird detailliert im 5.2.4.1 beschrieben.

Aufgrund des standardisierten Handels können sich die Netzbetreiber am Markt für Flexibilitäten mit geringen Transaktionskosten eindecken (im Vergleich zu bilateralen Verträgen einer Vielzahl von VNBs mit einer Vielzahl von Flexibilitätsanbietern).

Durch unterschiedliche Regelungen in den drei Phasen kann erreicht werden, dass aus dem Optimierungskalkül des Netzbetreibers und der (potenziellen) Flexibilitätsanbieter der politisch gewünschte Netzausbaugrad resultiert. Die wesentlichen Stellschrauben sind zum einen die Festlegung der Höhe der Vergütung der Flexibilitäten je Phase, und zum anderen die Berücksichtigung der damit einhergehenden Kosten für den Netzbetreiber im Rahmen der Cost-plus bzw. ggf. Anreizregulierung. Dabei ist sicherzustellen, dass die Anreize über die drei Phasen hinweg so gesetzt werden, dass einerseits die Netzbetreiber von sich aus den gewünschten Netzausbaugrad wählen und andererseits die Flexibilitätsanbieter in der Phase gelb, der ein neuer Markt für sie darstellt, freiwillig und in ausreichendem Mass am Markt auftreten. Dies kann bedeuten, dass der vom VNB ausgerufene Übergang von einer Phase zur anderen, insb. von der gelben zu roten, ex-post durch eine unabhängige Stelle überprüft werden muss.¹⁰ Zu entscheiden sind in dem Zusammenhang auch die Art der netzdienlichen Eingriffe, welche seitens der Netzbetreiber je Phase zugelassen sind, namentlich Massnahmen zur Beseitigung von Engpässen und der Reduktion der Höchstlast, um Netzentgelte bei der nächsthöheren Netzebene zu optimieren.

Entsteht in der Phase gelb unter einer Cost-plus Regulierung ein Trade-Off zwischen Netzausbau und Engpassmanagement (z.B. weil beide Ausgabenarten anrechenbar sind), dürfte dieser bei einer für den Netzbetreiber vorteilhaften Festlegung der Kapitalverzinsung (WACC) in der Tendenz in Richtung Netzausbau entschieden werden. Im Falle einer Anreizregulierung bestehen mehr Steuerungsmöglichkeiten seitens Gesetzgeber, wobei eine Ausgestaltung, in welcher der Netzbetreiber sich in Richtung eines optimalen Ausbaugrads bewegt, grundsätzlich möglich ist.

⁹ Siehe <http://www.neue-energieanbieter.de/de/bne-flexmarkt> oder (VDE 2014).

¹⁰ Idealerweise wird der VNB bei einem drohenden Netzengpass freiwillig in die Phase gelb wechseln (und diese publizieren). Der Anreiz eines VNB in Phase gelb zur Vermeidung der Phase rot hängt davon ab, wie hoch dort der Preis für die Vergütung der kontrahierten Flexibilitätsanbieter festgelegt worden ist. Ist davon auszugehen, dass seitens VNB nicht ausreichend Anreize zur Vermeidung von Phase rot bestehen, ist der Übergang zu Phase rot einem ex post Monitoring durch eine unabhängige Stelle zu unterziehen.

Demgegenüber fällt in einem alternativen Ampelmodell mit nur zwei Phasen die gelbe Phase weg. Somit muss das marktbasierete Netzengpassmanagement, wenn überhaupt, bereits in der Phase grün auf freiwilliger Basis stattfinden. Wenn die Phase rot für den VNB nicht ausreichend unattraktiv ist und ihm so möglicherweise keine ausreichenden Anreize zur Flexibilitätsbeschaffung in der grünen Phase gegeben werden, muss der Übergang zur Phase rot von einer externen Stelle geprüft werden. Wenn die Kosten des Netzengpassmanagement nicht weitergereicht werden können, entsteht ein starker Anreiz in Richtung Netzausbau. Sind die Kosten hingegen in einer Cost+ Regulierung vollständig anrechenbar, besteht kein direkter Anreiz, mit den Flexibilitätsanbietern effiziente Verträge zu verhandeln. Zudem entsteht ein Diskriminierungspotenzial. Diese Beschaffungen wären entsprechend durch eine unabhängige Stelle zu prüfen (Vergütung von effizienten Kosten).

Vergleichend hat das Ampelmodell mit drei Phasen den Vorteil, dass in der grünen Phase ein Energy-only Markt ohne netzdienliche Eingriffe durch die Verteilnetzbetreiber entsteht, während in Phase gelb ein auf die Engpassbeseitigung massgeschneiderter Markt geschaffen werden kann mit entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten hin zu Netzausbau und/oder Netzengpassmanagement. Durch das Management des Engpasses kommt die Phase rot im Vergleich zum 2-Phasen-Modell ceteris paribus weniger oft vor, d.h. die Versorgungszuverlässigkeit ist für einen gegebenen Netzausbaugrad höher. Im 2-Phasen-Modell ist jeder VNB in der Phase grün frei, wie er die benötigten Flexibilitäten beschafft. Dies dürfte, falls überhaupt ausreichend Anreize zu einer Optimierung des Netzausbaugrads bestehen, zu einer Vielzahl von regionalen und lokalen Märkten führen, mit entsprechend tiefem Standardisierungsgrad und geringerer Marktliquidität.

Nachfolgend wird daher ein Drei-Phasen-Modell unterstellt. Der Fokus liegt im Rahmen der folgenden Analyse auf dem Netzkapazitätsmanagement in Phase gelb. Das Netzsicherheitsmanagement in Phase rot wird nicht näher betrachtet, da hierbei der Netzbetreiber über die Marktmechanismen hinweg eingreifen muss, um die Systemstabilität und damit die Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Somit besteht beim Netzsicherheitsmanagement keine direkte¹¹ Schnittstelle zwischen Netz- und Markt und es wird keine Definition der Ausgestaltungsform benötigt.

4.2 Die Varianten des Grundmodells 2

Die Bewertung der aufgestellten Grundmodelle in Kapitel 3.5 hat gezeigt, dass das Modell 2 – „Mittelweg“ – dem netzorientierten Modell 1 sowie dem stark marktbasiereten Modell 3 unter Berücksichtigung des Kriteriums der Versorgungszuverlässigkeit vorzuziehen ist. Im weiteren Verlauf werden zwei verschiedene Ausgestaltungsformen des Modells 2 näher analysiert und bewertet, wie in Abbildung 8 grafisch dargestellt. Die Analyse beinhaltet dabei die Untersuchung der Möglichkeit zur Engpassbeseitigung der einzelnen Varianten. Hierfür wird die Variante 2b in zwei weitere Subvarianten eingeteilt.

¹¹ Indirekt ist jedoch die Ausgestaltung der roten Phase zentral für die Anreize der Akteure in Phase gelb, vgl. Ausführungen oben.

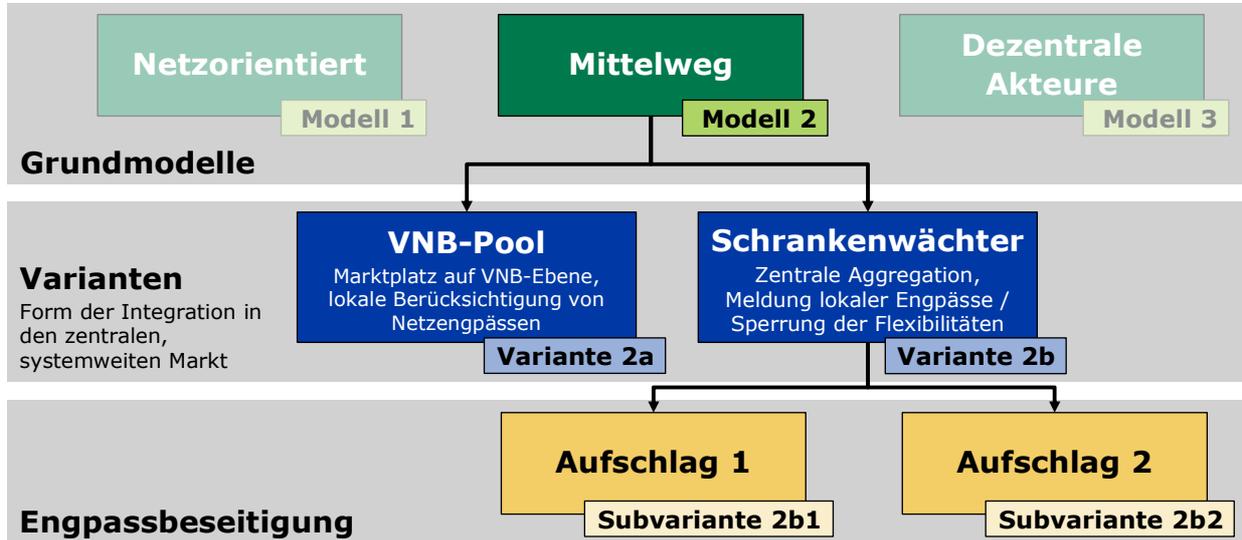


Abbildung 8: Übersicht der Varianten des Grundmodells 2, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Die Ausgestaltung der Varianten des Grundmodells 2 bezieht sich wie eingangs erwähnt vornehmlich auf die Ausgestaltung des gemeinsamen Marktes der Koordinationsaufgaben 3 und 5, d.h. den Einsatz von dezentraler Flexibilität zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene sowie für den Systembilanzausgleich. Die Varianten 2a und 2b integrieren hierbei die lokalen Restriktionen des Verteilnetzes (Koordinationsanforderung 4) in den Marktprozess des Übertragungsnetzbetreibers.

Die Ausgestaltung der Varianten 2a und 2b basiert auf verschiedenen Gemeinsamkeiten, die der näheren Analyse zu Grunde gelegt werden. Die Flexibilitäten werden in beiden Varianten täglich kontrahiert, wobei es zusätzlich untertägliche Anpassungsmöglichkeiten gibt. Die tägliche Kontrahierung bedeutet zwar höhere Transaktionskosten, auf der anderen Seite nimmt die Verlässlichkeit von Wetterprognosen über den Vorhersagehorizont stark ab. Der Nutzen einer genaueren Prognose steht damit den zusätzlichen Transaktionskosten entgegen. Für den Systembilanzausgleich bzw. das Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene wird eine gemeinsame Merit Order gebildet. Der Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid) erhält hierbei Kenntnis über die Netzknotenzuordnung der Flexibilitäten auf einem geeigneten Aggregationslevel (z.B. HS/MS-Umspannung). Der Verteilnetzbetreiber hat zusätzlich Kenntnis über die genaue Netzknotenzuordnung in seinem Gebiet.

Ohne Restriktionen existiert somit auf Übertragungsnetzebene eine gemeinsame Merit-Order von positiver und negativer Leistung. Die Flexibilitäten befinden sich dabei in unterschiedlichen Netzgebieten und müssen sich transparent lokalisieren lassen.

Variante 2a – „VNB-Pool“

In der Variante 2a bieten die lokalen Flexibilitäten in einen VNB-Marktpool. Die lokalen Flexibilitäten werden anschliessend vom Verteilnetzbetreiber zu einer Merit-Order aggregiert. Die aggregierten Flexibilitäten werden dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Dieser kann bei Bedarf den Einsatz der gemeldeten Flexibilitäten beim Verteilnetzbetreiber zum Systembilanzausgleich und zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene anfordern. Der Verteilnetzbetreiber berücksichtigt direkt bei der Meldung an den Übertragungsnetzbetreiber eventuelle lokale Engpässe.

Variante 2b – „Schrankenwächter“

In der Variante 2b bieten alle Flexibilitäten (zentral und dezentral) direkt oder gebündelt über Aggregatoren (die auch Lieferanten sein können) beim Übertragungsnetzbetreiber. Der Verteilnetzbetreiber ist in dieser Variante am Marktprozess nicht direkt beteiligt. Der Übertragungsnetzbetreiber greift für den Einsatz dezentraler Flexibilitäten zum Systembilanzausgleich und zum Engpassmanagement auf Übertragungsnetzebene direkt auf die lokalen Flexibilitäten zu. Der Verteilnetzbetreiber muss dementsprechend die lokalen Flexibilitäten sperren, falls er sie zum eigenen Netzengpassmanagement benötigt und dies Ergebnis seiner Netzsicherheitsrechnung ist. Dieser Prozess wird in Kapitel 5 definiert (Day-ahead congestion forecast).

4.2.1 Ausgestaltung der Varianten in der gelben Phase

Die gelbe Phase berücksichtigt das Netzkapazitätsmanagement beim Auftreten lokaler Netzengpässe, beispielsweise hervorgerufen durch Netzausbauverzögerungen in Kombination mit einem kontinuierlich steigenden Ausbau Erneuerbarer Energien. Lokale Engpässe bedeuten für die Bereitstellung dezentraler Flexibilität für das Übertragungsnetz, dass ein Teil der Flexibilitäten nicht mehr zentral zur Verfügung steht, weil diese lokal zum Netzengpassmanagement im Verteilnetz benötigt werden.

Abbildung 9 illustriert die Ausgestaltung der **Variante 2a** sowie das Vorgehen bei lokalen Netzengpässen beispielhaft anhand von drei Verteilnetzbetreibern. In der Variante **„VNB-Pool“** wird die dezentrale Flexibilität bei dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber aggregiert bzw. gepoolt. Die aggregierte Merit-Order der Flexibilität wird an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelt. Dieser erstellt auf Basis der von den einzelnen Verteilnetzbetreibern gemeldeten lokalen Flexibilitäten in Kombination der zentralen Flexibilitäten eine gemeinsame Merit-Order aller Flexibilitäten.

Im Falle eines lokalen Netzengpasses (gelbe Ampelphase des BDEW), in Abbildung 9 beispielhaft in Verteilnetz 1 dargestellt, berücksichtigt der Verteilnetzbetreiber (hier „VNB 1“) die lokal benötigte Flexibilität und meldet diese nicht an den Übertragungsnetzbetreiber. Demnach ist die lokal benötigte Flexibilität auch nicht in der gemeinsamen Merit-Order enthalten (dargestellt durch das gelbe Kreuz).

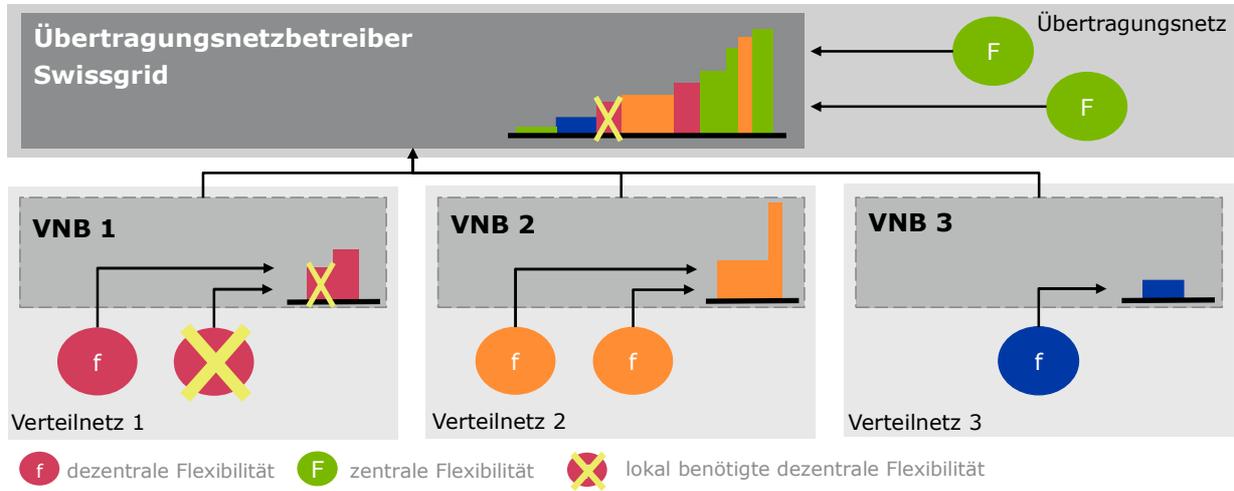


Abbildung 9: Berücksichtigung lokaler Engpässe bei Flexibilitätsmeldung an den ÜNB in Variante 2a, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

In **Variante 2b – „Schrankenwächter“** – werden die Flexibilitäten von den Erzeugern direkt beim Übertragungsnetzbetreiber gemeldet, wie in Abbildung 10 dargestellt. Im Falle des Eintretens eines lokalen Netzengpasses und somit der gelben Ampelphase sperrt der entsprechende Verteilnetzbetreiber die lokal benötigte Flexibilität gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber und informiert diesen entsprechend über die Sperrung (dargestellt durch das gelbe Kreuz am Abrufpfeil der dezentralen Flexibilität in Verteilnetz 1). Hierdurch kann der Übertragungsnetzbetreiber im Falle eines Abrufs der gesperrten Flexibilität nicht auf diese Leistung zugreifen und muss, wenn die gesperrte Flexibilität den Zuschlag erhalten hätte, seine Merit-Order anpassen und erneut Flexibilität abrufen. Es entsteht ein Schleifenprozess zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber mit „Redispatch“.

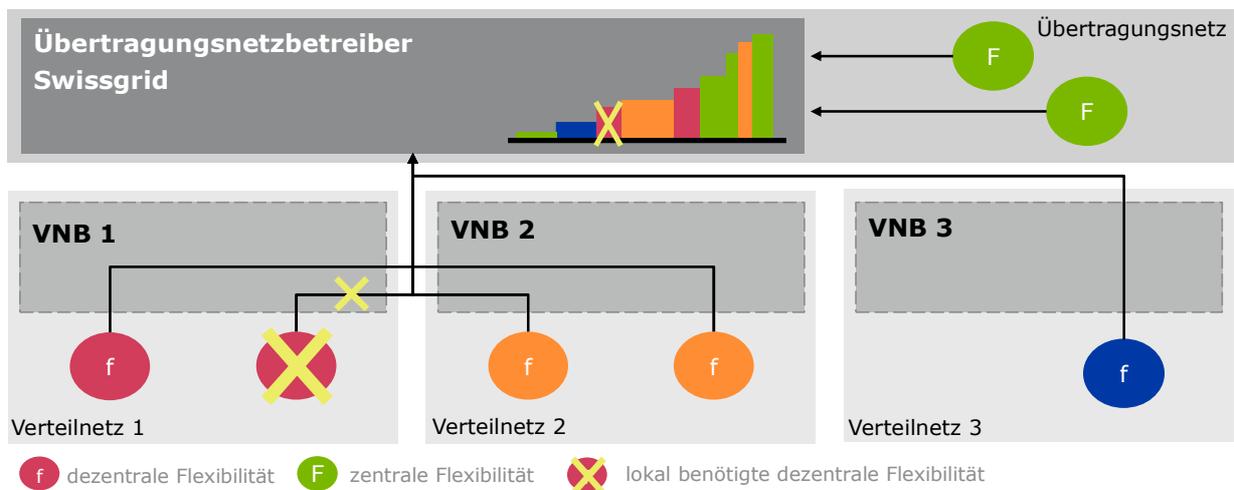


Abbildung 10: Sperrung des VNBs von Flexibilitäten für den ÜNB bei lokalen Engpässen in Variante 2b, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

4.2.2 Subvarianten der Variante 2b – „Schrankenwächter“

Die Sperrung von Flexibilitäten entspricht bislang in keiner der beiden Varianten einem Marktmechanismus, da der VNB die für ihn günstigste Flexibilität insbesondere in der Variante 2a, in welcher er alle lokalen Gebote kennt, ohne weiteres sperren kann. Etwaige Externalitäten sind durch den ÜNB zu tragen, indem sich dessen Merit Order entsprechend verteuert, da die lokal günstigste Flexibilität nun nicht mehr zur Verfügung steht.¹² Hätte der VNB zur Engpassbeseitigung eine teurere lokale Flexibilität eingesetzt, die vom ÜNB aufgrund seines Preises in der Merit Order keinen Zuschlag erhalten hätte, hätte der lokale Engpass für den ÜNB hingegen keine negativen Konsequenzen. Umgekehrt kann der ÜNB jeweils, wenn der lokale VNB die Details der Gebote der Flexibilitäten in seinem Gebiet nicht kennt, die für den ÜNB günstigste Variante wählen, und die Kosten des VNB steigend entsprechend.

Es stellt sich daher die Frage, ob Marktmechanismen zur Engpassbeseitigung eingesetzt werden sollen, um eine Anreizwirkung z.B. zur lokalen Netzengpassbeseitigung zu erzeugen. Die Frage kann im Rahmen dieser Studie nicht abschliessend beantwortet werden und ist im Kontext der künftig geplanten Kosten- bzw. ggf. Anreizregulierung auf Stufe VNB und ÜNB in Kenntnis der gewünschten Anreiz- und Verteilwirkungen zu behandeln. Stattdessen werden illustrativ zwei Subvarianten zur Variante 2b gezeigt, welche in Abbildung 11 und Abbildung 12 illustriert sind.

Subvariante 2b1: Aufschlag für alle Angebote der Region mit Engpass

1. Die lokalen VNB teilen dem ÜNB den Umfang der lokal benötigten Flexibilitäten mit.
2. Der ÜNB erstellt die gemeinsame Merit Order und prüft, ob sich im Zuschlagsbereich Gebote des lokalen VNB befinden, welche aufgrund der lokalen Engpässe nicht mehr vom ÜNB abgerufen werden können.
3. Falls dem so ist, berechnet er einen Aufschlag auf allen Angeboten der betreffenden Region, dass gerade nur noch so viele Gebote der Region im Zuschlagsbereich der Merit Order liegen, dass der lokale Engpass beseitigt werden kann.
4. Der Aufschlag auf den lokalen Geboten, die **weiterhin** den Zuschlag des ÜNB erhalten, kann zur Erzielung einer Anreizwirkung eingesetzt werden.

Die nachfolgende Abbildung illustriert die Variante für den bereits in den obigen Abbildungen dargestellten Fall eines Netzengpasses im Gebiet des Verteilnetzbetreibers „VNB rot“.

¹² Ob dem ÜNB dabei tatsächlich ein Schaden entsteht, hängt von der Art von dessen Entgeltregulierung ab. Bei einer 1:1 Überwälzung der Kosten entsteht dem ÜNB bspw. kein Schaden.

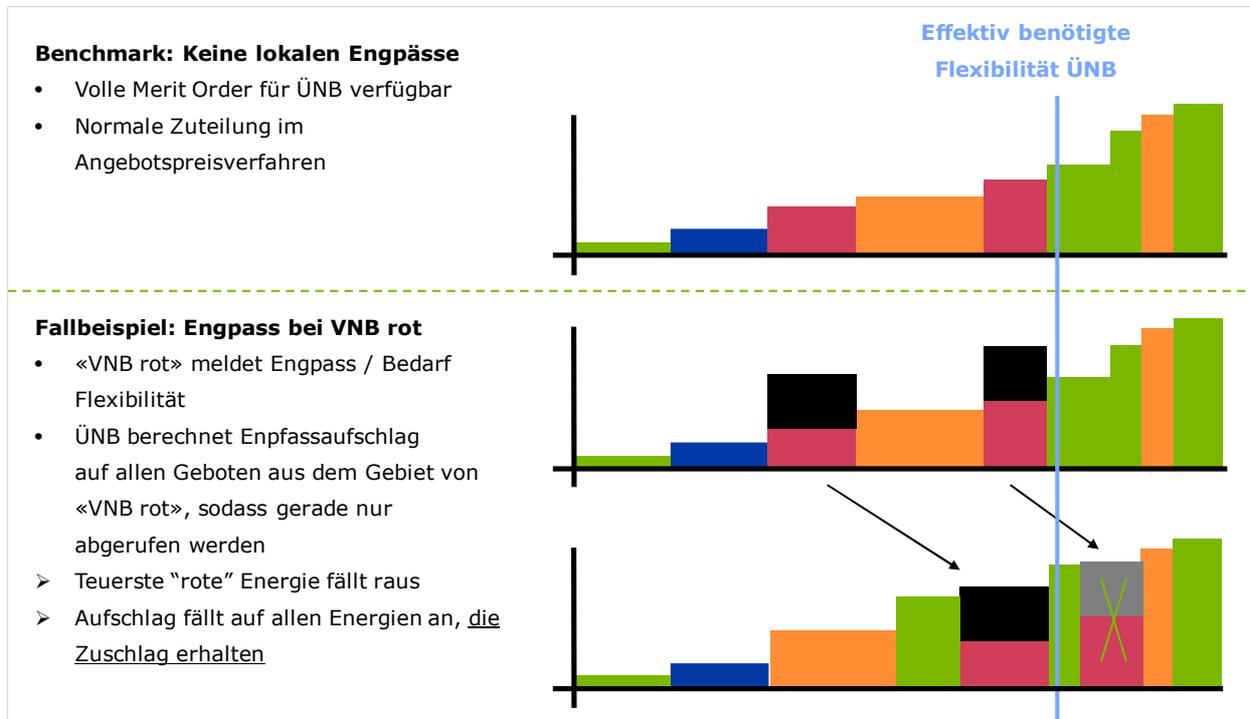


Abbildung 11: Engpassberechnung in Subvariante 2b1 mit Kapazitätspreis für alle Angebote der Region mit Engpass.

Subvariante 2b2: Aufschlag nur auf Geboten, die nicht mehr berücksichtigt werden können

1. Wie Schritt 1 Subvariante 2b1
2. Wie Schritt 2 Subvariante 2b1
3. Falls dem so ist, berechnet der ÜNB einen Aufschlag auf allen Angeboten der betreffenden Region, die aufgrund des lokalen Engpasses nun nicht mehr den Zuschlag erhalten können, sodass diese gerade aus dem Zuschlagsbereich der Merit Order fallen.
4. Der Aufschlag auf den lokalen Geboten, die **nicht mehr** den Zuschlag des ÜNB erhalten, kann zur Erzielung einer Anreizwirkung eingesetzt werden.

Die nachfolgende Abbildung illustriert die Variante für das gleiche Fallbeispiel.

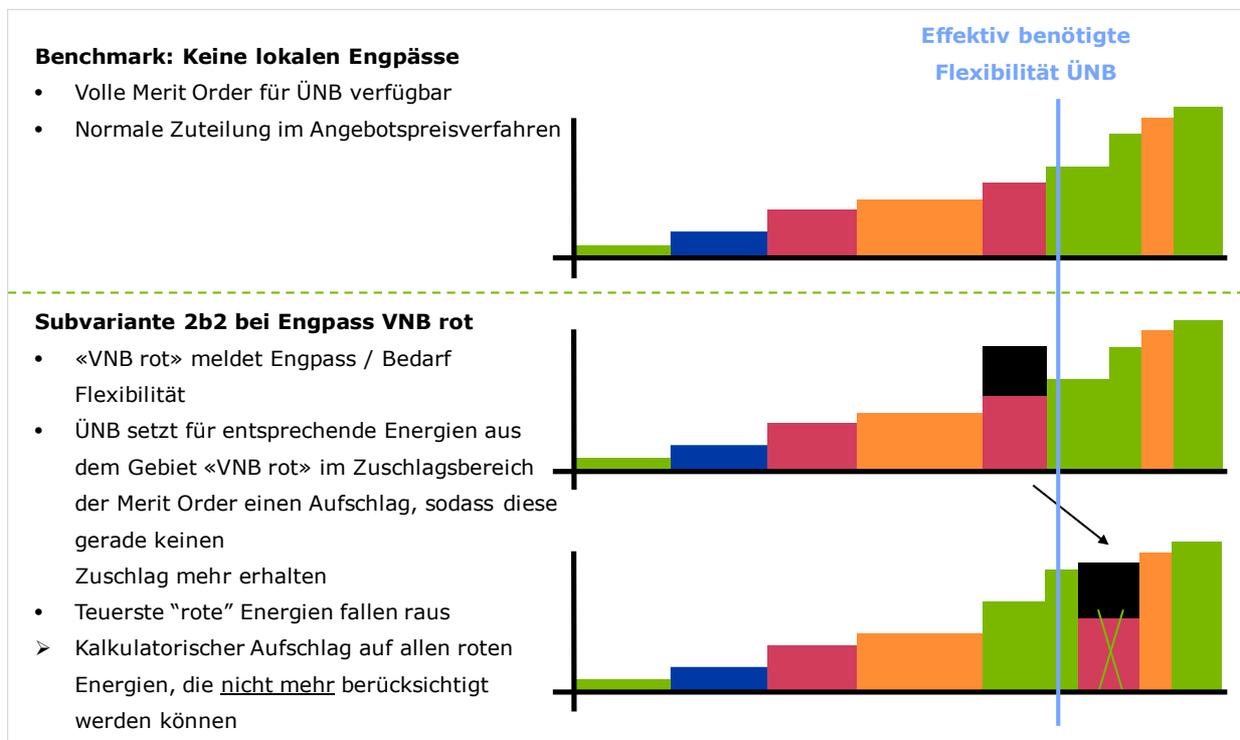


Abbildung 12: Engpassberechnung in Subvariante 2b2 auf den Geboten, die nicht mehr berücksichtigt werden können.

Die Aufschläge bringen je auf ihre Weise die Knappheit bei den lokalen Flexibilitäten bzw. Engpässe für die Lieferung/Übertragung der lokalen Flexibilitäten zum Ausdruck. Der lokale Produzent, welcher vom VNB für das lokale Engpassmanagement eingesetzt wird, sollte mindestens den Preis erhalten, den er gemäss der ÜNB Merit Order erhalten hätte.

Für die Erzeugung einer Anreizwirkung (z.B. zur lokalen Engpassbeseitigung im Verteilnetz und/oder zur Bereitstellung von lokaler Flexibilität) ist u.a. die Frage zu beantworten, ob der Aufschlag in 2b1/2b2 rein kalkulatorisch der effizienten Allokation von Flexibilitäten dient, oder ob er geschuldet ist, dass also von einem Akteur an einen anderen eine entsprechende Zahlung zu leisten ist. Dabei sind verschiedene Möglichkeiten denkbar, wie der Aufschlag zur Erzeugung einer Anreizwirkung eingesetzt werden kann:

- VNB an Flexibilitätsanbieter und/oder ÜNB;
- ÜNB an Flexibilitätsanbieter und/oder VNB zweckgebunden (Auflage, den Aufschlag zweckgebunden einzusetzen).

Wesentlich ist also, wer die „Rente“ aus der durch den Netzengpass induzierten Knappheit erhält, wer sie bezahlt, und wer sie letztlich trägt (z.B. Endkunden aufgrund Kostenwälzung).

Neben den zu erzeugenden Verteilungs- und Anreizwirkungen ist im Einzelnen der Informationsfluss zu regeln. Je nach Prozessausgestaltung gibt es ein Diskriminierungspotenzial seitens der VNB und/oder des ÜNB, welches mit entsprechenden Massnahmen begegnet werden muss. Kann bspw. der VNB selbständig über die zu verwendende Flexibilität in seinem Gebiet entscheiden, bedingt dies, sofern er ebenfalls Lieferant oder Händler ist, eine ausreichende Entflechtung. Bestimmt der ÜNB über die zu verwenden lokalen Flexibilitäten, ist sicherzustellen, dass dies diskriminierungsfrei erfolgt und keine finanziellen Ziele oder Zielsetzungen im internationalen Kontext verfolgt werden können. Bestehend Zielkonflikte, ist z.B. die Auslagerung des Handelsplatzes des ÜNB an einen Dritten zu prüfen.

4.3 Bewertung der Varianten

Im Folgenden werden die Varianten 2a und 2b des Grundmodells 2 näher analysiert und anhand verschiedener Kriterien bewertet. Basierend auf der Bewertung erfolgt die Auswahl einer Variante zur weitergehenden Analyse verschiedener Fragestellungen.

4.3.1 Bewertungskriterien

Die Bewertung der Varianten erfolgt wie die Bewertung der Grundmodelle in Kapitel 3.5 auf Basis ökonomischer und politischer Kriterien. Die Detailtiefe der Bewertungskriterien ist dabei jedoch höher. Im Rahmen der ökonomischen Kriterien wird die effiziente Allokation der Flexibilität beider Varianten untersucht. Es gilt den Anteil der Marktmechanismen zu maximieren unter Wahrung der benötigten regulatorischen Eingriffe zur Versorgungszuverlässigkeit. Die Flexibilität, die lokal für das Management von Netzengpässen benötigt wird soll minimiert werden, damit der Anteil der Flexibilität, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden kann, maximiert wird. Zusätzlich wird die **dynamische Effizienz** bewertet. Innovationen zur Mobilisierung und Nutzung von Flexibilität sollten gewährleistet werden, indem statische Regulierung, also Anreize das bisherige technologische Niveau beizubehalten, vermieden wird.

Des Weiteren werden die **Transaktionskosten** der Varianten analysiert. Der Betrieb von lokalen Marktplattformen sowie die Koordinationsprozesse zwischen allen Akteuren sollten minimiert werden. Die Gefahr einer potentiellen **Marktmacht** wird dahingehend untersucht, dass die Möglichkeit der Ausnutzung von Marktmacht im Falle von Netzengpässen minimiert werden soll.

Die Bewertung der **regulatorischen Herausforderung** beinhaltet die Untersuchung der Umsetzbarkeit und Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit sowie der Regulierung der festen Verträge. Vor dem Hintergrund der **Versorgungszuverlässigkeit**, sollte ausserdem die Koordination zwischen ÜNB und VNB möglichst fehlerunanfällig sein, d.h. rote Ampelphasen und somit Netzsicherheitsmassnahmen sollten vermieden werden.

4.3.2 Bewertung

Variante 2a – „VNB-Pool“

Die Variante 2a, die die Poolung der lokalen Flexibilitäten und Meldung an den Übertragungsnetzbetreiber über die Verteilnetzbetreiber darstellt, weist eine effiziente Allokation der Flexibilitäten sowie eine gute dynamische Effizienz auf. Die Marktintegration der nicht durch den Verteilnetzbetreiber blockierten Flexibilitäten ist möglich. Die dynamische Effizienz ist insbesondere vor dem Hintergrund als gut zu bewerten, da die Marktakteure eine lokale Aggregation durchführen können.

Durch die lokale Aggregation der Flexibilitäten werden mehrere lokale Marktplätze geschaffen. In Verbindung mit den benötigten Koordinationsmechanismen entstehen hierdurch relativ hohe Transaktionskosten. Die Marktmachtfähigkeit bei Netzengpässen ist als befriedigend einzustufen. Die lokalen Anbieter haben eine hohe Transparenz über die Wirkung ihrer Gebote, was das Potential eines Missbrauchs von Marktmacht erhöht.

Die regulatorische Herausforderung der Variante ist hoch aufgrund des starken lokalen Diskriminierungspotenzials. Die Versorgungszuverlässigkeit ist bei beiden Varianten gleich, da der Verteilnetzbetreiber unmittelbare Kontrolle über die lokalen Flexibilitäten hat.

Im Szenario mit nur selten auftretenden Netzengpässen ist die Marktmachtfähigkeit sowie die regulatorische Herausforderung besser zu bewerten. Aufgrund der geringen Eingriffe des Netzbetreibers in den Markt ist das Diskriminierungspotential gering, so dass die Regulierung der Eingriffe eine geringere Bedeutung erfährt.

Variante 2b – „Schrankenwächter“

Die Variante des Schrankenwächters beinhaltet eine hohe systemweite Effizienz, da die Marktintegration der nicht blockierten Flexibilitäten systemweit und nicht nur lokal möglich ist. Auch die dynamische Effizienz dieser Variante ist sehr gut, da systemweite Marktakteure leichter agieren können als lokale. Damit ist die Effizienz der Variante 2b höher als die der Variante 2a.

Die Transaktionskosten sind wesentlich geringer als in der Variante 2a, da keine lokalen Marktplätze existieren, sondern die Flexibilitäten über einen systemweiten Markt bereitgestellt werden. Transaktionskosten treten dennoch für den Koordinationsmechanismus auf. Sie bestehen aus der notwendigen Koordinierung des zentralen Marktplatzes mit den lokal auftretenden Restriktionen. Die Marktmachtfähigkeit ist gering, da die lokalen Anbieter auf dem systemweiten Markt nur eine mässige Transparenz über die Wirkung ihrer Gebote haben. Die regulatorische Herausforderung ist ebenfalls gering, da systemweite Marktakteure leichter agieren können.

Die Versorgungszuverlässigkeit ist gleich wie bei Variante 2a. Die Sperrung lokaler Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber gewährleistet die Versorgungszuverlässigkeit. Dabei sollte sichergestellt werden, dass er nur im erforderlichen Masse sperrt. Treten Netzengpässe im Verteilnetz nur selten auf, reduziert dies die Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit, so dass diese gut zu bewerten ist.

Tabelle 6 fasst die Ergebnisse der Bewertung der zwei Varianten des Grundmodells 2 nach den oben erläuterten Kriterien zusammen. Dabei wird erneut die Bewertungsskala von sehr schlecht (--) bis sehr gut (++) verwendet. Die Tabelle zeigt auf, dass die Variante 2b deutliche Vorteile gegenüber der Variante 2a aufweist.

Tabelle 6: Bewertung der Varianten a bis c des Modells 2, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

	Variante 2a „VNB-Pool“	Variante 2b „Schrankenwächter“
Effizienz	+	++
Dynamische Effizienz	+	++
Transaktionskosten	-	O
Marktmachtanfälligkeit	O (+)	+
Regulatorische Herausforderung	O (+)	+
Versorgungszuverlässigkeit	+	+

Bewertungsskala: -- (sehr schlecht), - (schlecht), O (befriedigend), + (gut), ++ (sehr gut).

Bewertung in Klammern für das Szenario, dass kaum lokale Netzengpässe im Verteilnetz auftreten.

Aufgrund der Vorteilhaftigkeit der Variante 2b wird diese im folgenden Kapitel weiter betrachtet.

5 Definition von Prozessen und Rollen der Akteure

Aufbauend auf die Definition des Grundmodells 2b in Kapitel 4 werden in diesem Kapitel konkrete Prozesse und Rollen der Akteure zur Ausgestaltung der Netz-Markt-Koordination in der gelben Phase definiert. Dazu werden die Prozessänderungen und ein neuer Prozess in einem Zielzustand definiert. Als letzter Schritt wird ein Vorschlag für eine stufenweise Umsetzung des Prozesses entwickelt. Dazu werden auch die EU-Rahmenbedingungen berücksichtigt, die im Kapitel 2.4 beschrieben wurden.

5.1 Abgrenzung der relevanten Akteure und Rollen

Zur Abgrenzung der relevanten Akteure und Rollen sind die Begriffe Akteur und Rolle vorerst zu definieren. Die Definition erfolgt in dieser Studie angelehnt an das gemeinsame Marktrollenmodell von ENTSO-E, EFET und ebIX (s.h. ENTSO-E 2014).

Akteure

Dem Modell zu Folge repräsentiert ein Akteur einen Beteiligten in einem Geschäftsprozess. Ein Akteur kann eine oder mehrere Rollen einnehmen. Swissgrid definiert in Anlehnung an das oben genannte Marktrollenmodell einen Akteur als eine natürliche oder juristische Person, die am Schweizer Strommarkt teilnimmt und eine oder mehrere Rollen wahrnimmt (Swissgrid AG 2010b).

Rollen

Eine Rolle repräsentiert nach (ENTSO-E 2014) das Verhalten eines Akteurs nach aussen. Die Rollen beschreiben dabei externe Beziehungen mit anderen Beteiligten in Hinblick auf das Ziel eines Prozesses. In dieser Studie sind folgende Rollen relevant:

- Erzeuger: Ein Beteiligter, der Energie erzeugt.
- Verbraucher: Ein Beteiligter, der Energie verbraucht.
- Netzbetreiber: Ein Beteiligter, der ein oder mehrere Netze betreibt.
- Systembilanzverantwortlicher: Ein Beteiligter, der für den Ausgleich der Differenz aus vertraglich festgelegten Energiemengen und realisierten Energiemengen für die Bilanzgruppenverantwortlichen im Markt ist.
- Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV): Ein Beteiligter, der mit dem Systembilanzverantwortlichen einen Vertrag geschlossen hat, der die Bilanzverantwortlichkeit regelt und dem Beteiligten die Beteiligung am Markt erlaubt. Dies ist die einzige Rolle, die es einem Akteur erlaubt an der Strombörse Geschäfte zu tätigen (ENTSO-E 2014). Der Bilanzgruppenverantwortliche ist dafür verantwortlich, die Leistungsbilanz in seiner Bilanzgruppe auszugleichen und auftretende Abweichungen durch Prognoseungenauigkeiten zu minimieren. Des Weiteren ist er für die ordnungsgemässe Abwicklung seiner Fahrpläne zuständig. Er bildet Summenfahrpläne für jede Bilanzgruppe, die den geplanten Energieaustausch mit anderen Bilanzgruppen beinhalten

und meldet diese an den Übertragungsnetzbetreiber. Kurzfristige Fahrplananpassungen aufgrund von Last- oder Erzeugungsabweichungen, Intraday-Geschäften oder der Aktivierung von Systemdienstleistungen innerhalb der Bilanzgruppe werden ebenfalls an den Übertragungsnetzbetreiber gemeldet (VSE 2012, 2013).

- Systemdienstleistungserbringer (SDV)¹³: Beteiligter, der Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber erbringt. Einschränkungen der Leistungserbringung aus netzbetriebstechnischer Sicht müssen durch den Systemdienstleister beim Abruf von Leistung durch den Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden (VSE 2012, 2013). Diese Rolle wird beispielsweise auch von Akteuren wie Speichern und virtuellen Kraftwerken wahrgenommen, die Systemdienstleistungen erbringen.

Abbildung 13 listet im linken Bereich auszugsweise Akteure und Rollen auf. Im rechten Bereich der Abbildung ist des Weiteren die Zuteilung von Rollen zu einzelnen Akteuren beispielhaft dargestellt. Der Übertragungsnetzbetreiber tritt beispielsweise sowohl als Netzbetreiber als auch als Systembilanzverantwortlicher auf. Ein Prosumer übernimmt die Rollen des Erzeugers und Verbrauchers. Der Aggregator bzw. die virtuelle Erzeugungseinheit kann verschiedene Ausprägungen annehmen. Ein Aggregator nimmt dabei immer die Rolle des Erzeugers und / oder des Verbrauchers ein. Er schliesst dabei mehrere Einheiten zusammen. Des Weiteren kann der Aggregator als BGV und / oder SDV auftreten.

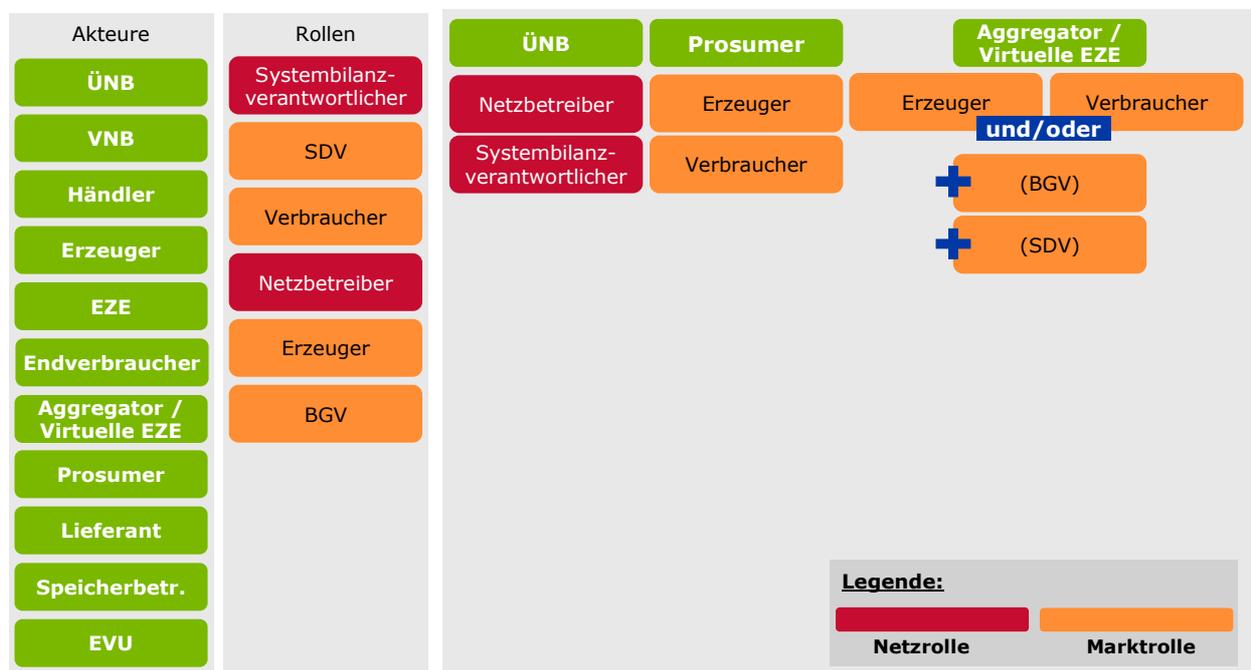


Abbildung 13: Darstellung der betrachteten Akteure und Rollen (links) und beispielhafte Zuordnung von Rollen zu einzelnen Akteuren (rechts), Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

¹³ Für diese Rolle gibt es keine Zuordnung nach ENTSO-E

Tabelle 7 stellt darüber hinaus für die Akteure verschiedene Varianten der Rolleneinnahme auf. Die Tabelle verdeutlicht, dass die Akteure eine Vielzahl von Rollenkombinationen einnehmen können, so dass eine Betrachtung der Rollen gegenüber einer Betrachtung von Akteuren vorzuziehen ist, um eine genaue Abgrenzung vornehmen zu können.

Tabelle 7: Zuordnung der Rollen zu ausgewählten Akteuren, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Akteur	Variante	BGV	SDV	Netzbetreiber	Erzeuger	Verbraucher	Systembilanzverantwortlicher
ÜNB	1			X			X
VNB	1	X		X			
Händler	1	X					
	2	X	X				
Erzeuger	1				X		
	2		X		X		
	3	X			X		
	4	X	X		X		
Verbraucher	1					X	
	2		X			X	
Prosumer	1				X	X	
	2		X		X	X	
	3	X			X	X	
	4	X	X		X	X	
Lieferant	1	X					
Aggregator	1				X		
	2		X		X		
	3	X			X		
	4	X	X		X		
	5					X	
	6		X			X	
	7	X				X	
	8	X	X			X	
	9				X	X	
	10		X		X	X	
	11	X			X	X	
	12	X	X		X	X	
EVU	1	X	X	X	X		
	2	X		X	X		
	3		X	X	X		
	4			X	X		
	5	X	X	X			
	6	X		X			
	7		X	X			
	8			X			

5.1.1 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – Swissgrid

Übertragungsnetzbetreiberin ist die Swissgrid. Nach Art. 20 StromVG ist der Übertragungsnetzbetreiber für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur verantwortlich. Er ist für die Elektrizitätsübertragung an die angeschlossenen Verteilnetze, Endverbraucher und Erzeugungsanlagen und die angrenzenden Übertragungsnetze verantwortlich. Er nimmt somit u.a. die Rolle des Netzbetreibers ein. Swissgrid ist weiterhin für den Informationsaustausch und die Abrechnung zwischen Regelpoolbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen zuständig (VSE 2012, 2013).

Des Weiteren fungiert er als Systembilanzverantwortlicher. In seiner Verantwortung liegt somit das Systembilanzmanagement, welches die Beschaffung von Regelenergie unter transparenten, marktba- sierten und diskriminierungsfreien Bedingungen als „Single Buyer“ sowie die Verrechnung von Aus- gleichsenergie beinhaltet. Diese Funktion bildet die direkte Schnittstelle zum Marktbereich. Diese Ab- grenzung ist damit zeitlich definiert: Während bis zum Zeitpunkt der „gate closure“ der Systembilanz- ausgleich über die Marktfunktionen sichergestellt werden soll, erfolgt dies ab diesem Zeitpunkt durch Swissgrid.

Wesentliche Ausgestaltungsparameter der Schnittstelle zum Markt sind:

1. Die Definition der Systemdienstleistungen
2. Die Definition der zugehörigen Präqualifikationsanforderungen
3. Das Zuschlags- und Vergütungsschema für Systemdienstleistungen
4. Die Festlegung des Bepreisungsschemas für Ausgleichsenergie

Aufgrund der zunehmenden europäischen Integration dieser Märkte, sind diese Ausgestaltungspara- meter zunehmend von europäischen Richtlinien bestimmt. Als nationale Aufgabe verbleibt jedoch die Koordination der Leistungserbringung mit den Akteuren auf der unterlagerten Netzebene und damit die Koordinationsprozesse mit den VNB an die sie angeschlossen sind.

5.1.2 Verteilnetzbetreiber (VNB)

Die Verteilnetzbetreiber sind nach Art. 8 StromVG und Art. 8 StromVV für die Bereitstellung der Net- zinfrastruktur und für die Verteilung der elektrischen Energie innerhalb seines Netzgebietes verant- wortlich. Der Verteilnetzbetreiber nimmt somit die Rolle des Netzbetreibers ein. Des Weiteren muss er den Bilanzgruppenverantwortlichen, dem Übertragungsnetzbetreiber und den Lieferanten die erforderlichen Daten zur Verfügung stellen und die Zuordnung der Messpunkte zu den Bilanzgruppen ver- walten. Die **Lieferung von Messdaten** an die verschiedenen Akteure im Rahmen des Systembilanz- managements liegt ebenfalls in seinem Zuständigkeitsbereich.

Das **Lastmanagement** bzw. Netzkapazitätsmanagement eines Verteilnetzes liegt gemäss Distribu- tion Code im Zuständigkeitsbereich des jeweiligen Verteilnetzbetreibers. Die gegenwärtigen Regeln zur Markt-Netz-Schnittstelle sind vor allem in der Branchenregelung zur Anbindung von Regel- pools an den Schweizer SDL-Markt näher ausgeführt (VSE 2013).

Hinsichtlich der Möglichkeiten des Eingriffs des Verteilnetzbetreibers auf die in seinem Netz angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sind danach im Status quo zwei Fälle zu unterscheiden:

1. Es liegt eine explizite Vereinbarung über die Ansteuerung der Verbrauchseinheit im störungsfreien Regelbetrieb vor (Beispiel Nachtspeicherheizungen).
2. Es liegt keine explizite Vereinbarung vor. Eine Ansteuerung erfolgt auf der Grundlage von Betriebsvereinbarungen oder AGB, die „betriebsnotwendige“ Eingriffe erlauben kann. Dies könnten Eingriffe im Rahmen von Wartungsmassnahmen oder zur Störungsbeseitigung sein.

Dies bedeutet für Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten die in Regelpools gemeinsam am Systembilanzausgleich teilnehmen:

Im Fall 1 übersteuert das Schaltsignal des VNB ggf. andere Schaltsignale. Damit ist fraglich, ob die Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit sich überhaupt als Bestandteil des Regelpools präqualifizieren kann. Es stellt sich in dem Zusammenhang auch die Frage, ob es einem Besitzer einer Last überhaupt erlaubt sein soll, diese gleichzeitig mehreren Anbietern vertraglich zur Vermarktung als Flexibilität zu überlassen. Falls ja wäre zu prüfen, wie mit den hierdurch potenziell entstehenden Externalitäten umzugehen ist. Hierzu könnten flankierend Regulierungen z.B. bezüglich Informationsflüssen zwischen Vermarktern oder der Handhabung von Fahrplanabweichungen, die auf den jeweils anderen Vermarkter zurückzuführen sind, angezeigt sein. Das Thema liegt ausserhalb der Schnittstelle Netz-Markt und betrifft das Zusammenspiel von verschiedenen Marktakteuren. Daher wird dieser Themenkomplex nachfolgend nicht weiter ausgeführt.

Im Fall 2 erhält der VNB im Fall des betriebsnotwendigen Eingriffs ebenfalls Priorität für den Zugriff auf die Anlage. Gemäss der Branchenvereinbarung zur Anbindung von Regelpools (s.h. VSE 2013, 3.3 (9)) hat jedoch das Steuersignal des Regelpoolbetreibers vor dem des VNB Vorrang, falls kein betriebsnotwendiger Eingriff vorliegt. Allerdings ist unklar, welche Fälle dies abdecken sollte, da der entflochtene Verteilnetzbetreiber nur die betriebsnotwendigen Eingriffe in den Markt vornehmen sollte, aber keine Marktfunktionen ausübt.

Der VSE veröffentlicht Musterverträge, u.a. auch „Allgemeine Bedingungen für die Netznutzung und die Lieferung elektrischer Energie“, die in der Praxis Anwendung finden. Nach den AGB erhält der VNB (bzw. das integrierte Energieversorgungsunternehmen) das Recht betriebsbedingte Unterbrechungen entsprechend Fall 2 vorzunehmen. Längere Einschränkungen der Energieflüsse zur Gewährleistung der Betriebssicherheit sollen den Erzeugungseinheiten in der Regel im Voraus mitgeteilt werden. Weiterhin können die AGB das Recht enthalten, die Nutzung bestimmter Apparatetypen zur Optimierung der Lastbewirtschaftung einzuschränken. Notwendige technische Einrichtungen hierfür gehen zu Lasten des Kunden. Somit ist für bestimmte Apparatetypen auch eine Ansteuerung im störungsfreien Betrieb möglich.

Die gegenwärtigen Regelungen zur Netz-Markt-Schnittstelle beinhalten also eine Differenzierung zwischen durch Abschaltvereinbarungen vertraglich begründeten und betriebsnotwendigen Eingriffen.

Somit ergeben sich folgende Regelungsbedürfnisse:

- Die marktdienliche Funktion von Abschaltverträgen in Form der Minimierung von Strombezugskosten muss von der netzdienlichen Funktion getrennt werden.
- Die Trennung muss dazu dienen, den Markteingriff durch Abschaltung diskriminierungsfrei durchzuführen.
- Netzbetreiber müssen angereizt werden, ihre Eingriffe in den Markt durch vereinbarte Abschalthandlungen zu minimieren. Ihre Eingriffe sollten sich auf tatsächlich aus Netzsicht notwendige Handlungen beschränken.
- Die Netzbetreiber müssen die mit ihren Eingriffen verbundenen Kosten gegen die Kosten des Netzausbaus oder alternativer Massnahmen (Einsatz von innovativen Netzbetriebsmitteln) abwägen können.
- Der Informationsfluss bei betriebsnotwendigen Eingriffen des VNB in den Markt ist derzeit nicht einheitlich geregelt. Hierzu müsste ein Standardprozess vorgegeben werden, der es den Anbietern von Flexibilität mit einer angemessenen Vorlaufzeit ermöglicht ihre Vermarktung den durch das Netz gegebenen Einschränkungen anzupassen.
- Die Steuerungsprozesse müssen definiert werden hinsichtlich
 - der Begründung des Eingriffs (Fallunterscheidung dauerhafter vs. temporärer Netzengpass);
 - der Konsequenzen (Kompensationszahlungen für die Marktteilnehmer, Weiterreichung im Rahmen der Anreizregulierung).

5.1.3 Händler

Händler handeln Energie mit anderen Marktakteuren. Sie kaufen oder verkaufen Energie innerhalb ihrer Bilanzgruppe oder bilanzgruppenübergreifend. Händler sind häufig auch Bilanzgruppenverantwortliche zur autonomen Abwicklung der Geschäfte. Über Dienstleistungsverträge können sich kleinere Händler Bilanzgruppen anschliessen zur Sicherstellung ihrer Geschäfte. Händler können (wie auch Erzeugungseinheiten und Endverbraucher) unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Systemdienstleister auftreten (VSE 2012).

5.1.4 Erzeuger (EZ)

Der Erzeuger betreibt mindestens eine Erzeugungseinheit und speist Energie in das Netz ein. Somit nimmt er die Rolle des Erzeugers ein. Er ist über jede seiner Einspeisestellen genau einer Bilanzgruppe zugeordnet. Die Zuordnung wird durch den Netzbetreiber vorgenommen. Zur optimalen Vermarktung sind Erzeuger mit grösseren Erzeugungseinheiten häufig auch Bilanzgruppenverantwortliche und Händler. Erzeuger erhalten vom Verteilnetzbetreiber Messdaten und leiten diese je nach Vereinbarung an den Bilanzgruppenverantwortlichen weiter (VSE 2012).

5.1.5 Erzeugungseinheit (EZE)

Jede Erzeugungseinheit wird über den Erzeuger genau einer Bilanzgruppe zugeordnet. Der zuständige Netzbetreiber ist für die Zuordnung verantwortlich. Eine Erzeugungseinheit kann sowohl Produktions-einheit als auch Verbraucher sein und kann aus mehreren Aggregaten an einem Messpunkt gebildet werden. Mehrere Erzeugungseinheiten können sich zu einem Regelpool zusammenschliessen. Vor der Teilnahme an einem Regelpool muss der Betreiber der Erzeugungseinheit (d.h. der Erzeuger) die Teilnahme dem Verteilnetzbetreiber melden. Der Regelpoolbetreiber muss die Monitoringdaten aller zum Pool gehörenden Erzeugungseinheiten erfassen und an den Übertragungsnetzbetreiber weiterleiten.¹⁴ Des Weiteren muss er vor Inbetriebnahme des Regelpools alle notwendigen Informationen allen beteiligten Verteilnetzbetreibern bereitstellen. Erzeugungseinheiten können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen als Systemdienstleister auftreten. (VSE 2012, 2013).

5.1.6 Lieferant (LF)

Lieferanten beschaffen Energie und versorgen damit ihre Endverbraucher. Die Menge der benötigten Energie basiert auf Verbrauchsprognosen. Der Lieferant und die von ihm versorgten Endverbraucher werden über den Netzbetreiber einer Bilanzgruppe zugeordnet. Versorgt ein Lieferant den Grossteil der Endverbraucher innerhalb eines Gebietes, betreibt dieser in der Regel auch eine eigene Bilanzgruppe und tritt auch als Erzeuger auf. Kleine Lieferanten können mit einer Bilanzgruppe einen Dienstleistungsvertrag abschliessen. Lieferanten erhalten vom Verteilnetzbetreiber Messdaten und leiten diese je nach Vereinbarung an den Bilanzgruppenverantwortlichen weiter (VSE 2012).

5.1.7 Endverbraucher

Endverbraucher beziehen elektrische Energie aus dem Netz, wofür sie einen Vertrag mit einem Lieferanten abschliessen. Sie werden der Bilanzgruppe des sie versorgenden Lieferanten zugeordnet. Endverbraucher können unter Erfüllung technischer und organisatorischer Anforderungsbedingungen zusätzlich auch als Systemdienstleister auftreten (VSE 2012).

5.1.8 Virtuelle Erzeugungseinheit

Eine virtuelle Erzeugungseinheit, auch als virtuelles Kraftwerk bezeichnet, ist ein Zusammenschluss mehrerer kleiner Erzeugungseinheiten der Netzebenen 5 und 7, wie beispielsweise Blockheizkraftwerken oder Wärmepumpen. Alle integrierten Teilanlagen der virtuellen Erzeugungseinheit sind in der Betriebsplanung, der Steuerung und der Überwachung zu einem einzelnen (virtuellen) Ein- und Ausseispunkt zusammengefasst (Swissgrid AG 2013).

¹⁴ Perspektivisch sollte diese Funktion der VNB übernehmen, siehe Kapitel 5.2.4

5.1.9 Integriertes Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Ein integriertes Energieversorgungsunternehmen übernimmt die Rollen verschiedener Akteure, wie zum Beispiel den Netzbetrieb und die Strombelieferung von Endkunden. Zusätzlich können EVU auch noch weitere Rollen wahrnehmen wie z.B. die des Erzeugers.

5.1.10 Speicherbetreiber

Speicherbetreiber sind Akteure, die eine Kombination aus Verbrauchern und Erzeugern darstellen. Sie unterscheiden sich jedoch insofern von Letztverbrauchern, da für sie spezielle Regelungen hinsichtlich der sonstigen Strompreiskomponenten (z.B. Netzentgelte) gelten können. Im Status quo gilt dies nur für Pumpspeicherkraftwerke.

5.1.11 Prosumer

Prosumer sind Akteure, die die Rollen von Verbrauchern und Erzeugern gleichzeitig ausführen. Sie können noch zusätzliche Rollen wahrnehmen, wie die des Systemdienstleistungserbringers oder eines Bilanzkreisverantwortlichen. Prosumer können Haushalte mit PV-Anlagen sein oder Industriebetriebe mit Eigenerzeugung, beispielsweise in Verbindung mit WKK.

5.2 Ausgestaltung der relevanten Prozesse

Zur Optimierung des Strommarktes, muss eine sinnvolle, effiziente Ausgestaltung der Prozesse zur Steuerung der Flexibilitäten vorgenommen werden. Hierzu wird zuerst der Status quo der Prozesse in der Schweiz betrachtet und anschliessend ein mögliches, zukünftiges Prozessdesign identifiziert.

5.2.1 Status quo der Prozesse

Die Bereitstellung von abschaltbarer Leistung im Verteilnetz wird aus verschiedenen Gründen umgesetzt. Derzeit werden in der Schweiz einzelne Verbraucher von den Netzbetreibern zur Lastanpassung und -verschiebung angesteuert. Zu den Endverbrauchern zählen u.a. Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Waschmaschinen, die vom zuständigen Verteilnetzbetreiber über Rundsteuerung statisch zu festen Zeiten oder auch dynamisch geregelt werden. Die Steuerung kann hierbei, wie in Abschnitt 4.1.2 eingeführt, durch zwei verschiedene Zwecke motiviert sein.

In erster Linie erfolgt die Leistungsregelung marktdienlich. Durch die Vermeidung von Strombezug in Zeiten hoher Strompreise beziehungsweise durch die Verlagerung des Strombezugs in Zeiten günstiger Strompreise können bei leistungsgemessenen Kunden die Stromkosten reduziert werden. Des Weiteren wird die marktorientierte Steuerung zur Portfoliooptimierung eingesetzt.

Die Leistungsregelung erfolgt bisher nachrangig aus netzdienlichen Gründen durch den Verteilnetzbetreiber. Die Verringerung der Spitzenlast kann hierbei dazu beitragen, kritische Netzzustände zu reduzieren. Des Weiteren wird die Rundsteuerung vom Verteilnetzbetreiber zur Reduzierung der Netzentgelte genutzt. Jeder Verteilnetzbetreiber muss an den Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebene Netzentgelte zahlen, die insbesondere durch die auftretende Höchstlast bestimmt werden. Die zu zahlenden Netzentgelte muss der Verteilnetzbetreiber wiederum vom nachgelagerten Verteilnetzbetreiber einholen bzw. von den an das Verteilnetz angeschlossenen Endkunden. Insbesondere im Fall integrierter Energieversorgungsunternehmen besteht der Anreiz, die Netzentgelte durch eine Reduzierung der Höchstlast zu vermindern, da die Netzentgelte die Endkundenstrompreise beeinflussen und direkt auf das EVU zurück zu führen sind.

Für die Aggregation mehrerer Anlagen in Regelpools zur Flexibilitätsbereitstellung auf dem Regenergiemarkt existiert ein Prozess. Dieser Prozess zur Aggregation von steuerbaren Lasten in verteilnetzübergreifenden Regelpools ist vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen beschrieben (s.h. VSE 2013).

5.2.2 Herausforderungen der Prozessgestaltung

Die Umsetzung der ES2050 führt u.a. aufgrund der wachsenden Einspeisung Erneuerbarer Energien zu einer Veränderung der Rahmenbedingungen gegenüber dem Status quo. Die Zeiten hoher und niedriger Preise können sich aufgrund des Einflusses Erneuerbarer Energien gegenüber dem bisherigen Muster verändern. Des Weiteren kann sich auch das Muster der dezentralen Netzbelastung durch den Einfluss Erneuerbarer Energien gegenüber der aktuellen Belastung verändern. Die Konzeption neuer Ausgestaltungsmöglichkeiten der Prozesse zur Steuerung der Flexibilitäten muss somit unter Beachtung der sich verändernden Rahmenbedingungen erfolgen. Weiterhin sollte sich die Prozessgestaltung im Rahmen der sich in der Entwicklung befindlichen Network Codes bewegen. ENTSO-E hat ebenfalls Empfehlungen zur prozessualen Ausgestaltung der Interaktion zwischen TSO und DSO formuliert, die in die Ausgestaltung einfließen können (ENTSO-E 2015)

Rundsteuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen

Da bereits heute in der Schweiz Flexibilitäten in Form von steuerbaren Lasten (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen etc.) genutzt werden, wird dieses Beispiel im Folgenden herangezogen um die Grundprinzipien des festzulegenden Prozesses für Flexibilitäten allgemein zu skizzieren.

Die Rundsteuerung von steuerbaren Lasten erfolgt im Status quo oft statisch, d.h. zu festgelegten Zeiten und für alle in einem Gebiet angeschlossenen Geräteklassen. Aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen des Strommarktes steigt in Zukunft der Anreiz, die Steuerung dieser Flexibilitäten dynamisch angepasst an die aktuelle Markt- sowie Netzsituation durchzuführen. Durch die vollständige Liberalisierung entsteht für die Lieferanten insbesondere bei Durchsetzung der vollständigen Marktöffnung der Anreiz, die Rundsteuerung dynamisch angepasst an die Marktsituation zu nutzen und somit dem Kunden neuartige Tarife anzubieten. Daher wird die marktorientierte Nutzung der Rundsteuerung weiter zunehmen. Durch die steigende Belastung der Verteilnetze durch dezentrale

Einspeisung ist ausserdem langfristig eine Zunahme des Bedarfs an netzseitigen Eingriffen zu erwarten.

Weiterhin treten zukünftig vermehrt Unterschiede der Zeiten der netz- und marktseitigen Steuerungsanreize auf. Insbesondere die statische Rundsteuerung zur Reduzierung der Höchstlast mit dem Ziel der Vermeidung von Netzentgelten deckt sich im Status quo häufig mit dem markt-orientierten Anreiz der Verschiebung der Last in Zeiten niedriger Preise. Da in Zukunft durch den steigenden Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien die Erzeugung zeitlich und regional stärker variiert und die Strompreise durch die Einspeisesituation der erneuerbaren Energien (auch aus dem Ausland) stärker beeinflusst werden, sinkt ceteris paribus die Abhängigkeit der Preise von der Lastsituation im lokalen Verteilnetz. Die Anreize zur Steuerung aus netz- und marktseitigen Gründen treten demzufolge vermehrt zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf. Starke Abweichungen der regionalen Lastsituation von der überregionalen, preisbestimmenden Marktsituation können zudem zu einer zeitgleichen, gegensätzlichen Signalsteuerung führen.

Steuerungssignale und Zugriffsrechte auf die Flexibilitäten im Verteilnetz

Beim Abruf der Flexibilitäten können, wie im vorhergehenden Abschnitt beschrieben, Signale zur Steuerung der Flexibilitäten aus netz- und marktseitigen Gründen gleichzeitig eintreffen. Es existieren verschiedene grundsätzliche Möglichkeiten zur Koordination der netz- und marktseitigen Signale: Einerseits kann die Steuerungsmöglichkeit *begrenzt* werden, so dass lediglich entweder die Markt- oder Netzseite Zugriff auf die Flexibilität erhält. Da nur ein einziges Signal gegeben werden kann bzw. ein gegebenes Gerät pro Zeitpunkt jeweils nur einmal abgestellt werden kann, wird die marktseitige Optimierung der Flexibilität bei gleichzeitiger Flexibilitätsbereitstellung auf der Netzseite zur Steuerung für den Systembilanzausgleich oder für das Netzengpassmanagement ausgeschlossen.

Eine alternative Ausgestaltung des Prozesses ist die Priorisierung einer der beiden Seiten. Hierbei wird sowohl die marktseitige Ansteuerung der Flexibilität beispielsweise über einen Drittvermarkter wie auch die netzseitige Ansteuerung durch den Netzbetreiber zugelassen. Werden zwei Steuerungssignale gleichzeitig gegeben, muss eines der beiden Vorrang erhalten. Welches Steuerungssignal Vorrang erhält, muss hierfür vorher festgelegt werden.

Für die Ausgestaltung der Steuerung der Flexibilitäten nach den genannten Möglichkeiten sind einige Voraussetzungen zu beachten. Erstens muss auch zukünftig die technische Steuerungsmöglichkeit durch den entsprechenden Netzbetreiber in der gelben und roten Netzampelphase erhalten bleiben. Dies ermöglicht in diesen beiden Phasen, beispielsweise wenn Netzüberlastungen durch hohe Gleichzeitigkeit drohen, den Eingriff des Verteilnetzbetreibers über die Flexibilitäten in die Erzeugung und den Verbrauch zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit. Aufgrund der Verantwortung für die Versorgungszuverlässigkeit liegt die Aufgabe der Beurteilung des Auftretens einer solchen Situation beim Netzbetreiber.

Werden neben dem netzseitigen Steuerungssignal des Weiteren auch das marktseitige Signal zugelassen, dann muss in der roten Phase die Steuerungsmöglichkeit durch den Händler (Lieferanten, SDV) der Steuerungsmöglichkeit des Netzbetreibers zur Gewährleistung der Systemsicherheit nach-

gelagert sein. Dadurch werden netzdienliche Eingriffe des Netzbetreibers den marktdienlichen vorgezogen. Die Eingriffe durch den Netzbetreiber in den Markt müssen dabei durch den Netzbetreiber entschädigt werden.

Die im Status quo bereits existierenden **Verträge** und AGB müssen angepasst und damit in die „neue Welt“ überführt werden. Hierfür ist eine Zerlegung der derzeitigen Verträge in Stromlieferverträge und Verträge über die Nutzung der Flexibilität notwendig, da die Aufgaben streng zwischen der Rolle des Lieferanten und der Rolle des Netzbetreibers aufgeteilt werden müssen. Weiterhin ist es notwendig, Informationen an den Händler zu übertragen, wenn Sperrungen von Flexibilitäten durch den VNB notwendig werden.

Teilnahme von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung am Strommarkt

Die dezentrale Flexibilitätsbereitstellung kann unter anderem durch unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen erfolgen. Hierbei sind zwei Fälle zu unterscheiden, welche Informationen der Verteilnetzbetreiber zur Erfassung des Ist-Verbrauchs nutzen.

Im ersten Fall, meist der Status quo in der Schweiz, hat der Verteilnetzbetreiber keine Informationen über den tatsächlichen Ist-Verbrauch der einzelnen Flexibilität bereitstellenden Verbrauchseinrichtungen. Er nutzt in diesem Fall Standardlastprofile als bewährte Methode zur Erfassung des Verbrauchs. Über die Masse an Verbrauchseinrichtungen lässt sich somit der Verbrauch erfahrungsgemäss gut widerspiegeln. Der Verbrauch einzelner Verbrauchseinrichtungen kann jedoch zeitweise stark abweichen.

Im zweiten Fall nutzt der Verteilnetzbetreiber keine Standardlastprofile. Über Lastgangmessungen an den unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen erhält der Verteilnetzbetreiber aktuelle Informationen über den Verbrauch jeder einzelnen Verbrauchseinrichtung. Die Lastgangmessung erfolgt mittels intelligenter Messsysteme. Insbesondere bei Verbrauchseinrichtungen mit einem geringen Verbrauch sind Smart Meter bisher jedoch nur selten in der Schweiz vorhanden. Die Nutzung dieser Option ist somit abhängig von der Smart Meter Roll-out Strategie, d.h. der Implementierung der intelligenten Messsysteme.

Im ersten Fall erfolgt über die Standardlastprofile nur eine starre Steuerung des Verbrauchers. Es wird keine über den Standardalgorithmus hinausgehende Flexibilität bereitgestellt. Im zweiten Fall schliesst der Verteilnetzbetreiber einen Dienstleistungsvertrag für die Steuerung mit dem Versorger bzw. Flexibilitätsanbieter ab. Alternativ werden die Steuerungen in Reihe geschaltet. Hierbei besteht jedoch das Problem, dass der VNB keine Kontrolle über das Wiedereinschalten der abgeschalteten Leistung hat, da gegebenenfalls aus marktseitigen Gründen die Verbrauchseinrichtung abgeschaltet sein könnte. Die Option der Zuschaltung von Verbrauchern könnte der Verteilnetzbetreiber jedoch theoretisch benötigen, um die Versorgungszuverlässigkeit in seinem Netzgebiet aufrecht zu erhalten. Umgekehrt kann es sein, dass eine regelbare Last bereits vorgängig aus marktseitigen Gründen abgeschaltet wurde. Im Abschaltvertrag müssen die maximalen Abschaltungen reguliert sein. Dies verhindert jedoch nicht, dass es bei in Reihe geschalteten Steuerungen zu Externalitäten in die eine oder andere Richtung kommt.

Sequenzielle Optimierung

Das theoretische Optimum einer effizienten Gestaltung der gelben Phase würde erreicht werden durch eine integrierte Optimierung der Erzeugung (und Verbrauch) unter Berücksichtigung der Netzengpässe. Dazu wäre eine laufende Re-Optimierung unter Einbeziehung neuer Informationen (Last- und Erzeugungsprognose) notwendig. Damit würde der Einsatz von Flexibilitäten möglichst systemweit erfolgen und lokal nur wenn nötig.

Aufgrund der Trennung der Akteure von Netz und Marktbereich muss die Optimierung auf verschiedene Marktakteure aufgespaltet werden. Im Bereich des Stromhandels erfolgt dabei eine „bilaterale Optimierung“ ohne einen zentralen optimierten Pool. Damit ist die Definition von handelbaren Produkten notwendig. Unterschiedliche, sich zeitlich überlagernde Produkte sind jedoch Ursachen für Ineffizienzen des Prozesses.

Zwischen den verschiedenen Marktakteuren sind damit zur Optimierung des Prozesses Interaktionen notwendig. Dies bedeutet, dass zwischen Markt- und Netzprognose ein laufender Abstimmungsprozess ermöglicht werden muss. Dies ist nur sequenziell möglich. Die Marktprognose wird erstellt und die Netzprognose reagiert darauf. Anschliessend reagiert die Marktprognose erneut auf die netzseitige Anpassung usw. Der Prozess der sequenziellen Optimierung beinhaltet unvermeidliche Ineffizienzen. Durch die Aufspaltung der Netzebenen auf unterschiedliche Akteure müssen zusätzlich auch die Netzprozesse selbst in sich koordiniert werden.

Durch die sequenzielle Optimierung ist nur das Erreichen einer second-best Lösung möglich. Die anfallenden Transaktionskosten (inkl. Risiken) der einzelnen Prozessschritte begrenzen dabei die erreichbare Prozesseffizienz. Eine grosse Bedeutung kommt hierbei den Informationsprozessen zu. Prozessstandardisierungen sind hierbei wichtig, um die Transaktionskosten zu senken.

5.2.3 Prämissen für die Ausgestaltung zukünftiger Prozesse

Das Grundmodell 2 wurde in Abschnitt 3.5 basierend auf der Bewertung nach ökonomischen und politischen Kriterien zur weiteren Differenzierung ausgewählt und gibt damit den Rahmen für die Ausgestaltung der Prozesse vor. Die zentrale Flexibilitätsbereitstellung erfolgt über einen zentralen Marktplatz. Die dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene sowie für den Systembilanzausgleich erfolgt ebenso über einen zentralen Marktplatz. Lediglich die Bereitstellung dezentraler Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene erfolgt über feste Verträge mit einer festgelegten Vergütung. Die entscheidenden Ausgestaltungsvarianten hinsichtlich der Verantwortlichkeiten bei der Abwicklung der Prozesse liegen bei der dezentralen Flexibilitätsbereitstellung, die bei der folgenden Ausgestaltung der Prozesse im Vordergrund steht.

Fokus der zu koordinierenden Prozesse

Der Fokus bei der Ausgestaltung der Prozesse wird auf das Auftreten von Konflikten relevanter Koordinationsaufgaben gesetzt. Im Vordergrund steht hierbei, dass die Option, dezentrale Flexibilitäten zum Systembilanzausgleich oder zum Netzengpassmanagement im Übertragungsnetz zu nutzen, mit der Steuerung der Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene kollidieren kann,

wie in Kapitel 3.1 erläutert. Der Bedarf der Nutzung der dezentralen Flexibilitäten auf Übertragungsebene entsteht, wenn systemweit eine Leistungsanpassung erforderlich ist, also die gelbe Phase der Netzampel auf Übertragungsebene eintritt. Der Einsatz dezentraler Flexibilitäten zum Netzengpassmanagement im Verteilnetz ist hingegen erforderlich, wenn lokal im Verteilnetz Netzengpässe auftreten, also lokal die gelbe Ampelphase eintritt.

Tritt im Verteilnetz die gelbe Phase ein, muss der Verteilnetzbetreiber mit einer positiven oder negativen Leistungsanpassung auf den kritischen Netzzustand reagieren. Netzengpässe entstehen bisher in der Regel durch zu hohe Lasten im Verteilnetz. Der Verteilnetzbetreiber greift dabei vorwiegend auf „negative“ Flexibilitäten aus festen Verträgen zu und induziert eine Verbrauchsabschaltung und damit eine Reduzierung der Last im Verteilnetz. Dabei beschränkt er für die betroffenen Verbraucher die Marktbeschaffung ein bzw. reduziert umgekehrt für die Lieferanten die zu liefernde Energie.

Die Nutzung „positiver“ Flexibilitäten, d.h. die Erhöhung der Last durch zuschaltbare Lasten ist heute noch selten erforderlich. In Zukunft wird durch einen Zubau der dezentralen Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien die Erzeugung in einzelnen Verteilnetzen zeitweise stark ansteigen und kann zu Rückflüssen führen. Der Stromfluss erfolgt hierbei nicht von der Übertragungsebene über die Verteilnetzebene zum Verbraucher sondern durch die hohe dezentrale Erzeugung vom Verteilnetz in das Übertragungsnetz. Hierbei können Netzengpässe durch eine zu geringe Leistungsabnahme im Verteilnetz entstehen.

Der steigende Einsatz „positiver“ Flexibilitäten ist orientiert an den Ausbauzielen der erneuerbaren Energien in der Schweiz erst längerfristig zu erwarten. Der Fokus der Betrachtung liegt nachfolgend somit auf der Nutzung „negativer“ Flexibilitäten. „Positive“ Flexibilitäten werden nicht explizit behandelt, können aber grundsätzlich unter Verwendung der gleichen Prozesse genutzt werden. Netzengpässe auf Übertragungsebene oder Systembilanzprobleme erfordern hingegen den Einsatz „negativer“ und „positiver“ Regel- oder Redispatchleistung.

Neuer Prozess: DSO Congestion forecast

Zur Feststellung der Netzsituation im Verteilnetz und damit zur Definition der gelben Ampelphase wird ein neuer Prozess im Bereich des Verteilnetzbetreibers vorgeschlagen: DSO Congestion forecast, angelehnt an den bestehenden Prozess TSO Congestion forecast. Die zeitliche Einordnung des Prozesses gegenüber den existierenden Prozessen ist in Abbildung 14 dargestellt.

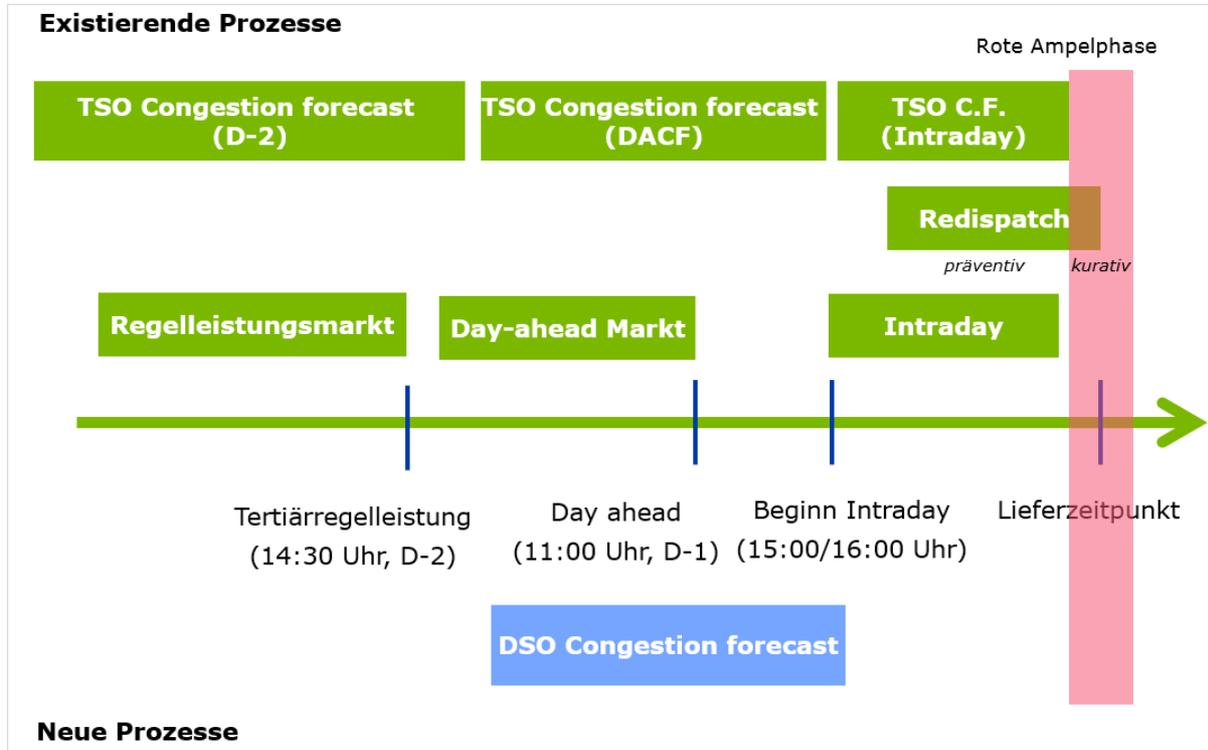


Abbildung 14: Zeitliche Einordnung des Prozesses: DSO Congestion forecast, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Der Prozess DSO Congestion forecast liegt zeitlich im Bereich des Day-ahead TSO Congestion forecast (DACF) des Übertragungsnetzbetreibers, also der Ermittlung des Bedarfs zur Leistungsanpassung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsebene. Der DSO Congestion forecast ermöglicht, bevorstehende kritische Netzzustände im Verteilnetz frühzeitig zu erkennen und entsprechend zu agieren. Die Bedarfsermittlung wird hierbei anhand der Marktergebnisse des Day-ahead-Marktes und des Intraday-Marktes sowie aktualisierter Netzzustände aktualisiert. Der Einsatz von Redispatch erfolgt dabei präventiv, lediglich wenn die rote Ampelphase eintritt, wird kurativ gehandelt. Der Prozess DSO Congestion forecast endet vor dem Prozess TSO Intraday Congestion forecast. Dadurch können die Ergebnisse des Prozesses DSO Congestion forecast in die Berechnung des Einsatzes von Flexibilität auf Übertragungsebene durch den Übertragungsnetzbetreiber einfließen.

Der Prozess des DSO Congestion forecast wird durch die Konflikte zukünftiger relevanter Koordinationsaufgaben notwendig. Die Marktergebnisse müssen zukünftig vermehrt mit den vorhandenen infrastrukturellen Möglichkeiten des Netzes koordiniert werden. Diese Koordination existiert bisher nur im Übertragungsnetz. Die Einführung des Prozesses im Verteilnetz wird zukünftig notwendig (s.h. Kreuzel 2013). Sollte im Verteilnetz kein DSO Congestion forecast eingesetzt werden, müsste das Netz völlig engpassfrei ausgelegt werden. Alternativ werden Netzengpässe nicht präventiv, sondern nur kurativ behoben, so dass sich hier vermehrte Eingriffe in der roten Ampelphase ergeben.

Die Aufgabe des Engpassmanagements im Verteilnetz liegt nach dem Distribution Code beim Verteilnetzbetreiber. Er muss potenzielle Netzengpässe erkennen und Massnahmen zur Behebung der Engpässe einleiten. Allgemein wird nach dem Distribution Code das Lastmanagement durch die Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen durch den Verteilnetzbetreiber durchgeführt (VSE 2011, 4.6, 4.7). Der Verteilnetzbetreiber benötigt die Steuerungsmöglichkeit, um die notwendigen Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit im Verteilnetz ergreifen zu können. Insbesondere vor dem Hintergrund der steigenden Belastung der Verteilnetze wird für die folgende Ausgestaltung der relevanten Prozess festgelegt, dass dem Verteilnetzbetreiber die Verantwortlichkeit und Kompetenz hierfür übertragen wird.

Es werden frühzeitig Informationen zur notwendigen Leistungsanpassung benötigt, um den Einsatz der dezentralen Flexibilitäten zu koordinieren. Der Verteilnetzbetreiber muss hierfür Lastflussberechnungen durchführen können. Dafür braucht er u.U. neue Kompetenzen und Informationen, wie Prognosedaten und Daten über den Netzzustand, um mithilfe von Lastflussmodellen den Bedarf der Leistungsanpassung zu ermitteln. Damit liegen die Anforderungen an den Verteilnetzbetreiber deutlich höher als heute, wo Netze weitgehend „blind“ gefahren werden können.

Mit dem neuen Prozess DSO Congestion forecast müssen die Zugriffsrechte auf die Flexibilitäten im Verteilnetz neu definiert werden. Abbildung 15 stellt die Zugriffsrechte anschaulich dar.

Gelbe Ampelphase			Rote Ampelphase
Zugriff zu Marktkonditionen			
Produkt	Einsatz Koordination	Preisbildung	> VNB hat uneingeschränkte Zugriffsrechte > Diese Rechte werden im Rahmen von Netzanschlussverträgen verankert
Regelenergie (pos. aus NSP, WP, WM; neg. aus Einsman)	<ul style="list-style-type: none"> durch Regelleistungsmarkt, ÜNB VNB kann Präqualifikation, Gebote, Einsatz sperren) 	Über Regelleistungsmarkt	
Netzengpassmanagement (dauerhafte Reduzierung von Netzengpässen)	Über VNB gesteuert	1) Freie Preisbildung 2) Reguliert, angelehnt an Regelenergiemarkt	

Abbildung 15: Zugriffsrechte auf die Flexibilitäten im Verteilnetz, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Es wird zwischen der gelben und roten Ampelphase in der Darstellung unterschieden. In der roten Ampelphase hat der Verteilnetzbetreiber uneingeschränkten Zugriff auf die Flexibilitäten. In der gelben Ampelphase werden zwei Produkte unterschieden. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält Zugriff auf die dezentralen Flexibilitäten im Rahmen des Einsatzes von Regelenergie. Der Verteilnetzbetreiber kann die Flexibilitäten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber sperren.¹⁵ Für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz erhält der Verteilnetzbetreiber Zugriff auf die dezentralen Flexibilitäten und kann diese in der gelben Ampelphase ansteuern, sofern er die entsprechende Flexibilität kontrahiert hat. Die Preisbildung kann hierbei entweder frei oder reguliert in Anlehnung an den Regelenergiemarkt erfolgen. Bei einer freien Preisbildung besteht die Gefahr des Ausnutzens von eventueller Marktmacht. Muss hiervon ausgegangen werden, wäre eine Anlehnung an den Regelenergiemarkt zu empfehlen.

Differenzierung der Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber müssen mit dem DSO Congestion forecast einen neuen Prozess umsetzen, der einen gewissen Aufwand nach sich zieht. Aufgrund der strukturellen Besonderheit der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz mit u.a. vielen kleinen Verteilnetzbetreibern muss abgewogen werden, wer den neuen Prozess umsetzen kann bzw. muss und wer die Aufgaben delegieren kann. Im Folgenden wird daher lediglich eine Differenzierung der Verteilnetzbetreiber vorgenommen nach Verteilnetzbetreibern, die die Aufgaben delegieren und Verteilnetzbetreibern, die die Aufgaben selbst umsetzen und gegebenenfalls die Aufgaben anderer Verteilnetzbetreiber übernehmen. Eine a priori Einteilung der Verteilnetzbetreiber der Schweiz wird im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgenommen und ist auch nicht nötig.

Entflechtung der Verteilnetzbetreiber („Unbundling“)

Ein unzureichend umgesetztes Unbundling ist in einem vollständig liberalisierten Elektrizitätsmarkt eine der Hauptbarrieren für einen funktionierenden Markt mit ausreichend Wettbewerb zwischen den Lieferanten. So ermöglicht die Integration des Verteilnetzbetriebes in die Geschäftsprozesse der Erzeugung und der Belieferung die Diskriminierung anderer Marktteilnehmer. Diese kann durch den Verteilnetzbetrieb z.B. beim Verfahren des Netzanschlusses oder bei den Kosten für den Netzanschluss sowie Netz- und Messstellenbetrieb erfolgen. Integrierte Energieversorgungsunternehmen haben des Weiteren den Vorteil gegenüber anderen Marktteilnehmern, dass geschäftliche Informationen intern zwischen den einzelnen Bereichen ausgetauscht werden können.

Nach (Ruester et al. 2014) ist bei der Umsetzung von Prozessen im Bereich Smart Market die diskriminierungsfreie Koordination von Markt und Netz wesentlich. Hierfür ist in einem Energieversorgungsunternehmen die Rolle des Verteilnetzbetreibers von der Rolle des Energielieferanten, Händlers und Energieerzeugers weitgehend zu trennen. Beispielsweise sollte die Rundsteuerung vollständig dem Netzbetreiber überlassen werden, und ein allfälliger Zugriff darauf für marktdienliche Zwecke diskriminierungsfrei umgesetzt werden.

¹⁵ Durch Anreize oder klar definierte Regeln und Überprüfungen muss dabei verhindert werden, dass der VNB Flexibilitäten vorsorglich sperrt.

Es ist davon auszugehen, dass in der Schweiz im Zuge der vollständigen Marktöffnung früher oder später der Grad der Entflechtung zunehmen wird. Die Ausgestaltung eines zukünftigen langfristigen Prozessdesigns wird somit unter der Prämisse eines vollständigen Unbundlings durchgeführt, mindestens notwendig ist jedoch eine ausreichende Entflechtung der VNB, welche die nachfolgenden Prozesse selbst steuern, also ihre Aufgaben nicht delegieren.

5.2.4 Langfristige, optimierte Ausgestaltung der Prozesse

Die notwendige Koordination der dezentralen Flexibilitätsbereitstellung erfordert die Ausgestaltung des in Abschnitt 5.2.3 neu definierten Prozesses DSO Congestion forecast sowie die Neugestaltung einzelner existierender Prozesse. Im Folgenden werden die Prozesse beschrieben, die von der gelben Phase betroffen sind. Dies sind:

1. DSO Congestion forecast
2. Regelleistungsausschreibung und -einsatz
3. Redispatchprozess des Übertragungsnetzbetreibers
4. Intraday-Anpassungen der Energielieferungen

Die Ausgestaltung der Prozesse erfolgt optimiert auf Basis der langfristige Ziele und Koordinationsanforderungen. Die Ausgestaltung wird dabei im Folgenden anhand eines Prozessmodells durchgeführt.

5.2.4.1 DSO Congestion forecast

Die Ausgestaltung des in Abschnitt 5.2.3 erläuterten neuen Prozesses DSO Congestion forecast ist in Abbildung 16 anhand des Prozessmodells dargestellt. Der Prozess wird dabei in 12 Teilprozesse (TP) eingeteilt. Das Prozessmodell bildet für verschiedene Rollen die Integration in den Prozess ab. Berücksichtigt wird die Verantwortung für die Durchführung des Teilprozesses, die Mitarbeit an diesem, den informationellen Einbezug sowie die Entscheidungshoheit grafisch ab.

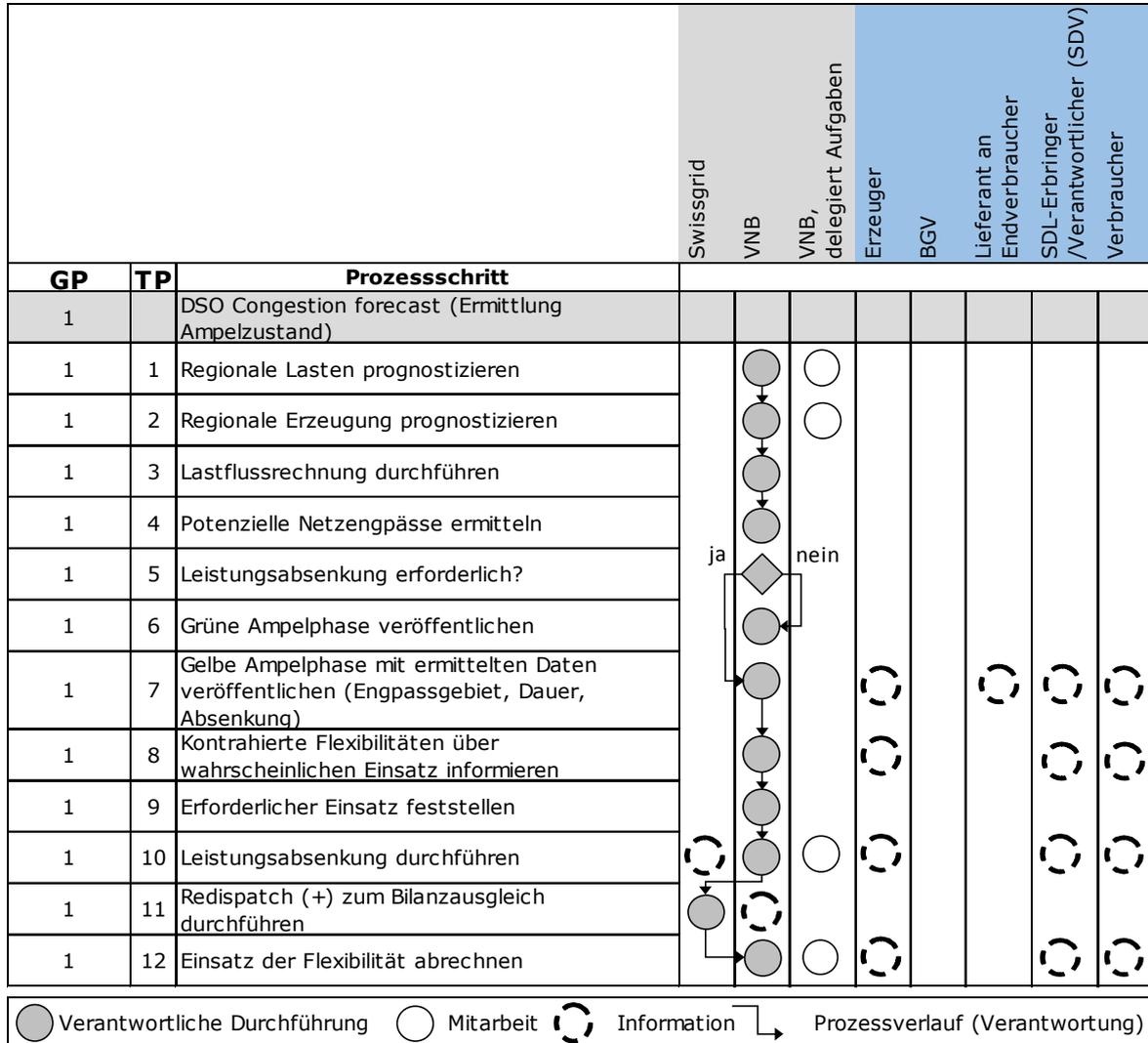


Abbildung 16: Prozess 1 – DSO Congestion forecast (Ermittlung des Ampelzustandes), Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

In den ersten beiden Teilprozessen erstellt der Verteilnetzbetreiber eine Prognose der regionalen Lasten sowie der regionalen Erzeugung im Verteilnetz. Delegiert der Verteilnetzbetreiber den Prozess an einen anderen Verteilnetzbetreiber, ist er für die Bereitstellung der Informationen zur regionalen Last und Erzeugung in seinem Netzgebiet verantwortlich. Auf Basis der Daten wird anschliessend eine Lastflussberechnung durchgeführt und in TP4 potenzielle Netzengpässe ermitteln. Anschliessend entscheidet der Verteilnetzbetreiber, ob eine Leistungsabsenkung erforderlich ist. Besteht kein potenzieller Netzengpass und ist somit keine Leistungsabsenkung erforderlich, veröffentlicht er für sein Netzgebiet die grüne Ampelphase.

Ist jedoch aufgrund eines zu erwartenden Netzengpasses eine Leistungsabsenkung notwendig, muss der Verteilnetzbetreiber die gelbe Ampelphase veröffentlichen, inklusive der ermittelten Daten zum Gebiet des potenziellen Netzengpasses sowie zur Dauer und zur notwendigen Absenkung der Last.

Die Veröffentlichung der Ampelphase und der Daten erfolgt für die Erzeuger und Verbraucher sowie für Lieferanten und Systemdienstleistungsverantwortliche.

Der Verteilnetzbetreiber informiert die kontrahierten Flexibilitäten über die wahrscheinliche bevorstehende Leistungsanpassung. Er ermittelt die Höhe und Dauer der erforderlichen Leistungsanpassung und führt anschliessend die Leistungsabsenkung durch bzw. delegiert die Aufgabe an einen anderen Verteilnetzbetreiber. Neben den Erzeugern, Verbrauchern und SDVs wird der Übertragungsnetzbetreiber über die Leistungsanpassung informiert, so dass dieser den Redispatch zum Bilanzausgleich angepasst an die Situation im Verteilnetz durchführen kann. Den Abschluss des Prozesses bildet die Vergütung der eingesetzten Flexibilitäten. Die Abrechnung erfolgt über den Verteilnetzbetreiber.

5.2.4.2 Regelleistungsausschreibung und -einsatz

Der zweite Prozess zeigt eine optimierte Ausgestaltung der Regelleistungsausschreibung und des Einsatzes von Regelleistung, dargestellt in Abbildung 17.

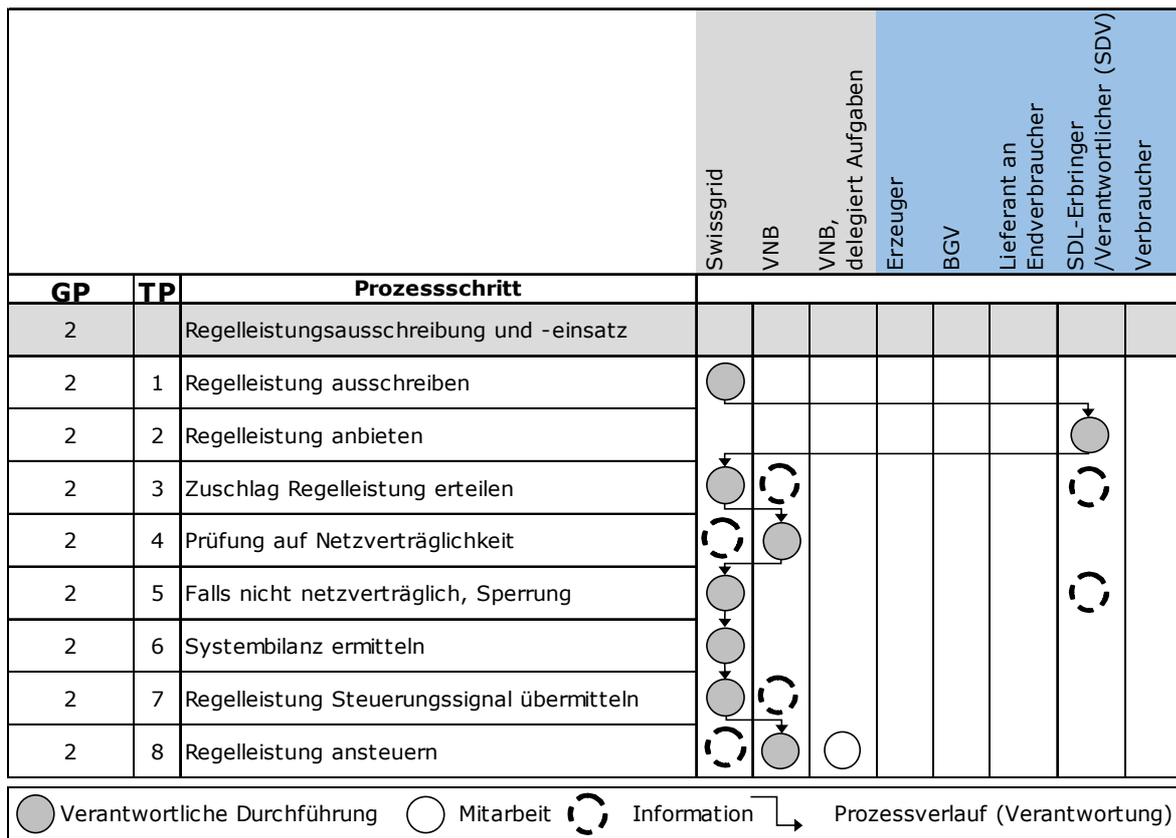


Abbildung 17: Prozess 2 – Regelleistungsausschreibung und -einsatz, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Die Swissgrid ist für die Ausschreibung der Regelleistung verantwortlich. Die benötigte Flexibilität wird anschliessend von den SDL-Erbringern auf dem Regelenergiemarkt angeboten. Die Swissgrid erteilt daraufhin Zuschläge für die Regelleistung und informiert die SDL-Erbringer und zur Koordination

auch die Verteilnetzbetreiber, damit diese über den möglichen Einsatz der dezentralen Flexibilitäten aus Ihrem Verteilnetz Kenntnis erlangen. Die betroffenen Verteilnetzbetreiber prüfen daraufhin das Angebot der Flexibilitäten in Ihrem Verteilnetz auf die Netzverträglichkeit. Ermittelt der Verteilnetzbetreiber, dass ein Einsatz der dezentralen Flexibilitäten durch den Übertragungsnetzbetreiber mit der Situation des Verteilnetzes nicht verträglich ist, informiert er den Übertragungsnetzbetreiber, der anschliessend die betroffenen Kapazitäten sperrt und die SDL-Erbringer über die Sperrung informiert. Der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt anschliessend die Systembilanz und den notwendigen Einsatz von Regelleistung. Im Bedarfsfall übermittelt er wie im Status quo das Steuerungssignal für die Regelleistung an den Verteilnetzbetreiber und lässt den Verteilnetzbetreiber die Regelleistung ansteuern. Für Verteilnetzbetreiber ohne Steuerungsmöglichkeit kann die Aufgabe an andere Verteilnetzbetreiber delegiert werden.

5.2.4.3 Redispatch

Der Redispatchprozess des Übertragungsnetzbetreibers ist in Abbildung 18 dargestellt. Der Prozess läuft weiterhin fast vollständig über die Swissgrid ab.

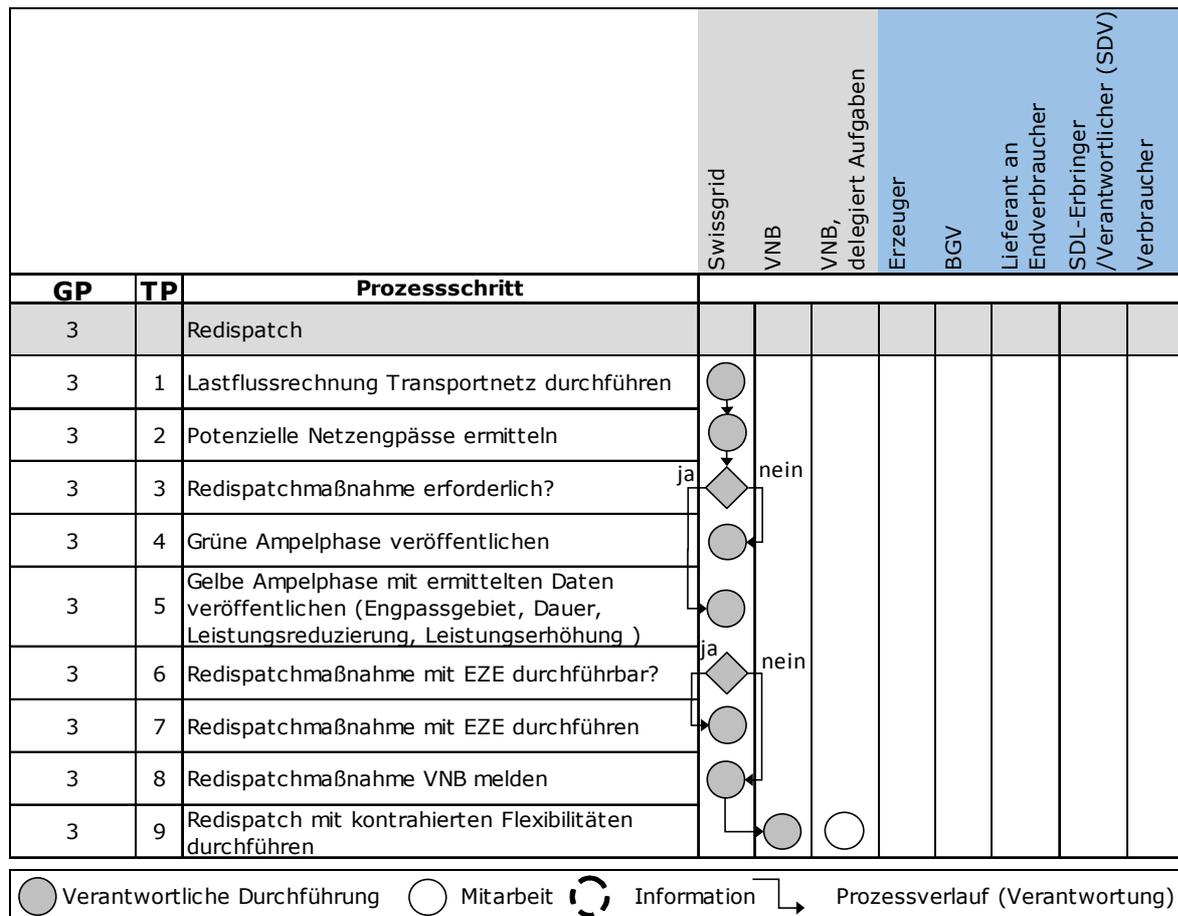


Abbildung 18: Prozess 3 – Redispatch, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Im Rahmen des Redispatchprozesses führt die Swissgrid eine Lastflussberechnung des Übertragungsnetzes durch und ermittelt potenzielle Engpässe. Basierend auf der Berechnung wird ermittelt ob Redispatchmassnahmen, erforderlich sind. Sind keine Massnahmen erforderlich, veröffentlicht Swissgrid die grüne Ampelphase. Müssen jedoch Redispatchmassnahmen durchgeführt werden, veröffentlicht Swissgrid entsprechend die gelbe Ampelphase inklusive der Daten zum Netzengpass wie Gebiet, Dauer und notwendige Leistungsreduzierung oder -erhöhung. Swissgrid überprüft anschliessend, ob die Redispatchmassnahme mit der zentralen Erzeugungseinheit durchgeführt werden kann und nimmt, wenn möglich, die Durchführung vor. Kann die Massnahme jedoch nicht durchgeführt werden, dann informiert Swissgrid einen oder mehrere Verteilnetzbetreiber. Der Redispatch wird dann mit kontrahierten dezentralen Flexibilitäten durchgeführt.

5.2.4.4 Intraday Anpassung von Energielieferungen

Der vierte Prozess betrifft die Intraday Anpassung der Energielieferungen beim Auftreten der gelben Ampelphase. Der Prozess ist in Abbildung 19 dargestellt.

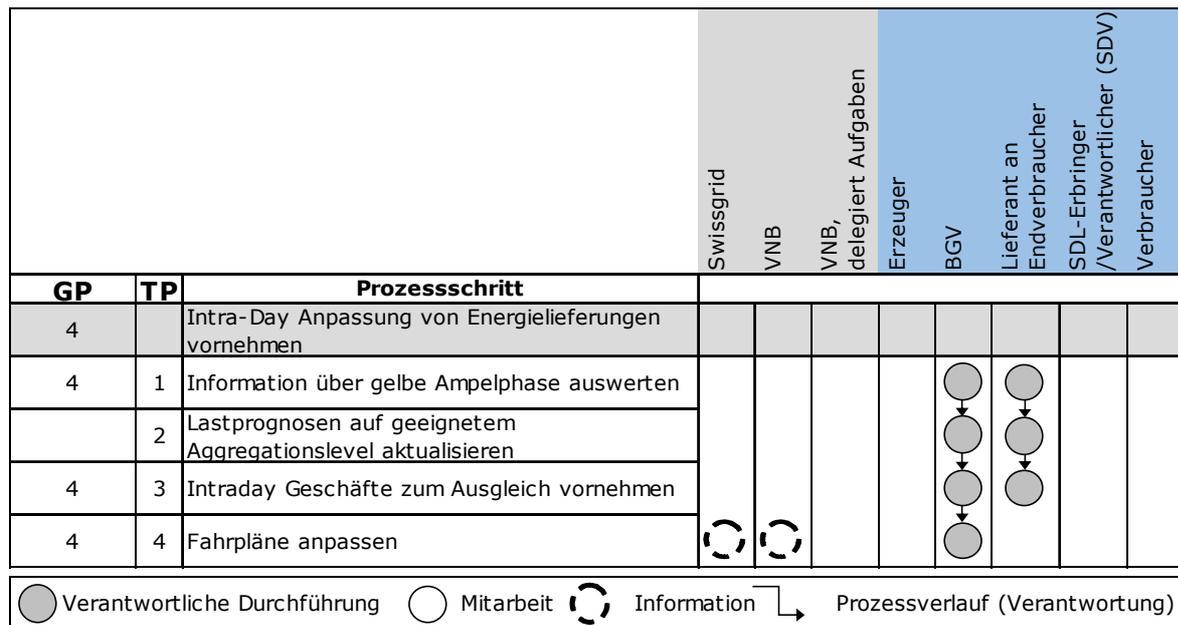


Abbildung 19: Prozess 4 – Intraday Anpassung von Energielieferungen, Quelle: eigene Darstellung (Ecofys).

Veröffentlicht der Verteilnetzbetreiber Day-ahead aufgrund notwendiger Netzbeschränkungen die gelbe Ampelphase, müssen die Bilanzgruppenverantwortlichen und SDL-Erbringer die vom Netzbetreiber bereitgestellten Informationen über die gelbe Ampelphase auswerten und die bisherigen Lastprognosen auf einem geeigneten Aggregationslevel aktualisieren. Die Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen berücksichtigen die lokalen Netzbeschränkungen bei der Strombeschaffung sowie der Fahrplananmeldung hinsichtlich der Kunden im Verteilnetz. Sie können auf dem Intraday-Markt Geschäfte zum Ausgleich der Lastprognoseabweichungen vornehmen. Die Bilanzgruppenverantwortli-

chen passen dann den Fahrplan ihrer Bilanzgruppe an und informieren die Netzbetreiber über die Anpassung. Die Verteilnetzbetreiber erhalten einheitenscharf aufgelöste Fahrpläne vom Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen und haben damit die Möglichkeit zur Überprüfung der Einhaltung der Sperrzeiten.

5.3 Konsequenzen für die Aufgabenverteilung und Rollen der Akteure

Die vorgestellten Prozessanpassungen haben folgende wesentliche Nutzenwirkungen:

- Der marktseitige Nutzen des Konzeptes liegt in einer Maximierung des möglichen Zugriffs auf dezentrale Flexibilitäten bzw. einer Minimierung des netzseitigen Zugriffs auf das absolut notwendige Niveau. Daraus folgt eine Kostensenkung für die operativen und investiven Erzeugungskosten.
- Der netzseitige Zugriff zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit wird jederzeit garantiert. Gleichzeitig kann eine Optimierung des Netzausbaugrades des Verteilnetzes erreicht werden (Stichwort Anwendung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung).

Im Folgenden werden die wesentlichen Konsequenzen der Prozessimplementierung beschrieben

5.3.1 Prozessuale Konsequenzen

Die Implementierung der in Abschnitt 5.2.4 dargestellten Ausgestaltung der Prozesse führt zu einer deutlichen Zunahme an Aufgaben insgesamt. Insbesondere im neuen Prozess DSO Congestion forecast fallen den Verteilnetzbetreiber neue Aufgaben zu. Der Schwerpunkt des Aufgabenzuwachses liegt jedoch in den Informationsprozessen. Die Koordination der einzelnen Teilprozesse und der Aufgaben der Akteure ist nur über einen hohen sequenziellen Austausch an Informationen zu gewährleisten. Zudem sind die Prozesse kleinteilig, beinhalten somit eine Masse an Teilprozessen, was zu einer hohen IT-Intensität des Gesamtprozesses führt.

Bei der Prozessimplementierung gibt es Skalenvorteile, d.h. grössere Akteure haben gegenüber kleineren Vorteile bei der Implementierung. Vornehmlich kleine Verteilnetzbetreiber, die Aufgaben an andere Verteilnetzbetreiber delegieren, können sich auf Ihre Kernaufgaben beschränken, zu denen der technische Netzbetrieb, die Instandhaltung und Störungsbeseitigung des Netzes gehört. Sie überlassen die prozessualen Abwicklungen anderen Verteilnetzbetreibern per Dienstleistungsvertrag. Synergien können bei der vollständigen Strommarktöffnung mit der Implementierung sonstiger Prozesse gehoben werden.

5.3.2 Monetäre Konsequenzen

Die Implementierung der Prozesse bringt monetäre Konsequenzen mit sich. In der gelben Ampelphase im Verteilnetz, die lokal vom Verteilnetzbetreiber ausgelöst wird, erhält der Verteilnetzbetreiber das Recht, in die lokale Produktion und die Lasten einzugreifen. Damit einher geht die Pflicht des Verteilnetzbetreibers, die eingesetzten Flexibilitäten angemessen zu entschädigen.

Der Verteilnetzbetreiber vergütet den Einsatz und gegebenenfalls auch die Bereitstellung der Leistung entweder in Form von festen Verträgen gegenüber dem Endverbraucher oder in Form von einer Vergütung gegenüber dem Lieferanten. Verträge gegenüber dem Endverbraucher können auch eine Reduzierung der Netzentgelte beinhalten. Die Vergütung gegenüber dem Lieferanten kann über eine Regelung im Rahmen des Abschaltvertrages erfolgen. Von den beiden Varianten ist die Vergütung gegenüber dem Lieferanten zu bevorzugen, da hierdurch individuelle Verträge abgeschlossen werden können, die sich an den Opportunitätskosten der Flexibilitäten orientieren.

Die Mindestvergütungshöhe muss reguliert sein, um einen Missbrauch durch den Verteilnetzbetreiber auszuschliessen. Die Vergütungshöhe darf dabei nicht an den Stromliefervertrag gekoppelt sein sondern sie muss sich an den Einsparungen beim Netzausbau oder alternativen Massnahmen orientieren. Der Verteilnetzbetreiber muss somit einen Anreiz erhalten, seine Möglichkeiten zwischen den Kosten der Abschaltverträge und den Kosten des Netzausbaus zu identifizieren und sich kostenminimal auszurichten.

5.3.3 IT-seitige Konsequenzen

Neben den Nutzenkategorien stellt sich die Frage nach den notwendigen Aufwendungen zur Umsetzung. Dieses Dokument soll kostenseitige Aspekte einer Umsetzung des vorgeschlagenen Modells beleuchten, die sich auf das Konzept beziehen. Im Vordergrund stehen dabei IT-Kosten.

Die IT-Aufwendungen des vorgeschlagenen Prozesses werden von folgenden Voraussetzungen und Rahmenbedingungen geprägt:

- Gemäss der ES2050 werden zunehmend nEE in den Verteilnetzen ausgebaut und die Lastflüsse in den Übertragungsnetzen noch stärker von EE (aus dem Ausland) geprägt
- Es findet Einspeisemanagement in der Netzplanung Berücksichtigung und folglich auch operatives Einspeisemanagement statt
- Ebenso werden steuerbare Lasten in der Netzplanung unterstellt und operativ eingesetzt
- Der marktseitige Zugriff auf dezentrale Flexibilitäten ist garantiert und dient zur Optimierung der Strombeschaffung und dem Angebot auf dem Regelenergiemarkt.
- Netzbetreiber und Lieferanten sind ausreichend entbündelt und agieren damit nur im Rahmen der ihnen zugewiesenen Rollen
- Alle Verbraucher können im Markt frei agieren, ebenso alle Erzeuger (inklusive nEE) ihre Erzeugungsleistung frei vermarkten.

Zur Identifikation der zusätzlichen IT-Kosten ist es notwendig, ein Zustand der Implementierung von Funktionalitäten zu definieren, dem dieses Szenario gegenüber gestellt werden sollte. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich der Nutzen der Umsetzung der Funktionalitäten im Zeitablauf der Umsetzung der ES2050 steigert. Die Kosten dagegen sind vermutlich von grösseren Anteilen einmaligem Setup-Aufwand geprägt. Damit stellt sich die Frage nach einer abgestuften IT-Einführungsstrategie zu deren Definition im ersten Schritt eine Einführungs-Roadmap erstellt werden müsste.

Bei Erstellung der Roadmap müssten die im Zeitablauf entstehenden Nutzen mit einer gestuften Einführung der IT-Systeme derart synchronisiert werden, dass das Kosten-Nutzen-Verhältnis auch im Zeitablauf optimal bleibt. Gleichzeitig muss die Roadmap sicherstellen, dass die Systeme aufeinander aufbauen, d.h. keine „stranded investments“ generiert werden. Ein Beispiel dafür ist die Umsetzung von Fernwirkkonzepten zur Steuerung dezentraler Einspeisung wenn gleich in einem späteren Schritt ein Rollout von Smart-Metering geplant ist, was ebenfalls eine Kommunikationsinfrastruktur bereitstellt.

Die unten stehende Tabelle 8 zeigt einige Zusammenhänge zwischen Funktionalitäten von Systemen, dem Nutzen und IT-seitigem Aufwand der berücksichtigt werden müsste. Die Nummerierung der Zusammenhänge entspricht dabei nicht einer zeitlichen Gliederung oder Priorisierung.

Tabelle 8: Zusammenhänge zwischen Funktionalitäten und IT-Aufwendungen (nicht abschliessend)

Nr.	Funktionalität	Nutzen	IT-seitiger Aufwand	Kommentar
1	Ermöglichung Lieferanten/ Händlerwechsel nicht leistungsgemessene Erzeuger, abschaltbare Verbraucher	Umsetzung Vollliberalisierung, Erhöhung Wettbewerb	Implementierung tagesparameterabhängige Lastprofile Anpassung Kundenwechselprozesse	Keine Steuerungsmöglichkeit, keine Leistungs- bzw. Zählerstandsgangmessung
2	Marktseitige Steuerung von Lasten im Verteilnetz (Day-ahead, Intraday-Markt)	Erhöhung des Wettbewerbs, Optimierung Strombeschaffung	Registrierende Leistungsmessung/ Zählerstandsgang Abrechnungssysteme für Lastprofile	Betrifft externe Lieferanten im Unbundling-Fall, keine Regelleistung
3	Abregelung dezentraler Erzeugungseinheiten, evtl. Einsatz Speicher zur Optimierung Netznutzung	Reduzierung Netzausbaukosten	Fernwirksystem für dezentrale Erzeuger, kann Smart Metering Infrastruktur nutzen oder separat	Kann auch ohne Berücksichtigung der Marktschnittstelle implementiert werden
4	Vermarktung dezentraler Regelleistung aus dem Verteilnetz	Senkung von Regelleistungskosten, Mindestleistung konv. Kraftwerke	Prognosesystem Netzzustand Verteilnetzebene Registrierende Leistungsmessung/ Zählerstandsgang ÜNB/VNB Kommunikationssystem	

Nr.	Funktionalität	Nutzen	IT-seitiger Aufwand	Kommentar
5	Trennung von Netz- und Lieferantenseitigen IT-Systemen	Unbundlingkonformität	Separierung der IT-Systemen und Implementierung der regulatorisch festgelegten Schnittstellen/ Datenformate	

5.4 Zeitliche Gliederung der Prozessumsetzung

Wie die Ausführungen im vorangegangenen Kapitel gezeigt haben, zieht die Umsetzung des vorgeschlagenen Prozesses einen erheblichen Aufwand, insbesondere hinsichtlich der notwendigen Anpassung der IT-Systeme nach sich. Auf der anderen Seite werden die Nutzenwirkungen nur langsam, mit der Zunahme von dezentralen Erneuerbaren Energien und der Notwendigkeit ihrer Netzintegration realisiert. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, Kosten und Nutzen zeitlich zu synchronisieren. In den folgenden Abschnitten wird ein Vorschlag dargestellt, um dies zu erreichen.

Die weitere Umsetzung des Unbundling sowie die vollständige Marktöffnung sind zeitlich noch nicht fixierbar. Unter der Annahme, dass die quantitativen Zielsetzungen der ES2050 hinsichtlich des Ausbaus von Erneuerbaren Energien realisiert werden, können Erfahrungen aus Deutschland sowie vorhandenen Studien für die Schweiz zur Ableitung einiger Eckpunkte dienen.

Wie bereits in Kapitel 4.1 dargestellt, gibt es in Deutschland im Status quo akuten Handlungsbedarf zur Koordination der Flexibilitäten zwischen Markt und Netz. In der Schweiz ist dieser aufgrund eines deutlich geringeren Penetrationslevel variabler Erneuerbarer Energien deutlich weniger akut.

Konkret belegen Studien für die Schweiz ab 2035 einen erhöhten Flexibilitätsbedarf auf der Verteilnetzebene (KEMA 2013), (Consentec GmbH 2012a). Sie belegen auch, dass der Bedarf an Verteilnetzzubau durch innovative Massnahmen wie der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren in Kombination mit Flexibilitätsmassnahmen von Erzeugung und Last gesenkt werden kann.¹⁶

Ein höherer Regelleistungsbedarf wird in (Pöyry 2012) nachgewiesen. In (Consentec GmbH 2012b) wird gezeigt, dass sich vor allem der Bedarf an Minutenreserve erhöht, während der Sekundärregelleistungsbedarf nahezu gleich bleibt.

Bei der Interpretation dieser Studienergebnisse ist zu beachten, dass lediglich für Systembilanzaspekte (Regelleistungsbedarf) summarische Aussagen für die Schweiz möglich sind. Für Verteilnetzbe- reich im Anwendungsfeld Netzengpassmanagement existieren sehr starke örtliche Unterschiede, insbesondere zwischen Land- und Bergnetzen einerseits und städtischen Netzen andererseits. Auf Basis der Studienergebnisse ist also zu erwarten, dass zwischen 2020 und 2035 in Land- und Bergnetzen

¹⁶ Allerdings wurde der kombinierte Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Einspeisemanagement nicht untersucht. Für diese Kombination liegen allerdings in Deutschland Informationen vor (vgl. E-Bridge et al. 2014).

Investitionsmassnahmen notwendig werden und ein sinnvoller Einsatz von Flexibilitäten zur Entlastung des Verteilnetzausbaus möglich ist. Zur zeitlichen Feststellung der Notwendigkeit des Einsatzes von dezentralen Flexibilitäten zum Redispatch auf Übertragungsnetzebene sind keine Studien veröffentlicht.

Damit liegen zwei der betrachteten drei Anwendungen (das Netzengpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilnetzebene) von dezentraler Flexibilität mit der Entfaltung ihres Nutzens jenseits von 2020. Die dezentrale Bereitstellung von Regelenergie aus dezentralen Lasten wird, wie erläutert, bereits im Status quo angestrebt, da sie betriebswirtschaftlich rentabel erscheint. Hier existiert kein systemseitiger „Bedarf“, sondern Klärungsbedarf hinsichtlich der Rolle der Verteilnetzbetreiber in dem Prozess.

Als weitere Rahmenbedingung ist die Umsetzung des Unbundling zu nennen. Wie in Kapitel 5.2.3 erläutert, gibt es eine Wechselwirkung zwischen Umsetzung des Unbundling und funktionierendem Wettbewerb. Da der Zeitpunkt der Umsetzung sowie das Ausmass des Unbundling noch offen ist, muss das Prozessdesign darauf ausgerichtet werden, auch in einer nicht-diskriminierungsfreien Marktumgebung zu funktionieren. Dies bedeutet, dass Diskriminierungsmöglichkeiten des Netzbetreibers gegenüber nicht-assoziierten Lieferanten weitestgehend zu eliminieren sind.

Aus den genannten Rahmenbedingungen kann der Vorschlag eines stufenweisen Aufbaus wie folgt abgeleitet werden:

1. Für die Umsetzung der dezentralen Bereitstellung von Regelleistung (Klärung Regelpoolprozess) wird ein nachfolgend erläuteter „pauschaler DSO Congestion forecast“ umgesetzt
2. Der vollständige Prozess (vgl. Kapitel 5.2.4.1) wird erst dann umgesetzt, wenn der pauschale Prozess an seine Grenzen stösst, d.h. lokale Engpässe vermehrt auftreten.
3. Der Redispatchprozess wird erst bei der durch Swissgrid festgestellten Notwendigkeit eingeführt.

Pauschaler DSO Congestion forecast

Dieser Ansatz geht von der Idee aus, dass in der Mehrzahl der Verteilnetze auch jenseits vom Jahr 2020 keine Netzengpässe zu erwarten sind. In diesen Netzen besteht für diesen Zeitraum keine gelbe Ampelsituation. Somit kann eine Ansteuerung der dezentralen Flexibilitäten durch den Markt stattfinden, ohne dass ein Eingriff des VNB erforderlich ist. Damit ist gleichzeitig jedes Diskriminierungspotenzial von Lieferanten oder SDV durch den VNB reduziert.

Falls der VNB die Notwendigkeit eines netzdienlichen Markteingriffes feststellt, ist regelmässig (z.B. jährlich) der Nachweis darüber zu führen, dass keine pauschale grüne Ampelphase vorliegt, sondern Eingriffe des VNB notwendig werden. Der Nachweis könnte beispielsweise im Rahmen von Berichtspflichten zu Elcom oder im Rahmen der Berichtspflichten zu einer möglichen Anreizregulierung über externe Gutachten nachgewiesen werden. Wird der Nachweis nicht geführt, können Marktteilnehmer ohne Abstimmung mit dem Netzbetreiber auf die Flexibilitäten zugreifen.¹⁷

¹⁷ Dabei muss über die Anreizregulierung sichergestellt sein, dass der VNB motiviert ist ggfls. in die gelbe Phase zu wechseln.

Übergang zum selektiven DSO Congestion forecast

Weist der VNB Netzengpässe bzw. die Notwendigkeit der Beschränkung des Markteingriffes nach, so sind die in Kapitel 5.2.4 beschriebene Prozesse anzuwenden. Da die Implementierung der Prozesse einen deutlichen Aufwand nach sich zieht, besteht die Hürde, eine Netzengpassbewertung zu pessimistisch ausfallen zu lassen.

Als Ergebnis ergibt sich eine längere zeitliche Übergangsphase von pauschalierten zum selektiven Prozess. Ebenso wird der selektive Prozess nur bei denjenigen Netzbetreibern eingeführt, in denen auch tatsächlich eine Notwendigkeit besteht. Damit können einerseits die erwarteten Kosten der Umsetzung dem erwarteten Nutzen angeglichen werden. Andererseits kann das Diskriminierungspotenzial des nicht entflochtenen Netzbetreibers gegenüber den Lieferanten minimiert werden.

6 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse des Gutachtens zusammengefasst und Schlussfolgerungen abgeleitet. Die darauf aufbauenden Empfehlungen beziehen sich auf die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens, die vor dem Hintergrund der Umsetzung der Energiestrategie 2050, den Markt- und Netzanforderungen sowie im Kontext eines möglichen EU-Stromabkommens erforderlich erscheint.

Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Der Bundesrat hat die Umsetzung der Energiestrategie 2050 und damit einen umfangreichen Ausbau dezentraler, regenerativer Stromerzeugungsleistung beschlossen. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf dem Ausbau der Photovoltaikleistung. Dies hat Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und den Bedarf an Flexibilitäten im System. Daher wird ein Markt für Flexibilitäten benötigt, in dem neben zentralen auch dezentrale Flexibilitäten aus dem Verteilnetz teilnehmen können. Dabei muss sichergestellt sein, dass dies nicht durch Netzbetreiber beeinträchtigt werden kann, die auch gleichzeitig Flexibilitätsanbieter, Lieferant oder Händler sind. Schliesslich sind z.B. bei Netzengpässen die Wechselwirkungen mit dem Netzbetrieb zu berücksichtigen. Aus Sicht des Netzes ist zu ermöglichen, dass lokale Einheiten auch lokal zu netzdienlichen Zwecken eingesetzt werden. Dies ist zum Beispiel eine lokale Netzentlastung im Engpassfall. Gleichzeitig wird ein Stromabkommen mit der EU avisiert. Vor diesem Hintergrund hat die Studie zum Ziel, verschiedene Lösungen und Modelle des Zusammenwirkens der Märkte mit dem Netz unter Berücksichtigung der neuen Anforderungen zu erarbeiten, zu analysieren und zu bewerten.

Die Analyse hat drei in Bezug auf die Netz/Marktkoordination relevante Bereiche in Form von Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitäten auf Verteilnetzebene identifiziert und Vorschläge zu Ihrer Koordination erarbeitet. Sie sollen als Grundlage der Diskussion über eine Anpassung des StromVG dienen. Damit dient diese Studie als Basis der Diskussion zwischen Stakeholdern und als Input für das abschliessende Gesetzgebungsverfahren.

Fokus der Studie

Aus einer allgemeinen Betrachtung von Koordinationsaufgaben im Stromversorgungssystem und der dazu gehörigen Schnittstelle Netz/Markt wurde der Betrachtungsgegenstand zunächst auf dezentrale Flexibilitäten eingegrenzt. Es handelt sich dabei um steuerbare Lasten und Erzeuger sowie Speicher auf der Verteilnetzebene. Die Betrachtung erfolgt aus dem Blickwinkel, dass diese Anlagen nicht nur marktdienlich, sondern auch netzdienlich eingesetzt werden können. Dies bedeutet, dass sie für die folgenden drei Koordinationsaufgaben im Stromversorgungssystem zur Verfügung stehen:

1. Für den Systembilanzausgleich,
2. zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene, sowie

3. zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene.

Damit werden den dezentralen Flexibilitäten langfristig ähnliche Aufgaben zugeordnet wie den gegenwärtig auf der Übertragungsnetzebene angeschlossenen Erzeugern.

Diese drei Koordinationsaufgaben sind künftig prinzipiell von steigender Bedeutung. In verschiedenen Studien wurde die Relevanz einzelner dieser Aspekte für die Schweiz untersucht oder es können Schlussfolgerungen für die Schweiz aus Studien für andere Länder gezogen werden:

1. Für den Systembilanzausgleich ergibt sich vor allem aufgrund der steigenden Volatilität der Erzeugung sowie aufgrund des steigenden absoluten Prognosefehlers von Erneuerbaren Energien ein steigender Bedarf von Flexibilitäten – insbesondere nach Tertiärregelreserve. Die dezentralen Flexibilitäten stehen dabei im Wettbewerb sowohl untereinander als auch mit den zentralen Flexibilitäten wie beispielsweise den Pumpspeicherkraftwerken. Die Tatsache, dass bereits heute Projekte existieren um dezentrale Lasten wie Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen auf dem Regelenenergiemarkt anzubieten, unterstreicht die Bedeutung dieser Koordinationsaufgabe.
2. Für das Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene werden ebenfalls bereits heute dezentrale Flexibilitäten eingesetzt, sofern bei der Netzauslegung die Steuerung von Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen oder anderen Lasten durch den Netzbetreiber als Auslegungskriterium berücksichtigt wurde. Für die zukünftig nötige Integration der Photovoltaik-Erzeugung wurde ein Netzausbaubedarf vor allem in Land- und Bergnetzen festgestellt. Untersuchungen des Ausbaubedarfs für das Verteilnetz haben ergeben, dass sich dieser sowohl durch den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren als auch durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten wie Speicher oder die Abregelung Erneuerbarer Energien reduzieren lassen kann. Weiterhin haben die Untersuchungen ergeben, dass eine Kombination dieser Massnahmen zu einem Kostenoptimum führt. Damit ist eine kostenoptimale Netzauslegung in den betroffenen Netzen nicht engpassfrei, sondern auf den Einsatz der Flexibilitäten angewiesen.
3. In welchem Umfang der künftige Redispatchbedarf zum Engpassmanagement des Schweizer Übertragungsnetzes aus dezentralen Flexibilitäten gedeckt werden muss, lässt sich aus veröffentlichten Studien nicht ableiten. Untersuchungen beziehen sich auf den künftigen Ausbaubedarf des Schweizer Übertragungsnetzes, dies lässt jedoch keinen direkten Rückschluss auf zu erwartende Redispatchmengen sowie die Spannungsebene der benötigten Redispatchkapazitäten zu. Die Übertragung von Erfahrungen aus Deutschland auf die Schweiz führt zu der Schlussfolgerung, dass zumindest langfristig der Einsatz von Redispatch aus dem Verteilnetz zu erwarten ist.

Damit sind alle drei beschriebenen Koordinationsaufgaben für die Schweiz künftig relevant, wenn auch in unterschiedlichen Zeiträumen. Da sie alle auf dem Einsatz der dezentralen Flexibilitäten beruhen, muss ihr Einsatz im Hinblick auf die drei Aufgaben effizient alloziert werden. Diese Koordination findet an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt statt, da der Einsatz Flexibilitäten teilweise netzdienlich, teilweise marktdienlich erfolgt.

Lösungsalternativen

Zur Ausgestaltung dieser Koordinationsaufgaben und damit der Schnittstelle zwischen den beiden Bereichen Netz und Markt wurde zunächst die Bandbreite der theoretisch möglichen Koordinationsformen ausgeleuchtet. Diese Koordinationsformen wurden stufenweise konkretisiert und hin zu einem konkreten Prozessvorschlag weiter verdichtet.

Ampelmodell mit drei Phasen

Zur Unterscheidung verschiedener Netzzustände und der sich daraus ergebenden Konsequenzen für den Markt wird das sogenannte Ampelmodell herangezogen. In der hier verwendeten Ausprägung werden drei Zustände betrachtet. In der grünen Ampelphase ergeben sich keine Auswirkungen des Netzzustandes auf den Markt. In der roten Ampelphase zeichnet sich ein Netzsicherheitsproblem so konkret ab, dass der Netzbetreiber direkt auf Erzeugung und/oder Lasten zugreifen muss, um die Netzsicherheit wieder herzustellen. Die gelbe Ampelphase markiert einen Übergangszustand, in dem der Markt durch die Netzrestriktionen eingeschränkt funktioniert bzw. vom VNB standardisierte Marktprozesse zum Netzengpassmanagement eingesetzt werden können.

Im bisherigen Schweizer Marktdesign existiert keine gelbe Ampelphase. Netzrestriktionen auf der Übertragungsnetzebene werden in den Day-ahead und Intraday-Märkten nicht berücksichtigt. Beim Auftreten von Netzengpässen werden durch Swissgrid durch topologische Massnahmen und/oder durch Redispatch behoben. Da Redispatch kein Markteingriff zulässt, kann er der roten Phase zugeordnet werden. Lediglich im internationalen Handel wird durch die Vorgabe der internationalen Übertragungskapazitäten (NTC) durch Swissgrid eine gelbe Phase definiert, in der die Marktteilnehmer unter Berücksichtigung dieser Restriktion Handelsgeschäfte durchführen.

Die Einführung einer gelben Phase, die sich auf Netzrestriktionen im Verteilnetz bezieht, erhöht die Wohlfahrt, sobald die dadurch erzielten Effizienzgewinne die Transaktions- bzw. Prozesskosten überschreiten. Zu den Transaktionskosten können der Aufbau und der aktive Betrieb einer Netzleitstelle zählen, die eine vorausschauende Netzüberwachung durchführt. Es ist zu erwarten, dass diese Kosten nur dann in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen, wenn Netzengpässe nicht nur in Ausnahmefällen auftreten. Dies ist dann regelmässig der Fall, wenn das Auslegungskriterium der Netzplanung nicht die Höchstbelastung ist, sondern so gewählt wird, dass unter Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel sowie von Flexibilitätsoptionen ein Optimum ermittelt wird, das unterhalb der Höchstbelastung liegt.

Das Netzauslegungskriterium und die damit zusammenhängenden Investitionsstrategien der Netzbetreiber sind zunächst auf einer grundsätzlichen Ebene vorzugeben. Dies bedeutet beispielsweise festzulegen, dass vom Planungsziel eines völlig engpassfreien Netzes abgewichen werden sollte. Beispielsweise sieht das kürzlich veröffentlichte Grünbuch des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (‘Ein Strommarkt für die Energiewende’) vor, bei der Planung des Netzausbaus Verluste von EE Einspeisungen von bis zu 3 % des Jahresertrages zu tolerieren.

Zielt das Netzausbaukriterium auf eine Optimierung des Netzausbaugrades ab, so ist sicherzustellen, dass dem Netzbetreiber eine Anreizstruktur vorgegeben wird, dieses Optimum zu erzielen. Damit ergibt sich eine Schnittstelle zur Gestaltung der Anreizregulierung. Hier muss sichergestellt werden,

dass dem Netzbetreiber ermöglicht wird, Investitionskosten (für den Netzausbau) gegen die operativen Kosten (für das Management des Engpasses) abzuwägen. Die Stellschrauben sind dabei zum einen die Berücksichtigung der Kosten des Netzbetreibers im Rahmen der Cost-plus bzw. ggf. Anreizregulierung, und zum anderen die Festlegung der Höhe der Vergütung der Flexibilitäten. Diese Vergütung kann frei sein (falls dies aus Marktmachterwägungen möglich ist), vorgegeben sein, oder sich an einem Preisbenchmark (z.B. Regelenergiemarkt) orientieren. Dabei ist sicherzustellen, dass die Anreize über die drei Phasen hinweg so gesetzt werden, dass einerseits die Netzbetreiber von sich aus den optimalen Netzausbaugrad wählen und andererseits die Flexibilitätsanbieter in der Phase gelb freiwillig und in ausreichendem Mass am Markt auftreten.

Zielt das Netzausbaukriterium wie bisher auf ein engpassfreies Netz ab, so kann voraussichtlich auf die Ausgestaltung einer gelben Phase im Verteilnetz verzichtet werden. Die temporär notwendigen Markteingriffe können dann auf der Basis der Eingriffsrechte des Netzbetreibers im Rahmen der roten Phase durchgeführt werden. Jedoch müssten auch in diesem Fall diese Eingriffe mit marktnahen Preisen vergütet werden, während der Netzbetreiber einen Anreiz erhalten sollte, diese zu minimieren.

Schlussfolgerungen zur Prozessgestaltung in der gelben Phase

Für die Anwendung des Ampelmodells mit drei Phasen, welches sich speziell zur Optimierung des Netzausbaugrades eignet, stellt sich die Frage, wie die neue Phase gelb in der Schweiz ausgestaltet werden könnte. Die hier vorgeschlagene Prozessgestaltung orientiert sich an dem auch in Deutschland diskutierten Ampelmodell, in dem die gelbe Phase ebenfalls die Notwendigkeit eines netzbedingten Markteingriffes anzeigt. Das Modell enthält eine Detaillierung der Informationsflüsse sowie Steuerungsprozesse.

Folgende ökonomische Prämissen für die Prozessgestaltung wurden getroffen:

- Die Flexibilitäten müssen soweit möglich systemweit nutzbar gemacht werden.
- Der VNB muss den Einsatz von Flexibilitäten für eigene Netzengpässe mit Marktpreisen oder marktnah vergüten. Dieses Entgelt sollte im Rahmen der Cost-plus bzw. ggf. Anreizregulierung ein Trade-Off zum Netzausbau darstellen.

Für die prozessuale Umsetzung wurden die folgenden Prämissen getroffen:

- Aufgrund der Notwendigkeit der Bündelung von Informationen sowie der Verantwortung für die Systemsicherheit sollten VNB die Schalthoheit (Eingriff in Erzeugung und Verbrauch) in ihrem jeweiligen Netzgebiet behalten.
- VNB können diesen Prozess an andere, z.B. überlagerte VNB delegieren.
- Einheitliche Kommunikationsprozesse für Redispatch (auf VNB-Ebene, ÜNB-Ebene) sowie Einspeisemanagement müssen etabliert werden.
- Durch neue Informationsschnittstellen und ein Energiedateninformationssystem muss sichergestellt werden, dass Transparenz über Stammdaten und Bewegungsdaten bei allen Akteuren herrscht.

Bei der Prozessgestaltung wurde die Annahme getroffen, dass die EVU die Entflechtung der Rolle von Netzbetreiber und Lieferant in einer Weise vollzogen haben, dass kein Diskriminierungspotenzial fremden Händlern bzw. Lieferanten gegenüber dem Netzbetreiber assoziierten Lieferanten bzw.

Händler besteht. Diese Annahme ist insbesondere bei der Umsetzung der vollständigen Marktöffnung relevant. Der vorgelegte Prozessvorschlag markiert einen Zielzustand, der auch die derzeit absehbaren EU-seitigen Anforderungen (Network codes, Unbundling) erfüllt.

Kern des Prozessvorschlages ist der „DSO congestion forecast“, der sich an den existierenden Prozess „TSO congestion forecast“ anlehnt. Dieser Prozessvorschlag konkretisiert damit auch die Rollen der Akteure in diesem Prozess und definiert die damit verbundenen Informationsprozesse.

Die Umsetzung von Entflechtung, Marktöffnung und die Ausbauziele dezentraler Erzeugung gemäss ES2050 als wesentliche Treiber des Nutzens der Prozessumsetzung befinden sich auf einer Zeitschiene, die weit über das Jahr 2020 hinaus weist. Neben der zeitlichen Dimension ist der Nutzen auch über den Typ der Verteilnetze räumlich differenziert zu betrachten. Damit stellt sich die Herausforderung, Nutzen und Aufwand der Prozesseinführung über diese beiden Dimensionen in Einklang zu bringen.

Zu diesem Zweck wird ein pauschaliertes Verfahren vorgeschlagen, das Netzbetreiber, die präventives Netzengpassmanagement in Form des vorgeschlagenen Prozesses durchführen wollen, in eine Nachweispflicht bringt. Andernfalls wird von einer pauschal grünen Ampelphase ausgegangen, in der auch ein direkter, bilateral verhandelter Zugriff der Marktteilnehmer auf die Flexibilitäten ermöglicht wird.

Handlungsempfehlungen

Der in dieser Studie vorgeschlagene Prozess ist bislang nur grob skizziert. Auch sind einige Hintergründe und Umsetzungsaspekte weiter zu untersuchen.

Die bislang durchgeführten Verteilnetzstudien fokussieren auf eine Quantifizierung der mit dem Verteilnetzausbau verbundenen zusätzlichen Kosten und ihre Sensitivitäten bezüglich einiger Rahmenbedingungen. Sie hatten nicht zum Ziel, das Kostenminimum für den Netzausbau als Kombination von mehreren Massnahmen zu ermitteln. Diese Analyse sollte noch ergänzend vorgenommen werden. Auf der Basis der insgesamt zu erzielenden Ersparnisse ist über den gewünschten optimierten Netzausbau im Verteilnetz zu entscheiden. Bei Einführung dieses Ansatzes sollte der Netzbetreiber eine Anreizstruktur erhalten, bei der er den optimalen Netzausbaugrad unter Abwägung von Kosten und Nutzen ermitteln kann. Dies wird dazu führen, dass die Erzeuger in seinem Netz einen bestimmten Anteil ihrer Energie nicht übertragen können.

Fällt eine Entscheidung für einen optimierten Netzausbau, sind ergänzende Untersuchungen durchzuführen. Diese betreffen beispielsweise die folgenden Fragen:

- Planungsgrössen und -parameter: Was ist ein gesamtwirtschaftlich optimaler Netzausbaugrad für einzelne Verteilnetztypen? Welche Parameter müssen bekannt sein, um in der Netzplanung einen tolerierten x%-igen Ausfall der Produktion von Erzeugern und weitere Kosten des Einsatzes von Flexibilitätsmassnahmen durch dauerhaft akzeptierte Netzengpässe zu berücksichtigen? Wie sind diese Parameter verknüpft, mit welchen Unsicherheiten sind sie behaftet und wie wirken sich letztere auf die insgesamt erzielbare Genauigkeit bei der Dimensionierung aus?

- Unterschiede nach Netzebene: In welcher Form unterscheiden sich die vorgenannten Betrachtungen der Parameter und Ertragsausfälle für die jeweiligen Netzebenen?
- Netzzustände: Genaue Definition und Abgrenzung der drei Phasen im Ampelmodell inkl. Diskussion der resultierenden Anreizwirkungen.
- Monitoring und Effizienzbewertung: Wie lässt sich die sachrichtige Anwendung des x% Ansatzes durch den Netzplaner (im Nachhinein, durch Dritte) überprüfen? Inwieweit sind Kriterien für den Netzbetreiber ableitbar, um eine effiziente Auswahl bzw. Rangfolge zwischen verschiedenen Massnahmen (Netzoptimierung, innovative Netzkomponenten, Netzausbau) zu treffen bzw. bestimmen? Oder ist im Rahmen möglicher Anreizregulierungsregimes die Umsetzung eines anreizkompatiblen Regulierungskonzeptes realisierbar, so dass keine weiteren Vorgaben erfolgen müssen?

Die in dieser Studie vorgestellten Prozesse sind weiter zu präzisieren. Zunächst ist das Verfahren für den pauschalierten Prozess festzulegen. Dazu ist Art und Umfang der Nachweispflicht beim Vorliegen von Netzengpässen durch externe Gutachten zu präzisieren und die Anerkennung durch die Regulierungsbehörde auszugestalten.

Der Zielprozess ist insbesondere hinsichtlich der Datenformate und Übertragungsfrequenz der Informationsprozesse weiter auszugestalten. In diesem Zusammenhang ist zu untersuchen, ob eine zentralisierte Stammdatenhaltung für dezentrale Flexibilität sinnvoll ist. Die Stammdatenhaltung könnte in einem späteren Schritt auch Bewegungsdaten umfassen.

Zur IT-technischen Umsetzung der Prozesse ist es notwendig, Wechselwirkungen mit anderen umzusetzenden Anforderungen (z.B. Marktöffnung) und Akteuren festzustellen. Auf dieser Basis ist für verschiedene Rahmenbedingungen eine Einführungs-Roadmap zu erstellen, die die notwendigerweise zu implementierenden Prozesse zwischen den Akteuren im Zeitablauf ausweist.

Auf Produktebene ist zu untersuchen, inwieweit die Produktdefinitionen des Regelenenergiemarktes kompatibel mit den Anforderungen des Netzengpassmanagements sind. Diese Untersuchung sollte auch hinsichtlich der Weiterentwicklung der Regelenenergiemarktprodukte (auch im internationalen Rahmen) sowie der damit einhergehenden Harmonisierung der Marktprozesse (Regeln und Zeiten für die Gebotsevaluation und Zuschlagserteilung) durchgeführt werden. Dabei sollte auch die Option geprüft werden, Regelenenergiemarkt und Redispatchmärkte zusammenzufassen.

Weitere relevante Schnittstellen bestehen zu Regelungen zu Informationspflichten, zur Definition der Marktprozesse, zu technischen Standards für Fernwirktechnik (evtl. im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen), sowie zu den Regelungen betreffend Ablauf und Vergütung der Redispatchprozesse von Swissgrid. Diese Schnittstellen sollten weiter untersucht werden.

7 Literaturverzeichnis

ACER (2014): Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 07/2014 of 21 March 2014 on ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, zuletzt geprüft am 09.02.2014.

BDEW (2013): BDEW-Roadmap. Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin, zuletzt geprüft am 26.08.2014.

Behnke, Marc (2014): Umsetzung Einspeisemanagement versus Drittregelung II. E.DIS AG.

BFE (2014): Smart Grid Roadmap Schweiz. Entwurf. Bundesamt für Energie.

BNetzA (2011): "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bundesnetzagentur. Bonn.

Bundesamt für Energie (2012): Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050. (Vernehmlassungsvorlage), zuletzt geprüft am 09.01.2014.

Bundesrat (2013): Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und Volksinitiative "Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)".

Consentec GmbH (2012a): Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze. Untersuchung im Auftrag vom Bundesamt für Energie (BFE), zuletzt geprüft am 06.11.2014.

Consentec GmbH (2012b): Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz.

dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, zuletzt geprüft am 29.11.2014.

dena (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, zuletzt geprüft am 11.12.2012.

E-Bridge; IAEW; OFFIS (2014): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Forschungsprojekt Nr. 44/12). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 11.07.2014.

ENTSO-E (2012): Network Codes Development Process, zuletzt geprüft am 09.08.2014.

ENTSO-E (28.06.2013): Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, zuletzt geprüft am 09.02.2014.

ENTSO-E (24.09.2013): Network Code on Operational Security, zuletzt geprüft am 26.08.2014.

ENTSO-E (2014): The Harmonised Electricity Market Role Model, zuletzt geprüft am 09.04.2014.

ENTSO-E (06.08.2014): ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing - Version 3.0. Online verfügbar unter http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2014.

ENTSO-E (2015): ENTSO-E position paper on TSO-DSO interactions. ENTSO-E. Brussels, zuletzt geprüft am 16.03.2015.

KEMA (2013): Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. KEMA Consulting GmbH.

Kreusel, Jochen (2013): Die Wechselwirkungen zwischen Smart Markets und Smart Grids. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (11), S. 90–93.

Pöyry (2012): Angebot und Nachfrage nach flexiblen Erzeugungskapazitäten in der Schweiz. Studie im Auftrag des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), zuletzt geprüft am 06.11.2014.

Prognos AG (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050. Ergebnisse der Modellrechnungen für das Energiesystem. Bundesamt für Energie BFE. Basel.

Ruester, Sophia; Schwenen, Sebastian; Batlle, Carlos; Pérez-Arriaga, Ignacio (2014): From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. In: *Utilities Policy* (0). DOI: 10.1016/j.jup.2014.03.007.

SATW: Ist das geplante Stromsystem der Schweiz für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 aus technischer Sicht geeignet? Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften. Online verfügbar unter http://www.satw.ch/publikationen/studien/SATW_Energiestudie_def.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

Swissgrid AG (2010a): Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke. Anhang 5 - Massnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs. Online verfügbar unter http://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/experts/topics/legal_system/operating_agreements.html, zuletzt geprüft am 20.08.2014.

Swissgrid AG (2010b): Glossar für die Regeln des Schweizer Strommarktes, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Swissgrid AG (2013): Anforderung an Monitoring-Daten (Version 3.1), zuletzt geprüft am 03.09.2014.

VDE (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte. Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. VDE ETG Task Force RegioFlex. Frankfurt am Main.

VSE (2011): Distribution Code Schweiz. Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Aarau (Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz). Online verfügbar unter http://www.strom.ch/uploads/media/DC_2011_D.pdf, zuletzt geprüft am 11.06.2014.



VSE (2012): Balancing Concept Schweiz. Grundlagen für das Bilanzmanagement des Strommarktes Schweiz. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Aarau (Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz), zuletzt geprüft am 09.02.2014.

VSE (2013): Anbindung von Regel pools an den Schweizer SDL-Markt. Regelung der Beziehungen und Verantwortlichkeiten zwischen den beteiligten Marktakteuren zur SDL-Erbringung mit dem SDV zugeordneten Erzeugungseinheiten (Produktion, Speicher und Verbraucher) aus nicht eigenen Bilanzgruppen. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Aarau (Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz), zuletzt geprüft am 09.02.2014.

swiss economics

ECOFYS



sustainable energy for everyone

swiss economics

ECOFYS

sustainable energy for everyone

