

Umsetzungsdokument

Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft

Umsetzungsdokument gemäss Transmission
Code 2019 [Kapitel 1.5]

swissgrid

BeGe – CH 2023

VS
AS

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
CH-5001 Aarau
Telefon +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Swissgrid verabschiedete das Dokument am 26.06.2023.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 06.09.2023.

Autoren der Erstausgabe

| Vorname Name | Firma |
|----------------------|-----------------|
| Tobias Betschart | Primeo Energie |
| Romain Birbaum | EES |
| Ken Brunner | SBB |
| Pablo Centeno López | Swissgrid |
| Asja Derviskadic | Swissgrid |
| Luca Giacolini | AET |
| Toni Giossi | KHR |
| Enrico Harlander | Romande Energie |
| Reto Hürzeler | CKW |
| Sandro Isepponi | Repower |
| Stephane Jolliet | SIG |
| Christian Laasch | Swissgrid |
| Jürg Lienhard | ewz |
| Patrick Lienert | ewz |
| Giampaolo Mameli | AIL |
| Boris Mankel | Axpo |
| Alexandre Marinkovic | BKW |
| Emmanuel Marthe | Swissgrid |
| Julien Mottier | FMV |
| Vincent Müller | Swissgrid |
| Roland Notter | Axpo |
| Lukas Petrig | EES |
| Yves Pigueron | FMV |
| Marco Reis | Groupe E |
| Yan Ruckstuhl | Groupe E |
| Guido Rüegg | ewz |
| Christoph Studer | Primeo Energie |
| Daniel Thaller | KWZ |
| Daniel Vela | BKW |
| Ralf Walter | CKW |
| Yan Zhang | Swissgrid |



Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments ist Swissgrid verantwortlich.

Die VSE Kommission EVU-TSO begleitete den Überarbeitungsprozess.

Druckschrift Nr. 1052/d, Ausgabe 2023

Copyright

© Swissgrid AG

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung von Swissgrid und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Swissgrid und VSE übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument gemäss vorgesehenem Weiterentwicklungsprozess zu ändern.



Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Vorwort | 6 |
| 1 Motivation und Ausgangslage | 7 |
| 2 Zweck und Aufbau des Umsetzungsdokuments | 8 |
| 3 Methoden zur Definition des Beobachtungsgebietes | 9 |
| 3.1 Qualitative Methode | 9 |
| 3.2 Quantitative Methode | 10 |
| 3.2.1 Einflussfaktoren und Schwellwerte | 11 |
| 3.2.2 Berechnung der Einflussfaktoren und Anwendung der Schwellwerte | 13 |
| 3.2.3 Erneute Anwendung der qualitativen Methode und Bestimmung des «Erweiterten Fremdnetz» | 14 |
| 4 Prozesse und zugehörige Daten und Informationen..... | 15 |
| 4.1 Aktualisierung des Beobachtungsgebietes | 16 |
| 4.2 Ausserbetriebnahmeplanung | 16 |
| 4.3 Stammdaten | 17 |
| 4.4 Schalthandlungen | 18 |
| 4.5 Prognose der Produktion und Endverbrauch..... | 18 |
| 4.6 Echtzeitdaten..... | 18 |
| 5 Referenzen..... | 20 |
| Anhang A Technische Daten signifikanter Netzelemente und Anlagen..... | 21 |
| A.1 Stammdaten | 21 |
| A.1.1 Unterwerk..... | 21 |
| A.1.2 Leitung oder Kabel..... | 21 |
| A.1.3 Transformator | 22 |
| A.1.4 Synchronmaschine | 23 |
| A.1.5 Asynchronmaschine | 23 |
| A.1.6 Kompensationselemente | 24 |
| A.1.7 Äquivalenter Zweig | 24 |
| A.1.8 Äquivalente Einspeisung | 24 |
| A.1.9 Äquivalente Last | 25 |
| A.2 Ausserbetriebnahmen | 25 |
| A.3 Format der Daten von Schalthandlungen | 26 |
| A.4 Echtzeitdaten..... | 26 |
| Anhang B Beispielrechnungen der quantitativen Methode | 27 |



Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Analyseprozess zur Bestimmung des Beobachtungsgebiet | 9 |
| Abbildung 2: Teilweise modelliertes Netz während der quantitativen Methode (illustrativ) | 11 |
| Abbildung 3: Formeln des Filterungsfaktors und des Identifikationsfaktors | 12 |
| Abbildung 4: Formel des Spannungsfaktors | 12 |
| Abbildung 5: Ablauf der Betriebsprozesse | 15 |
| Abbildung 6: Prozesse auf Basis der Daten und Informationen des Beobachtungsgebietes | 15 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|----|
| Tabelle 1: Bereiche, in denen die Schwellwerte für die Einflussfaktoren liegen | 13 |
| Tabelle 2: Schwellwerte für das ÜN der nationalen Netzgesellschaft | 13 |
| Tabelle 3: Auswirkung eines Ausfalls einer 110-kV-Leitung auf eine 380-kV-Leitung | 27 |
| Tabelle 4: Auswirkung des Ausfalls einer 380-kV-Leitung auf eine 110-kV-Leitung | 28 |
| Tabelle 5: Auswirkung des Ausfalls einer 110-kV-Leitung auf eine 220-kV-Leitung | 29 |
| Tabelle 6: Auswirkung des Ausfalls einer 220-kV-Leitung auf eine 110-kV-Leitung | 29 |



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument im Verantwortungsbereich der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid). Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert.

- Grundsatzdokument: Marktmodell Elektrische Energie (MMEE)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim Dokument Transmission Code (TC) handelt es sich um ein Schlüsseldokument. Der TC, der Distribution Code (DC) und die „Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen (NA/EEA)“ bilden zusammen den Grid Code der Schweiz. Das vorliegende Dokument ist das Umsetzungsdokument zum TC für das Beobachtungsgebiet.

Das Übertragungsnetz (ÜN) dient der Übertragung von Elektrizität auf Höchstspannung über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen. Es ist das Bindeglied zu den an das ÜN angeschlossenen Anlagenbetreibern. Für den stabilen Netzbetrieb und für die Beherrschung von Störfällen ist es essentiell, dass alle Akteure einheitliche Mindeststandards einhalten.

Aufgrund der Vielzahl von Akteuren sind die notwendigen Informationen, die an den Schnittstellen zu übergeben sind, genau zu definieren. Desgleichen müssen Informationen, die zur Modellierung von statischen und dynamischen Netzmodellen benötigt werden, transparent ausgetauscht und abgestimmt werden.

Die internationale und nationale Koordination gewinnt durch die Integration der nationalen Märkte zum EU-Binnenmarkt und die steigende Dezentralisierung der Erzeugung immer mehr an Bedeutung.

Der TC ist das zentrale Dokument, welches die Zusammenarbeit der Akteure beschreibt. Bei den Akteuren handelt es sich um die nationale Netzgesellschaft und direkt ans ÜN angeschlossene Anlagenbetreiber und Eigentümer, um Marktakteure und auch um bestimmte Anlagenbetreiber, die an das Verteilnetz (VN) angeschlossen sind. Ausserdem koordiniert sich die nationale Netzgesellschaft mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (ATSO) und den Regional Security Coordinators (RSC). Der TC konkretisiert die regulatorischen Vorgaben und legt fest, welche Themen die Akteure vertraglich regeln müssen. Bestehende Verträge und Vereinbarungen werden dabei berücksichtigt.

Das Verhalten der steigenden Anzahl an neuen Akteuren wie z.B. Prosumern und Betreibern von dezentralen Kraftwerken bzw. Energiespeichern etc. gewinnt an Bedeutung für das ÜN und VN. Je nach Anlagentyp und Spannungsebene gelten unterschiedliche Anforderungen. Diese Anforderungen sind in den Schlüsseldokumenten TC/DC und im Umsetzungsdokument NA/EEA festgeschrieben. Die nationale Netzgesellschaft und die Verteilnetzbetreiber (VNB) tragen Sorge dafür, dass diese Akteure die für sie relevanten Standards und Anforderungen beachten.

Die nationale Netzgesellschaft und die VNB prüfen und stellen im Rahmen des Netzanschlusses und im Netzbetrieb sicher, dass einzelne bzw. die Summe der an ihre Netze angeschlossenen Anlagen den sicheren Betrieb ihrer Netze nicht gefährden. Der Schutz von Personen und Anlagen ist dabei übergeordnet.

Weil sich die Aktivitäten der Akteure auf den verschiedenen Spannungsebenen gegenseitig beeinflussen, werden TC, DC und NA/EEA gesamthaft betrachtet.



1 Motivation und Ausgangslage

Indem jeder Netzbetreiber beim Betrieb des eigenen Netzes nicht nur die eigenen Netzelemente im Blick hat, sondern auch Netzelemente ausserhalb seines Netzes, die für ihn signifikant sind, kann er sein eigenes Netz sicherer betreiben.

Das kontinentaleuropäische, synchron betriebene Stromnetz, welches einerseits Regionen und Länder (horizontale Sicht) und andererseits Spannungsebenen (vertikale Sicht) verbindet, wird von einigen tausend Netzbetreibern betrieben. Dies erfordert in einer Zeit der steigenden Dezentralisierung der Erzeugung und der Speicherung, bei einer immer schwerer auszubauenden Netzinfrastruktur, eine verstärkte Zusammenarbeit auf Basis von transparenten und diskriminierungsfreien Methoden. Hierfür richtet die nationale Netzgesellschaft und jeder ATSO für sich ein „Beobachtungsgebiet“ ein. Die für diese Gebiete vorgesehenen Informations- und Koordinationsprozesse tragen auch in Zukunft zur Versorgungssicherheit bei.

Das Beobachtungsgebiet beinhaltet verschiedene Gruppen von Netzelementen und Anlagen, für die in der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung zusätzliche Informationen ausgetauscht oder sogar Ausserbetriebnahmen und Schaltungen koordiniert werden. Dem zusätzlichen Aufwand für das initiale Erkennen der signifikanten Netzelemente und Anlagen, der Vereinbarung der notwendigen Prozesse des Datenaustausches und dem operativen Aufwand stehen der Mehrwert einer höheren Betriebssicherheit, insbesondere in stark vermaschten Netzen, gegenüber. Der Aufwand und Nutzen müssen in einem sachgerechten Verhältnis stehen.

In der Schweiz fordert der Gesetzgeber im StromVG Art. 8:

«Die Netzbetreiber koordinieren ihre Tätigkeiten. Ihnen obliegt insbesondere:

- a) die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes;
- b) die Organisation der Netznutzung und die Regulierung des Netzes unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Netzen;
- [...]
- d) die Erarbeitung der technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzbetrieb. Sie berücksichtigen dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen.»

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) hat in der System Operation Guideline (SOGL) [1] Vorgaben zur Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber definiert. Um die SOGL Art. 75 und 84 umzusetzen, welche sich mit der Definition der Beobachtungsgebiete beschäftigen, wurden folgende Methodologien und Erläuterungsdokumente erstellt:

- *Methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation* [2].
- *Methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation* [3].
- *Supporting document* [4] zu den beiden Methodologien [2] und [3].
- *Key Organizational Requirements, Roles and Responsibilities* [5] und *Supporting Document* [6].

Im Transmission Code (TC) 2019 [7] werden die Grundsätze zum Beobachtungsgebiet auf Basis der Dokumente [1]-[6] beschrieben. Die nationale Netzgesellschaft wird beauftragt mit den relevanten Akteuren der Branche die Methode zur Definition ihres Beobachtungsgebietes zu vereinbaren und den notwendigen Datenaustausch zu regeln.



2 Zweck und Aufbau des Umsetzungsdokuments

Bei diesem Dokument handelt es sich um das gemeinsam mit der Branche erstellte Umsetzungsdokument für die Definition des Beobachtungsgebiets der nationalen Netzgesellschaft.

Dieses Umsetzungsdokument fokussiert auf die Realisierung des Beobachtungsgebiets der nationalen Netzgesellschaft in der Schweiz. Das Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft umfasst auch Netzelemente und Anlagen ausserhalb der Regelzone Schweiz. Die hierfür notwendigen Prozesse regelt Swissgrid mit den benachbarten ATSO bilateral.

Dieses Umsetzungsdokument erklärt:

- den Sinn und Zweck des Beobachtungsgebietes,
- die qualitative und quantitative Methode zur Analyse der Signifikanz von fremden Netzelementen und Anlagen,
- die Zuordnungskriterien der Gruppen des Beobachtungsgebietes
- die Prozesse zum Austausch der Daten und Informationen der signifikanten Netzelemente und Anlagen des Beobachtungsgebietes und
- welche Daten und Informationen der signifikanten Netzelemente und Anlagen ausgetauscht werden.

Dieses Umsetzungsdokument gliedert sich in folgende Teile:

- In Kapitel 3 «Methoden zur Definition des Beobachtungsgebietes» wird die qualitative und quantitative Methode beschrieben.
- In Kapitel 4 «Prozesse und zugehörige Daten und Informationen» werden die vom Beobachtungsgebiet betroffenen Prozesse der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung beschrieben, sowie die verwendeten Daten und Informationen definiert.
- Das abschliessende Kapitel 5 «Referenzen» listet alle für dieses Dokument wichtigen Grundlagendokumenten auf.
- Im Anhang A «Technische Daten signifikanter Netzelemente und Anlagen» werden diese detailliert aufgelistet.
- Der Anhang B «Beispielrechnungen der quantitativen Methode» enthält Beispiele für die Berechnungen der quantitativen Methode aus Kapitel 3.2.

Die Grundlage für das Beobachtungsgebiet eines VNB ist im Distribution Code gelegt.



3 Methoden zur Definition des Beobachtungsgebietes

Die Grundlagen des Beobachtungsgebietes der nationalen Netzgesellschaft werden im TC beschrieben. Dort findet sich

- die Definition der Gruppen innerhalb des Beobachtungsgebietes,
- eine Beschreibung der Grundzüge der qualitativen und quantitativen Methode, um die signifikanten Netzelemente und Anlagen zu bestimmen.

Folgender Prozess (siehe Abbildung 1) wird zur Bestimmung des Beobachtungsgebietes der nationalen Netzgesellschaft angewendet:

«Zuerst wird stets die **qualitative**, mit weniger Aufwand verbundene **Methode** angewendet. Nur wenn die Netzbetreiber die signifikanten Netzelemente und Anlagen lokal nicht bestimmen können oder sich nicht einig sind, kommt es für die unklaren Gebiete zur Anwendung der **quantitativen**, mathematischen Methode. Diese sieht vor, dass die Netzbetreiber mit Hilfe von Ausfallvariantenrechnungen die fremden Netzelemente und signifikanten Anlagen identifizieren. Da die quantitative Methode mit Zusatzaufwand verbunden ist, ist deren Notwendigkeit zu begründen»¹.

Im Fall der quantitativen Methode werden die dadurch erhaltenen Ergebnisse anschliessend als Anhaltspunkt für die qualitative Methode genommen.

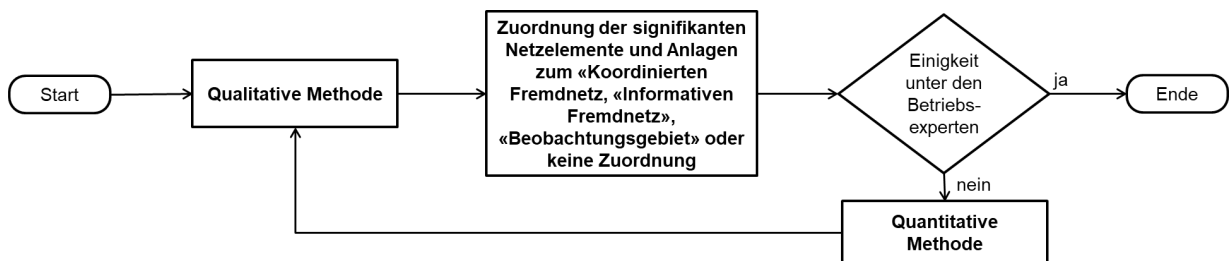


Abbildung 1: Analyseprozess zur Bestimmung des Beobachtungsgebiet

Die beiden folgenden Kapitel beschreiben die zwei möglichen Prozesse zur Definition des Beobachtungsgebietes:

- der Standardprozess mithilfe der qualitativen Methode durch Betriebsexperten;
- der nicht-Standardprozess unter Anwendung der quantitativen Methode.

3.1 Qualitative Methode

Diese Methode wird zuerst angewendet.

«Die Betriebsexperten von der nationalen Netzgesellschaft und den VNB am ÜN kennen, auf Basis ihrer langjährigen Erfahrung, die signifikanten Netzelemente (z.B. Parallelleitungen) und Anlagen (grosse Generatoren und Lasten). Sie analysieren gemeinsam die Netzpläne und einigen sich in Diskussionen, unter Berücksichtigung von Betriebsereignissen, auf die signifikanten Netzelemente und Anlagen [...]»²

Als Ergebnis der Diskussion bestimmen die Experten die signifikanten Netzelemente und Anlagen und ordnen diese den Gruppen „Koordinierten Fremdnetz“, „Informativen Fremdnetz“, oder dem „Erweiterten Fremdnetz“ zu. Die Experten bestimmen, für welche signifikanten Netzelemente oder Anlagen die Nullsystemdaten ausgetauscht werden.

¹ Zitat TC2019 1.5.2 (3)

² Zitat TC2019 1.5.2.(2) a)



Werden in der Analysephase von der nationalen Netzgesellschaft oder dem VNB Netzelemente oder Anlagen von nicht beteiligten Anlagenbetreibern als signifikant erachtet, werden diese Netzelemente den entsprechenden Gruppen zugeordnet. Der zuständige Netzbetreiber kontaktiert anschliessend die betroffenen Anlagenbetreiber. Die Rechte zur Datenweitergabe werden vertraglich geregelt.

3.2 Quantitative Methode

«Nur wenn die Netzbetreiber die signifikanten Netzelemente und Anlagen lokal nicht bestimmen können oder sich nicht einig sind, kommt es für die unklaren Gebiete zur Anwendung der quantitativen, mathematischen Methode. [...] Da die quantitative Methode mit Zusatzaufwand verbunden ist, ist deren Notwendigkeit zu begründen.»³

In dieser Betrachtung wird die Signifikanz von Netzelementen durch zwei Lastflussfaktoren⁴ (Filterungs- und Identifikationsfaktor) und/oder einem Spannungsfaktor mittels einer Anwendung von definierten Schwellwerten beurteilt. In einem weiteren Schritt kann die Signifikanz mit Zusatzkriterien überprüft werden (siehe Kapitel 3.2.3).

Zur Berechnung der Lastflussfaktoren, respektive des Spannungsfaktors, wird eine Ausfallvariantenrechnung (siehe Abbildung 2) bei einem geschwächten Netz (eine Ausserbetriebnahme, Netzelement i, grau) durchgeführt. Dabei wird der Einfluss des ausfallenden Netzelements⁵ (Netzelement r, grün) auf ein Netzelement der nationalen Netzgesellschaft (Netzelement t) analysiert. Für die Berechnung gilt folgender Grundsatz:

- Das Netzelement t befindet sich im Netz der Nationalen Netzgesellschaft.
- Das Netzelement r befindet sich im Netz des VNB, resp. dem ATSO
- Das Netzelement i befindet sich im Netz der Nationalen Netzgesellschaft, im Netz des VNB oder im Netz des ATSO.

Das Ergebnis der quantitativen Methode ist ein Vorschlag einer Identifizierung und Zuordnung der fremden Netzelemente zu den Gruppen «Informatives Fremdnetz» oder «Koordiniertes Fremdnetz». Dieser Vorschlag dient als Diskussionsgrundlage für die anschliessende, erneute Durchführung der qualitativen Methode.

³ TC2019 1.5.2 (3)

⁴ Mit zunehmendem Grad an Verkabelung oder dem Einsatz von Kompensationsanlagen wird ein DC-Modell ungenauer. Es ist daher davon auszugehen, dass in Zukunft auch mit AC-Modellen gerechnet werden muss. Dies ist lokal unterschiedlich und folglich im Einzelfall zu besprechen, welches Modell für die Gegebenheiten angemessen ist.

⁵ Netzelement ist ein im VSE-Glossar definierter Begriff. Das vorliegende Dokument wurde mit folgendem Verständnis erstellt: «Netzelement: Funktionale Beschreibung der Betriebsmittel des Übertragungs- und Verteilnetzes (Leitungen, Transformatoren, etc.), als auch von fiktiven Elementen (Netzeinspeisungen, Lasten etc.) welche in einem Netzmodell verwendet werden. Der Begriff beinhaltet somit auch die Anlagen von S-KWB und S-KAB. In diesem Anhang wird daher Einfachheit halber immer nur von Netzelementen gesprochen, auch wenn von Anlagen die Rede ist.»



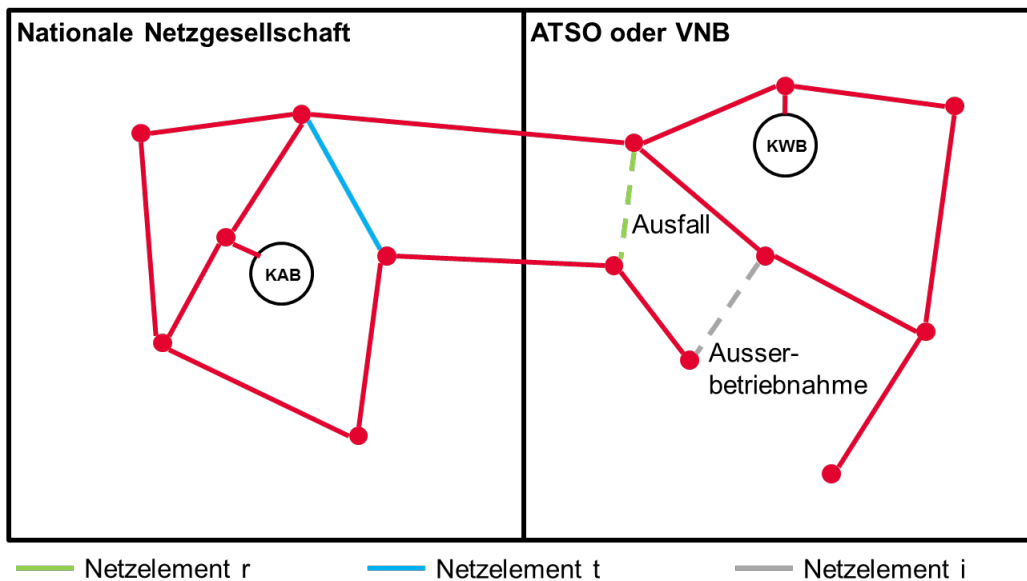


Abbildung 2: Teilweise modelliertes Netz während der quantitativen Methode (illustrativ)

3.2.1 Einflussfaktoren und Schwellwerte

Nachfolgend werden die drei Einflussfaktoren für das Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft beschrieben:

- **Filterungsfaktor** (Power flow filtering influence factor, Formel siehe Abbildung 3), gibt an wieviel Prozent des Lastflusses des ausgefallenen fremden Netzelements maximal über ein beliebiges, eigenes Netzelement fließt.
- **Identifikationsfaktor** (Power flow identification influence factor, Formel siehe Abbildung 3), normiert den Filterungsfaktor, indem er das Verhältnis der maximalen Bemessungsleistung der Netzelemente berücksichtigt.
- **Spannungsfaktor** (Formel siehe Abbildung 4) gibt an, um wieviel Prozent sich maximal die Spannung auf einem beliebigen eigenen Netzknoten ändert, wenn das betrachtete fremde Netzelement ausfällt. Dieser Einflussfaktor wird nur berechnet, wenn es von den Experten für notwendig erachtet wird. Die nationale Netzgesellschaft berechnet diesen Einflussfaktor bis auf weiteres nicht.



$$IF_r^{pf,f} (\text{in } \%) = \text{MAX}_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^r} \cdot 100 \right)$$

$$IF_r^{pf,id} (\text{in } \%) = \text{MAX}_{\forall i \in I, \forall s, \forall t \in T} \left(\frac{P_{s,n-i-r}^t - P_{s,n-i}^t}{P_{s,n-i}^r} \cdot \frac{PATL^{s,r}}{PATL^{s,t}} \cdot 100 \right)$$

Wobei

$IF_r^{pf,f}$: Filterungsfaktor eines fremden Netzelement r auf das «Eigene Netz»

$IF_r^{pf,id}$: Identifikationsfaktor eines fremden Netzelement r auf das «Eigene Netz»

s : Szenarien

t : Netzelement des «Eigenen Netzes»

T : Menge der Netzelemente im «Eigenen Netz»

i : Fremdes oder eigenes Netzelement (nicht identisch zu t oder r), welches ausser Betrieb ist

I : Menge von eigenen und fremden Netzelementen

r : Fremdes Netzelement ausserhalb des «Eigenen Netz», dessen Signifikanz evaluiert wird

R : Menge der fremden Netzelemente

P_{n-i}^t : Wirkleistungsbelastung des Netzelementes t bei Ausserbetriebnahme des Netzelementes i

P_{n-i}^r : Wirkleistungsbelastung des Netzelement r bei Ausserbetriebnahme des Netzelement i

P_{n-i-r}^t : Wirkleistungsbelastung des Netzelement t bei Ausserbetriebnahme des Netzelementes i und Ausfall des Netzelement r

$PATL^{s,t}$: maximale Bemessungswirkleistung des Netzelementes t im Szenario s

$PATL^{s,r}$: maximale Bemessungswirkleistung des Netzelementes r im Szenario s

signifikante Kraftwerke und Kundenanlagen:

Der Einfluss von Anlagen (Kraftwerke und Kundenanlagen) kann analog zur Berechnung des Einflusses des Netzelement r gemäss obiger Formel berechnet werden.

P_{n-i}^t : Wirkleistungsbelastung des Netzelementes t bei Ausserbetriebnahme des Netzelementes i

P_{n-i}^r : Wirkleistungseinspeisung oder -Auspeisung der Anlage r bei Ausserbetriebnahme des Netzelementes i

P_{n-i-r}^t : Wirkleistungsbelastung des Netzelementes t bei Ausserbetriebnahme des Netzelementes i und Ausfall der Anlage r

$PATL^{s,t}$: maximale Bemessungswirkleistung des Netzelementes t im Szenario s

$PATL^{s,r}$: installierte Nennwirkleistung der Anlage r im Szenario s

Abbildung 3: Formeln des Filterungsfaktors und des Identifikationsfaktors

$$IF_r^v = \text{MAX}_{\forall s, \forall m (m \in M)} \left(\left| \frac{V_{s,n-1}^{m,r} - V_{s,n}^m}{V_{base}^m} \right| \right)$$

Wobei

IF_r^v : Spannungsfaktor eines Netzelementes oder Anlage r an einem Knoten m des «Eigenen Netzes»

s : Szenarien

m : Knoten im «Eigenen Netz»

r : Fremdes Netzelement ausserhalb des «Eigenen Netz», dessen Signifikanz evaluiert wird

R : Menge der fremden Netzelemente

$V_{s,n-1}^{m,r}$: Spannung am Knoten m bei Ausfall des Netzelementes, bzw. Anlage r

$V_{s,n}^m$: Spannung am Knoten m bei vollständigem Netz

V_{base}^m : Nennspannung am Knoten m

Abbildung 4: Formel des Spannungsfaktors



Es werden für jeden Einflussfaktor 2 Schwellwerte definiert:

- Schwellwert für das „Koordinierte Fremdnetz“
- Schwellwert für das „Informative Fremdnetz“

Die Methodologie [2] gibt einen Bereich für die Schwellwerte des «Koordinierten Fremdnetz» und «Informativen Fremdnetz» vor (vgl. Tabelle 1). Diese Zahlen basieren auf Grundsätzen, bisherigen Erfahrungen, Studien und Expertenwissen der ÜNB.

Tabelle 1: Bereiche, in denen die Schwellwerte für die Einflussfaktoren liegen

| Gruppe von fremden Netzelementen | Identifikationsfaktor | Filterungsfaktor | Spannungsfaktor |
|---|-----------------------|------------------|-----------------|
| Schwellwertbereich für das „Koordinierte Fremdnetz“ | 15-25% | 3-5% | 0.03-0.05 pu |
| Schwellwertbereich für das „Informative Fremdnetz“ | 5-10% | 3-5% | 0.01-0.02 pu |

Die Rahmenbedingungen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber sind so unterschiedlich, dass die Schwellwerte nicht einheitlich für Europa vorgegeben werden können. Ein einzelner Übertragungsnetzbetreiber muss bei Anwendung der quantitativen Methode dieselben Schwellwerte für alle seine Analysen und unabhängig vom zu analysierenden Netzelement, bzw. Anlage verwenden.⁶ Die Schwellwerte der nationalen Netzgesellschaft sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Schwellwerte für das ÜN der nationalen Netzgesellschaft

| Gruppe von fremden Netzelementen | Identifikationsfaktor | Filterungsfaktor |
|--|-----------------------|------------------|
| Schwellwert für das „Koordinierte Fremdnetz“ | 15% | 3% |
| Schwellwert für das „Informatives Fremdnetz“ | 5% | 3% |

3.2.2 Berechnung der Einflussfaktoren und Anwendung der Schwellwerte

Die Netzbetreiber definieren das für die quantitative Methode zu modellierende Netzgebiet (unklarer Netzbereich) und tauschen die hierzu notwendigen Daten und Netzmodelle gegenseitig zweckgebunden aus. Diese Daten dürfen nicht für andere Zwecke (z.B. Netzbetrieb, Netzplanung) verwendet werden.

Die Einflussfaktoren werden bei unterschiedlichen Szenarien des Lastflusses durchgeführt. Die genauen Szenarien sind bilateral abzustimmen, Möglichkeiten sind u.a. hohe Last-geringe Produktion, Sommer-Winter, Wochentag-Wochenende.

Es werden jeweils die höchsten Einflussfaktoren bei einer Ausserbetriebnahme vom Netzelement i (eigenes oder fremdes) und einem Ausfall vom fremden Netzelement r auf ein eigenes Netzelement t gesucht. Im Anhang B «Beispielrechnungen der quantitativen Methode» sind vereinfachte Beispiele von Berechnungen der Einflussfaktoren aufgeführt.

Durch Anwendung der Schwellwerte für das «Koordinierte Fremdnetz» und «Informative Fremdnetz» entstehen Listen, welche ein Zuordnungsvorschläge für die erneute Durchführung der qualitativen Methode sind.

⁶ Siehe dazu Referenz [2], Artikel 5, Ziffer 5: «The threshold values shall be identical regardless of the network element whose influence is assessed by this TSO.»



Falls eine Berechnung des Spannungsfaktors notwendig ist, ist die Überschreitung des Spannungsschwellwerts für die Gruppenzuordnung entscheidend. Dieses Verfahren wendet die nationale Netzgesellschaft bis auf Weiteres jedoch nicht an.

3.2.3 Erneute Anwendung der qualitativen Methode und Bestimmung des «Erweiterten Fremdnetz»

Die Netzbetreiber nehmen die so als Ergebnis der Berechnungen erzeugte Zuordnung als Basis für eine erneute gemeinsame Diskussion, um eine endgültige Zuordnung zu definieren. Da die Schwellwerte eher konservativ angelegt sind und die einheitliche Berechnung nicht alle technischen Unterschiede zwischen dem ÜN und VN abbilden kann, werden tendenziell Netzelemente und Anlagen aus den Ergebnislisten der Berechnung gestrichen. Anhaltspunkte für solche Fälle, in denen beide Schwellwerte überschritten sind aber allenfalls keine Signifikanz im Sinne des Beobachtungsgebietes vorliegt, können sein:

- die maximale Änderung des Wirkleistungsfluss im «Eigenen Netz» nach Ausfall des zu evaluierenden fremden Netzelementes oder Anlage überschreitet in allen Szenarien einen bestimmten Wert nicht;
- die maximale Wirkleistungsbelastung eines Netzelementes des «Eigenen Netzes» nach Ausfall des zu evaluierenden fremden Netzelementes oder Anlage überschreitet einen bestimmten Anteil der maximalen Bemessungswirkleistung (PATL) nicht.

Die Werte dieser beiden Kriterien werden zwischen der nationalen Netzgesellschaft und dem VNB gemeinsam vor deren Anwendung festgelegt.

Bei der Zuordnung der Netzelemente zu «Koordiniertes Fremdnetz» und «Informatives Fremdnetz», besteht die Möglichkeit, dass es kein zusammenhängendes Netzmodell ergibt. Dies ist allerdings eine zwingende Voraussetzung für ein funktionales Netzmodell. Sollte dieser Fall eintreten, bestimmen die Expertengruppen zusätzlich Netzelemente, welche das «Erweiterte Fremdnetz» bilden, damit ein funktionales Netzmodell entsteht. Es besteht die Möglichkeit Netzelemente nicht vollständig zu modellieren, sondern nur als Äquivalente.⁷

Die Experten bestimmen in diesem Schritt ebenfalls, für welche Netzelemente oder Anlagen die Nullsystemdaten ausgetauscht werden.

Werden in der Analysephase von der nationalen Netzgesellschaft oder dem VNB Netzelemente oder Anlagen von nicht am Prozess beteiligten Anlagenbetreibern als signifikant erachtet, werden diese Netzelemente den entsprechenden Gruppen zugeordnet. Der zuständige Netzbetreiber kontaktiert anschliessend die betroffenen Anlagenbetreiber. Die Rechte zur Datenweitergabe werden vertraglich geregelt.

⁷ Äquivalente Netzelemente können nur im «Erweiterten Fremdnetz» vorkommen. Sie dienen dazu ein funktionales Netzmodell zu erhalten, z.B. als Randelement zum Abschluss des Modells.



4 Prozesse und zugehörige Daten und Informationen

Das Beobachtungsgebiet der nationalen Netzgesellschaft setzt sich gem. TC aus den Netzelementen des ÜN und den signifikanten Netzelementen und Anlagen der Fremdnetze zusammen. Im Zusammenhang mit der Einführung und betrieblichen Handhabung des „Beobachtungsgebietes“ kommt es bei den Prozessen der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung zu Anpassungen.

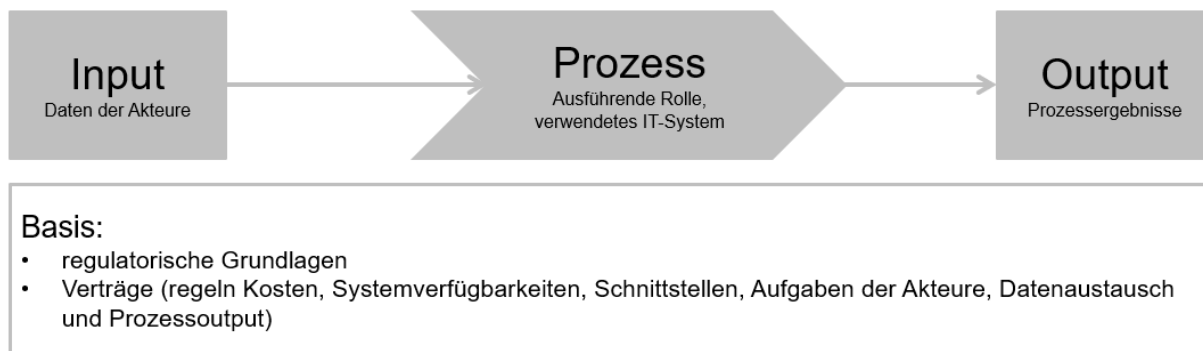


Abbildung 5: Ablauf der Betriebsprozesse

Die nachfolgenden Kapitel beschreiben die Prozesse im Zusammenhang mit den signifikanten Netzelementen und Anlagen der Fremdnetze (siehe Abbildung 6). Durch diese Änderungen werden keine Mehrkosten der unten beschriebenen Prozesse erwartet, da das Beobachtungsgebiet grösstenteils auf etablierte Prozesse aufbaut und bestehende Schnittstellen zum Datenaustausch verwendet. Andernfalls wird themenbezogen und gemeinsam eine gleichbehandelnde Lösung erarbeitet und in der Datenaustauschvereinbarung geregelt.

Allfällige Kosten von Systemen (z.B. PIA2) werden unabhängig von der Datenaustauschvereinbarung in separaten Verträgen geregelt.

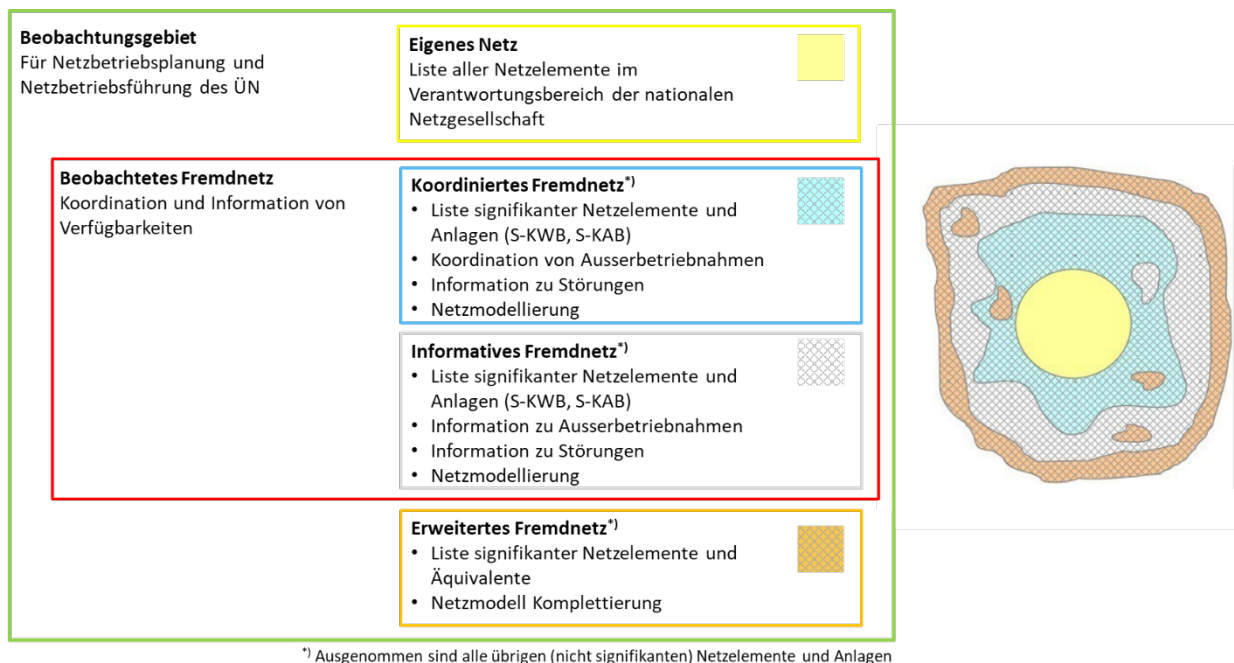


Abbildung 6: Prozesse auf Basis der Daten und Informationen des Beobachtungsgebietes

Für die unterschiedlichen Gruppen des Beobachtungsgebietes werden in Abhängigkeit der Aufgaben und Prozesse verschiedene Daten benötigt. Aus Gründen der Effizienz wird der Fokus auf die notwendigen Daten gelegt. Die Tabelle zeigt welche Daten für welche Gruppen erforderlich sind. Die Rahmenbedingungen

für den Datenaustausch werden vertraglich festgehalten. Der Umgang mit Daten, die nicht vorliegen und nur mit viel Aufwand beschafft werden können, wird ebenfalls dort geregelt.

| | Koordiniertes Fremdnetz | Informatives Fremdnetz | Erweitertes Fremdnetz |
|---|-------------------------|------------------------|-----------------------|
| Stammdaten | X | X | X |
| <i>Gesondert zu betrachten</i> | | | |
| Äquivalente | | | X |
| Anpassungen bei Umbauten | X | X | |
| Echtzeitdaten | X | X | X |
| Ausserbetriebnahmen | X | X | |
| Prognose der Produktion und Endverbrauch | X | X | |
| Schalthandlungen* | X | X | |

* Diese Daten werden derzeit nur mündlich ausgetauscht.

4.1 Aktualisierung des Beobachtungsgebietes

Die Grösse der Beobachtungsgebiete mit den signifikanten Netzelementen und Anlagen ist das Ergebnis der Analyse der Netzbetreiber.

Daten und Informationen

Die notwendigen Daten und Informationen sind abhängig von der gewählten Methode (qualitativ oder quantitativ) und werden in den Kapiteln 3.1 «Qualitative Methode» und 3.2 «Quantitative Methode» beschrieben.

Prozess

Die Netzbetreiber koordinieren sich jährlich, ob Änderungsbedarf an der Grösse des Beobachtungsgebietes besteht. Sie orientieren sich dabei an den Änderungen der darauffolgenden 18 Monate.

Bedarf hierfür kann sich aus dem operativen Betrieb ergeben, sofern dort ersichtlich ist, dass das eigene Beobachtungsgebiet seine Funktion nicht wie beabsichtigt erfüllt. Andersherum können aber auch Änderungen, wie z.B. Umbauten im «Eigenen Netz», signifikant für ein fremdes Beobachtungsgebiet sein.

Am Ende des Prozesses werden die signifikanten Netzelemente und Anlagen die zum Beobachtungsgebiet gehören in den Anhängen der Datenaustauschvereinbarung dokumentiert.

4.2 Ausserbetriebnahmeplanung

Die Ausserbetriebnahmeplanung ist im TC beschrieben.

Daten und Informationen

Die nationale Netzgesellschaft und jeder VNB am ÜN stellen sich die in Anhang A.2 aufgelisteten Daten zu Ausserbetriebnahmen für die signifikanten Netzelemente und Anlagen im «Beobachteten Fremdnetz» gegenseitig zur Verfügung.

Prozess

Die bestehenden Prozesse zur Ausserbetriebnahmeplanung bleiben durch die Schaffung des Beobachtungsgebietes unverändert, und sind im Betriebsführungshandbuch⁸ beschrieben.

⁸ Das Betriebsführungshandbuch, bzw. dessen Nachfolgedokument, ist jedem Anlagenbetreiber am ÜN zugänglich, der eine Betriebsvereinbarung mit der nationalen Netzgesellschaft abgeschlossen hat.



Die nationale Netzgesellschaft bezieht die Ausserbetriebnahmen von Netzelementen oder Anlagen anderer VNB, S-KWB und S-KAB, welche zu ihrem „Beobachteten Fremdnetz“ gehören in die eigene Ausserbetriebnahmeplanung mit ein.

Umgekehrt berücksichtigen die VNB die für sie signifikanten Netzelemente ihres «Beobachteten Fremdnetzes» in ihrer Ausserbetriebnahmeplanung.

Jeder Netzbetreiber informiert über die Ausserbetriebnahmen seines «Eigenen Netzes» andere Netzbetreiber, bei denen diese Netzelemente oder Anlagen Teil dessen «Beobachteten Fremdnetzes» sind.

Jeder Netzbetreiber koordiniert die Ausserbetriebnahmen von Netzelementen oder Anlagen seines «Eigenen Netzes» mit anderen Netzbetreibern, bei denen diese Netzelemente oder Anlagen Teil dessen «Koordinierten Fremdnetz» sind.

Format und Übertragung

Es wird eine systemische Umsetzung unter Nutzung von gemeinsamen Schnittstellen und Formaten und einer Automatisierung der Standardfälle angestrebt.

Änderungen an Format und Übertragungskanal werden in Absprache umgesetzt.

4.3 Stammdaten

Der sichere Netzbetrieb in der Netzbetriebsplanung und Netzbetriebsführung basiert u.a. auf Netzmodellen, die das Beobachtungsgebiet beinhalten. Auf Basis der ausgetauschten Stammdaten kann jeder Netzbetreiber ein für seine Bedürfnisse passendes Netzmodell pflegen.

Daten und Informationen

Die nationale Netzgesellschaft und die VNB am ÜN stellen die Stammdaten gemäss Anhang A.1 der signifikanten Netzelemente und Anlagen des gesamten Beobachtungsgebietes dem jeweils anderen zur Verfügung. Dies sind:

- Single Line Diagramm (einpuliges Schema);
- Betriebsmittelstammdaten von Leitungen, Transformatoren, Kompensationselementen (Drosseln, Kondensatoren, etc.) Kundenanlagen und Erzeugungseinheiten;
- Anpassungen bei Umbauten im Beobachteten Fremdnetz (wichtige Schritte des Umbaus mit elektrischer Auswirkung sind abzustimmen, z.B. mithilfe von Etappendiagrammen)
- Äquivalente (nur im Erweiterten Fremdnetz modellierte Netzteile);

Prozess

Ziel des Prozesses ist, dass ein Netzbetreiber zu Netzelementen und Anlagen in seinem Beobachtungsgebiet die korrekten und aktuellen Daten und Informationen hat.

Die Netzbetreiber koordinieren sich jährlich über Änderungen von Stammdaten von signifikanten Netzelementen und Anlagen. Bei diesen Änderungen handelt es sich beispielsweise um Inbetriebnahmen, oder Rückbau von Unterwerken, Netzelementen oder Anlagen.

Der angestrebte Betrachtungszeitraum umfasst die darauffolgenden 18 Monate. Haben einzelne Beteiligte einen kürzeren Planungszeitraum, wird der Prozess auf Basis der vorhandenen Informationen geführt. Optimalerweise findet dieser Prozess in zeitlicher Nähe vor der Jahresplanung statt, sodass alle Beteiligten auf aktuelle Daten zurückgreifen können.

Kurzfristige Änderungen der Stammdaten ausserhalb dieses Rhythmus oder Korrekturen von Fehlern werden den Partnern frühestmöglich mitgeteilt.

Format und Übertragung

Wenn möglich werden die Daten des Netzmodells im CIM Standard mit Referenz zum Beginn der Gültigkeit ausgetauscht. Falls die Erstellung dieses Formats einen erheblichen Aufwand für den VNB bedeutet,



können die Daten und Informationen auch in anderen Formaten zur Verfügung gestellt werden (z.B. NE-PLAN, PDF oder Worddokumente zu den Phasen von Inbetriebnahmen, Single-Line-Diagramme, Transformator Prüfprotokolle).

Für den Stammdatenaustausch nutzen die Partner den vertraglich definierten Kontakt im Zusammenhang der betrieblichen Netzmodellierung.

4.4 Schalthandlungen

Die Koordination von Schalthandlungen wird im TC beschrieben.

Dort wurde der Grundsatz festgelegt, dass die Akteure Daten und Informationen bedarfsgerecht austauschen, wobei gemeinsame Standards und einheitliche Formate angestrebt werden. Hierzu ist ein Format im Anhang A.3 beschrieben, welches sich auf Day-Ahead und Intraday bezieht. Bei einer ersten Implementierung ist dieses zu detaillieren. Für betriebsnotwendige Schaltungen findet bis auf weiteres keine systemische Implementierung eines Austausches statt.

4.5 Prognose der Produktion und Endverbrauch

Im Folgenden werden die Anforderungen an den Austausch von Fahrplänen signifikanter Kraftwerke und Kundenanlagen beschrieben.⁹

Daten und Informationen

Signifikante Kraftwerke stellen einen APS (Available Production Schedule) und PPS (Production Plan Schedule) entsprechend der technischen Anforderungen von KW am ÜN bereit¹⁰. Der Zeitraum der Fahrpläne umfasst jedoch maximal die 18 Folgemonate. Für signifikante Kundenanlagen gelten die Anforderungen entsprechend, soweit diese technisch überhaupt erfüllbar sind. Da der Betrieb einer Kundenanlage sich wesentlich von dem eines Kraftwerks unterscheiden kann, ist dies im Einzelfall zu betrachten.

Prozess

Der Prozess ist identisch zum Prozess für die Lieferung von Fahrplänen von KW am ÜN. Kontaktstelle bei der nationalen Netzgesellschaft ist die Netzbetriebsplanung.

Format und Übertragung

Ist ein Kraftwerk nicht nur für seinen direkten Netzbetreiber signifikant, sondern auch für andere Netzbetreiber, fungiert grundsätzlich der Netzbetreiber des Kraftwerksanschlusses als Zwischenübermittler für die anderen Netzbetreiber. Ausgenommen sind KWB, die die Daten und Informationen bereits durch eine andere direkte Vertragsbeziehung übermitteln (z.B. KWB am VN welche SDL für Swissgrid erbringen).

4.6 Echtzeitdaten

Echtzeitdaten sind eine Voraussetzung, dass Netzbetreiber ihren Auftrag einer sicheren Netzbetriebsführung und Netzbetriebsplanung wahrnehmen können.

Daten und Informationen

Für signifikante Netzelemente und Anlagen der «Beobachteten Fremdnetze» der Netzbetreiber stellen sie sich die Echtzeitdaten gemäss Anhang A.4 gegenseitig zur Verfügung. Dies sind:

- Messwerte für Strom, Spannung, Wirk- und Blindleistung, (sofern vorhanden) Frequenz;
- Schaltzustände (Sammelschientrenner, Leistungsschalter, Abgangstrenner, keine Erdtrenner);
und
- Trafostufen.

⁹ Anlagen mit direktem Anschluss an das ÜN oder Anbieter bestimmter SDL-Produkte erfüllen die Anforderungen trivialerweise, da die Anforderungen durch das Beobachtungsgebiet niedriger sind.

¹⁰ Für die technische Detaillierung siehe das Dokument «Anforderungen an Fahrplandaten und den elektronischen Fahrplanaustausch», welches auf der Homepage von Swissgrid veröffentlicht ist.



Prozess

Der Prozess bei einer Änderung von Datenpunkten erfolgt identisch zum Prozess bei Änderungen der Stammdaten. Die konkreten Messdaten des Datenpunkts werden durch ein System übermittelt.

Format und Übertragung

Zur Übermittlung der Daten verwenden die Netzbetreiber ein System oder zumindest interoperable Systeme, welche automatisiert die Daten zur Verfügung stellen. Die nationale Netzgesellschaft nutzt hierfür grundsätzlich PIA2. Die Teilnahme am System wird in einem getrennten Vertrag vereinbart, in welchem auch die technischen Eigenschaften festgelegt werden (insbesondere das Format, darüber hinaus u.a. Datenqualität, Rechtzeitigkeit, Häufigkeit).



5 Referenzen

- [1] SOGL – System Operation Guideline: COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation
- [2] Methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [3] Methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [4] Supporting document to the all TSOs' proposal for the methodology for coordinating operational security analysis in accordance with article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation and for the methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination in accordance with Article 84 of the same Regulation.
- [5] All TSOs' proposal for the Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange in accordance with Article 40(6) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a Guideline on Electricity Transmission System Operation.
- [6] Supporting Document to all TSOS' proposal for the Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange (Supporting Document für [5])
- [7] Transmission Code Schweiz 2019



Anhang A Technische Daten signifikanter Netzelemente und Anlagen

A.1 Stammdaten

Die Betriebsmittelstammdaten werden abhängig vom Typ des Netzelement im Folgenden detailliert beschrieben.

Die Nullsystemdaten und Sternpunktbehandlung (nachfolgend mit * markiert) werden nur ausgetauscht, sofern diese Netzelemente als signifikant für die 1-polige Kurzschlussberechnung in der Analyse identifiziert wurden.

A.1.1 Unterwerk

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|---|--------|---------|
| Unterwerksname | | |
| Single Line Diagramm (Sammelschienen inkl. Trenner, Schalter, Anschlüsse) | | |
| Je Schalter: Normalschaltzustand, Sammelschienenbelegung | | |
| Betriebsspannung (verkettete Spannung), Minimum und Maximum | | kV |
| Nennspannung (verkettete Spannung) | | kV |

A.1.2 Leitung oder Kabel

Bei gemischten Kabeln und Freileitungen sind die Gesamtwerte anzugeben. Bei mehr als zwei Enden ist dies je Teilstück anzugeben.

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|---|------------|---------------|
| Leitungsname | | |
| Unterwerk 1 | | |
| Unterwerk 2 | | |
| Nennspannung | | |
| Länge (sofern keine Impedanz-Daten verfügbar) | | km |
| Wirkwiderstand | R1 | Ω |
| Blindwiderstand | X1 | Ω |
| Blindleitwert | B1 | μS |
| Nullwirkwiderstand* | R0 | Ω |
| Nullblindwiderstand* | X0 | Ω |
| Nullblindleitwert* | B0 | μS |
| Zulässiger Dauerstrom bei 40 °C | Iperm 40°C | A |
| Zulässiger Dauerstrom bei 35 °C | Iperm 35°C | A |
| Zulässiger Dauerstrom bei 20 °C | Iperm 20°C | A |
| Zulässiger Dauerstrom bei 10 °C | Iperm 10°C | A |

Anmerkung zum «Zulässigen Dauerstrom»: Falls nicht alle oder andere Umgebungstemperaturen verwendet werden, ist dies entsprechend zu vermerken. Die Umschaltzeiten zwischen verschiedenen Werten müssen mitgeteilt werden.



A.1.3 Transformator

Für 2-Wickler-Transformatoren bleiben die Parameter 2-3 und 3-1 jeweils leer.
Anstelle der Stammdaten des Transformators kann auch das Prüfprotokoll zur Verfügung gestellt werden, sodass die Parameter eigenständig abgeleitet werden können.

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|---|-------------------|---------------------------|
| Standort / Unterwerk | | |
| Stammdaten des Transformator | | |
| Typ | | |
| Trafoname | | |
| Anschlusspunkt 1 | | |
| Anschlusspunkt 2 | | |
| Anschlusspunkt 3 | | |
| Bemessungsscheinleistung Wicklung 1 | S1 | MVA |
| Bemessungsscheinleistung Wicklung 2 | S2 | MVA |
| Bemessungsscheinleistung Wicklung 3 | S3 | MVA |
| Nennspannung 1 (verkettete Spannung) | Un1 | kV |
| Nennspannung 2 (verkettete Spannung) | Un2 | kV |
| Nennspannung 3 (verkettete Spannung) | Un3 | kV |
| Kurzschlussspannung W1-W2 | uk(1) 1-2 | % |
| Kurzschlussspannung W1-W3 | uk(1) 2-3 | % |
| Kurzschlussspannung W2-W3 | uk(1) 3-1 | % |
| Nullsystem Kurzschlussspannung* | uk(0) 1-2 | % |
| Nullsystem Kurzschlussspannung* | uk(0) 2-3 | % |
| Nullsystem Kurzschlussspannung* | uk(0) 3-1 | % |
| Eisenverluste | PFe | kW |
| Kupferverluste 1-2 | URr(1) 1-2 | kW |
| Kupferverluste 2-3 | URr(1) 2-3 | kW |
| Kupferverluste 3-1 | URr(1) 3-1 | kW |
| Nullsystem Kupferverluste 1-2* | URr(0) 1-2 | kW |
| Nullsystem Kupferverluste 2-3* | URr(0) 2-3 | kW |
| Nullsystem Kupferverluste 3-1* | URr(0) 3-1 | kW |
| Leerlaufstrom | I0 | % |
| Sternpunktbehandlung 1* | | - |
| Sternpunktbehandlung 2* | | - |
| Sternpunktbehandlung 3* | | - |
| Erdungswiderstand 1 Oberspannungsseite* | Re | Ω |
| Erdungsreaktanz 1* | Xe | Ω |
| Bei mehreren Stufenschaltern je Schalter | | |
| Stufentyp (Längs, Quer, Schräg) | | |
| Regelungswinkel | | ° |
| Stufenschalter | | Auto / Manuell |
| Anzahl Stufen / Schritte MINUS | | - |
| Schrittgrösse MINUS | | kV |
| Anzahl Stufen / Schritte PLUS | | - |
| Schrittgrösse PLUS | | kV |
| Mittelstellung | | - |
| Seite des Stufenschalters | | |
| Parameterkorrekturtabelle je Trafostufe | | |



A.1.4 Synchronmaschine

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|---|-----------------|-------------|
| Kraftwerksgesellschaft | | - |
| Erzeugungseinheit/KW Stufe | | - |
| Bezeichnung der Gruppe | | - |
| Typ | | G/P/G-P |
| Anschlusspunkt | | - |
| Generator Nennscheinleistung | S | MVA |
| Generator Leistungsfaktor | cos(phi) | - |
| Generator maximale induktive Blindleistung | Qmax,i | Mvar |
| Generator maximale kapazitive Blindleistung | Qmax,k | Mvar |
| Generator Synchrone Längsreaktanz | Xd | pu |
| Generator Transiente Längsreaktanz | xd' | pu |
| Generator Subtransiente Längsreaktanz | xd'' | pu |
| Generator Gegenblindwiderstand | X2 | pu |
| Generator Wirkleistung Maximum | | MW |
| Pumpe Wirkleistung Maximum | | MW |

A.1.5 Asynchronmaschine

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|--|--------|-----------------|
| Kraftwerksgesellschaft | | - |
| Erzeugungseinheit/KW Stufe | | - |
| Bezeichnung der Gruppe | | - |
| Typ | | G/P/G-P |
| Anschlusspunkt | | - |
| Nennscheinleistung | | MVA |
| Nennwirkleistung | | MW |
| Nennfrequenz | | Hz |
| Polpaarzahl | | |
| Nennspannung | | kV |
| Leistungsfaktor | | cos(phi) |
| Anschluss (Stern, Dreieck, Neutralleiter) | | |
| Nennzahl | | Rpm |
| Anlaufstrom (I _{an} /I _n) | | pu |
| Anlaufdrehmoment | | pu |
| Drehmoment am Kippunkt | | pu |
| R/X-Verhältnis | | |
| Anlaufzeitkonstante | | s |



A.1.6 Kompensationselemente

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|---|--------|---------|
| Name | | |
| Anschlusspunkt | | |
| Spannungsebene | | kV |
| Typ (Kondensatorbank, Spule, gemischt) | | |
| Nennleistung (Mvar) | | Mvar |
| Bei einem stufbarem Kompensationselement | | |
| Anzahl Stufen | | |
| Neutralstellung | | |
| Minimale Stufe | | |
| Maximale Stufe | | |
| Blindleistung je Stufe | | Mvar |
| Regelmodus (automatisch / manuell) | | |
| Falls automatisch geregelt: Regelinformationen | | |

A.1.7 Äquivalenter Zweig

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|----------------------|--------|----------|
| Unterwerk 1 | | - |
| Unterwerk 2 | | - |
| Wirkwiderstand | R1 | Ω |
| Blindwiderstand | X1 | Ω |
| Nullwirkwiderstand* | R0 | Ω |
| Nullblindwiderstand* | X0 | Ω |

A.1.8 Äquivalente Einspeisung

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|--------------------------------------|----------|---------|
| Unterwerk | | |
| Name | | |
| Maximaler Kurzschlussstrom 1-phasig* | Ik"1 max | kA |
| Maximaler Kurzschlussstrom 3-phasig | Ik"3 max | kA |
| Verhältnis R/X | R/X | - |
| Wirkleistungseinspeisung max | | MW |
| Wirkleistungseinspeisung normal | | MW |
| Wirkleistungseinspeisung min | | MW |
| Blindleistungseinspeisung min | | Mvar |
| Blindleistungseinspeisung normal | | Mvar |
| Blindleistungseinspeisung max | | Mvar |



A.1.9 Äquivalente Last

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|----------------------------|------------|-------------|
| Unterwerk | | |
| Name | | |
| Verhältnis R/X | R/X | - |
| Wirkleistungsbezug max | | MW |
| Wirkleistungsbezug normal | | MW |
| Wirkleistungsbezug min | | MW |
| Blindleistungsbezug min | | Mvar |
| Blindleistungsbezug normal | | Mvar |
| Blindleistungsbezug max | | Mvar |

A.2 Ausserbetriebnahmen

Eine Ausserbetriebnahme ist eindeutig definiert durch folgende Eigenschaften.

| Bezeichnung |
|--|
| Name des Betriebsmittels |
| Spannungsebene des Betriebsmittels |
| ID des Betriebsmittels (Automatisierung, kommunikationsrelevant) |
| Startdatum der Ausserbetriebnahme |
| Startzeit der Ausserbetriebnahme |
| Enddatum der Ausserbetriebnahme |
| Endzeit der Ausserbetriebnahme |
| Profil der Ausserbetriebnahme (durchgehend oder wiederkehrend) |
| ID der Ausserbetriebnahme (Automatisierung) |
| Status der Ausserbetriebnahme |
| Letzte Änderung der Ausserbetriebnahme |
| Grund / Arbeiten |
| Schaltziel |
| GWS notwendig (ja/nein) |
| RVE-Zeit (Tag/Nacht/Wochenende) |
| Tagesprofil (Mo-So) |
| Anforderer (VNB oder TSO) |
| Bemerkungen (optional) |

GWS steht für «gegen Wiedereinschalten sichern» und RVE für «Rückgabe der Verfügungserlaubnis».



A.3 Format der Daten von Schalthandlungen

Das Format für die Übermittlung von Schalthandlungen ist adaptierbar aus einem allgemeinen Format zur Übermittlung von Daten und Informationen.

Das allgemeine Format besteht aus

| Bezeichnung |
|---|
| ID des Betriebsmittels aus dem Echtzeitsystem (zB. PIA) (Automatisierung, kommunikationsrelevant) |
| Zeitstempel der Datenlieferung |
| Granularität der Zeitreihe (stündlich, viertelstündlich, oder blockweise) |
| Zeitreihe mit den Werten der Schalterstellung oder der Trafostufung. |

A.4 Echtzeitdaten

Für alle Netzelemente im Beobachtungsgebiet werden folgende Echtzeitdaten benötigt.

| Bezeichnung | Symbol | Einheit |
|---|--------|-------------|
| Schalterzustand | | |
| Trennerzustand | | |
| Erdtrennerzustand (nur für NE2 Trafos) | | |
| Trafo Stufenschalter Position | | |
| Wirkleistungsmesswerte | | MW |
| Blindleistungsmesswerte | | Mvar |
| Strommesswerte | | A |
| Spannungsmesswerte | | kV |
| Frequenzmesswerte (für NE3, wo vorhanden) | | Hz |



Anhang B Beispielrechnungen der quantitativen Methode

Es folgen 4 Beispiele. In diesen werden der Filter- und Identifikationsfaktor bestimmt. Zur Vereinfachung und besseren Vergleichbarkeit gilt die Annahme, dass stets 25% des Flusses vom ausgefallenen fremden Netzelement über das betrachtete eigene Netzelement fliessen. Der Filterungsfaktor beträgt daher stets 25%. Entscheidend ist dann der Identifikationsfaktor dafür, ob und wenn ja zu welcher Gruppe von Netzelementen das betrachtete fremde Netzelement zugeordnet wird.

In Beispielen 1 und 3 fällt eine 110k-V-Leitung aus und es wird die Auswirkung auf eine 380- bzw. 220-kV-Leitung betrachtet. In Beispielen 2 und 4 fällt eine 380- bzw. 220-kV-Leitung aus und es wird die Auswirkung auf eine 110-kV-Leitung betrachtet.

Beispiel 1 – Auswirkung eines Ausfalls einer 110-kV-Leitung auf eine 380-kV-Leitung

Tabelle 3 zeigt beispielhaft die Lastflussveränderung im Netzelement t. Das Netzelement r ist ausgefallen. Die 80 MW, die bisher über das Netzelement r flossen, fliessen nun auf anderen Wegen durch das Netz. Das Netzelement t übernimmt 20 MW in diesem Beispielszenario.

Tabelle 3: Auswirkung eines Ausfalls einer 110-kV-Leitung auf eine 380-kV-Leitung

| | Thermische Belastbarkeit des Netzelements in MW | Lastfluss in MW (r in Betrieb) | Lastfluss in MW (r ausgefallen) |
|--------------------------------|---|--------------------------------|---------------------------------|
| ÜN: Lastfluss im Netzelement t | 1000 | x | x+20 |
| VN: Lastfluss im Netzelement r | 150 | 80 | 0 |

Gemäss den Formeln ergeben sich in diesem Fall folgende Einflussfaktoren für das *Netzelement r* (Annahme: maximale Einflussfaktoren bei worst case Szenario und kritischste Ausserbetriebnahme):

- der Filterungsfaktor beträgt $20/80 = 25\%$ (Schwellwerte aller Gruppen: 3-5%, deutlich überschritten, was sinnvoll ist, da eine Verlagerung von 25% des Lastflusses eines ausgefallenen Netzelements auf ein eigenes Netzelement sehr viel ist)
- der Identifikationsfaktor beträgt $(20/80) * (150/1000) = 3,75\%$ (Schwellwerte aller Gruppen: 5-25%, nicht überschritten, was nachvollziehbar ist, da die Verlagerung von 20 MW von einem Netzelement mit einer Kapazität von 150 MW auf ein Netzelement mit 1000 MW Kapazität i.d.R. unproblematisch ist)

Da einer der Einflussfaktoren die Schwellwert nicht überschreitet, ist das *Netzelement r* aus Sicht der Berechnung somit für das ÜN nicht signifikant. Dieses Ergebnis dient als Diskussionsgrundlage für die anschliessende Durchführung der qualitativen Methode.



Beispiel 2 – Auswirkung des Ausfalls einer 380-kV-Leitung auf eine 110-kV-Leitung

Tabelle 4: Auswirkung des Ausfalls einer 380-kV-Leitung auf eine 110-kV-Leitung

| | Thermische Belastbarkeit des Netzelements in MW | Lastfluss in MW (r in Betrieb) | Lastfluss in MW (r ausgefallen) |
|--------------------------------|---|--------------------------------|---------------------------------|
| VN: Lastfluss im Netzelement t | 150 | x | x+100 |
| ÜN: Lastfluss im Netzelement r | 1000 | 400 | 0 |

Gemäss den Formeln ergeben sich in diesem Fall folgende Einflussfaktoren für das *Netzelement r*:

- der Filterungsfaktor beträgt $100/400 = 25\%$
- der Identifikationsfaktor beträgt $(100/400) * (1000/150) = 166\%$ (Schwellwerte aller Gruppen: 5-25%, weit überschritten, was nachvollziehbar ist, da die Verlagerung von 100 MW von einem Netzelement mit einer Kapazität von 1000 MW auf ein Netzelement mit 150 MW Kapazität sehr signifikant ist)

Da beide Einflussfaktoren über dem Schwellwert für das „Koordinierte Fremdnetz“ liegen, ist das Netzelement aus Sicht der Berechnung zu koordinieren. Dieses Ergebnis dient als Diskussionsgrundlage für die anschliessende Durchführung der qualitativen Methode.



Beispiel 3 – Auswirkung des Ausfalls einer 110-kV-Leitung auf eine 220-kV-Leitung

Tabelle 5: Auswirkung des Ausfalls einer 110-kV-Leitung auf eine 220-kV-Leitung

| | Thermische Belastbarkeit des Netzelements in MW | Lastfluss in MW (r in Betrieb) | Lastfluss in MW (r ausgefallen) |
|--------------------------------|---|--------------------------------|---------------------------------|
| ÜN: Lastfluss im Netzelement t | 400 | x | x+20 |
| VN: Lastfluss im Netzelement r | 150 | 80 | 0 |

Gemäss den Formeln ergeben sich in diesem Fall folgende Einflussfaktoren für das *Netzelement r*:

- der Filterungsfaktor beträgt $20/80 = 25\%$
- der Identifikationsfaktor beträgt $(20/80) * (150/400) = 9,3\%$ (Schwellwerte 5-10%, für das „Beobachtete Fremdnetz“ überschritten, der für das „Koordinierte Fremdnetz“ aber nicht)

Das *Netzelement r* gehört somit aus Sicht der Berechnung zum „Beobachteten Fremdnetz“ der nationalen Netzgesellschaft. Dieses Ergebnis dient als Diskussionsgrundlage für die anschliessende Durchführung der qualitativen Methode. Wenn die beiden Netzbetreiber die Zusatzkriterien aus Kapitel 3.2.3 vereinbart haben und das erste Kriterium einen Wert von mehr als 20 MW festlegt, dann ist dieses Netzelement nicht signifikant.

Beispiel 4 – Auswirkung des Ausfalls einer 220-kV-Leitung auf eine 110-kV-Leitung

Tabelle 6: Auswirkung des Ausfalls einer 220-kV-Leitung auf eine 110-kV-Leitung

| | Thermische Belastbarkeit des Netzelements in MW | Lastfluss in MW (r in Betrieb) | Lastfluss in MW (r ausgefallen) |
|--------------------------------|---|--------------------------------|---------------------------------|
| VN: Lastfluss im Netzelement t | 150 | x | x+62.5 |
| ÜN: Lastfluss im Netzelement r | 400 | 250 | 0 |

Gemäss den Formeln ergeben sich in diesem Fall folgende Einflussfaktoren für das *Netzelement r*:

- der Filterungsfaktor beträgt $62.5/250 = 25\%$
- der Identifikationsfaktor beträgt $(62.5/250) * (400/150) = 66\%$

Da beide Einflussfaktoren über dem Schwellwert für das „Koordinierte Fremdnetz“ liegen, ist aus Sicht der Berechnung das Netzelement zu koordinieren. Dieses Ergebnis dient als Diskussionsgrundlage für die anschliessende Durchführung der qualitativen Methode.

