

Blackoutprävention und –intervention – Endbericht

Juni 2015

Dr. Johannes Reichl

Dr. Michael Schmidthaler

Dr. Kathrin de Bruyn

Gerold Muggenhumer, MSc

Lukas Rebhandl, Fabian Frank, Peter Mayr

Dipl.-Ing. (FH) Dr. Hans-Peter Vetö

Dipl.-Ing. Gertrud Rossa-Weber

Ao. Univ.-Prof. i.R. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerhard Theil

Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer

Dipl.-Ing. Sabnia Nemec-Begluk

Dipl.-Ing. Simon Stukelj

Herbert Saurugg, MSc

Österreichisches Sicherheitsforschungs-Förderprogramm KIRAS – eine Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit)



Inhaltsverzeichnis

1	AP1: Technische Maßnahmen für das Übertragungsnetz der Zukunft	7
1.1	Einleitung	8
1.1.1	Szenarien	8
1.1.2	Netzmodell	8
1.1.3	Allgemeines – Zuverlässigkeitsberechnung	9
1.1.4	Simulierter Lastabwurf	13
1.1.5	Datenbasis	14
1.2	Ergebnisse Nord-Süd Lastfluss	14
1.2.1	Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2014	14
1.2.2	Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2018	16
1.2.3	Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2022	19
1.2.4	Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2027	21
1.2.5	Ergebnisvergleich	22
1.2.6	Auswirkungen auf die Verteilnetze – Nord-Süd Lastfluss	31
1.2.7	Resümee Nord-Süd Lastfluss	37
1.3	Ergebnisse Ost-West Lastfluss	37
1.3.1	Ost-West Lastfluss – Szenario 2014	37
1.3.2	Ost-West Lastfluss – Szenario 2018	41
1.3.3	Ost-West Lastfluss – Szenario 2022	45
1.3.4	Ost-West Lastfluss – Szenario 2027	49
1.3.5	Auswirkungen auf die Verteilnetze – Ost-West Lastfluss	54
1.3.6	Resümee Ost-West Lastfluss	56
1.4	Anforderungen an ein sicheres Übertragungsnetz der Zukunft	56
1.5	Allgemeine Zusammenfassung und Erkenntnisse	60
1.5.1	Wirkung der untersuchten Maßnahmen	61
1.5.2	Ausblick	62
1.6	Einleitung	73
1.7	Zuverlässigkeitsindizes für Betriebsmittel	74
1.8	Streuungen der Zuverlässigkeitsindizes, Homogenitätsindizes	74
1.9	Zeitliche Homogenität	76
1.9.1	Zeitliche Entwicklung der Zuverlässigkeitsindizes	76

1.9.2	Zuverlässigkeitsindizes für zeitlich homogene Beobachtungszeiträume	84
1.10	Geographische Homogenität	101
1.11	Zusammenfassung	116
2	AP2: Akzeptanz und Präferenzen der Bevölkerung hinsichtlich Versorgungssicherheitsmaßnahmen	118
2.1	Executive Summary	119
2.2	Einleitung und Abgrenzung	119
2.2.1	Problemstellung	121
2.3	Studiendesign und Auswertung	123
2.3.1	Studiendesign	123
2.3.2	Empirische Erhebung im Überblick	124
2.3.3	Deskriptive Statistik der durchgeführten Erhebung	128
2.4	Empirische Ergebnisse zur sozialen Akzeptanz	166
2.4.1	Umsetzung der Infrastrukturakzeptanzanalyse	166
2.4.2	Modellierung	168
2.4.3	Analyse der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen in Österreich	169
2.4.4	Analyse der Kategorie „DNA“	172
2.4.5	Einflussfaktoren auf Protestneigung gegenüber Infrastrukturprojekten	173
2.4.6	Ableitung von Handlungsempfehlungen	177
2.4.7	Internationale Einordnung	178
2.4.8	Ausblick	179
2.5	Zusammenfassung	179
3	AP3: Komparative Analyse europäischer Ansätze von Demand Side Management.....	182
3.1	Einleitung	183
3.1.1	Einleitung	183
3.1.2	Problemstellung	184
3.1.3	Allgemeines zu Lastverschiebung	184
3.1.4	Literaturanalyse	185
3.1.5	Untersuchte Forschungsfragen und Arbeitshypothesen	185
3.2	Überblick und Einführung	186
3.2.1	Abgrenzung der Begrifflichkeiten	187
3.2.2	Lastverschiebung historisch betrachtet	188
3.2.3	Relevanz von Verbrauchssteuerungsmaßnahmen für Versorgungssicherheit	190

3.3	Eckpunkte der Regelung elektrischer Lasten in kritischen Netzsituationen im internationalen Vergleich	193
3.3.1	Europa im Überblick	194
3.3.2	Deutschland	196
3.3.3	Österreich	203
3.3.4	Lastverschiebung in den Niederlanden	214
3.3.5	Lastverschiebung in Großbritannien	214
3.3.6	Lastverschiebung in Belgien	215
3.3.7	Lastverschiebung in Spanien	215
3.3.8	Lastverschiebung in Frankreich	216
3.3.9	Lastverschiebung in Italien	217
3.4	Kriterienkatalog für Österreich	218
3.4.1	Notwendigkeit und Marktsituation in Österreich	218
3.4.2	Experteninterviews – Stakeholder-Beteiligung	218
3.5	Deliverables und Milestones	220
3.5.1	M3.1 Inventar bestehender europäischer Modelle zur bedarfsorientierten Abschaltung großer Lastabnehmer in netzkritischen Situationen	220
3.5.2	D3.1 Bedarfsanalyse eines Modells zur freiwilligen ökonomisch effizienten Abschaltung von Großverbrauchern (bei Entschädigung) in Österreich	221
3.5.3	D3.2 Kriterienkatalog für ein Modell freiwilliger Abschaltungen von Großverbrauchern gegen Entschädigungen	222
3.6	Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen	232
4	AP4: Analyse intervenierender, technischer Maßnahmen zur Wiederherstellung der Elektrizitätsversorgung.....	239
4.1	Einleitung und Zielsetzung	240
4.2	Methodik NotCluster	241
4.2.1	Räumliche Verteilung dezentraler Energieerzeugung in Österreich	241
4.2.2	Auswertung Kartenmaterial und Statistiken	241
4.2.3	Geographische Aufteilung	242
4.2.4	Betrachtung Energie vs. Leistung	242
4.2.5	Durchschnittlich verfügbare Leistung	242
4.3	Ergebnisse Potentiale NotCluster	243
4.3.1	Windkraftanlagen	243
4.3.2	Kleinwasserkraft	244
4.3.3	Photovoltaik	245
4.3.4	Biogene Brennstoffe	247

4.3.5	Geothermie	248
4.3.6	Weitere dezentrale Energieerzeuger (z.B. Diesel, kleine thermische Kraftwerke, z.B. Blockheizkraftwerke)	249
4.3.7	„Steuerbare Einheiten“	250
4.3.8	Leistung / Verbrauch	254
4.3.9	Ergebnisse Leistung/Verbrauch	256
4.3.10	Potentiale für NotCluster	257
4.3.11	Probleme bei der Umsetzung	260
4.4	Allgemeine Zusammenfassung und Ausblick	263
4.5	Methodik NotCluster Konzept	265
4.5.1	Allgemeine Betrachtungen	265
4.5.2	Einstellungen Dynamische Simulationen	267
4.6	Ergebnisse Untersuchungen Netzabschnitt	276
4.6.1	Einbindung dezentraler Erzeuger	276
4.6.2	Schutztechnik	276
4.6.3	Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen	277
4.6.4	Wirk- und Blindleistungshaushalt	279
4.6.5	Anforderungen an die Regelung	279
4.6.6	Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb / Verkraftbare Laststöße	279
4.7	Allgemeine Ergebnisse – NotCluster Konzept	300
5	AP5: Rechtliche Grundlagen im Zusammenhang mit einem Blackout	305
5.1	Einleitung	306
5.1.1	Wie funktioniert die Elektrizitätsversorgung?	306
5.1.2	Liberalisierung	309
5.1.3	Ziel: Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit	311
5.2	Ausgewählte Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit VOR einem Blackout	322
5.2.1	Netzausbau	322
5.2.2	Freiwillige Lastverschiebung durch die Verbraucher	331
5.2.3	Regelreserve	347
5.2.4	Engpassmanagement	353
5.2.5	Zwangsabschaltungen der Netzbenutzer	359
5.3	Maßnahmen zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit WÄHREND eines Blackouts	360
5.3.1	Einschlägige Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit einem Blackout	360

5.3.2	Wodurch können Schäden am Elektrizitätsnetz verursacht werden und damit die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gefährden?	365
5.3.3	Welche kritischen Infrastrukturen können neben dem Elektrizitätsnetz noch betroffen sein?	366
5.3.4	Ist das Energielenkungsgesetz während eines Blackouts einschlägig?	367
5.3.5	Wiederherstellung der Versorgungssicherheit durch die Netzbetreiber	369
5.3.6	Aufgaben der Bundes- und Landesbehörden während eines Blackouts	378
5.4	Ausgewählte Ansprüche nach einem Blackout	413
5.4.1	Amtshaftung	413
5.4.2	Verbandsverantwortlichkeit	415

1 AP1: Technische Maßnahmen für das Übertragungsnetz der Zukunft

Dr. Hans-Peter Vetö

Dipl.-Ing. Gertrud Rossa-Weber

KAPITEL A

1.1 Einleitung

Das Projekt Blackoutprävention und -intervention im österreichischen Stromnetz (BlackÖ.2) analysiert aufbauend auf der im Kiras-Sicherheitsforschungsprojekt „Blackouts in Österreich“ (BlackÖ.1, 821746) erstellten Analyse des Status-quo des österreichischen Elektrizitätssystems konkrete Lösungsvorschläge, wie die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie in Österreich auch in Zukunft sichergestellt werden kann.

Nahezu alle gesellschaftlichen Grundfunktionen und sicherheitsrelevanten Infrastruktureinrichtungen beruhen auf einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. BlackÖ.1 hat gezeigt, dass das Risiko von großflächigen Ausfällen im österreichischen Stromnetz in Folge der gegenwärtigen Zunahme der Netzbelastung mittelfristig signifikant ansteigt. BlackÖ.2 untersucht daher Maßnahmen zur Erneuerung oder Verbesserung der Elektrizitätsinfrastruktur, um das Stromnetz rechtzeitig auf die anstehenden Herausforderungen vorbereiten zu können.

Im Arbeitspaket 1 werden basierend auf dem in BlackÖ.1 erstellten detaillierten Netzmodell mit Echt Daten des österreichischen Übertragungsnetzes präventive technische Maßnahmen und deren konkreten Wirkung zur Stärkung der Versorgungssicherheit untersucht und quantifiziert.

Hierfür werden die Anforderungen an ein sicheres Übertragungsnetz der Zukunft sowie die nötigen Ausbaupfade um diese Anforderungen zu erfüllen, analysiert.

1.1.1 Szenarien

Jeweils vier Szenarien wurden getrennt für den Nord-Südlastfluss, als auch für den Ost-Westlastfluss betrachtet. Das Ausgangsszenario (Szenario 2014) berücksichtigt dabei das österreichische Übertragungsnetz mit Stand 2014. Alle seitens der Übertragungsnetzbetreiber bis Ende 2014 durchgeführten Netzausbaumaßnahmen bzw. der Kraftwerksbetreiber durchgeführten Um- und Neubauten sind darin berücksichtigt.

Die Szenarien 2018, 2022 und 2027 beinhalten alle seitens der APG gemäß Netzentwicklungsplan 2014 geplanten Projekte, deren Inbetriebnahme bis 2018, 2022, bzw. 2027 geplant ist. Die Last-/Einspeiseannahmen stammen aus dem Jahr 2013 und bleiben dabei für alle Szenarien unverändert, damit sind für alle Zukunftsszenarien nicht unbedingt die kritischsten Fälle erkennbar.

1.1.2 Netzmodell

Das im Projekt BlackÖ.1 verwendete Netzmodell des österreichischen Übertragungsnetzes wurde sukzessive mit den geplanten Netzausbaumaßnahmen je Szenario erweitert. Als Randnetz dient dabei nach wie vor das bereits für BlackÖ.1 verwendete Study Model für 2008, welches von der UCTE zur Verfügung gestellt wurde. Ein Modell über das aktuelle Randnetz konnte Seitens ENTSO-E nicht zur Verfügung gestellt werden. Bauvorhaben im Ausland, welche zwischen 2008 und 2014 durchgeführt worden sind, wurden nicht, bzw. nur an vereinzelten Leitungen berücksichtigt. Die Grenze der Zuverlässigkeitsberechnung bildete die unterlagerte Spannungsebene des jeweiligen Verteilnetzes. Ausfälle werden bis einschließlich der Umspanner zu den jeweiligen Verteilnetzen berücksichtigt. Sämtliche Schaltanlagen im Verteilnetz wurden als „ideal“ im Sinne der Zuverlässigkeitsberechnung angenommen. Das unterlagerte Verteilnetz wurde nur vereinfacht als Modellnetz

berücksichtigt, in der Form, dass bestehende 110-kV-Leitungen als Direktverbindungsleitungen zwischen den 110-kV-Schaltanlagen der 220-kV-, 380-kV-Netzknoten angenommen wurden. Ein echtes Ersatznetz für die unterlagerten 110-kV-Verteilnetze wurde nicht verwendet. Die Leitungsparameter bzw. den Grenzstrom bildet dabei jene Leitung mit der geringsten Übertragungsfähigkeit im Leitungszug, die Leitungslänge wurde durch die Entfernung zwischen den beiden 110-kV-Schaltanlagen und an Hand dem möglichen Trassenverlauf abgeschätzt. Lediglich für die 110-kV-Teilnetze Salzburg-Nord, Salzburg-Süd, Tirol-Ost und Wallsee wurde beim Ausgangsnetz kein vermascht betriebenes 110-kV-Verteilnetz angenommen. Die Lasten wurden je Umspanner in der 110-kV-Schaltanlage situiert. Fernbediente Umschaltmaßnahmen zur Wiederversorgung können auch in den vereinfacht modellierten Schaltanlagen im jeweiligen Verteilnetz durchgeführt werden. Als Grundlastfluss dienten zwei von Seiten der APG zur Verfügung gestellte Lastflüsse. Einerseits ein real aufgetretener Nord-Süd Lastfluss vom 29.01.2013 um 06:30. Andererseits ein Prognose Ost-West Lastfluss vom 25.11.2013 um 03:30.

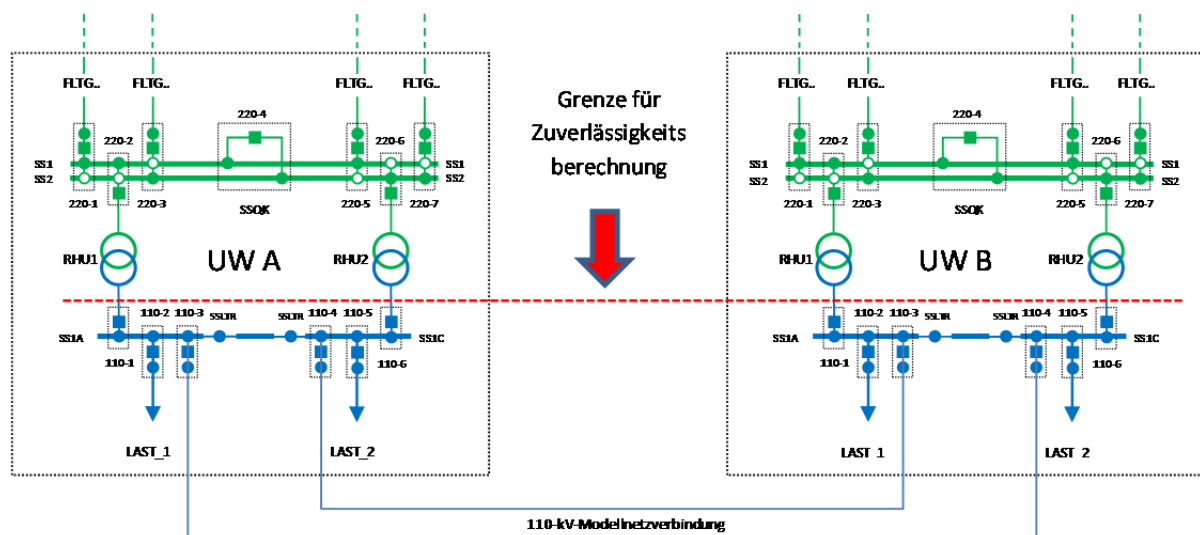


Abbildung 1-1: Modellnetzverbindung und Lasten im 110-kV-Netz

1.1.3 Allgemeines – Zuverlässigkeitsberechnung

Die Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht, Auswirkungen des Ausfallgeschehens und der Maßnahmen zur Wiederversorgung im Netz nachzubilden und Kenngrößen für die zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen der angeschlossenen Kunden zu ermitteln. Beispiele für solche Kenngrößen sind die Häufigkeit (in 1/a) oder Wahrscheinlichkeit (in min/a) von Versorgungsunterbrechungen. Die Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht, strukturelle Schwachstellen im Netzaufbau aufzuzeigen und erlaubt einen quantitativen Vergleich des Nutzens, den unterschiedliche Ausbaumaßnahmen im Netz auf die Versorgungszuverlässigkeit haben.

1.1.3.1 Das (n-1)-Kriterium

Dieses Kriterium besagt, dass der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen führen darf. Ferner dürfen die betrieblichen Grenzen der thermischen Betriebsmittelbelastung sowie des Spannungsbandes zu keiner Zeit verletzt werden. Ermessensspielraum bei Anwendung dieses „Prinzips der einfachen Sicherheit“ besteht einerseits darin, dass der Ausfall einiger Betriebsmittelgruppen (oftmals

z.B. Sammelschienen) als unwahrscheinlich erachtet und von der Ausfalluntersuchung ausgenommen wird. Andererseits ist auch die Wertung, bis zu welcher Dauer Versorgungsunterbrechungen, beispielsweise bei notwendigen Umschaltungen zur Wiederversorgung, als zulässig erachtet werden, abhängig von der Philosophie des jeweiligen Netzbetreibers.

Das (n-1)-Kriterium ist ein deterministisches Kriterium. D.h., es wird ein Netzzustand postuliert (ein Betriebsmittel ist ausgefallen) und für diesen Zustand darf es im Netz nicht zu Unterbrechungen von Kunden kommen. Die Wahrscheinlichkeit des postulierten Netzzustands findet nicht unmittelbar Eingang in die Bewertung.

1.1.3.2 Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung stellt eine wesentliche Erweiterung gegenüber der (n-1)-basierenden Ausfallrechnung zur Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit dar. Ebenso wie bei letzterer werden Betriebsmittelausfälle im Hinblick auf ihren Einfluss auf die Versorgungsunterbrechungen im Netz untersucht. Es gibt aber einige wesentliche Unterschiede:

- Im Gegensatz zur Vorgehensweise beim (n-1) Kriterium werden nicht nur eine Auswahl wahrscheinlicher Einfachausfälle untersucht, sondern systematisch alle Ausfälle, die statistisch relevant sind. Hierzu werden alle in einem gegebenen Zeitraum auftretenden Betriebsmittelausfälle gemäß einer vordefinierten Liste klassifiziert und die statistische Häufigkeit ihres Auftretens ermittelt.
- Die Untersuchung der Folgen jedes Ausfalls erfolgt automatisiert ohne manuellen Eingriff des Planers. Hierzu muss die Netzmodellierung auch den Netzschutz und die Umschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung im Fehlerfall umfassen.
- Jeder Ausfall, der zu einer Versorgungsunterbrechung führt, wird probabilistisch bewertet. D.h., es werden für die betroffenen Verbraucher die zu erwartende Häufigkeit und Dauer der Versorgungsunterbrechungen protokolliert. Dies ergibt nach Abschluss der Berechnung ein realistisches Gesamtbild über alle Netzstörungen, die auf den jeweiligen Verbraucher einwirken.

Zuverlässigkeitskenndaten

Die Zuverlässigkeitsberechnung unterscheidet Zuverlässigkeitskenndaten und Zuverlässigkeitskenngrößen. Die Zuverlässigkeitskenndaten sind die Eingangsdaten der Berechnung, d.h. sie beschreiben das Ausfallverhalten der Betriebsmittel im Netz. Die verwendeten Zuverlässigkeitskenndaten für Freileitungen und Umspanner für Einfachausfälle stammen aus der österreichischen Störungsstatistik laut APG – Verbund von 1963 – 2006. Für sonstige Betriebsmittel und Ausfallmodelle wurden großteils Werte aus der VDN Störungsstatistik 1994 – 2001 verwendet. Details zu den verwendeten Kennwerten sind im Anhang angeführt.

Generell ist zwischen Ausfallmodellen mit und ohne Schutzauslösung zu unterscheiden. Insbesondere erfolgt bei Ausfallmodellen ohne Schutzauslösung bereits im Vorfeld der Abschaltung eine anderweitige Versorgung der Art, dass z.B. eine offene Trennstelle geschlossen wird und eine Speisung von der Gegenstation erfolgt oder der Abzweig auf einen anderen Umspanner verlagert wird. Erst danach wird das fehlerhafte Betriebsmittel freigeschaltet, sodass keine Versorgungsunterbrechung erfolgt. Sollte keine Wiederversorgung durch Schaltmaßnahmen möglich sein, z.B. bei einem nur einseitig gespeisten Stichabzweig, führt dies zu einer Versorgungsunterbrechung bis die Reparatur

abgeschlossen ist. Dies gilt insbesondere für das Ausfallmodell „Stehender einpoliger Erdschluss“, jedoch nicht für das Ausfallmodell „Unverzögliche Handabschaltung“. Nachfolgende Ausfallmodelle wurden in der Simulation berücksichtigt:

- **Unabhängiger stochastischer Ausfall:**
Simuliert wird dabei ein Ereignis mit Schutzauslösung durch Auftreten eines Kurzschlusses an einem Betriebsmittel, das sich im ungestörten Betrieb befindet.
Bei diesem Ausfallmodell wird zwischen kurzen und langen Ausfällen unterschieden. Die Kenndaten sind die Ausfallhäufigkeit H [$1/a$, bzw. $1/(km \cdot a)$] sowie die Ausfalldauer T [h].
- **Unverzögliche Handabschaltung:**
Simuliert wird dabei ein Ereignis ohne Schutzauslösung, welches zwecks Personengefährdung oder Reparatur eine sofortige Abschaltung durch die Netzleitstelle bzw. das Betriebspersonal erfordert.
Die Kenndaten sind die Ausfallhäufigkeit H [$1/a$, bzw. $1/(km \cdot a)$] sowie die Ausfalldauer T [h].
- **Common-Mode-Ausfall:**
Der in Folge eines Kurzschlusses gleichzeitige Ausfall mehrerer Betriebsmittel aufgrund einer gemeinsamen Ursache (z.B. Mehrfachleitungsausfall durch rückwärtigen Überschlag bei Blitz oder durch Mastumbruch) wird dabei simuliert.
Die Kenndaten sind die Ausfallhäufigkeit H [$1/a$, bzw. $1/(km \cdot a)$] sowie die Ausfalldauer T [h], jene Dauer bis zur schnellstmöglichen Wiederinbetriebnahme der ersten betroffenen Komponente.
- **Stehender einpoliger Erdschluss:**
Der einpolige Erdschluss im kompensierten 110-kV-Netz stellt dabei ein Ereignis ohne Schutzauslösung dar, es erfolgt eine manuelle Abschaltung durch die Netzleitstelle bzw. das Betriebspersonal.
Die Kenndaten sind die Ausfallhäufigkeit H [$1/a$, bzw. $1/(km \cdot a)$] sowie die Ausfall-, bzw. Reparaturdauer T [h].
- **Ungeplantes Schalteröffnen:**
Simuliert wird dabei ein ungeplantes Öffnen an einem Schaltgerät (Trenner, Leistungsschalter) durch Fehlschaltung, spontane Schutzauslösung bzw. spontanes Öffnen.
Die Kenndaten sind die Ausfallhäufigkeit H [$1/a$] sowie die Ausfall-, bzw. Umschaltdauer T [h].

Ausfallmodelle

In der Simulation wurden Einfach- und Mehrfachausfälle (Common-Mode-Ausfälle) berücksichtigt. Unter Einfachausfällen ist jedoch nicht zu verstehen, dass nur ein Betriebsmittel ausfällt bzw. für den Betrieb nicht zur Verfügung steht, so wie dies vielfach bei der konventionellen $n-1$ Sicherheitsbetrachtung durchgeführt wird. Einfachausfall bedeutet, den Ausfall eines Betriebsmittels durch einen Kurz- bzw. Erdschluss am Betriebsmittel selbst, bzw. an sonstigen Betriebsmitteln in dessen unmittelbarer Umgebung. Dies können z. B. Kurzschlüsse in Wandlern, Erdungstrenner usw. sein. Da eine Nachbildung derartiger Betriebsmittel für Lastfluss-, Ausfall-, oder Zuverlässigkeitsberechnungen nicht erforderlich ist, werden Ausfälle an diesen Betriebsmitteln am Sammelschienenentrenner, Leistungsschalter, Abgangstrenner, Umspanner usw. mitberücksichtigt. Der Kurz- bzw.

Erdschluss an einem Betriebsmittel in einem starr geerdeten Netz führt zu einer Schutzauslösung, sodass der Einfachausfall an einem Betriebsmittel die Abschaltung mehrerer Betriebsmittel zur Folge haben kann. Dies ist insbesondere bei Ausfällen an den Schaltgeräten in den Schaltanlagen der Fall. Ein Ausfall am Sammelschienenentrenner, bzw. am Abgangsleistungsschalter führt bei installiertem Sammelschienenendifferentialschutz zu einem Ausfall der kompletten Sammelschiene. Als Sonderfall und kritischstes Ereignis ist hierbei der Ausfall in der Kupplung im Bereich der toten Zone zu sehen. Bei gekuppeltem Zweischienenbetrieb führt ein Kurz- oder Erdschluss in der Kupplung zu einer Abschaltung beider Sammelschienen, was einen Komplettausfall eines Umspannwerks bedeuten kann. Auf Grund des geringen Datenumfangs und der geringen Störungsanzahl werden keine expliziten Zuverlässigkeitskennwerte für Kuppelleistungsschalter in der Störungsstatistik angegeben. Sämtliche Störungen an Leistungsschaltern, welche eine Schutzauslösung verursachen werden dabei einheitlich zusammengefasst. Die Ausfallhäufigkeit wird dabei über die Anzahl der Ausfallereignisse im Betrachtungszeitraum bezogen auf die Grundgesamtheit im Betrachtungszeitraum ermittelt. Die Verteilung der Ausfalldauern wird dabei durch Exponentialverteilungen sowie durch Überlagerung von Exponentialverteilungen berücksichtigt. Die mittlere Ausfalldauer stellt dabei den Erwartungswert dar, welcher aus den Verteilungen ermittelt wird, bzw. durch Mittelwerte über die einzelnen Ausfalldauern angenähert wird.

Zuverlässigkeitskenngrößen

Basierend auf den Zuverlässigkeitskenndaten (die das Ausfallverhalten der Betriebsmittel beschreiben) und unter Kenntnis des Netzes einschließlich des Netzschutzes sowie möglicher Umschaltzeiten nach einem Ausfall, werden die Zuverlässigkeitskenngrößen für die Verbraucher berechnet. Die angeführten Zuverlässigkeitskenngrößen quantifizieren die Zuverlässigkeit der Versorgung nach unterschiedlichen Aspekten.

- H: [1/a]... Erwartungswert Defizithäufigkeit / Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen
Häufigkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen pro Jahr
- T: [h]... Erwartungswert Defizitdauer / Dauer von Versorgungsunterbrechungen
Zu erwartende Dauer der Versorgungsunterbrechungen
- Q: [min/a]... Defizitwahrscheinlichkeit / Nichtverfügbarkeit
Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen
- P: [MW/a]... Erwartungswert Defizitleistung / unterbrochene Leistung
Produkt aus unterbrochener Leistung des Ereignisses und dessen Häufigkeit
- W: [MWh/a]... Erwartungswert Defizitenergie / nicht zeitgerecht gelieferte Energie
Produkt aus unterbrochener Leistung und der Defizitwahrscheinlichkeit

Ergebnis der Zuverlässigkeitsberechnung

Es werden systematisch alle Ausfallzustände bis zur gewünschten Ordnung, also bis zur gewünschten Anzahl der gleichzeitig ausgefallenen Betriebsmittel, erzeugt.

Handelt es sich um einen Fehler, der eine Schutzauslösung bewirkt, so wird der durch den Netzschutz bestimmte Auslösebereich, der vom Fehler betroffenen Betriebsmittel abgeschaltet. Anschließend wird festgestellt, ob in diesem Zustand die Versorgung der Verbraucher eingeschränkt ist. Falls ja, wird versucht, diese wieder zu versorgen.

Am Ende der Bearbeitung sämtlicher Ausfallzustände und nach Simulation der möglichen Wiederversorgung stehen die Zuverlässigkeitskenngrößen des Netzes fest. Es sind dies für jeden Verbraucher die Häufigkeit und die Dauer, mit der eine Versorgungsunterbrechung auftritt. Es ergibt sich damit ein aussagekräftiges Bild über das gesamte Unterbrechungsgeschehen im Netz.

1.1.4 Simulierter Lastabwurf

In der Simulation wurden zeitabhängige Belastungsgrenzwerte berücksichtigt, welche eine Auslastung sämtlicher Betriebsmittel von 140% für 10 Minuten, 120% für 20 Minuten und 100% dauernd ermöglichen. Tritt nach einem Ausfall eines Betriebsmittels eine Folgeüberlastung an einem anderen Betriebsmittel auf, welche größer 140% ist, so führt dies in der Simulation zu einem unmittelbaren Lastabwurf. Liegt eine Auslastung am einem Betriebsmittel kleiner 140% vor, so wird mittels Schaltmaßnahmen versucht, die Auslastung unter 100% zu reduzieren. Ist dies nicht möglich, sodass nach einer Zeit von 20 Minuten die Auslastung größer 100% ist, tritt ebenfalls ein Lastabwurf in Kraft. Lasten können dabei mit unterschiedlichen Prioritäten versehen werden und vorrangig für den Lastabwurf herangezogen werden. In der Simulation wurden ausschließlich nur Lasten in Österreich für den Lastabwurf berücksichtigt. In der Praxis ist derzeit ein Lastabwurf rein aus Gründen einer Betriebsmittelüberlastung nicht vorgesehen bzw. möglich. Betriebsmittelüberlastungen werden mittels Engpassmanagement durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz vermieden. Bei einer Betriebsmittelüberlastung größer 140% ist mit einer Schutzauslösung zu rechnen, in der Simulation bleibt das Betriebsmittel durch den Lastabwurf in Betrieb. Der Lastabwurf erfolgt in der Praxis frequenzbasiert und ist gemäß TOR Teil E unter dem Begriff Lastanpassung definiert. In die Zuverlässigkeitsberechnung gehen dynamische Vorgänge jedoch nicht ein, die Berechnung erfolgt mit starrer Netzfrequenz von 50Hz. Durch den gezielten Eingriff der Systemoperatoren in den Netz- und Kraftwerksbetrieb wird versucht, den Engpass bzw. die Überlastung zu beseitigen. In der Simulation kann dieser komplexe, teils länderübergreifende Eingriff jedoch nicht berücksichtigt werden. Die Summe der abgeworfenen Lasten nach einem Ausfall ist also ein Maß für den Engpass, der dadurch im Übertragungsnetz entsteht. Der Lastabwurf wurde dabei derart berücksichtigt, dass dieser nur dann greift, wenn die Abschaltung des durch den Ausfall überlasteten Betriebsmittels wiederum eine weitere Folgeüberlastung bewirken würde. Durch den Lastabwurf wird damit ein Kaskadeneffekt und in Folge ein großflächiger Blackout verhindert, in dem kleinere Blackouts in diversen 110-kV-Teilnetzen in Kauf genommen werden. Der Lastabwurf führt damit zu einem zulässigen Netzzustand und zu einer konvergenten Lastflusslösung, die eine Bewertung mittels Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglicht. Ein Kaskadeneffekt führt letztendlich zu einer Nichtkonvergenz im Lastfluss und damit zu einem undefinierten Netzzustand, was eine Beurteilung in punkto Zuverlässigkeitskenngrößen ausschließt. In der Praxis kann die eingesetzte Leistung der Kraftwerke um den Engpass zu beseitigen wesentlich größer sein als die abgeworfene Leistung, da in der Simulation jene Lasten

abgeworfen werden, welche dem engpassbehafteten Netzbereich am nächsten liegen. In der Realität ist die Wirkung der Kraftwerke auf den engpassbehafteten Netzknoten abhängig von der Entfernung und der Netztopologie.

1.1.5 Datenbasis

Die angenommenen Übergabeleistungen in die unterlagerten Verteilnetze repräsentieren nicht die gesamte im jeweiligen Verteilnetz vorhandene Netzlast. Je nach Höhe der Einlieferleistung der vorhandenen Kraftwerke kann die Übergabeleistung aus dem Übertragungsnetz stark variieren. Insbesondere beide Lastflussszenarien basieren auf einer hohen Einspeisung aus Kraftwerken in den jeweiligen Verteilnetzen. Die Absolutwerte der ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen der Lasten im speziellen der Defizitleistung P [MW/a] sowie der Defizitenergie W [MWh/a] können sich bei einer geringen Einspeisung wesentlich ändern.

Das für die Simulation verwendete Randnetz repräsentiert nicht das derzeit real existierende Übertragungsnetz in den Nachbarländern, bzw. im gesamten ENTSO-E Netzgebiet. Aus datenschutzrechtlichen Gründen kann universitären Einrichtungen derzeit kein vollwertiges dem realen Netz entsprechendes Netzmodell seitens ENTSO-E zur Verfügung gestellt werden.

1.2 Ergebnisse Nord-Süd Lastfluss

1.2.1 Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2014

Das Szenario 2014 stellt den Iststand des Übertragungsnetzes für das Jahr 2014 dar. Dabei wurde lediglich ein System zwischen den Umspannwerken St. Peter und Ernsthofen von 220-kV auf 380-kV umgestellt. Die Verbindung von St. Peter nach Salzburg wurde dabei als 380-kV-Doppelleitung berücksichtigt, welche mit 220-kV betrieben wird. Die gesamte Netzlast beträgt dabei ca. 6,5 GW, bei einer Erzeugung von ca. 2,5 GW und einer zusätzlichen Pumpleistung von 846 MW. In Abbildung 1-1 sind die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen ersichtlich. Charakteristisch für den Nord-Süd Lastfluss sind hohe Importe aus Deutschland und Tschechien über die Netzknoten St. Peter (220-kV) und Dürnrohr (380-kV).

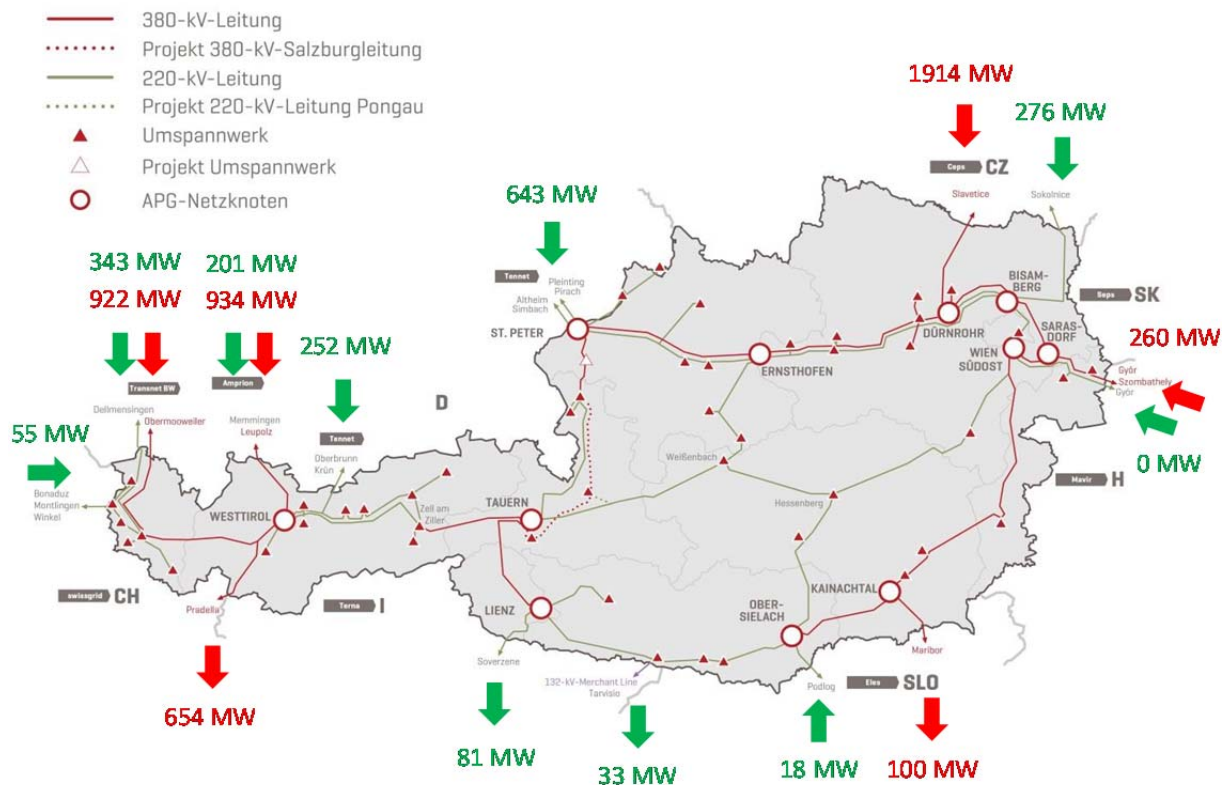


Abbildung 1-2: Randnetzleistungsflüsse - Nord-Süd 2014

1.2.1.1 Ergebnisse für 2014

Nachfolgend sind jene kritischen Ausfälle angeführt, wo Folgeüberlastungen auftreten und der Lastabwurf einsetzt:

- Ein n-1 sicherer Betrieb der Leitungen 258 (Pleinting - St. Peter) und 257 (Pleinting – Pirach) ist nur mit Maßnahmen möglich.
- CM-Ausfall 437, 438:
Der Common-Mode-Ausfall an den 380-kV-Kuppelleitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice führt zu einer Folgeüberlastung an den 220-kV-Kuppelleitungen (243, 244) zwischen Bisamberg und Sokolnice. Eine Abschaltung dieser Systeme hätte wiederum Folgeüberlastungen im Ausland zur Folge und könnte zu einer Netztrennung an den Nord-östlichen Kuppelleitungen führen.
- CM-Ausfall 417, 418:
Der Common-Mode-Ausfall an den 380-kV-Leitungen zwischen Tauern und Zell/Ziller bewirkt eine Folgeüberlastung an der 220-kV-Kuppelleitung (258) zwischen St. Peter und Pleinting, sowie an weiteren 220-kV-Leitungen im deutschen Grenzraum. Eine Abschaltung dieser Systeme hätte wiederum Folgeüberlastungen im Ausland zur Folge.
- CM-Ausfall 257, 258:
Der Common-Mode-Ausfall an den 220-kV-Leitungen nach Pleinting (257 Pirach-Pleinting, 258 St. Peter-Pleinting) bewirkt eine Folgeüberlastung an weiteren 220-kV-Leitungen im deutschen Grenzraum. Eine Abschaltung dieser Systeme hätte wiederum Folgeüberlastungen im Ausland zur Folge.

- CM-Ausfall 256, 258:
Der Common-Mode-Ausfall an den 220-kV-Kuppelleitungen nach St. Peter hat weitere Überlastungen an 220-kV-Leitungen im deutschen Grenzraum zur Folge. Eine Abschaltung dieser Systeme könnte weitere Folgeüberlastungen bewirken.
- CM-Ausfall 256, 257, 233/230, 234/230:
Der Common-Mode-Ausfall an den 220-kV-Kuppelleitungen von St. Peter nach Deutschland führt zu einer Folgeüberlastung an der 220-kV-Kuppelleitung (258) zwischen St. Peter und Pleinting. Eine Abschaltung des Systems 258 hätte eine komplette Netztrennung im Knoten St. Peter zur Folge.

In Abbildung 1-3 ist das Ausmaß der gesamten abgeworfenen Last je Common-Mode-Ausfall ersichtlich. Ein Ausfall an den 380-kV-Kuppelleitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice über welche ein Import von 1914 MW erfolgte bewirkt dabei den größten Engpass. Lasten in der Höhe von 2841 MW werden vom Netz genommen um Folgeüberlastungen zu vermeiden. Weiters verursachten Ausfälle an den 220-kV-Kuppelleitungen von St. Peter nach Deutschland, bzw. auftretende Folgeüberlastungen an diesen Leitungen einen erheblichen Engpass.

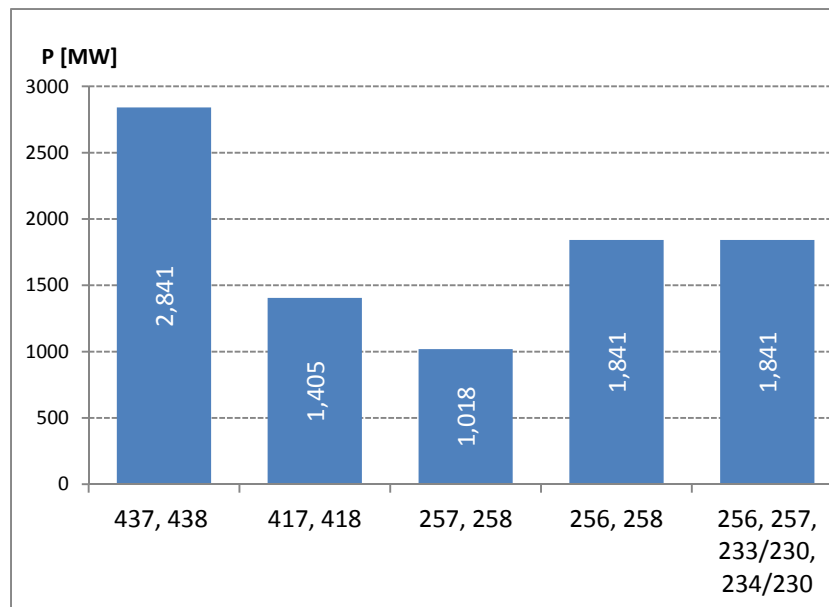


Abbildung 1-3: Simulierter Lastabwurf nach Common-Mode-Ausfällen – Szenario 2014

1.2.2 Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2018

In Abbildung 1-4 sind die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen dargestellt. Die gesamte Netzlast ist dabei unwesentlich größer im Vergleich zum Szenario 2014. Der Grund hierfür liegt an den neu hinzugekommenen Netzknoten Schwarzenbach und Landschütz und den dabei zusätzlich berücksichtigten Lasten. Die Gesamte Erzeugung von ca. 2,5 GW sowie die Pumpleistung von 846 MW sind unverändert. Im Szenario 2018 sind sämtliche von Seiten der APG laut Netzentwicklungsplan 2014 bzw. Masterplan 2030 geplanten Maßnahmen des Netz- und Kraftwerksausbaus berücksichtigt. Insbesondere ist dabei eine Umstellung beider Systeme zwischen den Umspannwerken St. Peter und Ernthofen von 220-kV auf 380-kV berücksichtigt. Die Übergabeleistungen unterscheiden sich dabei kaum vom Szenario 2014.

Berücksichtigte Projekte für das Szenario 2018:

- Umstellung Donauschiene von 220-kV auf 380-kV
 - 220-kV-UW Molln
 - 380-kV-UW Schwarzenbach
 - 380-kV-UW Landschütz
 - Dritter 380/220-kV-Umspanner UW Obersielach
 - Zweites 380-kV-System Dürnrohr KW-Dürnrohr
 - Zweiter 380/220-kV-Umspanner UW Westtirol
 - Zweiter 380/220-kV-Umspanner UW Zell/Ziller
 - Fünfter 380/220-kV-Umspanner im UW Bürs
-
- Dritter + Vierter 380/110-kV Umspanner UW Zurndorf
 - Zweiter + Dritter 380/110-kV Umspanner UW Sarasdorf
 - 220/110-kV-Netzabstützung UW Zeltweg
 - Vierter 380/110-kV-Umspanner UW Kainachtal
 - Dritter + Vierter 380/110-kV-Umspanner UW Bisamberg
 - 220/110-kV-Netzabstützung UW Jochenstein
 - 220/110-kV-Netzabstützung UW Villach Süd
 - 220/110-kV-Netzabstützung UW Neusiedl/Zaya
 - 220/110-kV-Netzabstützung UW Hadersdorf
 - 220/110-kV-Umspanner RHU2 mit 220MVA im UW Ternitz
 - 220/110-kV-Umspanner RHU3 mit 220MVA im UW Obersielach
 - 220/110-kV-Umspanner RHU1 mit 220MVA im UW Lienz
-
- KW Obervermunt II
 - Einbindung KW Reißeck II
 - Einbindung KW Dürnrohr (EVN Block) im 380-kV-UW Dürnrohr

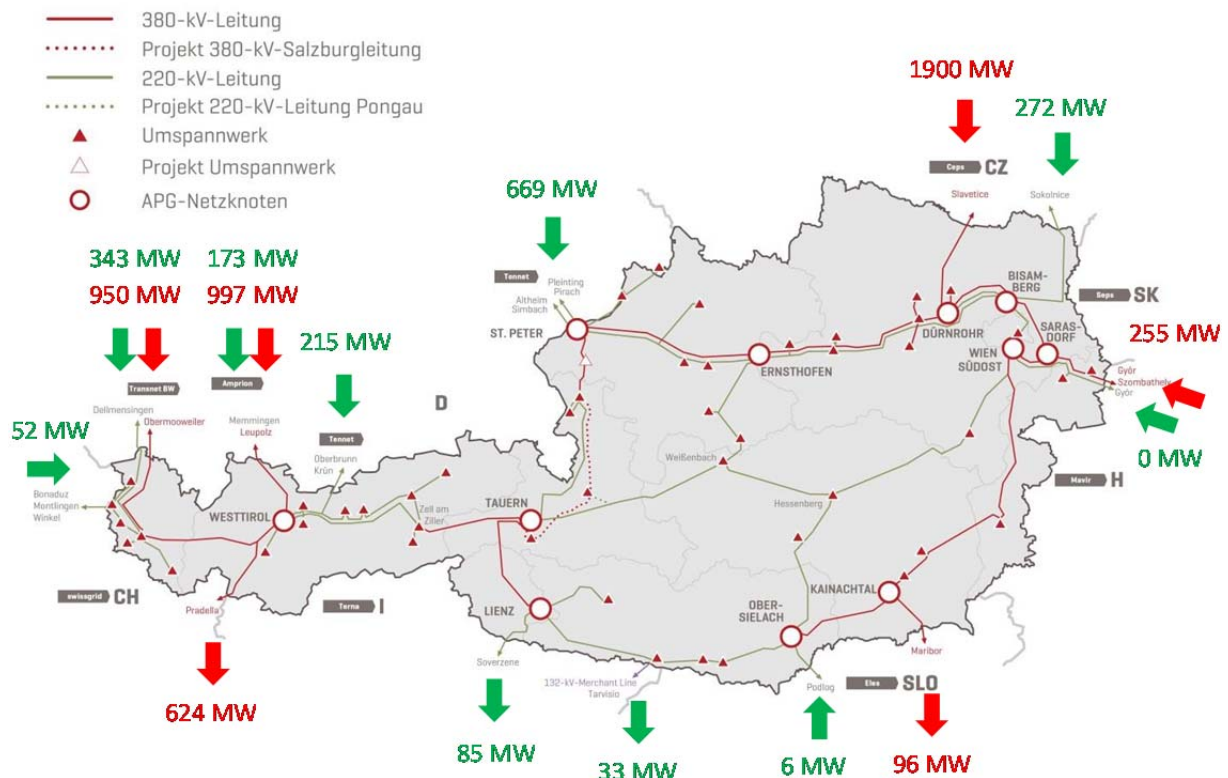


Abbildung 1-4: Randnetzleistungsflüsse - Nord-Süd 2018

1.2.2.1 Ergebnisse für 2018

Selbige Common-Mode-Ausfälle wie bereits beim Szenario 2014 angeführt gelten dabei als kritische Ausfälle, wo Folgeüberlastungen auftreten und der Lastabwurf einsetzt.

Abbildung 1-5 zeigt das Ausmaß der gesamten abgeworfenen Last je Common-Mode-Ausfall. Als kritischster Ausfall erweist sich wiederum der Ausfall an den 380-kV-Kuppelleitungen zwischen Durnrohr und Slavetice, über welche ein Import von 1900 MW erfolgte. Lasten in der Höhe von 2739 MW werden vom Netz genommen, um Folgeüberlastungen zu vermeiden. Nach wie vor verursachten Ausfälle an den 220-kV-Kuppelleitungen von St. Peter nach Deutschland, bzw. auftretende Folgeüberlastungen an diesen Leitungen einen erheblichen Engpass.

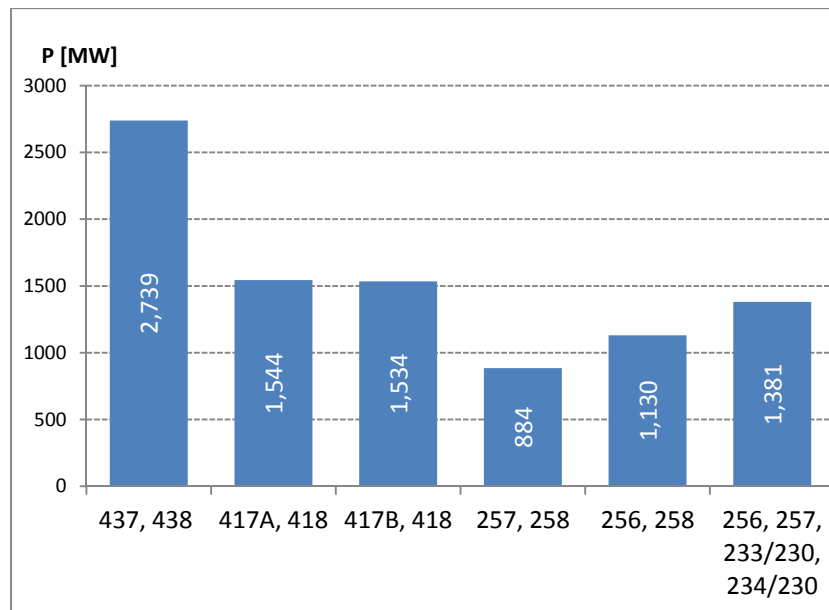


Abbildung 1-5: Simulierter Lastabwurf nach Common-Mode-Ausfällen – Szenario 2018

1.2.3 Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2022

In Abbildung 1-6 sind die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen dargestellt. Die gesamte Netzlast ist dabei ident zum Szenario 2018. Die Gesamte Erzeugung von ca. 2,5 GW sowie die Pumpleistung von 846 MW sind unverändert. Im Szenario 2022 sind sämtliche von Seiten der APG laut Masterplan 2030, bzw. Netzentwicklungsplan 2014 geplanten Maßnahmen des Netz- und Kraftwerksausbaus berücksichtigt. Insbesondere ist dabei die 380-kV-Kuppelleitung zwischen den Umspannwerken St. Peter und Isar (Deutschland), sowie der Rückbau der bestehenden 220-kV-Leitungen (Simbach, Altheim) berücksichtigt. Die Übergabeleistungen unterscheiden sich vom Szenario 2018 insbesondere im Netzknoten St. Peter deutlich. Die Übergabeleistung steigt von 669MW auf 1768MW, wobei die verbleibenden 220-kV-Kuppelleitungen entlastet werden und sich die Übergabeleistung auf 146MW reduziert. Auch an den Kuppelleitungen zwischen Dürnröhr und Slavetice reduziert sich die Übergabeleistung von 1900MW auf 1684MW.

Berücksichtigte Projekte für das Szenario 2022:

- 380-kV-Leitung St. Peter – Isar (DE)
- Umstellung Leitung Westtirol – Memmingen von 220-kV auf 380-kV (DE)
- 380-kV-Leitung Salzburg – Tauern
- 380-kV-Leitung Simmering – Wien Südost
- Kapazitätserhöhung Leitung Bisamberg – Neusiedl/Zaya
- 380-kV-Schaltanlage UW Prutz
- 380-kV-Schaltanlage UW Nauders
- 380-kV-Schaltanlage UW Kaprun
- 380-kV-Schaltanlage UW Wagenham
- 380-kV-Schaltanlage UW Pongau
- 220-kV-Schaltanlage UW Pongau
- 220-kV-Kuppelleitung Nauders – Glorenza (IT)
- Zweite 380-kV-Leitung Etzersdorf – Theiss
- Zweite 380-kV-Leitung Etzersdorf – Pottenbrunn

- Zweite 220-kV-Leitung Mayrhofen - Häusling
- 220-kV-Schaltanlage UW Pichling
- 220/110-kV-Umspanner RHU4 mit 300MVA im UW Ernsthofen
- KW Kühtai II
- Ausbau KW Kaunertal
- KW Limberg III

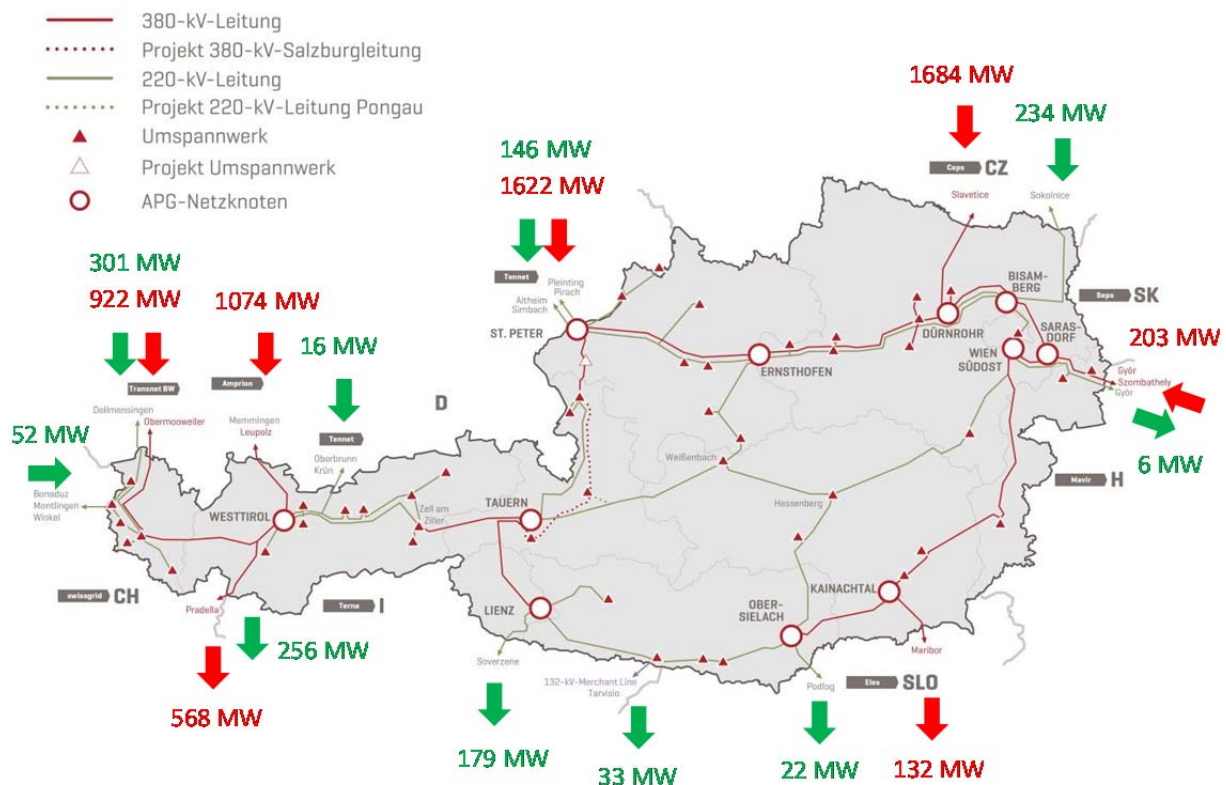


Abbildung 1-6: Randnetzleistungsflüsse - Nord-Süd 2022

1.2.3.1 Ergebnisse für 2022

Common-Mode-Ausfälle führen beim Szenario 2022 zu keinen Folgeüberlastungen mehr, ein Lastabwurf findet nicht mehr statt.

Durch die 380-kV-Kuppelleitung von St. Peter nach Isar reduziert sich die Übergabeleistung an den verbleibenden 220-kV-Kuppelleitungen (Pleinting, Pirach) stark, ein n-1 sicherer Betrieb ist dabei entgegen den vorherigen Szenarien ohne weitere Maßnahmen gegeben. Ein Common-Mode-Ausfall an den 380-kV-Kuppelleitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice verursacht nach wie vor eine Folgeüberlastung an den 220-kV-Kuppelleitungen zwischen Neusiedl/Zaya und Sokolnice, mittels lastflusststeuernder Maßnahmen durch den Systemoperator (z. B. Schrägregelung an den 380/220-kV-Umspannern im UW Neusiedl/Zaya) kann eine Auslastung größer 100% vermieden werden. Die 220-kV-Leitungen können somit in Betrieb bleiben, weitere Folgeüberlastungen treten dadurch nicht auf.

1.2.4 Nord-Süd Lastfluss – Szenario 2027

Die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen sind in Abbildung 1-7 ersichtlich. Die gesamte Netzlast bleibt gegenüber dem Szenario 2022 gleich. Die Gesamte Erzeugung von ca. 2,5 GW sowie die Pumpleistung von 846 MW sind unverändert. Sämtliche Seitens der APG laut Masterplan 2030, bzw. Netzentwicklungsplan 2014 geplanten Maßnahmen des Netz- und Kraftwerksausbaus sind dabei berücksichtigt. Insbesondere sind dabei die 380-kV-Kuppelleitung zwischen den Umspannwerken St. Peter und Pleinting (Deutschland), sowie der Rückbau der bestehenden 220-kV-Leitungen (Pirach, Pleinting), als auch die 380-kV-Kuppelleitung zwischen den Umspannwerken Lienz und der Region Venezien (IT) berücksichtigt. Die Übergabeleistungen unterscheiden sich vom Szenario 2022 insbesondere in den Netzknoten St. Peter und Lienz deutlich. Die Übergabeleistung steigt im Netzknoten St. Peter auf 1834MW, sowie im Netzknoten Lienz durch den Ersatzneubau der 380-kV-Einfachleitung (Lienz – Region Venezien) anstatt der 220-kV-Leitung (Lienz – Soverzene) auf ca. 660MW

Berücksichtigte Projekte für das Szenario 2027:

- 380-kV-Leitung St. Peter – Pleinting (DE)
- 380-kV-Leitung Lienz – Region Venezien (IT)
- 380-kV-Phasenschieber Lienz – Region Venezien (IT)
- 380-kV-Leitung Lienz – Obersielach
- 380-kV-Leitung Simmering – Wien Südost
- Kapazitätserhöhung Leitung Zell/Ziller – Westtirol
- Umstellung Leitung Westtirol – Bürs von 220-kV auf 380-kV
- Ersatzneubau 220-kV-Leitung St. Peter – Ernthofen
- 220-kV-Schaltanlage UW Wegscheid
- Viersystemige Einbindung 380-kV-UW Bisamberg

- 220/110-kV-Umspanner UM1 mit 300MVA im UW Meiningen

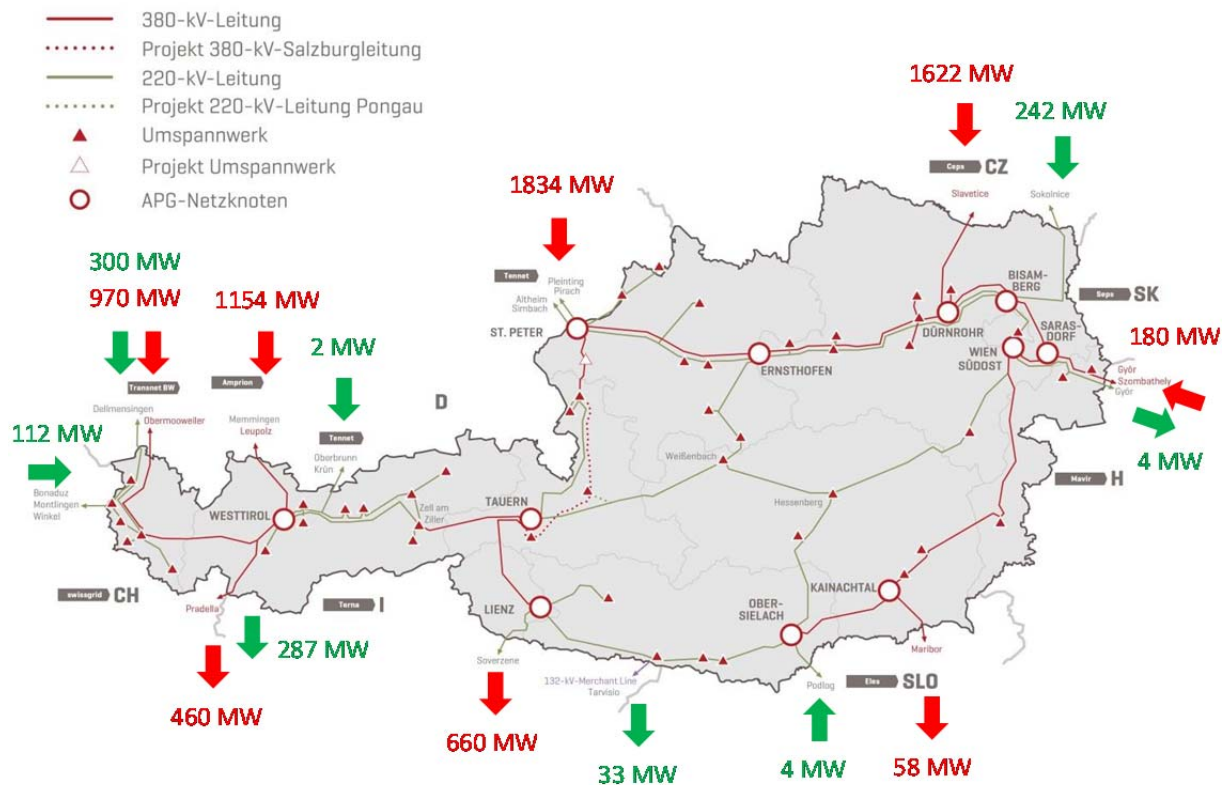


Abbildung 1-7: Randnetzlastflüsse - Nord-Süd 2027

1.2.4.1 Ergebnisse für 2027

Common-Mode-Ausfälle bewirken, wie bereits beim Szenario 2022 keine Folgeüberlastungen mehr, ein Lastabwurf findet nicht mehr statt.

Durch die 380-kV-Kuppelleitung von St. Peter nach Pleinting und den Rückbau der bestehenden 220-kV-Kuppelleitungen St. Peter – Pleinting, St. Peter – Pirach ist der Engpass im Netzknoten St. Peter gänzlich beseitigt. Für den Common-Mode-Ausfall an den 380-kV-Kuppelleitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice gilt selbiges wie für Szenario 2022. Die 220-kV-Kuppelleitungen von Neusiedl/Zaya nach Sokolnice verursachen nach wie vor einen Engpass und erfordern den Eingriff des Systemoperators. Die Einbindung der 380-kV-Kuppelleitung von Lienz in die Region Venezien (IT) erfordert einen Phasenschiebertransformator zur Begrenzung der Lastflüsse. Zudem ist die Umsetzung der für 2022 geplanten Leitungsprojekte (380-kV-Salzburgleitung/380-kV-Deutschlandleitung) sowie die Verstärkung der Drautalleitung Voraussetzung für einen sicheren Netzbetrieb.

1.2.5 Ergebnisvergleich

Das Ausmaß der abgeworfenen Last durch den simulierten Lastabwurf ist in Abbildung 1-8 als Vergleich der einzelnen Szenarien für den Common-Mode-Ausfall an den Kuppelleitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice dargestellt. Gegenüber dem Szenario 2014 reduziert sich die gesamte Leistung der abgeworfenen Lasten beim Szenario 2018 nur leicht. Bei den Szenarien 2022 und 2027 findet kein simulierter Lastabwurf mehr statt, da keine Folgeüberlastungen mehr auftreten.

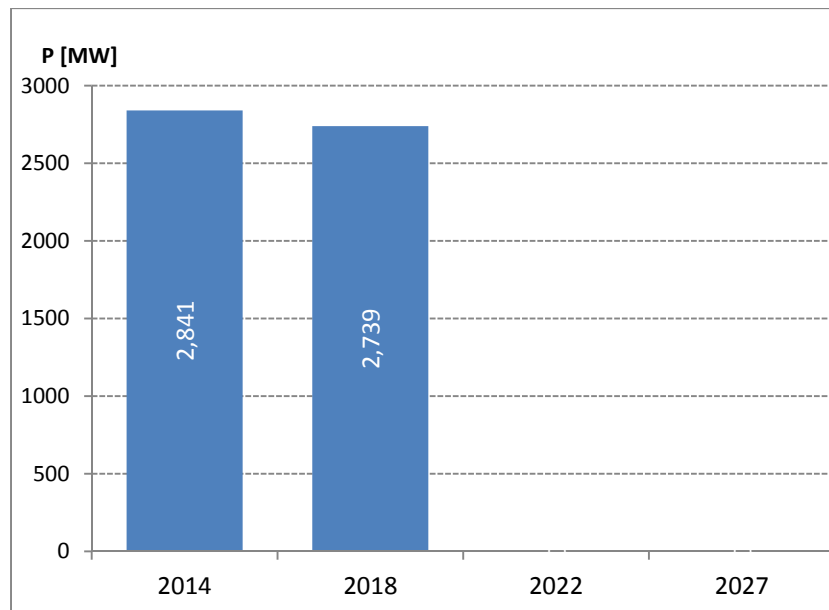


Abbildung 1-8: Simulierter Lastabwurf nach Common-Mode-Ausfall an den Systemen 437 und 438

Abbildung 1-9 zeigt den relativen Vergleich der Zuverlässigkeitskenngrößen in Bezug zum Szenario 2014. Die Defizitleistung ergibt sich dabei aus dem Produkt der Ausfallhäufigkeit der Betriebsmittel multipliziert mit der Wirkleistung der ausgefallenen Last, bzw. jener Last, welche im Lastabwurf enthalten ist. Bei der Defizitenergie geht zusätzlich die Ausfalldauer ein, jene Dauer bis durch Umschaltmaßnahmen eine Wiederversorgung erzielt werden kann, bzw. die Dauer für die Reparatur des schadhafte Betriebsmittels. Beide Kennwerte sind Summengrößen, welche die Gesamtheit aller in Österreich ausgefallenen Lasten beinhalten.

Die Defizitleistung P reduziert sich beim Szenario 2018 nur gering um lediglich 4,6%, für die Defizitenergie W stellt sich nur ein unwesentlicher Rückgang von 2,6% ein.

Für die Szenarien 2022 und 2027 ergibt sich eine Verbesserung sowohl der Defizitleistung von ca. 94% als auch der Defizitenergie von ca. 89%. Der Grund hierfür liegt in den berücksichtigten Maßnahmen des Netzausbaus, der Common-Mode-Ausfall führt zu keinen kritischen Netzsituationen mehr, sodass ein Lastabwurf nicht mehr erfolgt.

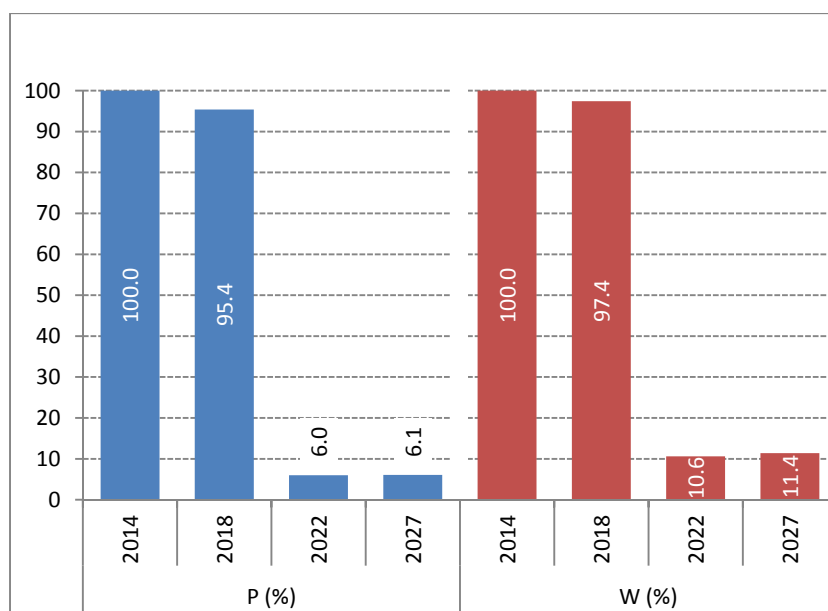


Abbildung 1-9: Änderung von Defizitleistung und Defizitenergie – Nord-Süd

In Tabelle 1-1 sind die Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz jeweils für die untersuchten Szenarien dargestellt. Lediglich P und W sind dabei Summengrößen und damit aussagekräftig für die Beurteilung der Zuverlässigkeit. Der Anstieg der mittleren Ausfalldauer bzw. der Nichtverfügbarkeit bei den Szenarien 2018, 2022 und 2027 gegenüber dem Szenario 2014 liegt einerseits in der Berechnung dieser Zuverlässigkeitskenngrößen selbst. Vielfach ist dies durch den Rückgang der Anzahl an Ausfällen begründet indem z. B. typische Einfachausfälle an Betriebsmitteln mit verhältnismäßig kurzer Ausfalldauer und hoher Ausfallhäufigkeit im Vergleich zu Common-Mode-Ausfällen mit höherer Ausfalldauer zu keiner Versorgungsunterbrechung an einer Last mehr führen. Die „Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last“ reduziert sich dadurch. Weiters liegt dies insbesondere an der geänderten Netzgruppenaufteilung und der unterschiedlichen Anzahl jener Lasten an welchen sich ein Defizit ergibt. Beim Szenario 2014 stellte sich an 61 Lasten, beim Szenario 2018 an 67 Lasten, beim Szenario 2022 an 20 Lasten und beim Szenario 2027 an 21 Lasten ein Defizit ein.

Tabelle 1-1: Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz je Szenario - Nord-Süd Lastfluss

		2014	2018	2022	2027
H	(1/a)	0,60	0,64	0,54	0,55
T	(h)	10,60	14,44	15,91	16,08
Q	(min/a)	380,18	554,78	511,83	532,05
P	(MW/a)	175,88	167,80	10,52	10,66
W	(MWh/a)	1430,10	1393,10	151,55	162,84

H... Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last

T... Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last

Q... Nichtverfügbarkeit der gesamten Last

P... Gesamte unterbrochene Leistung

W... Gesamte nicht zeitgerecht gelieferte Energie

1.2.5.1 Nicht übertragene Leistung/Energie aus Netzebene 1 für Szenario 2022

In Abbildung 1-10 sind die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht übertragenen Leistung in die unterlagerten Verteilnetze in Bezug zur gesamten Defizitleistung des Netzes angeführt. Sämtliche Lasten an denen sich ein Defizit ergibt sind dabei im Diagramm angeführt. An der Last im UW Greuth (VGH) entsteht dabei der größte Anteil, der Grund hierfür liegt darin, dass unterspannungsseitig kein vermaschtes Netz berücksichtigt worden ist. Selbiges gilt für die Lasten in den UW's Schwarzenbach (VSW), Sattledt (VSL), Westtirol (VWT), Pyhrn (VPY), Kledering (VKD) und Wallsee (VWM). Die Defizitleistung bzw. nicht übertragene Leistung ist ein Maß, das der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

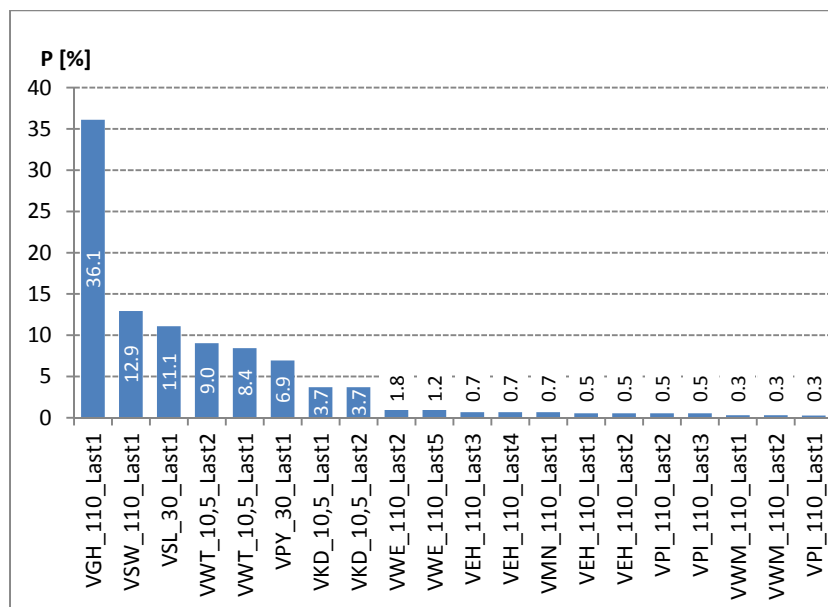


Abbildung 1-10: Nicht übertragene Leistung - Nord-Süd 2022

Abbildung 1-11 zeigt die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht in die unterlagerten Verteilnetze übertragenen Energie in Bezug zur gesamten Defizitenergie des Netzes. Die Last im UW Greuth (VGH) verursacht dabei den größten Anteil, der Grund hierfür ist selbiger, wie bereits für die Defizitleistung angeführt. Wiederversorgungsmaßnahmen, bzw. Stützung der Last von einer Gegenstation im unterlagerten Verteilnetz wurden nicht berücksichtigt. Selbiges gilt für die Lasten in den UW's Schwarzenbach (VSW), Sattledt (VSL), Westtirol (VWT), Pyhrn (VPY), Kledering (VKD) und Wallsee (VWM). Die Defizitenergie bzw. nicht übertragene Energie stellt dabei ebenso ein Maß dar, welches der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

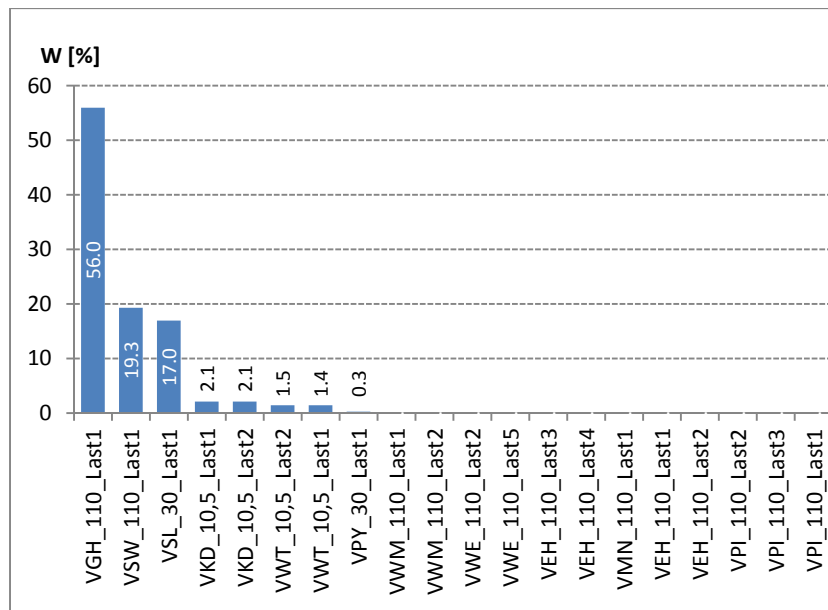


Abbildung 1-11: Nicht übertragene Energie - Nord-Süd 2022

In Abbildung 1-12 sind die fünfzehn wesentlichsten Betriebsmittel dargestellt, welche ca. 81% der gesamten Defizitleistung des gesamten Netzes bewirken. Aus Gründen der Übersichtlichkeit und der geringen Anteile der verbleibenden Betriebsmittel an der Defizitleistung wurde auf eine Auswertung im Diagramm verzichtet. Der Ausfall des Phasenschiebertransformators im UW Greuth (VGH) bewirkt ca. 30% der gesamten Defizitleistung. Weiters gehen Ausfälle an den Umspannern in Sattledt (VSL), Schwarzenbach (VSW) und Pyhrn (VPY) merklich in die Defizitleistung ein. Ausfälle mit einer möglichen hohen Folgewirkung für die unterlagerten Verteilnetze sind insbesondere jene an den Kuppelleistungsschaltern in den 220-kV-Schaltanlagen Ernsthofen (VEH) und Werben (VWE). Kurzschlüsse im Bereich der Kupplung, genauer in der „toten Zone“ bzw. direkt am Kuppelleistungsschalter führen in der Simulation, bei gekuppeltem Zweischienenbetrieb, zu einem Ausfall beider Sammelschienen, was einem kompletten Stationsausfall entspricht. Im speziellen sind derartige Ausfälle in jenen Netzknoten mit hoher Übergabeleistung an das unterlagerte Verteilnetz gesondert zu prüfen, in wie weit dadurch Engpässe oder Lastausfälle hervorgerufen werden könnten. Der Einfluss der Dauer für die Wiederversorgung zeigt sich insbesondere in der Defizitenergie.

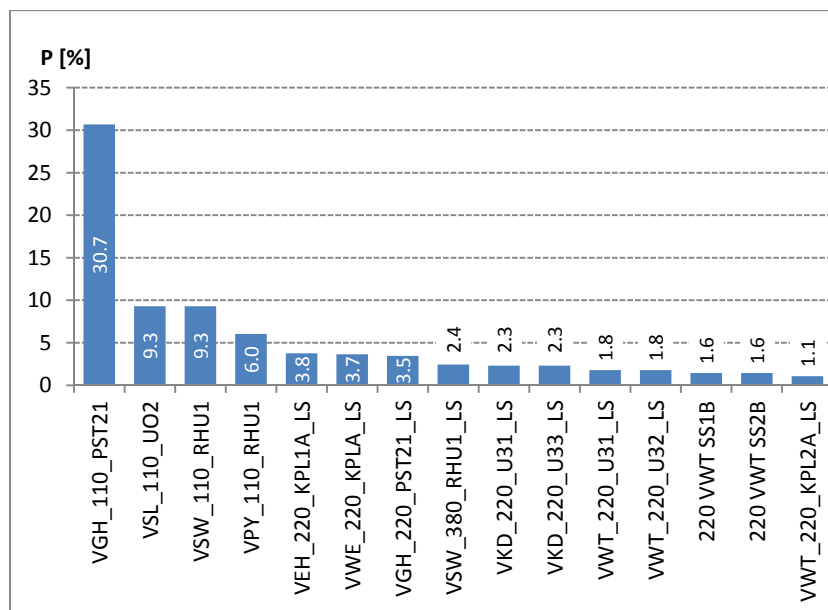


Abbildung 1-12: Defizitleistung der Betriebsmittel – Nord-Süd 2022

Gemäß Abbildung 1-13 wird mehr als die Hälfte der gesamten Defizitenergie durch den Ausfall des Phasenschiebertransformators im UW Greuth (VGH) hervorgerufen. Im Diagramm sind dabei wiederum nur jene fünfzehn Betriebsmittel angeführt, welche die meiste Defizitenergie an den Lasten hervorrufen. Ca. 98% der gesamten Defizitenergie des Netzes wird rein durch Ausfälle an diesen Betriebsmitteln verursacht. Lediglich der Ausfall des 110/30-kV-Umspanners in Sattledt (VSL), sowie der Ausfall des 380/110-kV-Umspanners in Schwarzenbach (VSW) bewirken noch einen merklichen Anteil. Ob und wie lange in der Realität Ausfälle an diesen Betriebsmittel tatsächlich eine Versorgungsunterbrechung im unterlagerten Verteilnetz verursachen, liegt im Verantwortungsbereich des jeweiligen Verteilnetzbetreibers. Alle verbleibenden Betriebsmittel haben einen derart geringen Einfluss auf die gesamte Defizitenergie, sodass diese keinen merklichen Anteil zur gesamten Versorgungssicherheit aus Sicht des Übertragungsnetzes bewirken.

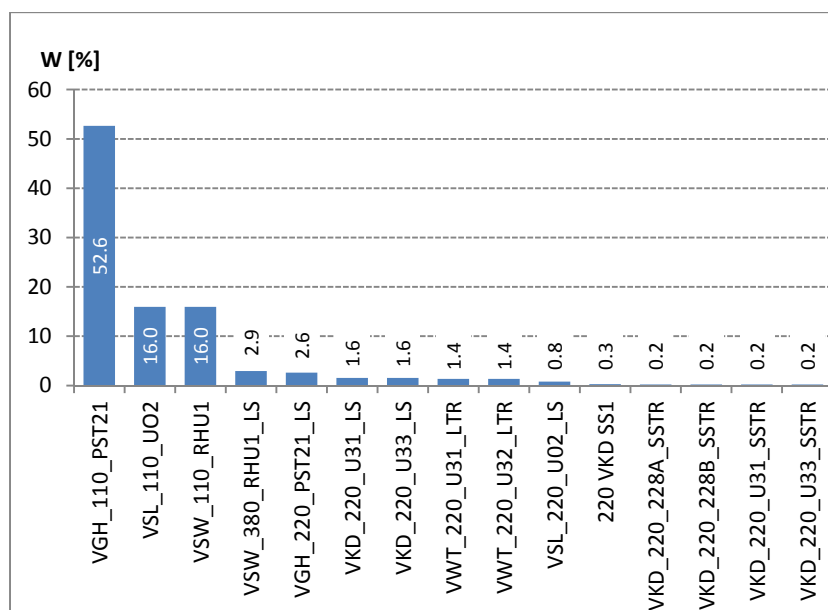


Abbildung 1-13: Defizitenergie der Betriebsmittel – Nord-Süd 2022

1.2.5.2 Nicht übertragene Leistung/Energie aus Netzebene 1 für Szenario 2027

In Abbildung 1-14 sind die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht in die unterlagerten Verteilnetze übertragenen Leistung in Bezug zur gesamten Defizitleistung des Netzes dargestellt. Dabei wurden nur jene zwanzig Lasten ausgewertet, an welchen der größte Anteil hervorgerufen wird. Ca. 99% der gesamten an sämtlichen Lasten im Netz entstandenen Defizitleistung wird an diesen Lasten verursacht. Im Ranking jener acht Lasten, welche den höchsten Anteil verursachten ergibt sich kein Unterschied zum Szenario 2022.

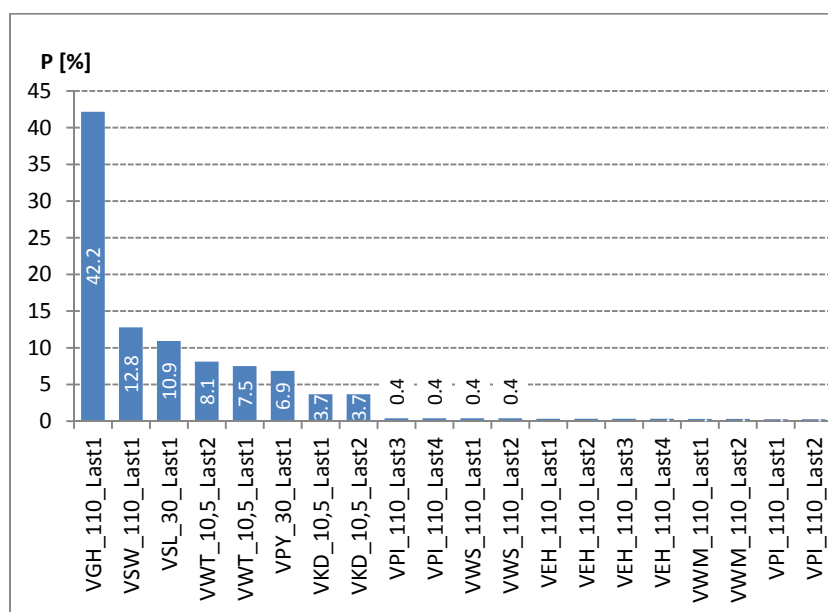


Abbildung 1-14: Nicht übertragene Leistung – Nord-Süd 2027

Wie bei der Defizitleistung wurden jene zwanzig Lasten im Diagramm in Abbildung 1-15 dargestellt, an welchen sich die größte Defizitenergie ergibt, nahezu 100% der gesamten Defizitenergie sämtlicher Lasten im Netz wird rein durch die dargestellten Lasten verursacht. Auf eine Darstellung der verbleibenden Lasten wurden zwecks Übersichtlichkeit und dem geringen Anteil verzichtet. Punkto Defizitenergie bzw. nicht übertragene Energie gilt selbiges wie für die Defizitleistung, im Ranking der acht Lasten mit dem höchsten Anteil ergibt sich kein Unterschied. Lediglich die prozentuellen Anteile unterscheiden sich. Die nicht übertragene Energie in Greuth (VGH) geht stärker ein, was in der Umstellung der Schaltanlage von 220-kV auf 380-kV begründet ist. Laut Störungsstatistik weisen Ausfälle an den Betriebsmitteln einer 380-kV-Schaltanlage eine höhere Ausfallhäufigkeit im Vergleich zu 220-kV-Betriebsmitteln auf. Die Dauer für die Wiederversorgung beträgt für sämtliche Lasten, welche eine geringere Defizitenergie als die Last in Pyhrn (VPY) aufweisen, 10 Minuten. Dies ist jene Dauer, welche für fernbediente Schaltmaßnahmen angenommen wurde. Im Vergleich zum Szenario 2022 entsteht an den Lasten im UW Wegscheid (VWS) durch die geänderte Netzgruppenaufteilung ebenfalls ein Defizit punkto nicht übertragener Energie. Für die Lasten in Wallsee erfolgt eine Reduktion der Defizitenergie durch die Möglichkeit der Wiederversorgung über eine benachbarte 110-kV-Netzgruppe.

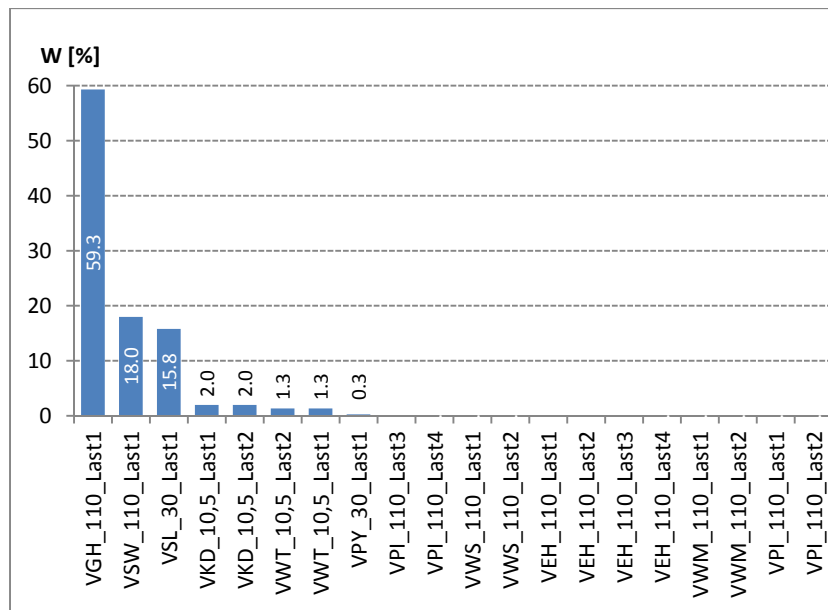


Abbildung 1-15: Nicht übertragene Energie – Nord-Süd 2027

Die fünfzehn wesentlichsten Betriebsmittel, deren Ausfall ca. 82% der gesamten Defizitleistung des gesamten Netzes bewirkt, sind in Abbildung 1-16 dargestellt. Auf eine Darstellung der verbleibenden Betriebsmittel wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit und der geringen Anteile der verbleibenden Betriebsmittel an der Defizitleistung verzichtet. Der Ausfall des Phasenschiebertransformators im UW Greuth (VGH) bewirkt, wie bereits beim Szenario 2022, mit ca. 30% die größte Defizitleistung. Weiters gehen Ausfälle an den Umspannern, bzw. an den Leistungsschaltern merklich in die Defizitleistung ein. Ebenso führt ein Ausfall am Kuppelleitungsschalter in der 220-kV-Schaltanlage Ernsthofen in der Simulation zu einem Komplettausfall der beiden Sammelschienen in Ernsthofen, sowie der beiden 220/110-kV-Umspannwerke Pichling und Wegscheid. Bei Realisierung dieser Baumaßnahmen sollte im speziellen geprüft werden, ob der Ausfall am Kuppelleistungsschalter einen auslegungsrelevanten Fehler darstellt. Ein Ausfall könnte eine kurzfristige Versorgungsunterbrechung durch einen Ausfall der Stationen Ernsthofen, Pichling und Wegscheid im unterlagerten Verteilnetz bewirken. Eine geänderte Netzeinbindung der Stationen Pichling und Wegscheid bzw. ein spezieller Schaltzustand in der 220-kV-Schaltanlage im UW Ernsthofen (VEH) könnte als Alternative in Betracht gezogen werden. Ausfälle in den Stationen Sattledt (VSL), Pyhrn (VPY) und Ernsthofen (VEH) bewirken in der Simulation zumindest eine kurzfristige Unterbrechung, solange bis Wiederversorgungsmaßnahmen durchgeführt sind, bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Versorgung bzw. Reparatur erfolgt ist. Der Einfluss der Dauer für die Wiederversorgung zeigt sich insbesondere in der Defizitenergie.

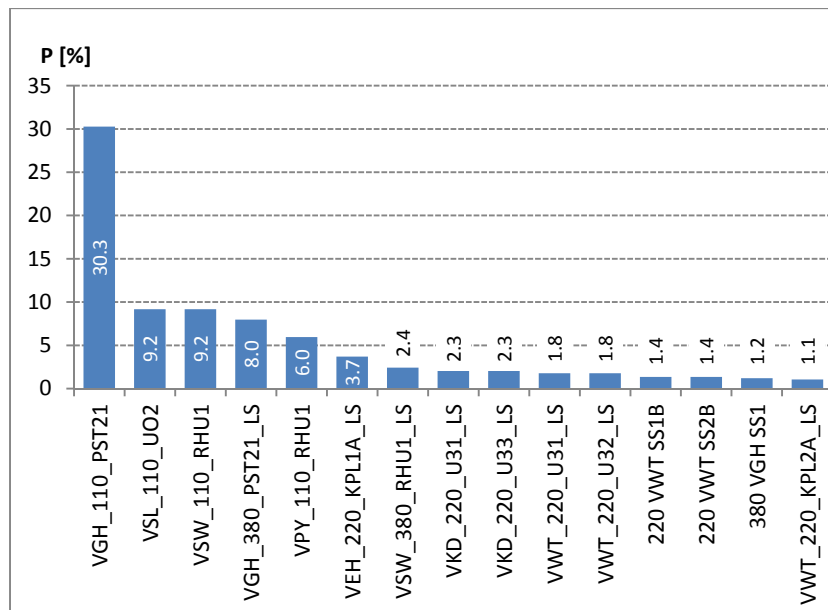


Abbildung 1-16: Defizitleistung der Betriebsmittel – Nord-Süd 2027

Wie bereits für die Defizitleistung sind wiederum jene fünfzehn Betriebsmittel in Abbildung 1-17 angeführt, welche den höchsten Anteil an Defizitenergie an den Lasten hervorrufen. Sämtliche verbleibenden Betriebsmittel haben einen derart geringen Einfluss auf die gesamte Defizitenergie, sodass diese keinen merklichen Anteil zur gesamten Versorgungssicherheit aus Sicht des Übertragungsnetzes bewirken. Ca. 98% der gesamten Defizitenergie des Netzes wird rein durch Ausfälle an diesen Betriebsmitteln verursacht. Ein Ausfall des Phasenschiebertransformators im UW Greuth (VGH) verursacht dabei ca. 49% der gesamten Defizitenergie. Lediglich Ausfälle am 110/30-kV-Umspanner in Sattledt (VSL), am 380/110-kV-Umspanner in Schwarzenbach (VSW), sowie am 380-kV-Leistungsschalter im UW Greuth (VGH) bewirken noch einen merklichen Anteil. Wie bereits zu Abbildung 1-15 erwähnt, wirken sich Ausfälle an den Betriebsmitteln einer 380-kV-Schaltanlage im Vergleich zu einer 220-kV-Schaltanlage auf die Zuverlässigkeitskenngrößen stärker aus. Dies zeigt sich darin, dass Ausfälle an den Sammelschienenentrennern, sowie an der Sammelschiene selbst im UW Greuth (VGH) im Ranking der fünfzehn wesentlichsten Betriebsmittel im Vergleich zum Szenario 2022 beim Szenario 2027 aufscheinen. Ob und wie lange in der Realität Ausfälle an diesen Betriebsmittel tatsächlich eine Versorgungsunterbrechung im unterlagerten Verteilnetz verursachen, liegt im Verantwortungsbereich des jeweiligen Verteilnetzbetreibers.

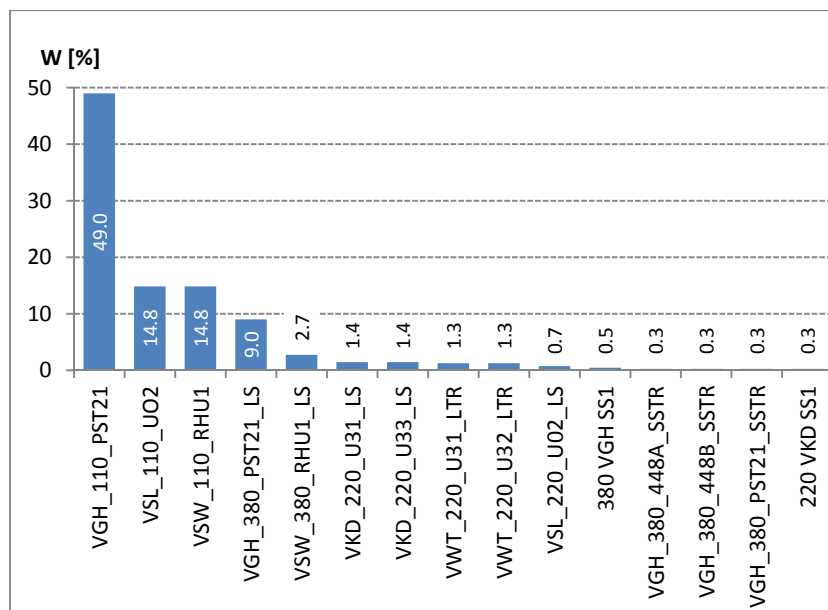


Abbildung 1-17: Defizitenergie der Betriebsmittel – Nord-Süd 2027

1.2.6 Auswirkungen auf die Verteilnetze – Nord-Süd Lastfluss

Die relativen Anteile der Defizitleistung sowie der Defizitenergie der untersuchten Szenarien sind im Vergleich zum Szenario 2014 dargestellt. Das Szenario 2014 stellt dabei den Ausgangswert von 100% dar, sofern tatsächlich ein Defizit in Form einer unterbrochenen Leistung, sowie einer nicht gelieferten Energie in der Simulation aufgetreten ist. 0% bedeutet dass an den Lasten der Netzgruppe keine Unterbrechungen aufgetreten sind.

1.2.6.1 Vorarlberg Netz – Nord-Süd Lastfluss

Abbildung 1-18 zeigt die Zuverlässigkeitskenngrößen für die Szenarien 2014 bis 2027 für die beiden Netzgruppen VKN und VKS. Die Berechnungen haben gezeigt, dass in der Höchstspannungsebene ein einfacher Fehler konzeptgemäß zu keiner Versorgungsunterbrechung führt. Im äußerst seltenen Fall des Ausfalls am Kuppelleistungsschalter (Fehler in der toten Zone, also Fehler zwischen dem Leistungsschalter und dem Stromwandler im Koppelfeld) in der 220-kV-Schaltanlage im UW Werben führte bei den Szenarien 2014 bis 2022 zu einer starken Folgeüberlastung am 220/110-kV-Umspanner UM1 im UW Meiningen. Eine Abschaltung bewirkt dabei eine kurzzeitige Versorgungsunterbrechung in der Netzgruppe VKN. Durch den Einsatz eines 220/110-kV-Umspanners mit einer Nennscheinleistung von 300MVA im UW Meiningen ist dies bereinigt, beim Szenario 2027 stellen sich dadurch keine Lastausfälle mehr ein. Angemerkt sei, dass ein derartiges Ereignis äußerst selten mit relativ geringer Ausfallwahrscheinlichkeit auftritt und sich dadurch selbst bei den Szenarien 2014 bis 2022 auch nur sehr geringe Absolutwerte für die Defizitleistung als auch für die Defizitenergie einstellen. In der Netzgruppe VKS fanden keine Versorgungsunterbrechungen statt.

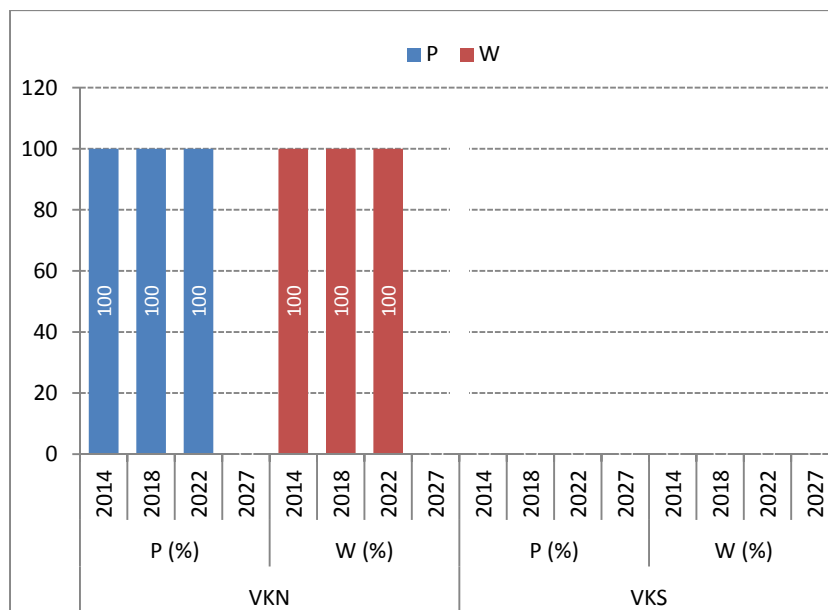


Abbildung 1-18: Zuverlässigkeitskennwerte Vorarlberg Netz – Nord-Süd Lastfluss

1.2.6.2 TINETZ-Stromnetz Tirol AG – Nord-Süd Lastfluss

Die relativen Anteile der Defizitleistung sowie der Defizitenergie je 110-kV-Netzgruppe sind in Abbildung 1-19 für die Szenarien 2014 bis 2027 dargestellt. Ausfälle in der 220-kV-Schaltanlage im UW Lienz führen zu einem kurzzeitigen Ausfall der Versorgung. Rund 80% der Defizitleistung und 8% der Defizitenergie verursachen Ausfälle in der 220-kV-Schaltanlage im UW Lienz beim Szenario 2014. Die restlichen Anteile werden durch den Lastabwurf verursacht, welcher in Folge der Common-Mode-Ausfälle und der dadurch resultierenden Folgeüberlastungen eintritt. Durch das beim Szenario 2018 berücksichtigte UW Landschütz führen Ausfälle in der 220-kV-Schaltanlage im UW Lienz zu keiner Versorgungsunterbrechung in der Netzgruppe TIO mehr, die Defizitleistung als auch die Defizitenergie kommt rein durch den Lastabwurf zustande. Durch den in den Szenarien 2022 und 2027 berücksichtigten Netzausbau treten keine Versorgungsunterbrechungen in der Netzgruppe TIO mehr auf. In der Netzgruppe TIN traten keine Versorgungsunterbrechungen auf.

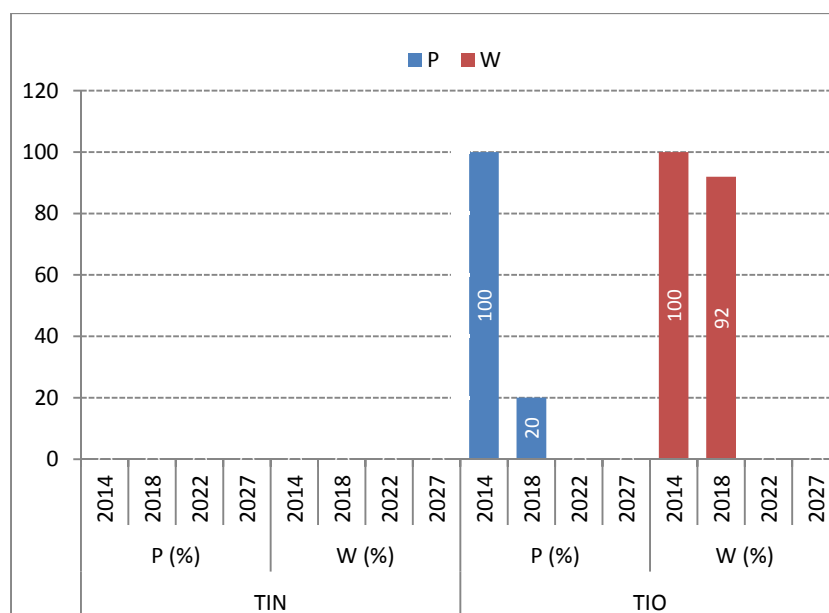


Abbildung 1-19: Zuverlässigkeitskennwerte TINETZ-Stromnetz Tirol AG – Nord-Süd Lastfluss

1.2.6.3 Salzburg Netz GmbH – Nord-Süd Lastfluss

In Abbildung 1-20 ist der relative Vergleich punkto Defizitleistung und Defizitenergie für die Szenarien 2014 bis 2027 für die 110-kV-Netzgruppen dargestellt. Beim Szenario 2014 werden ca. 72% der Defizitleistung in der Netzgruppe SAKA und ca. 90% in der Netzgruppe SASA durch den Lastabwurf verursacht, welcher in Folge der Common-Mode-Ausfälle und der dadurch resultierenden Folgeüberlastungen eintritt. Die restlichen Anteile für die Netzgruppe SAKA ergeben sich durch Einfachausfälle in der 220-kV-Schaltanlage im UW Tauern sowie durch den Common-Mode-Ausfall der Leitungen 289, 290 zwischen dem UW Tauern und dem UW Kaprun Hauptstufe. In der Netzgruppe SASA gehen zusätzlich der Common-Mode-Ausfall zwischen dem UW Salzburg und dem UW Salzach, sowie Einfachausfälle an den Kuppelleistungsschaltern in diesen Schaltanlagen ein. Rund 95% der Defizitenergie in der Netzgruppe SAKA und rund 99% in der Netzgruppe SASA wird durch den Lastabwurf hervorgerufen. Die restlichen Anteile werden durch Ausfälle in den 220-kV-Schaltanlagen Salzach und Tauern, der 380-kV-Schaltanlage Salzburg, sowie den Common-Mode-Ausfällen (Tauern – Kaprun, Salzburg – Salzach) bewirkt.

Ca. 77% der Defizitleistung in der Netzgruppe SAKA und ca. 93% in der Netzgruppe SASA werden durch den Lastabwurf verursacht, welcher in Folge der Common-Mode-Ausfälle und der dadurch resultierenden Folgeüberlastungen beim Szenario 2018 eintritt. 97% der Defizitenergie der Netzgruppe SAKA und ca. 99% der Defizitenergie der Netzgruppe SASA wird durch den Lastabwurf hervorgerufen.

Die Zunahme der Defizitleistung als auch der Defizitenergie beim Szenario 2018 gegenüber dem Szenario 2014 liegt daran, dass durch den Common-Mode-Ausfall an den Leitungen 257, 258 zusätzlich eine Folgeüberlastung eintritt und damit ein Lastabwurf in den Netzgruppen SASA und SAKA erfolgt.

Angenommen wurde, dass das geplante 380/110-kV-Umspannwerk Pongau jeweils die Lasten der Netzgruppe SASA und SAKA zur Gänze und unterbrechungsfrei übernehmen kann. Weder Ausfälle in den Schaltanlagen Salzach, Kaprun Hauptstufe, Tauern und Salzburg, noch Common-Mode-Ausfälle zwischen den UW's Tauern und Kaprun Hauptstufe

und den UW's Salzburg und Salzach bewirken dabei eine Versorgungsunterbrechung für die Szenarien 2022 und 2027.

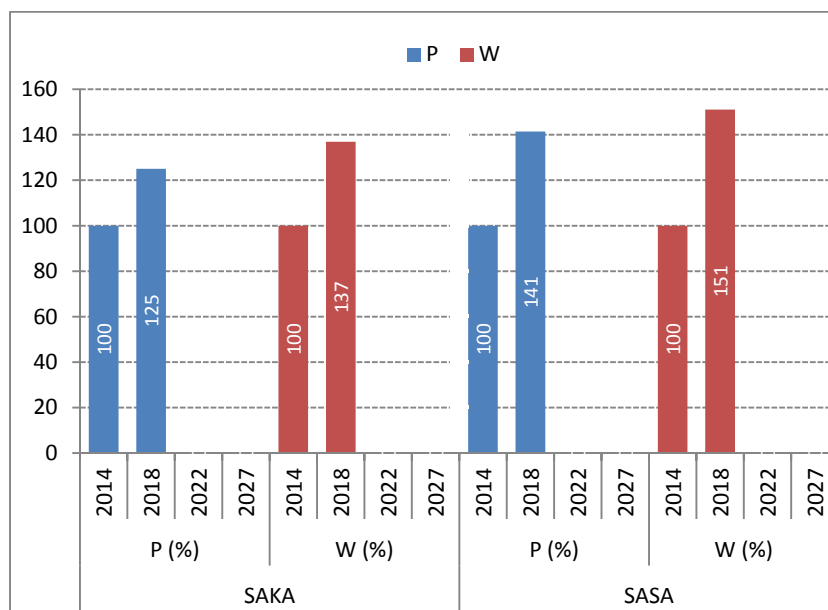


Abbildung 1-20: Zuverlässigkeitskennwerte Salzburg Netz GmbH – Nord-Süd Lastfluss

1.2.6.4 LINZ STROM Netz GmbH – Nord-Süd Lastfluss

In Abbildung 1-21 sind die relativen Anteile der Defizitleistung sowie der Defizitenergie für die Szenarien 2014 bis 2027 für die 110-kV-Netzgruppe Wallsee dargestellt. Bei den Szenarien 2014 bis 2022 wird die Defizitleistung bzw. Defizitenergie durch Ausfälle in der 220-kV-Schaltanlage Wallsee, bzw. dem Common-Mode-Ausfall an den Leitungen 205A und 205B hervorgerufen. Die Lasten im UW Wallsee sind dabei lediglich einseitig gespeist. Durch die geänderte Netzgruppenaufteilung beim Szenario 2027, sowie der Möglichkeit der Speisung der Lasten in Wallsee aus einer benachbarten 110-kV-Netzgruppe, reduziert sich die Defizitenergie stark. Dadurch geht eine wesentliche Verbesserung der Versorgungssicherheit für das betreffende 110-kV-Verteilnetz LSWM einher.

In Abbildung 1-21 sind lediglich nur die Ergebnisse für die Netzgruppe Wallsee angeführt, welche nur einen kleinen Teil des gesamten Netzgebietes der Linz Strom Netz GmbH umfassen.

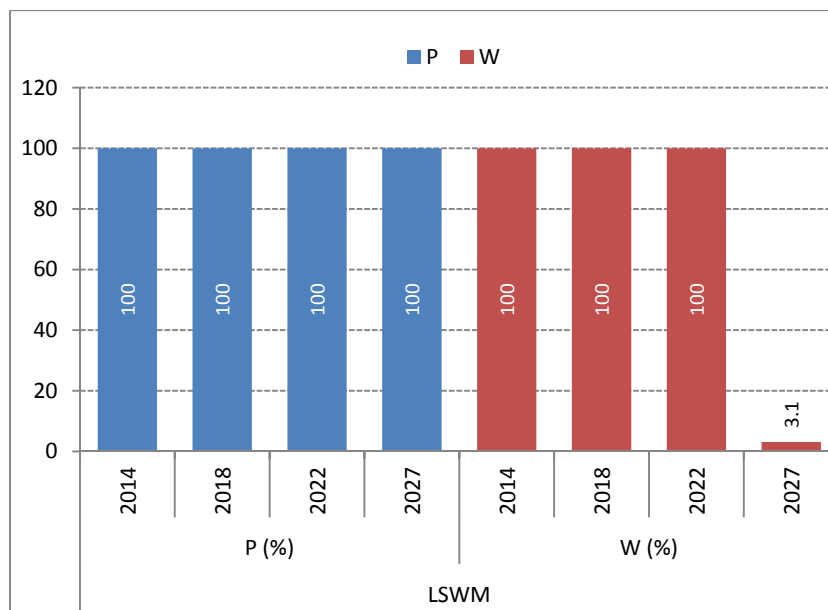


Abbildung 1-21: Zuverlässigkeitskennwerte LINZ STROM Netz GmbH – Nord-Süd Lastfluss

1.2.6.5 Wiener Netze GmbH – Nord-Süd Lastfluss

In den Abbildung 1-22 bis Abbildung 1-24 sind die relativen Werte sowohl für die Defizitleistung als auch für die Defizitenergie für die unterschiedlichen 110-kV-Netzgruppen im Verteilnetz der Wiener Netze dargestellt. Lediglich für die Szenarien 2014 und 2018 ergeben sich durch den Lastabwurf bei einem Common-Mode-Ausfall an den 380-kV-Leitungen zwischen Dürnrrohr und Slavetice Unterbrechungen. Ausfälle in den Schaltanlagen Bisamberg und Wien Südost, sowie Ausfälle an den eigenen 380/110-kV-Umspannwerken der Wiener Netze bewirken dabei keinen Lastausfall. Lediglich Einschränkungen im Kraftwerksbetrieb im UW Simmering können für die Szenarien 2014 und 2018 in Folge eines Common-Mode-Ausfalls an den Systemen 505 und 507 zwischen dem UW Simmering und dem UW Kendlerstraße auftreten. Durch die geplante 380-kV-Verbindung vom UW Simmering zum UW Wien Südost ist dieser Engpass behoben. Eine Verbesserung der Versorgungssicherheit geht damit einher.

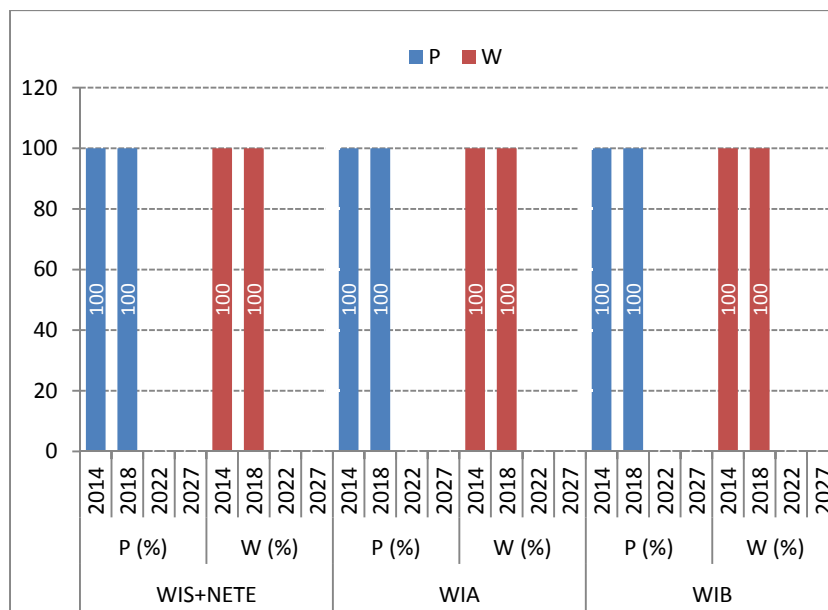


Abbildung 1-22: Zuverlässigkeitskennwerte Wiener Netze GmbH, Teil 1 – Nord-Süd Lastfluss

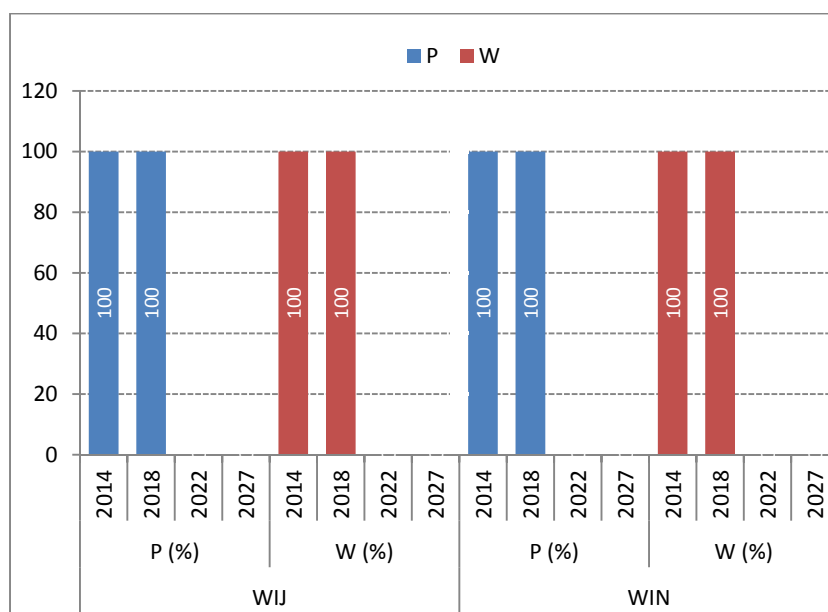


Abbildung 1-23: Zuverlässigkeitskennwerte Wiener Netze GmbH, Teil 2 – Nord-Süd Lastfluss

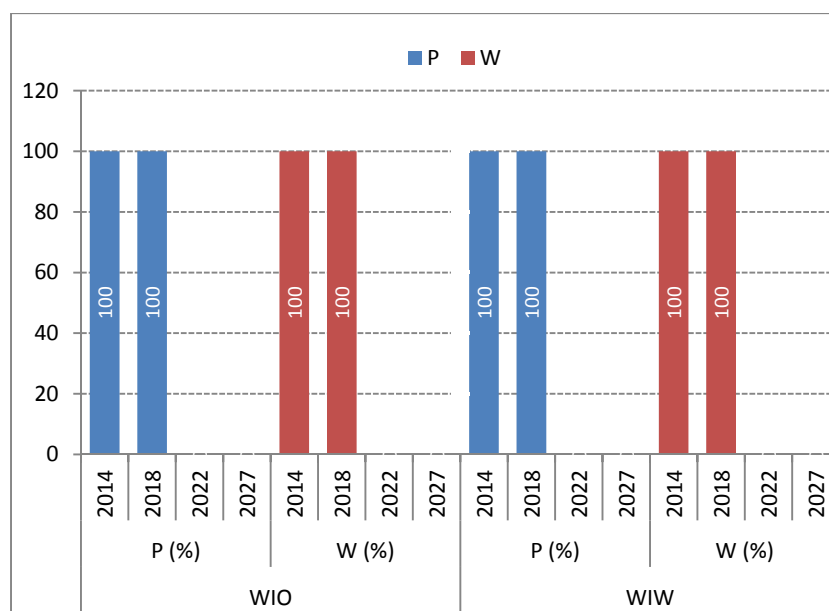


Abbildung 1-24: Zuverlässigkeitskennwerte Wiener Netze GmbH, Teil 3 – Nord-Süd Lastfluss

1.2.7 Resümee Nord-Süd Lastfluss

Durch die geplanten Netzausbaumaßnahmen werden die derzeit bestehenden Netzengpässe weitestgehend eliminiert, sodass eine Beibehaltung bzw. Verbesserung der derzeitigen Versorgungssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz und in den unterlagerten Verteilnetzen erzielt werden kann. Im Szenario 2027 können nach wie vor Netzengpässe an den 220-kV-Leitungen zwischen Neusiedl/Zaya und Sokolnice (CZ) in Folge eines Common-Mode-Ausfalls der 380-kV-Leitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice (CZ) auftreten. Abhilfe dagegen könnte eine Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitungen, bzw. der Bau einer 380-kV-Doppelleitung bringen. Bei Netzsicherheitsberechnungen sollten insbesondere Ausfälle im Bereich der Kupplung trotz der geringen Wahrscheinlichkeit, welche einen Ausfall beider Sammelschienen bewirken können, gesondert hinsichtlich möglicher Folgen für das unterlagerte Verteilnetz überprüft werden. Insbesondere trifft dies für Netzknoten mit hoher Übergabeleistung, bzw. hoher Netzlast in der jeweiligen 110-kV-Netzgruppe zu. Die geplante Speisung der 220/110-kV-Umspannwerke Pichling und Wegscheid über die 220-kV-Schaltanlage in Ernsthofen stellt hierbei einen dieser Fälle dar.

1.3 Ergebnisse Ost-West Lastfluss

1.3.1 Ost-West Lastfluss – Szenario 2014

Das Szenario 2014 stellt den Iststand des Übertragungsnetzes für das Jahr 2014 dar. Dabei wurde lediglich ein System zwischen den Umspannwerken St. Peter und Ernsthofen von 220-kV auf 380-kV umgestellt. Die Verbindung von St. Peter nach Salzburg wurde dabei als 380-kV-Doppelleitung berücksichtigt, welche mit 220-kV betrieben wird. Die gesamte Netzlast beträgt dabei ca. 3,7 GW, bei einer Erzeugung von ca. 3,6 GW und einer zusätzlichen Pumpleistung von 928 MW. Abbildung 1-25 zeigt die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen. Charakteristisch für den Ost-West Lastfluss sind Importe über Maribor und Podlog (SLO) über die Netzknoten Kainachtal (380-kV) und Obersielach (220-kV) sowie Exporte über St. Peter (220-kV) nach Deutschland und Meiningen (220-kV) in die Schweiz.

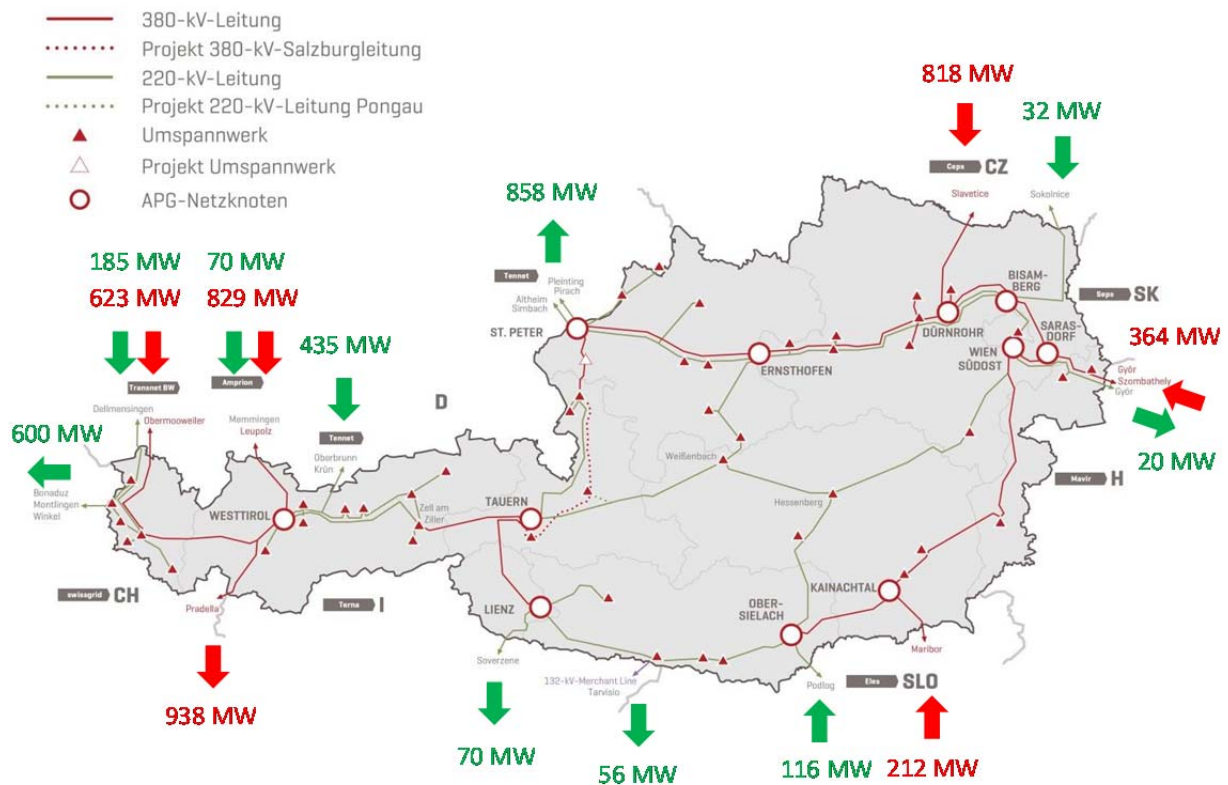


Abbildung 1-25: Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2014

1.3.1.1 Nicht übertragene Leistung/Energie aus Netzebene 1 für Szenario 2014

In Abbildung 1-26 sind die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht übertragenen Leistung in die unterlagerten Verteilnetze in Bezug zur gesamten Defizitleistung des Netzes angeführt. Sämtliche Lasten an denen sich ein Defizit einstellt sind dabei im Diagramm angeführt. Die Last im UW Greuth (VGH) verursacht dabei den größten Anteil, der Grund hierfür liegt darin, dass unterspannungsseitig kein vermaschtes Netz berücksichtigt worden ist. Selbiges gilt für die Lasten in den UW's Lienz (VLI) jedoch nur für die Netzgruppe TIO, Sattledt (VSL), Pyhrn (VPY), Kledering (VKD) und Wallsee (VWM). Die Defizitleistung bzw. nicht übertragene Leistung ist ein Maß, das der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

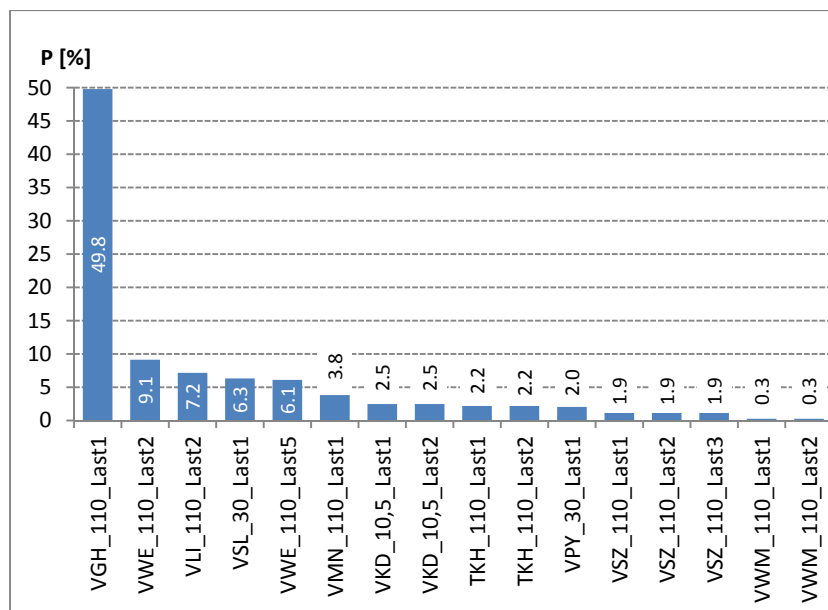


Abbildung 1-26: Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2014

Abbildung 1-27 zeigt die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht in die unterlagerten Verteilnetze übertragenen Energie in Bezug zur gesamten Defizitenergie des Netzes. Im Diagramm sind alle Lasten, an denen sich ein Defizit hinsichtlich nicht übertragener Energie einstellt, dargestellt. Die Last im UW Greuth (VGH), gefolgt von den Lasten im den UW's Sattledt (VSL) und Kledering (VKD) verursacht dabei den größten Anteil, der Grund hierfür liegt darin, dass unterspannungsseitig kein vermaschtes Netz berücksichtigt worden ist. Wiederversorgungsmaßnahmen, bzw. Stützung der Lasten von einer Gegenstation im unterlagerten Verteilnetz wurden nicht berücksichtigt. Selbiges gilt für die Lasten in den UW's Pyhrn (VPY) und Lienz (VLI), jedoch nur für die Netzgruppe Tirol Ost (TIO). Die Defizitenergie bzw. nicht übertragene Energie stellt dabei ebenso ein Maß dar, welches der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

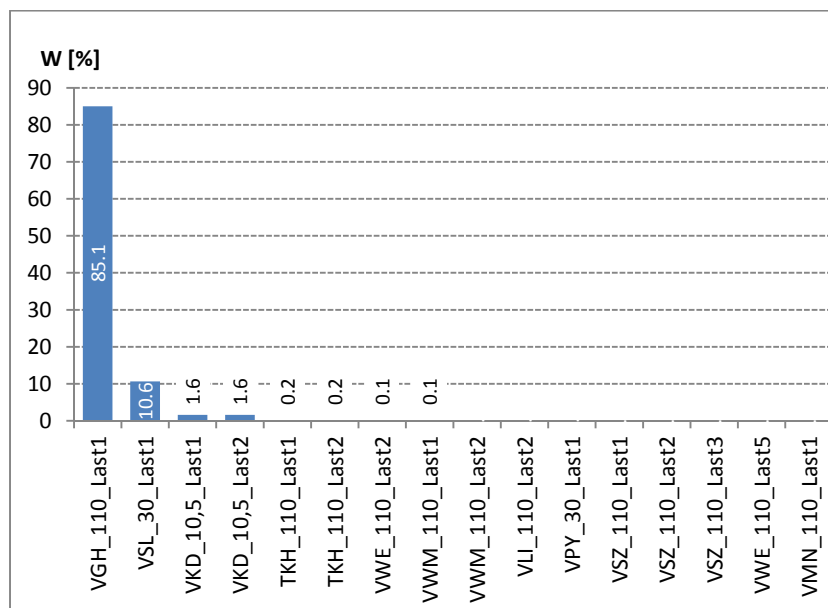


Abbildung 1-27: Nicht übertragene Energie - Ost-West 2014

Der Ausfall des Phasenschiebertransformatoren im UW Greuth (VGH) bewirkt ca. 42% der gesamten Defizitleistung, wie Abbildung 1-28 zeigt. Im Diagramm sind lediglich jene fünfzehn

Betriebsmittel ausgewiesen, deren Ausfall den höchsten Anteil an der Defizitleistung bewirkt. In Summe entstehen ca. 90% der gesamten im Netz verursachten Defizitleistung an den Lasten alleine durch diese Betriebsmittelausfälle. Auf eine Darstellung der verbleibenden Betriebsmittel wurde auf Grund des geringen Beitrags zur gesamten Defizitleistung verzichtet. Ausfälle an den 220/110-kV-Umspannern in den UW's Lienz (VLI) und Sattledt (VSL) haben einen Anteil an der gesamten Defizitleistung von ca. 5%. Ausfälle in den Stationen Lienz (VLI), Pyhrn (VPY), Sattledt (VSL), Wallsee (VWM), Werben (VWE) und Meiningen (VMN) bewirken in der Simulation zumindest eine kurzfristige Unterbrechung, solange bis in der Simulation Umschaltmaßnahmen durchgeführt sind, bzw. eine anderweitige Sicherstellung der Versorgung bzw. Reparatur erfolgt ist. Der Einfluss der Dauer für die Wiederversorgung zeigt sich insbesondere in der Defizitenergie.

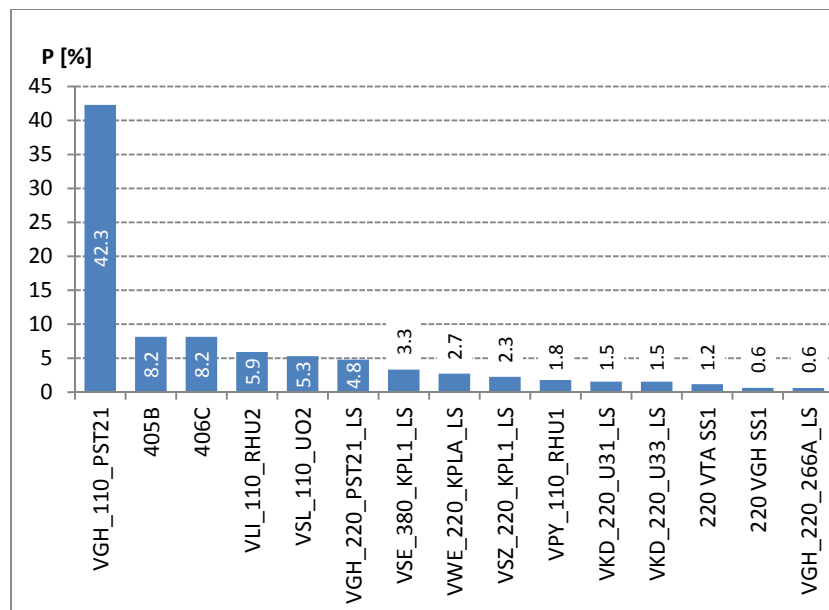


Abbildung 1-28: Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2014

Gemäß Abbildung 1-29 wird ca. 80% der gesamten Defizitenergie durch den Ausfall des Phasenschiebertransformatoren im UW Greuth (VGH) hervorgerufen. Wie bei der Defizitleistung wurden auch hier nur die fünfzehn wesentlichsten Betriebsmittel angeführt, welche in Summe ca. 98% der gesamten Defizitenergie verursachen. Der Ausfall des 110/30-kV-Umspanners in Sattledt (VSL) hat dabei einen Anteil von ca. 10%. Alle verbleibenden Betriebsmittel haben einen derart geringen Einfluss auf die gesamte Defizitenergie, sodass diese keinen merklichen Anteil zur gesamten Versorgungssicherheit aus Sicht des Übertragungsnetzes bewirken.

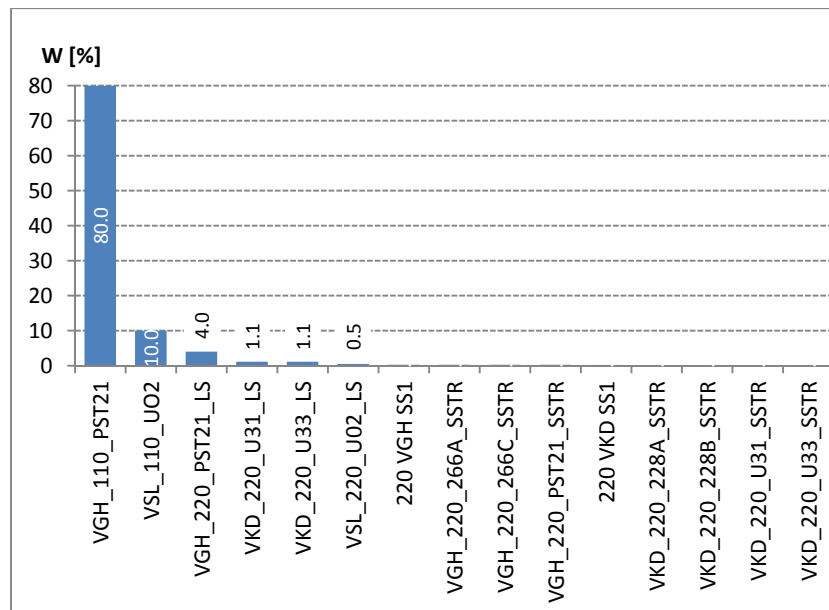


Abbildung 1-29: Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2014

1.3.2 Ost-West Lastfluss – Szenario 2018

In Abbildung 1-30 sind die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen dargestellt. Die gesamte Netzlast ist dabei unwesentlich größer im Vergleich zum Szenario 2014. Der Grund hierfür liegt an den neu hinzugekommenen Netzknoten Schwarzenbach und Landschütz und den dabei zusätzlich berücksichtigten Lasten. Die gesamte Erzeugung von ca. 3,6 GW sowie die Pumpleistung von 928 MW sind unverändert. Für die im Szenario 2018 berücksichtigten Maßnahmen des Netz- und Kraftwerksausbaus gilt selbiges wie für den Nord-Süd Lastfluss, wie bereits unter Kapitel 1.2.2 angeführt. Die Übergabeleistungen unterscheiden sich dabei nur unwesentlich vom Szenario 2014.

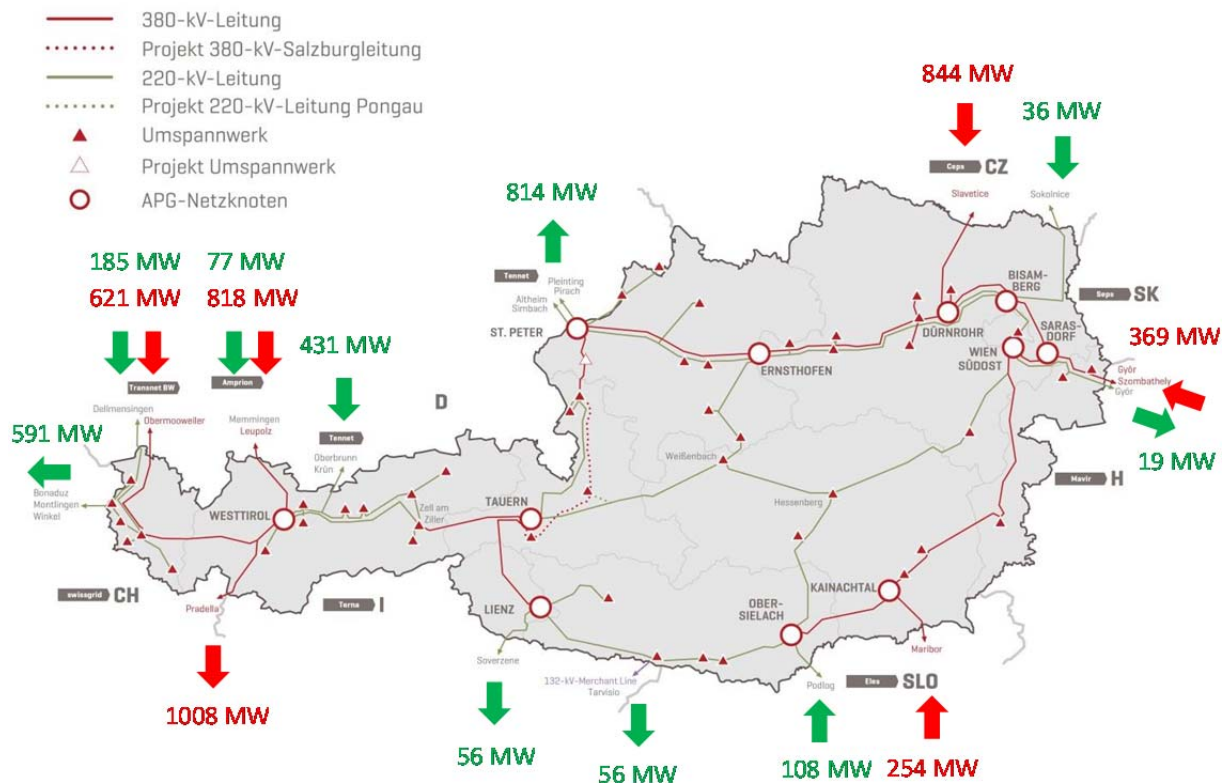


Abbildung 1-30: Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2018

1.3.2.1 Nicht übertragene Leistung/Energie aus Netzebene 1 für Szenario 2018

In Abbildung 1-31 sind die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht übertragenen Leistung in die unterlagerten Verteilnetze in Bezug zur gesamten Defizitleistung des Netzes angeführt. Es gilt selbige Aussage wie bereits für das Szenario 2014 unter Kapitel 1.3.1.1 angeführt. Das Ranking unterscheidet sich lediglich bei der Last im UW Schwarzenbach (VSW), welche beim Szenario 2018 zusätzlich angenommen wurde, sowie bei der Last im UW Lienz (VLI), an welcher durch das UW Landschütz kein Defizit mehr auftritt und daher im Diagramm nicht mehr aufscheint. Die prozentuellen Werte unterscheiden sich im Vergleich zum Szenario 2014 kaum. Die Defizitleistung bzw. nicht übertragene Leistung ist ein Maß, das der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

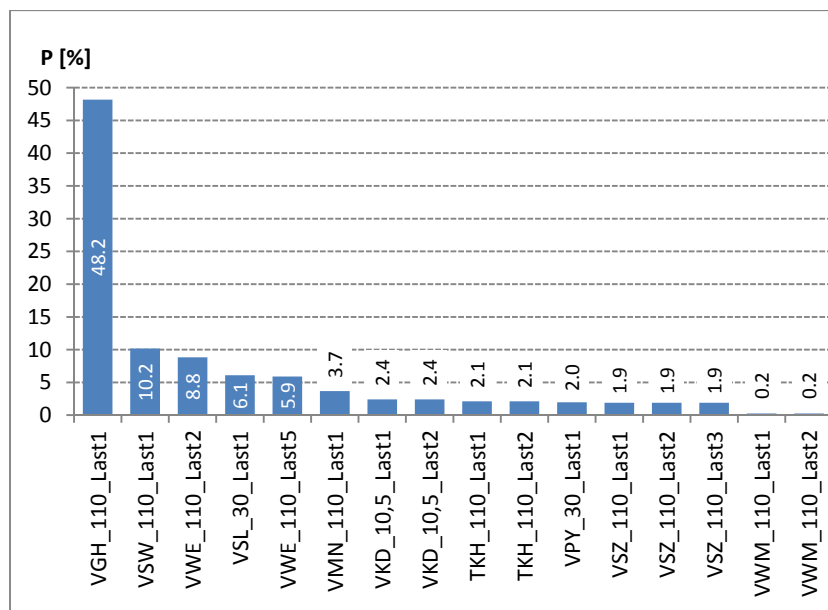


Abbildung 1-31: Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2018

Abbildung 1-32 zeigt die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht in die unterlagerten Verteilnetze übertragenen Energie in Bezug zur gesamten Defizitenergie des Netzes. Wie bereits für die Defizitleistung angeführt, gilt selbige Aussage auch für die Defizitenergie. Im Vergleich zum Szenario 2014 reduziert sich der Einfluss auf die Last im UW Greuth (VGH) von 85% auf ca. 72,6%, dafür entsteht im UW Schwarzenbach (VSW) ein zusätzlicher Anteil von ca. 15%. Das Ranking bleibt bis auf die Lasten in den Stationen Lienz (VLI) und Schwarzenbach (VSW) unverändert. Die Defizitenergie bzw. nicht übertragene Energie stellt dabei ebenso ein Maß dar, welches der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

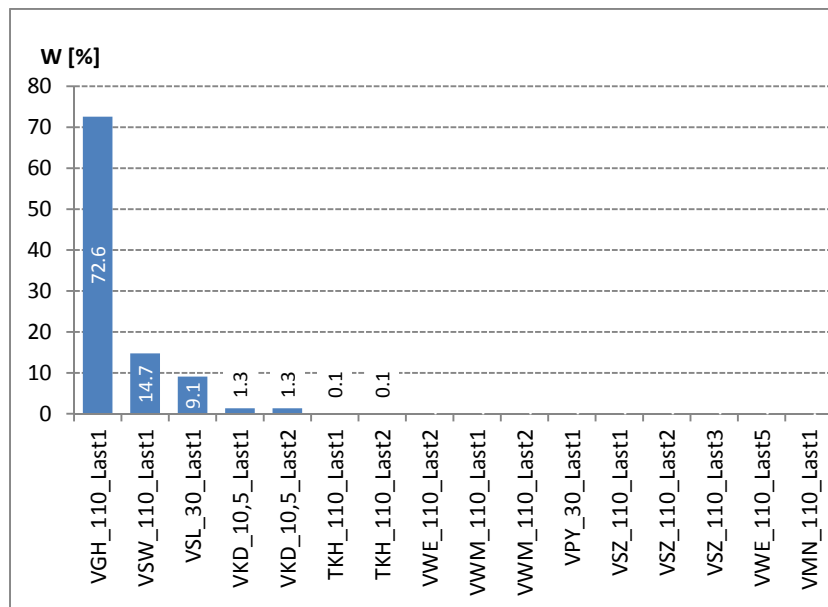


Abbildung 1-32: Nicht übertragene Energie - Ost-West 2018

Der Ausfall des Phasenschiebertransformators im UW Greuth (VGH) bewirkt ca. 40% der gesamten Defizitleistung, wie Abbildung 1-33 zeigt. In Abbildung 1-33 sind nur jene Betriebsmittel angeführt, durch deren Ausfall der Großteil an Defizitleistung zwischen Netzebene 1 und den unterlagerten Verteilnetzbetreibern hervorgerufen wird. Ranking und

relative Werte sind ähnlich im Vergleich zum Szenario 2014, wie bereits unter Kapitel 1.3.1.1 angeführt. Lediglich die Ausfälle am 380/110-kV-Umspanner RHU1 sowie am Leistungsschalter in Schwarzenbach (VSW) gehen gesondert ein und ein Ausfall am 220/110-kV-Umspanner RHU2 in Lienz (VLI) hat keine Auswirkung mehr. Ansonsten treffen selbige Aussagen, wie bereits für das Szenario 2014 angeführt, zu. Die Defizitleistung an den Lasten in Greuth (VGH), Schwarzenbach (VSW), Werben (VWE) und Sattledt (VSL) laut Abbildung 1-31 wird vorrangig durch Ausfälle am Phasenschiebertransformator in Greuth, durch den Common-Mode-Ausfall der Systeme 405B und 406C, durch den Ausfall des 380/110-kV-Umspanns in Schwarzenbach, sowie dem Ausfall des 110/30-kV-Umspanners in Sattledt bewirkt. Der Einfluss der Dauer für die Wiederversorgung zeigt sich insbesondere in der Defizitenergie.

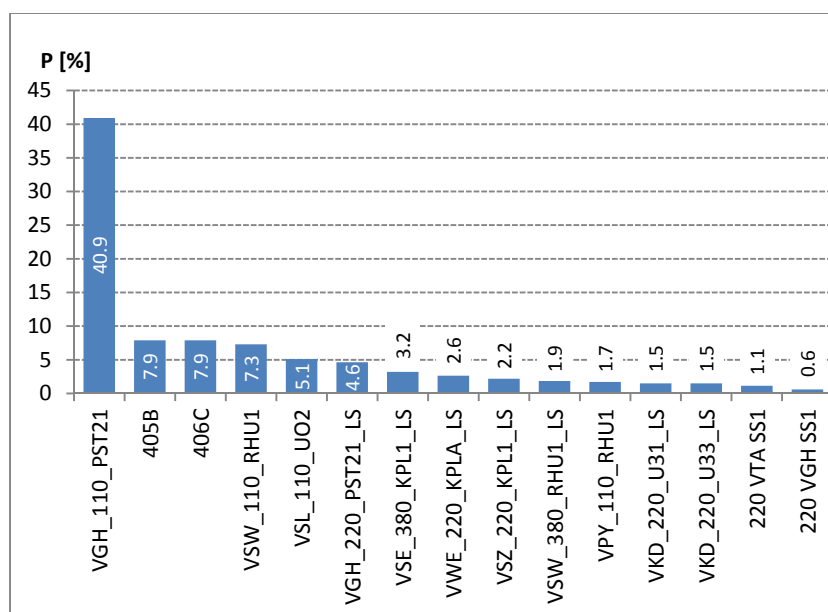


Abbildung 1-33: Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2018

Der stärkste Einfluss im Hinblick auf die Defizitenergie in Folge eines Ausfalls bewirken jene Betriebsmittel, wo auf Grund des nicht berücksichtigten unterlagerten Verteilnetzes keine Möglichkeit einer Wiederversorgung gegeben ist. Für alle in Abbildung 1-34 angeführten Betriebsmittel ist dies der Fall. Die unterlagerten Verteilnetzbetreiber müssen die Ausfälle und die damit einhergehende Defizitenergie ausgleichen können. Den wesentlichsten Anteil an der gesamten Defizitenergie bilden dabei Ausfälle in den Stationen Greuth (VGH), Schwarzenbach (VSW) und Sattledt (VSL). Alle verbleibenden Betriebsmittel haben einen derart geringen Einfluss auf die gesamte Defizitenergie, sodass diese keinen merklichen Anteil zur gesamten Versorgungssicherheit aus Sicht des Übertragungsnetzes bewirken.

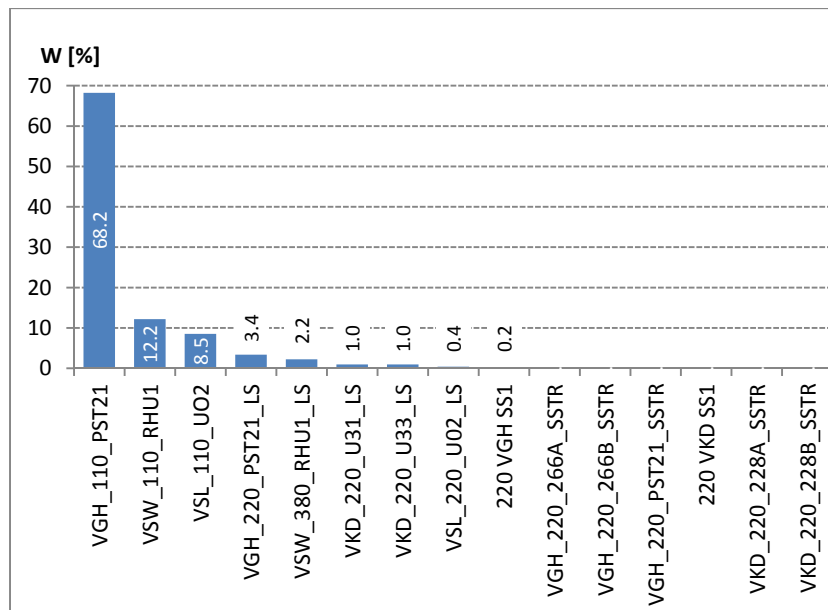


Abbildung 1-34: Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2018

1.3.3 Ost-West Lastfluss – Szenario 2022

Abbildung 1-35 zeigt die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen. Die gesamte Netzlast, sowie die Erzeugung und Pumpleistung ist dabei ident zum Szenario 2018. Im Szenario 2022 sind sämtliche von Seiten der APG laut Masterplan 2030, bzw. Netzentwicklungsplan 2014 geplanten Maßnahmen des Netz- und Kraftwerksausbaus, wie bereits für den Nord-Süd Lastfluss unter Kapitel 1.2.3 angeführt, berücksichtigt. Die Übergabeleistung im Netzknoten St. Peter (220-kV) reduziert sich von 814MW auf 654MW, wobei diese Leistung lediglich über zwei Systeme anstatt vier Systeme beim Szenario 2018 übertragen wird. Die 220-kV-Kuppelleitungen St. Peter – Pirach (DE) und St. Peter – Pleinting (DE) sind dabei größer 60% ausgelastet. Über die 380-kV-Kuppelleitung St. Peter – Isar (DE) erfolgt sogar ein leichter Import von 184MW.

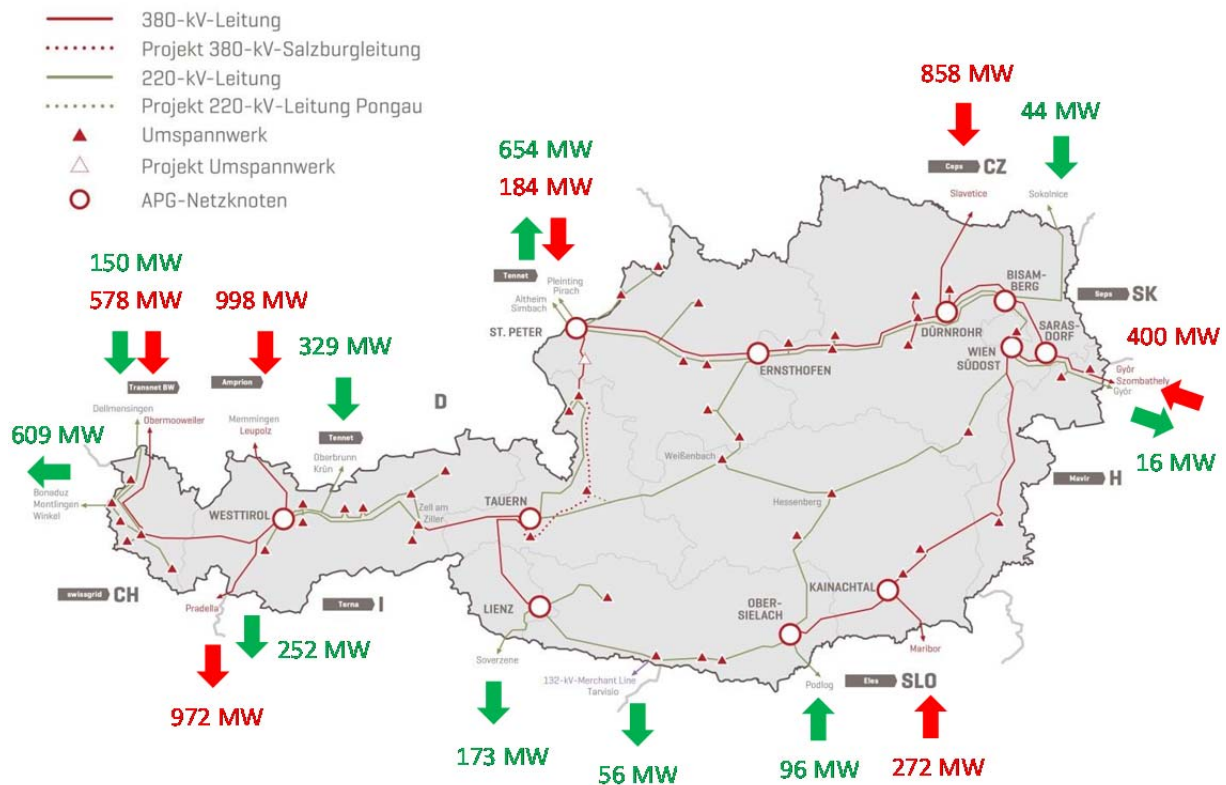


Abbildung 1-35: Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2022

1.3.3.1 Nicht übertragene Leistung/Energie aus Netzebene 1 für Szenario 2022

Die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht übertragenen Leistung in die unterlagerten Verteilnetze in Bezug zur gesamten Defizitleistung des Netzes sind in Abbildung 1-36 dargestellt. Punkto Ranking und prozentueller Werte gilt ähnliches wie bereits für das Szenario 2018 unter Kapitel 1.3.2.1 angeführt. Durch die Annahme, dass das UW Pongau die Lasten im UW Kaprun Hauptstufe (TKH) sowie im UW Salzach (VSZ) unterbrechungsfrei übernehmen kann, scheinen diese Lasten im Diagramm nicht mehr auf. Die Defizitleistung bzw. nicht übertragene Leistung ist ein Maß, das der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

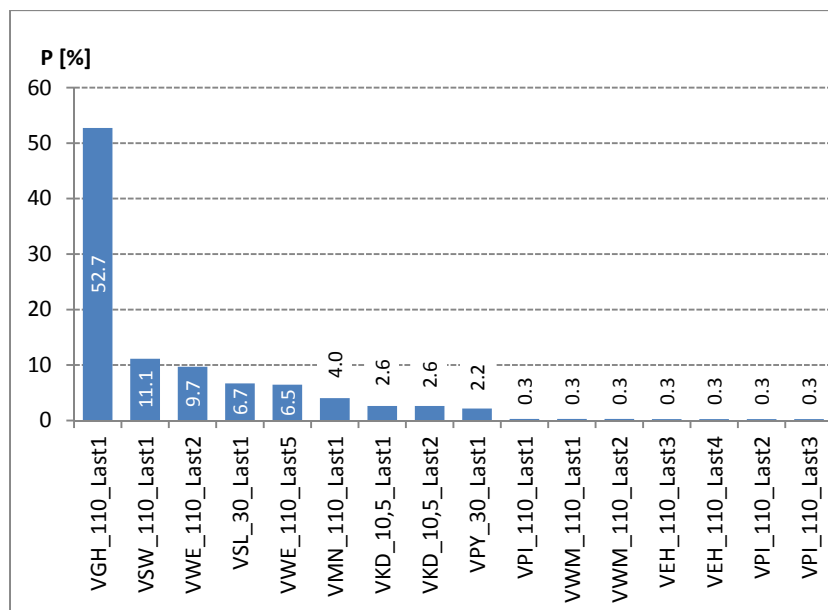


Abbildung 1-36: Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2022

Abbildung 1-37 zeigt die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht in die unterlagerten Verteilnetze übertragene Energie in Bezug zur gesamten Defizitenergie des Netzes. Wie bereits für die Defizitleistung angeführt, gilt selbige Aussage auch für die Defizitenergie. Im Vergleich zum Szenario 2018 bleibt das Ranking bis auf die Lasten in den Stationen Kaprun Hauptstufe (TKH) und Salzach (VSZ) unverändert. Ein zusätzliches Defizit ergibt sich in den Stationen Ernsthofen (VEH) und Pichling (VPI) durch die geänderte Aufteilung der Netzgruppen. Die Defizitenergie bzw. nicht übertragene Energie stellt dabei ebenso ein Maß dar, welches der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

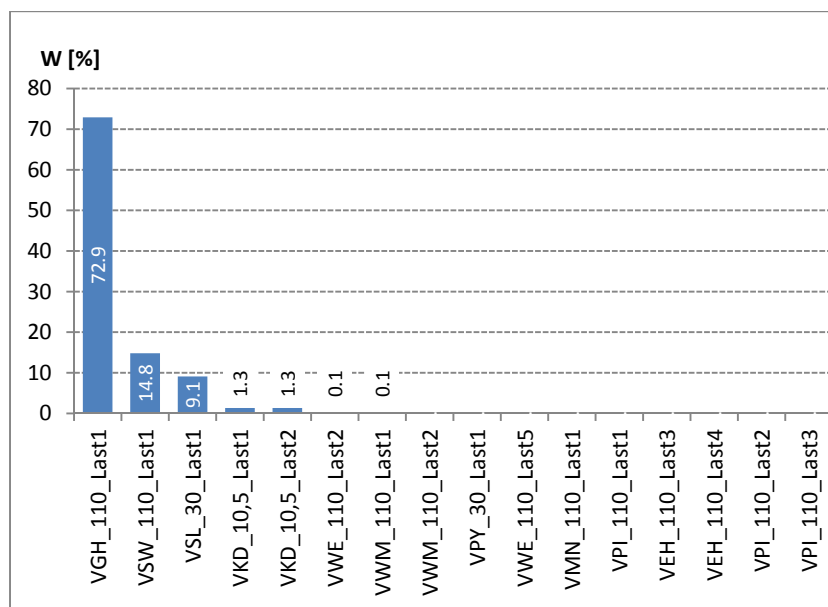


Abbildung 1-37: Nicht übertragene Energie - Ost-West 2022

Im Vergleich zum Szenario 2018 bewirkt der Ausfall selbiger Betriebsmittel die entsprechende Defizitleistung an den Lasten, wie der Vergleich von Abbildung 1-33 mit Abbildung 1-38 zeigt. Jene fünfzehn Betriebsmittel, welche den größten Anteil an der Defizitleistung bewirken sind dabei im Diagramm dargestellt. Insgesamt werden ca. 94% der gesamten Defizitleistung rein durch Ausfälle an diesen Betriebsmitteln verursacht.

Unterschiede ergeben sich durch Ausfälle am Kuppelleistungsschalter in der 380-kV-Schaltanlage in Salzburg (VSE), bzw. der 110-kV-Schaltanlage in Salzach (VSZ), diese Ausfälle bewirken an den Lasten im UW Salzach keine Defizitleistung mehr. Durch die geänderte Netzgruppeneinteilung geht gegenüber dem Szenario 2018 der Ausfall am Kuppelleistungsschalter, welcher einen Ausfall beider Sammelschienen in der 220-kV-Schaltanlage im UW Ernstthofen (VEH) bewirkt, ein. Der Einfluss der Dauer für die Wiederversorgung zeigt sich insbesondere in der Defizitenergie.

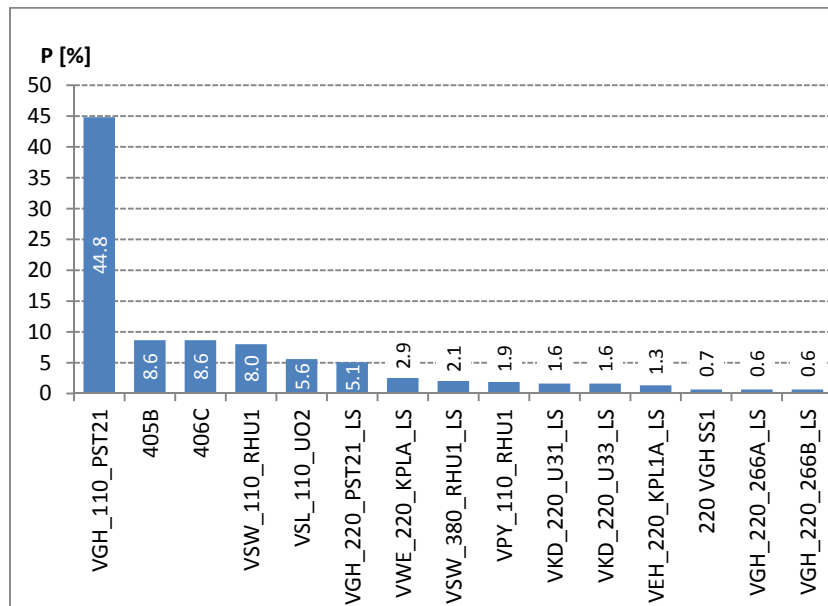


Abbildung 1-38: Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2022

Im Vergleich zum Szenario 2018 sind Ausfälle an selbigen Betriebsmitteln für die Defizitenergie verantwortlich. Das Ranking jener fünfzehn Betriebsmittel ist dabei ident, was der Vergleich der Abbildung 1-34 mit Abbildung 1-39 zeigt. Ca. 99% der gesamten Defizitenergie werden nur durch Ausfälle an diesen Betriebsmitteln verursacht. Den wesentlichsten Anteil an der gesamten Defizitenergie bilden dabei Ausfälle in den Stationen Greuth (VGH), Schwarzenbach (VSW) und Sattledt (VSL). Alle verbleibenden Betriebsmittel haben einen derart geringen Einfluss auf die gesamte Defizitenergie, sodass diese keinen merklichen Anteil zur gesamten Versorgungssicherheit aus Sicht des Übertragungsnetzes bewirken.

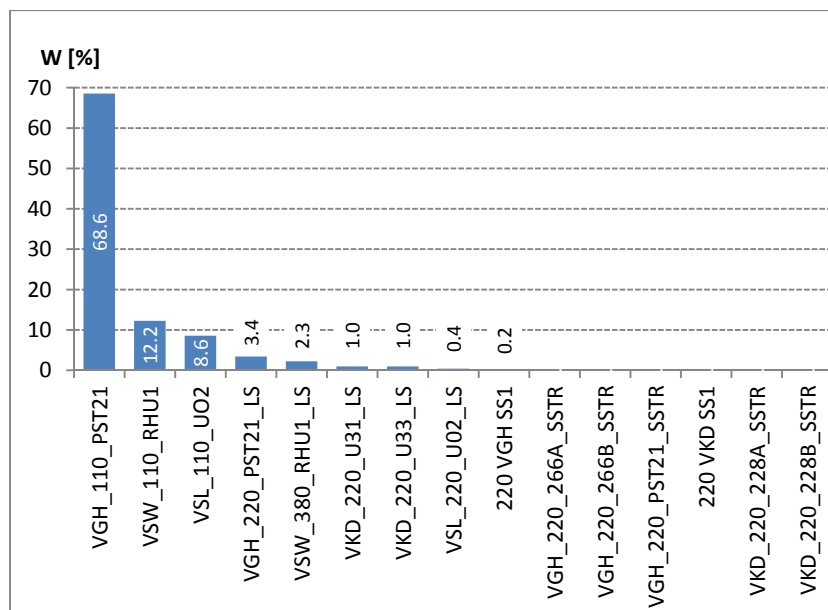


Abbildung 1-39: Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2022

1.3.4 Ost-West Lastfluss – Szenario 2027

Die Übergabeleistungen an und von den benachbarten Regelzonen sind in Abbildung 1-40 ersichtlich. Die gesamte Netzlast bleibt gegenüber dem Szenario 2022 gleich. Sämtliche Seitens der APG laut Masterplan 2030, bzw. Netzentwicklungsplan 2014 geplanten Maßnahmen des Netz- und Kraftwerksausbaus, wie bereits für den Nord-Süd Lastfluss unter Kapitel 1.2.4 angeführt, sind dabei berücksichtigt. Insbesondere sind dabei die 380-kV-Kuppelleitung zwischen den Umspannwerken St. Peter und Pleinting (DE), sowie der Rückbau der bestehenden 220-kV-Leitungen (Pirach, Pleinting), als auch die 380-kV-Kuppelleitung zwischen den Umspannwerken Lienz und der Region Venezien (IT) berücksichtigt. Die Übergabeleistungen unterscheiden sich vom Szenario 2022 insbesondere in den Netzknoten St. Peter, Lienz und Kainachtal deutlich. Am Netzknoten St. Peter stellt sich nur mehr ein leichter Export von 58MW ein. Der Import über Maribor (SLO) im Netzknoten Kainachtal vergrößert sich auf 632MW, gleiches gilt für den Export am Netzknoten Lienz, dieser steigt auf 618MW.

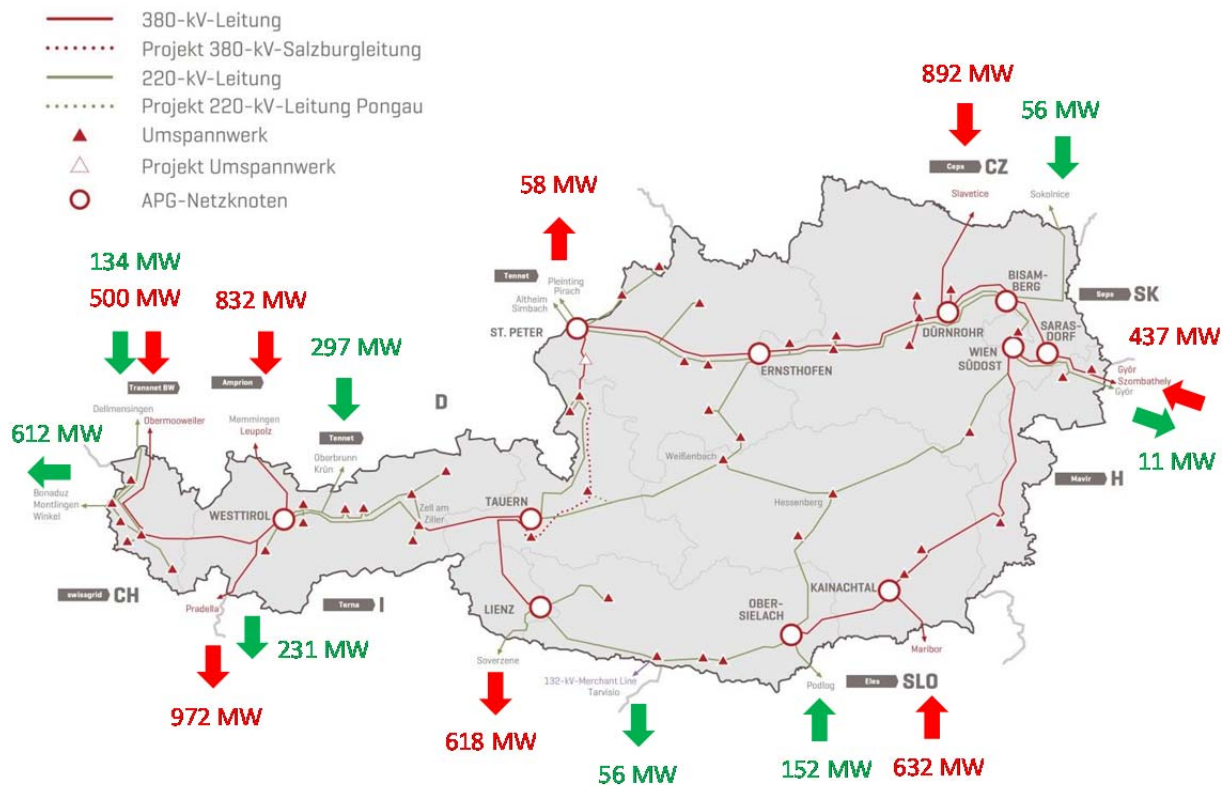


Abbildung 1-40: Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2027

1.3.4.1 Nicht übertragene Leistung/Energie aus Netzebene 1 für Szenario 2027

Die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht übertragenen Leistung in die unterlagerten Verteilnetze in Bezug zur gesamten Defizitleistung des Netzes sind in Abbildung 1-41 dargestellt. Es sind sämtliche Lasten im Diagramm dargestellt an welchen sich eine Defizitleistung einstellt, somit 100% der gesamten im Netz auftretenden Defizitleistung. Für das Ranking und die prozentuellen Werte gilt ähnliches wie bereits für das Szenario 2022 unter Kapitel 1.3.3.1 angeführt. Die geänderte Netzgruppeneinteilung im Raum Linz führt dazu, dass in der Simulation auch an der Last im UW Wegscheid (VWS) eine Defizitleistung auftritt. Die Defizitleistung bzw. nicht übertragene Leistung ist ein Maß, das der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

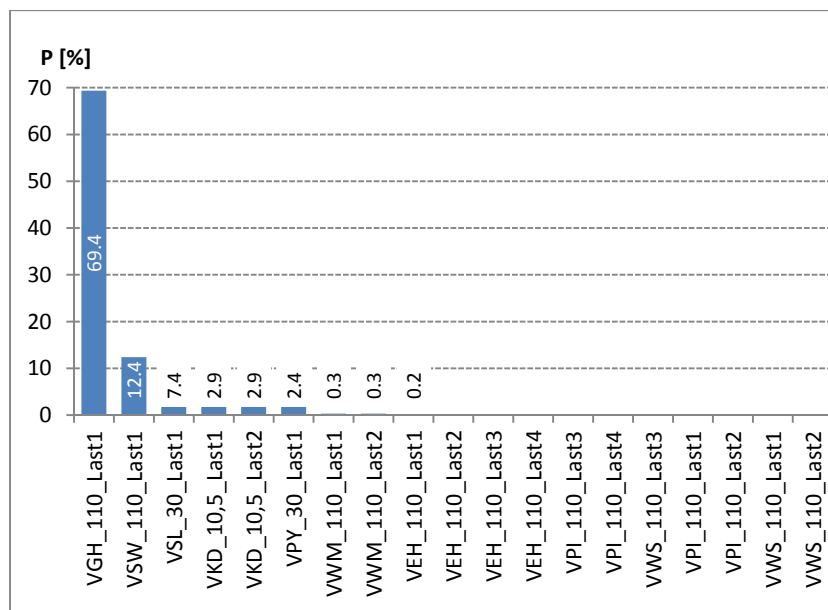


Abbildung 1-41: Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2027

Abbildung 1-42 zeigt die prozentuellen Anteile der aus Netzebene 1 nicht in die unterlagerten Verteilnetze übertragenen Energie in Bezug zur gesamten Defizitenergie des Netzes. Wie bereits für die Defizitleistung angeführt, gilt selbige Aussage auch für die Defizitenergie. Im Vergleich zum Szenario 2022 reduziert sich der Anteil der Lasten punkto Defizitenergie in Wallsee (VWM) durch die Möglichkeit der Wiederversorgung über das 110-kV-Verteilnetz. Ein zusätzliches Defizit ergibt sich jedoch in der Station Wegscheid (VWS) durch die geänderte Aufteilung der Netzgruppen. An den Lasten in den Stationen Werben (VWE) und Meiningen (VMN) stellt sich keine Defizitenergie mehr ein. Die Defizitenergie bzw. nicht übertragene Energie stellt dabei ebenso ein Maß dar, welches der lokale Verteilnetzbetreiber ausgleichen können muss.

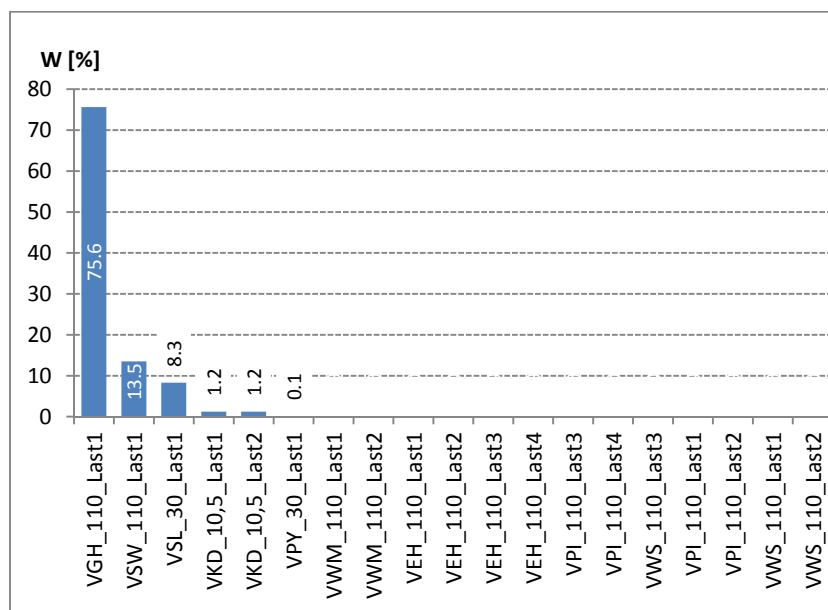


Abbildung 1-42: Nicht übertragene Energie - Ost-West 2027

Im Vergleich zum Szenario 2022 gehen Ausfälle in der 380-kV-Schaltanlage im UW Greuth (VGH) stärker in die Defizitleistung ein, wie die Abbildung 1-38 im Vergleich zu Abbildung 1-43 zeigt. Jene fünfzehn Betriebsmittel, welche den größten Anteil an der Defizitleistung

bewirken sind dabei im Diagramm dargestellt. Insgesamt werden ca. 95% der gesamten Defizitleistung rein durch Ausfälle an diesen Betriebsmitteln verursacht. Der Common-Mode-Ausfall an den Systemen 405B und 406C bewirkt keinen Lastausfall mehr. Ein weiterer Unterschied zeigt sich im Ranking bei Ausfall am Kuppelleistungsschalter in der 220-kV-Schaltanlage Ernsthofen (VEH). Durch die geänderte Netzgruppeneinteilung wirkt sich ein Ausfall gegenüber dem Szenario 2022 zusätzlich auf das UW Wegscheid aus. Der Einfluss der Dauer für die Wiederversorgung zeigt sich insbesondere in der Defizitenergie.

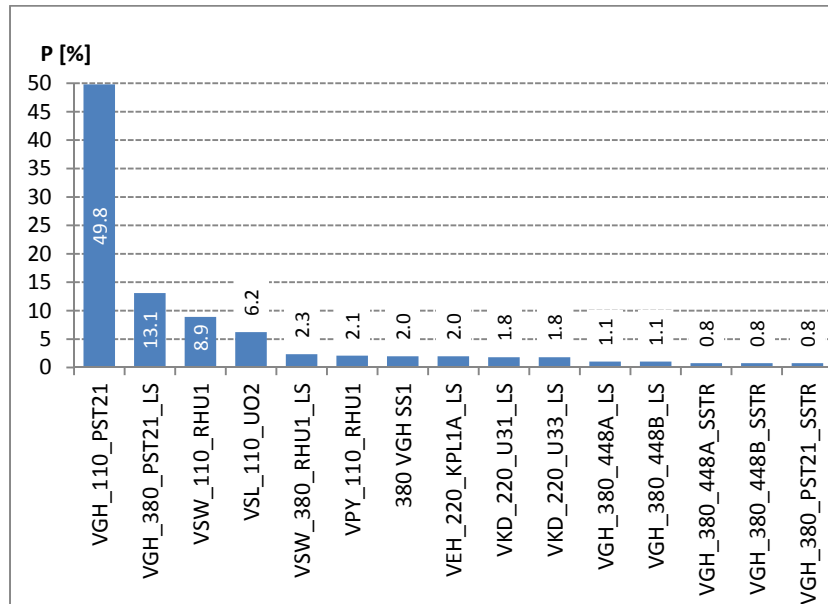


Abbildung 1-43: Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2027

Im Vergleich zum Szenario 2022 sind Ausfälle an den selbigen fünfzehn dargestellten Betriebsmitteln für die Defizitenergie verantwortlich. Das Ranking der Betriebsmittel ist dabei ähnlich, lediglich gehen Ausfälle in der 380-kV-Schaltanlage im UW Greuth (VGH) stärker ein, was der Vergleich der Abbildung 1-39 mit Abbildung 1-44 zeigt. Ca. 99% der gesamten Defizitenergie werden nur durch Ausfälle an diesen Betriebsmitteln verursacht. Den wesentlichsten Anteil an der gesamten Defizitenergie bilden dabei Ausfälle in den Stationen Greuth (VGH), Schwarzenbach (VSW) und Sattledt (VSL). Alle verbleibenden Betriebsmittel haben einen derart geringen Einfluss auf die gesamte Defizitenergie, sodass diese keinen merklichen Anteil zur gesamten Versorgungssicherheit aus Sicht des Übertragungsnetzes bewirken.

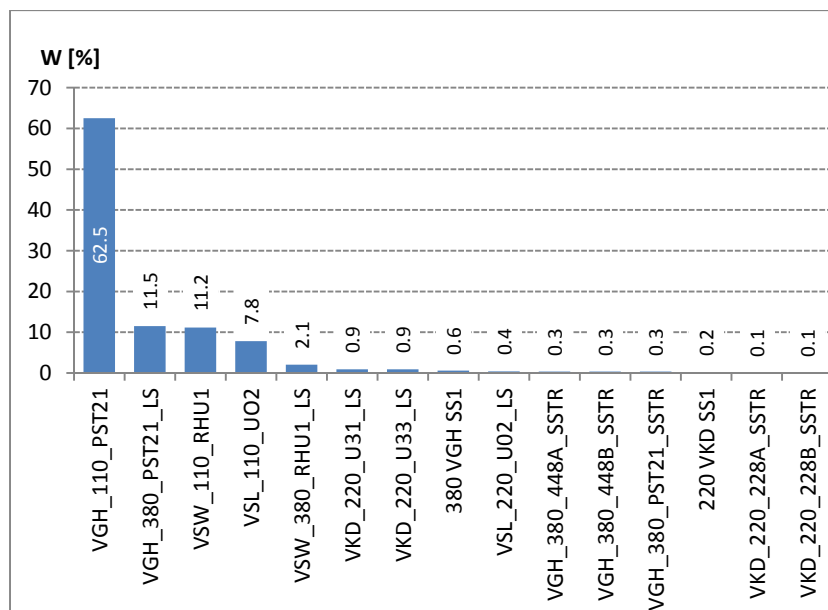


Abbildung 1-44: Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2027

In Tabelle 1-2 sind die Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz jeweils für die untersuchten Szenarien dargestellt. Lediglich P und W sind dabei Summengrößen gebildet über die einzelnen Defizitleistungen bzw. Defizitenergien der jeweiligen Lasten. Der Anstieg der mittleren Ausfalldauer bzw. der Nichtverfügbarkeit bei den Szenarien 2018, 2022 und 2027 gegenüber dem Szenario 2014 liegt einerseits in der Berechnung dieser Zuverlässigkeitskenngrößen selbst. Vielfach ist dies durch den Rückgang der Anzahl an Ausfällen begründet indem z. B. typische Einfachausfälle an Betriebsmitteln mit verhältnismäßig kurzer Ausfalldauer und hoher Ausfallhäufigkeit im Vergleich zu Common-Mode-Ausfällen mit höherer Ausfalldauer zu keiner Versorgungsunterbrechung an einer Last mehr führen. Die „Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last“ steigt bei den Szenarien 2018 bis 2027 gegenüber dem Ausgangsszenario 2014 auf Grund der im UW Schwarzenbach zusätzlich berücksichtigten Last, bzw. liegt dies insbesondere an der geänderten Netzgruppenaufteilung und der unterschiedlichen Anzahl jener Lasten an welchen sich ein Defizit ergibt. Bei den Szenarien 2014 bis 2022 stellte sich an 16 Lasten und beim Szenario 2027 an 19 Lasten ein Defizit ein.

Tabelle 1-2: Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz je Szenario - Ost-West Lastfluss

		2014	2018	2022	2027
H	(1/a)	0,47	0,51	0,50	0,51
T	(h)	11,73	16,39	16,84	17,13
Q	(min/a)	331,51	506,13	505,33	525,51
P	(MW/a)	12,94	13,38	12,22	10,99
W	(MWh/a)	169,25	198,36	197,45	216,60

H... Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last

T... Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last

Q... Nichtverfügbarkeit der gesamten Last

P... Gesamte unterbrochene Leistung

W... Gesamte nicht zeitgerecht gelieferte Energie

1.3.5 Auswirkungen auf die Verteilnetze – Ost-West Lastfluss

Die relativen Anteile der Defizitleistung sowie der Defizitenergie der untersuchten Szenarien sind im Vergleich zum Szenario 2014 dargestellt. Das Szenario 2014 stellt dabei den Ausgangswert von 100% dar, sofern tatsächlich ein Defizit in Form einer unterbrochenen Leistung, sowie einer nicht gelieferten Energie in der Simulation aufgetreten ist. 0% bedeutet dass an den Lasten der Netzgruppe keine Unterbrechungen aufgetreten sind.

1.3.5.1 Vorarlberg Netz – Ost-West Lastfluss

Abbildung 1-45 zeigt die Zuverlässigkeitskenngrößen für die Szenarien 2014 bis 2027 für die beiden Netzgruppen VKN und VKS. Es gilt selbige Aussage wie für den Nord-Süd Lastfluss unter Kapitel 1.2.6.1 angeführt. Der Common-Mode-Ausfall an den Leitungen 405B und 406C bewirkte bei den Szenarien 2014 bis 2022 selbigen Effekt wie der Ausfall am Kuppelleistungsschalter im UW Werben. Der Grund hierfür ist auf die Netzeinbindung des UW Werben zurückzuführen. Entgegen dem Nord-Süd Lastfluss, wurde das UW Werben nur über die Systeme 405B und 406C gespeist, und nicht zusätzlich über das System 404. Durch den 300MVA Umspanner UM1 in Meiningen führen sowohl der Common-Mode-Ausfall, als auch der Ausfall am Kuppelleistungsschalter im UW Werben zu keiner Unterbrechung in der Netzgruppe VKN mehr. In der Netzgruppe VKS fand keine Versorgungsunterbrechung statt.

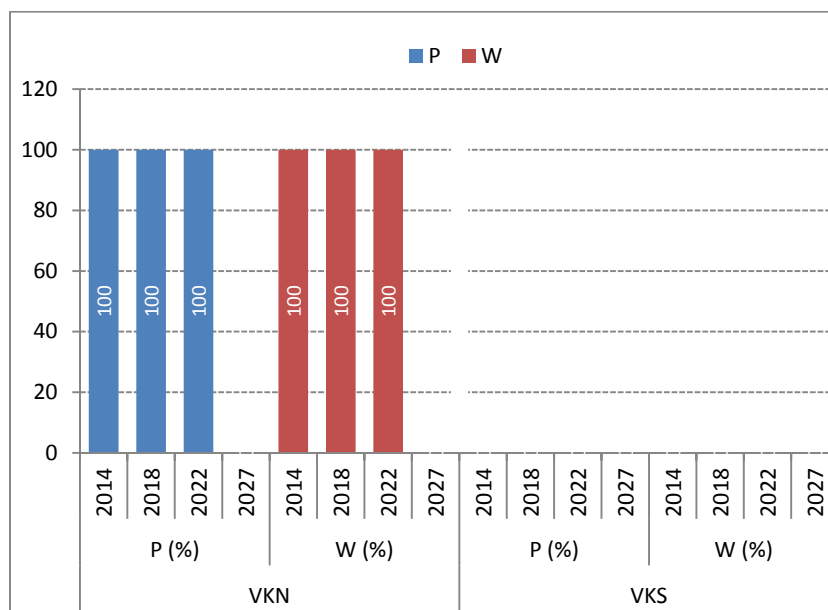


Abbildung 1-45: Zuverlässigkeitskennwerte Vorarlberg Netz – Ost-West Lastfluss

1.3.5.2 TINETZ-Stromnetz Tirol AG – Ost-West Lastfluss

Die prozentuellen Anteile der Defizitleistung sowie der Defizitenergie je 110-kV-Netzgruppe sind in Abbildung 1-46 für die Szenarien 2014 bis 2027 dargestellt. Ausfälle in der 220-kV-Schaltanlage im UW Lienz führen zu einem kurzzeitigen Ausfall der Versorgung beim Szenario 2014. Durch den in den Szenarien 2018 bis 2027 berücksichtigten Netzausbau, vor allem durch das UW Landschütz, treten keine Versorgungsunterbrechungen in der Netzgruppe TIO mehr auf. In der Netzgruppe TIN traten keine Versorgungsunterbrechungen auf.

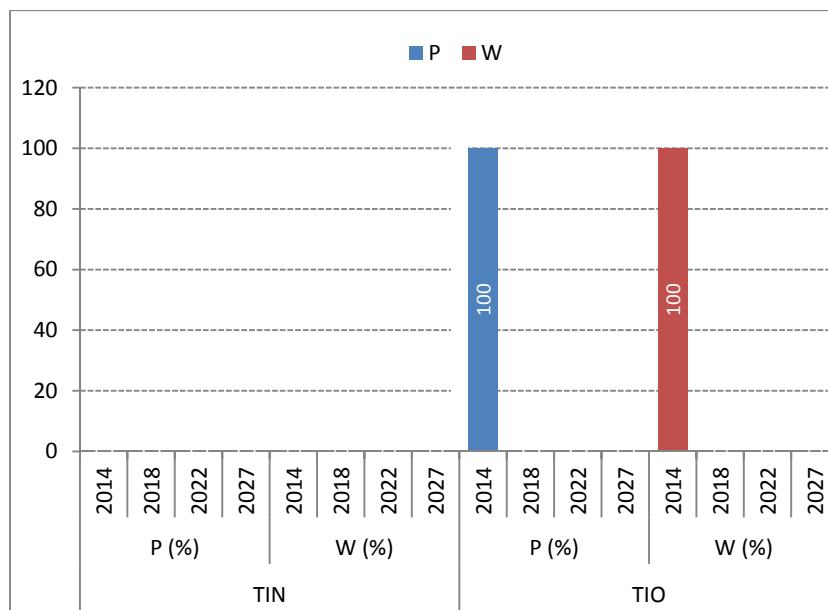


Abbildung 1-46: Zuverlässigkeitskennwerte TINETZ-Stromnetz Tirol AG – Ost-West Lastfluss

1.3.5.3 Salzburg Netz GmbH – Ost-West Lastfluss

In Abbildung 1-47 sind die prozentuellen Anteile der Defizitleistung sowie der Defizitenergie für die Szenarien 2014 bis 2027 für die 110-kV-Netzgruppen dargestellt. Beim Szenario 2014 und 2018 wird die Defizitleistung bzw. Defizitenergie durch Ausfälle in den 220-kV-Schaltanlagen Salzach und Tauern, der 380-kV-Schaltanlage Salzburg, sowie den Common-Mode-Ausfällen (Tauern – Kaprun, Salzburg – Salzach) hervorgerufen.

Durch das bei den Szenarien 2022 und 2027 berücksichtigte 380/110-kV-Umspannwerk Pongau wirken sich Ausfälle wie bei den Szenarien 2014 und 2018 nicht mehr aus, es treten weder Ausfälle an den Lasten der Netzgruppe SASA noch SAKA auf. Angenommen wurde, dass das UW Pongau die Lasten der UW's Kaprun Hauptstufe und Salzach zur Gänze und unterbrechungsfrei speisen kann.

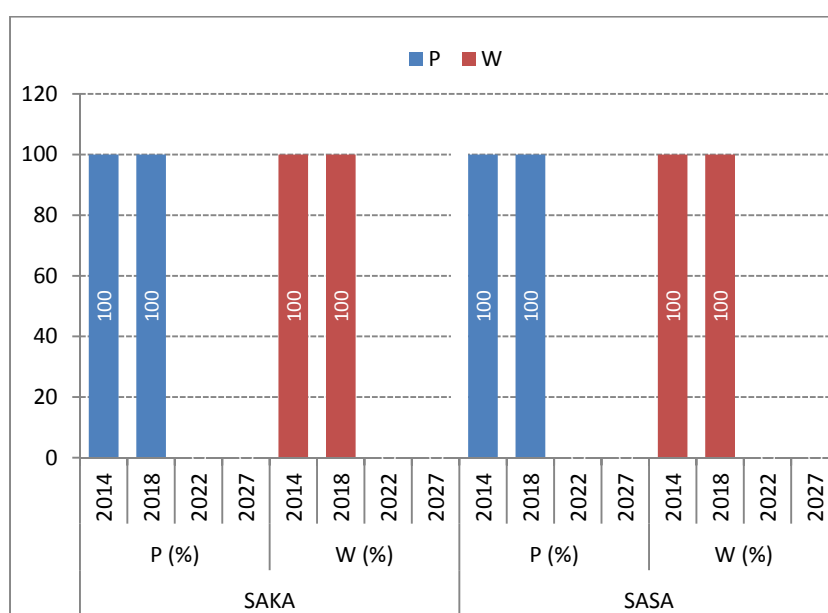


Abbildung 1-47: Zuverlässigkeitskennwerte Salzburg Netz GmbH – Ost-West Lastfluss

1.3.5.4 LINZ STROM Netz GmbH – Ost-West Lastfluss

In Abbildung 1-48 sind die relativen Anteile der Defizitleistung sowie die Defizitenergie für die Szenarien 2014 bis 2027 für die 110-kV-Netzgruppe Wallsee dargestellt. Es gilt selbige Aussage wie bereits für den Nord-Süd Lastfluss unter Kapitel 1.2.6.4 angeführt.

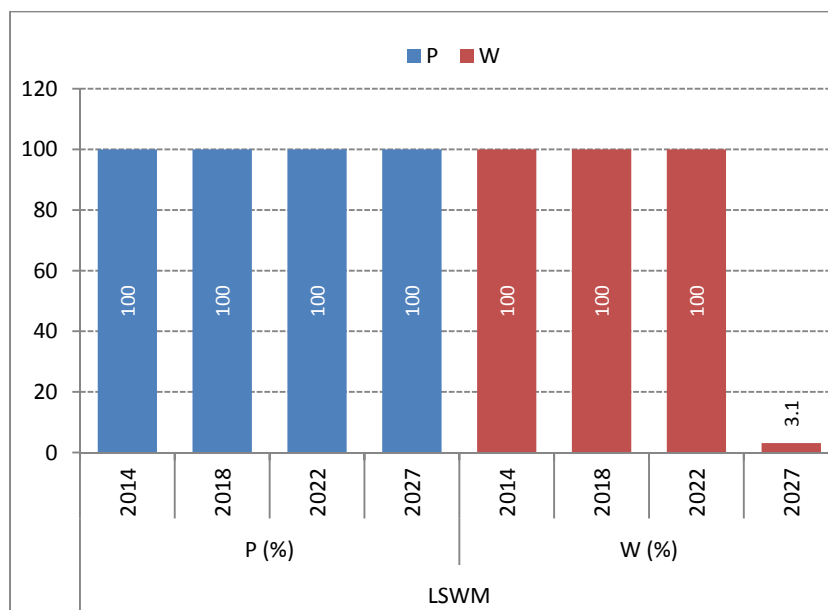


Abbildung 1-48: Zuverlässigkeitskennwerte LINZ STROM Netz GmbH – Ost-West Lastfluss

1.3.5.5 Wiener Netze GmbH – Ost-West Lastfluss

Für die 110-kV-Netzgruppen im Verteilnetz der Wiener Netze ergaben sich für sämtliche Szenarien keine Lastausfälle. Eine Auswertung in Diagrammform wurde deswegen nicht durchgeführt. Ansonsten gilt selbige Anmerkung betreffend möglicher Engpässe und der Wirkung der geplanten Netzausbaumaßnahmen, wie bereits für den Nord-Süd Lastfluss angeführt.

1.3.6 Resümee Ost-West Lastfluss

Entgegen den Ergebnissen für den Nord-Süd Lastfluss findet für die Szenarien 2014 und 2018 kein simulierter Lastabwurf zur Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz statt. Durch die geplanten Netzausbaumaßnahmen ergibt sich eine Verbesserung der derzeitigen Versorgungssicherheit für die unterlagerten Verteilnetze. Dies zeigt sich insbesondere in den Netzgruppen TIO, SASA, SAKA und LSWM. Punkto Ausfälle im Bereich der Kupplung gilt selbiges, wie bereits beim Resümee für den Nord-Süd Lastfluss angeführt. Durch den 380-kV-Ringschluss zwischen Obersielach und Lienz werden auf Grund der höheren Übertragungskapazität die n-1 Grenzen weiter erhöht, was eine Verringerung der Kaskadengefahr bewirkt.

1.4 Anforderungen an ein sicheres Übertragungsnetz der Zukunft

Die Ergebnisse für den Nord-Süd-Lastfluss der Szenarien 2014 und 2018 zeigten bereits derzeit bestehende Schwachstellen bzw. Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz auf. Eine zentrale Anforderung für ein sicheres und hoch verfügbares Übertragungsnetz der Zukunft ist dabei die Sicherstellung der weiträumigen Transportaufgabe von den Zentren hoher Erzeugung zu den Lastschwerpunkten. Dies basiert auf entsprechend vorhandenen Leitungskapazitäten in Form hoher Übertragungsleistungen in den jeweiligen Ländern selbst,

bzw. durch Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen und Ländern. Struktursicherheit ist die Basis für einen durchgehend funktionierenden länderübergreifenden Energieaustausch und zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit. Die Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch kann dabei auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Einerseits in der Form, dass bei zu hoher Erzeugung die Einlieferleistung reduziert, bzw. Erzeugungsanlagen vom Netz genommen werden. Eine andere Option ist die Speicherung der überschüssigen Energie in den jeweiligen Ländern selbst entweder lokal an den diversen Einspeisestationen, bzw. an zentralen Netzknotenpunkten. Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten stellt die Speicherung elektrischer Energie derzeit vielfach noch keine Alternative dar, insbesondere in Ländern wo Pumpspeicherkraftwerke nicht eingesetzt werden können. Somit gilt es die Synergieeffekte zwischen den einzelnen Ländern untereinander bestmöglich auszunutzen. Österreich übernimmt hierbei eine wesentliche Funktion im Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch über die Pumpspeicherkraftwerke. Diese Funktion kann aber nur dann sichergestellt werden, wenn die in Zukunft geplanten Pumpspeicherkraftwerke auch tatsächlich realisiert werden, sowie wenn für diese und die bereits bestehenden eine leistungsstarke Netzanbindung Innerösterreichs sowie mittels Kuppelleitungen in die Nachbarländer existiert. Nachfolgend ist die zukünftig zu erwartende Erzeugungsstruktur exemplarisch für Österreich und Deutschland angeführt. Der enorme Anstieg volatiler Einspeisung durch Wind und Photovoltaik insbesondere in Deutschland bedarf eines leistungsstarken Übertragungsnetzes mit hoher Übertragungskapazität, um derartige Leistungen von über 90 GW Wind und 60 GW an Photovoltaik zu Spitzenzeiten aufnehmen zu können. Beim Szenario 2034 übersteigt die installierte Leistung aus rein volatilen regenerativen Erzeugungsanlagen bereits die gesamte derzeit installierte Leistung aus konventionellen Grund-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken sowie regenerativen Erzeugungsanlagen. Ähnliche Entwicklungen sind auch in anderen europäischen Ländern zu erwarten, etwa in Frankreich, bzw. im Süden Europas wie in Spanien.

Während in Österreich sowohl bei den konventionellen als auch bei den erneuerbaren Erzeugungseinheiten eine Zunahme der installierten Leistung gemäß Abbildung 1-49 und Abbildung 1-50 zu erwarten ist, reduziert sich in Deutschland der Anteil konventioneller Erzeugungseinheiten. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und Schließung kalorischer Kohlekraftwerke sinkt der Anteil an Grund- und Mittellastkraftwerken wie Abbildung 1-51 zeigt. Zudem übersteigt die installierte Leistung der erneuerbaren Einheiten die gesamte installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke wie im Vergleich von Abbildung 1-51 mit Abbildung 1-52 deutlich wird. Dem gegenüber ist davon auszugehen, dass auch zukünftig in Deutschland mit einer Jahreshöchstlast von ca. 80 GW zu rechnen ist und dass der Verlauf laut Abbildung 1-53 nahezu konstant bleibt. Die Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, welches jederzeit im gesamten ENTSO-E Netz gewährleistet sein muss, stellt dadurch wesentlich höhere Anforderungen an den Netzbetrieb und die Kraftwerkseinsatzplanung.

Unter Anforderungen für einen sicheren Netzbetrieb gilt es auch die Prognosegenauigkeit für volatile Erzeugungseinheiten insbesondere Wind und Photovoltaik zu verbessern. Je höher die installierte Leistung derartiger Erzeugungseinheiten ist, desto größer ist die absolute Abweichung bei Prognosefehlern, welche durch Backup-Kraftwerke ausgeglichen werden muss. Dies bedeutet, dass überhaupt Mittel- und Spitzenlast Kraftwerke in dem Ausmaß an installierter Leistung zur Verfügung stehen und vorgehalten werden müssen. Derzeit ist die Wirtschaftlichkeit für den Bau und Betrieb derartiger Kraftwerke kaum gegeben, entsprechende Anreize hierfür fehlen. Das Ausregeln der Prognosefehler stellt zusätzlich

höhere Anforderungen an den Netzbetrieb in punkto Netzstabilität dar. Kraftwerke müssen rasch angefahren werden können um kurzfristige Defizite ausgleichen zu können, bzw. werden höhere Dynamiken von der Leistungs- Frequenzregelung gefordert. Die prognostizierten zukünftig installierten Leistungen für Österreich stammen aus Untersuchungen vom Jahr 2011. Auf Grund der derzeitigen Entwicklungen lässt sich eher ein Rückgang der installierten Leistung bei Gaskraftwerken vermuten.

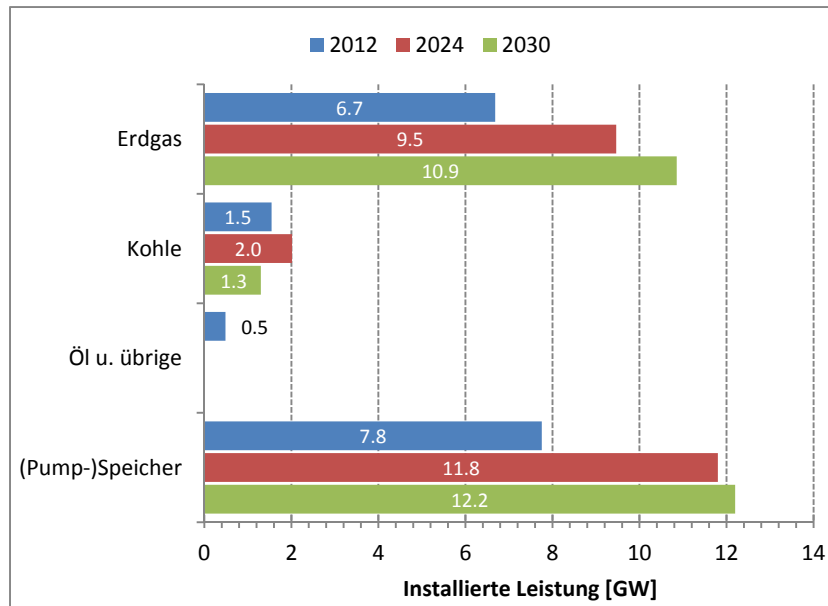


Abbildung 1-49: Struktur konventioneller Erzeuger - Österreich¹

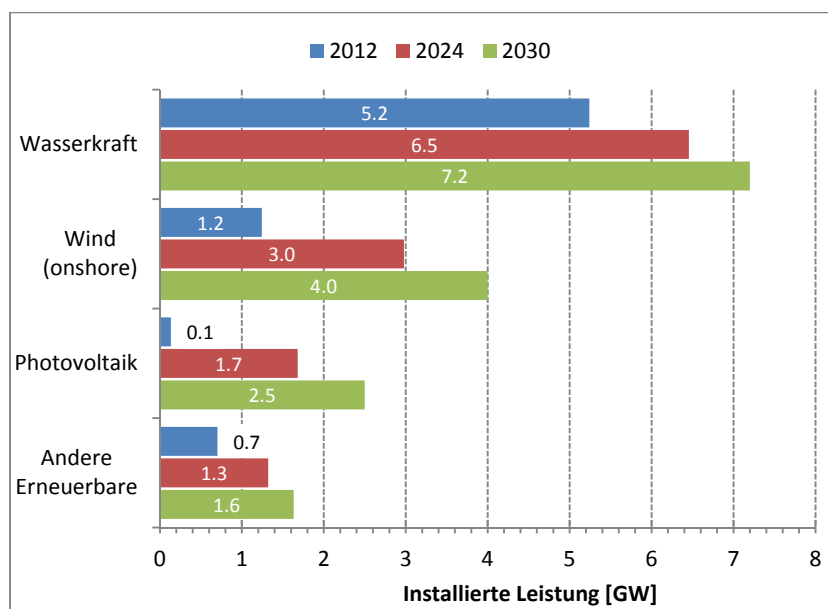


Abbildung 1-50: Struktur regenerativer Erzeuger – Österreich¹

¹ Quelle: TU Wien EEG

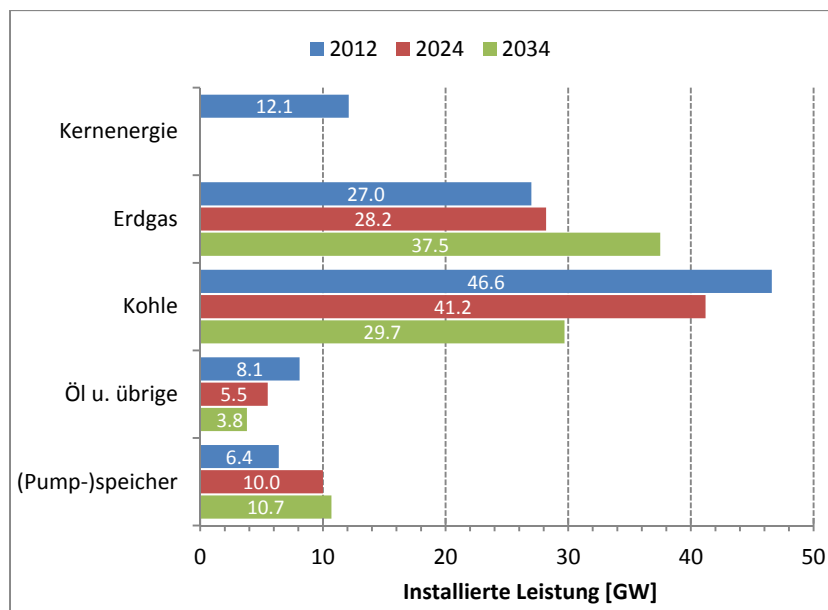


Abbildung 1-51: Struktur konventioneller Erzeuger – Deutschland²

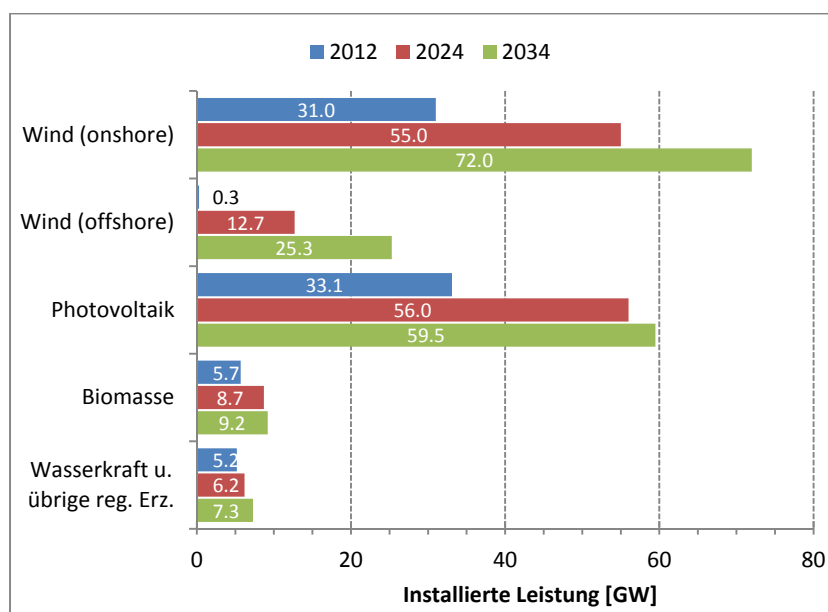


Abbildung 1-52: Struktur regenerativer Erzeuger – Deutschland²

² Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf

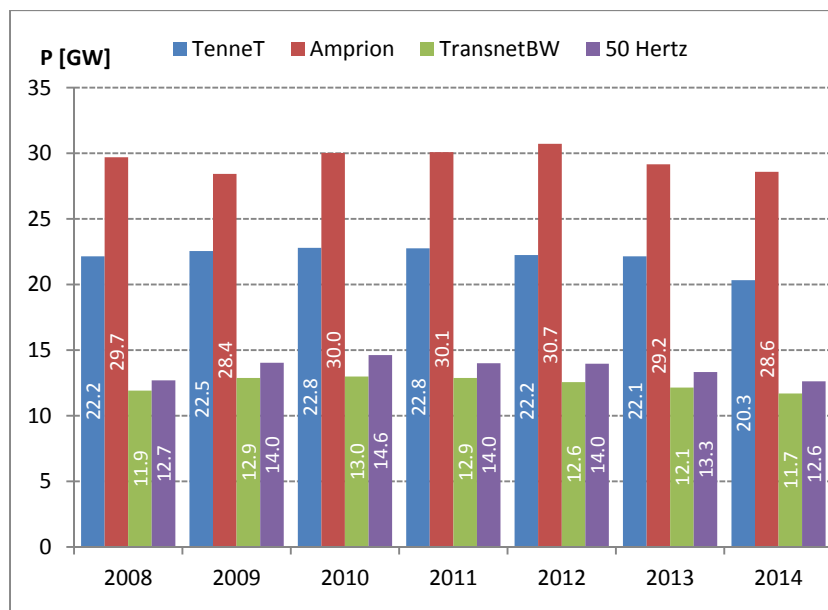


Abbildung 1-53: Jahreshöchstlasten Deutschlands Übertragungsnetzbetreiber

1.5 Allgemeine Zusammenfassung und Erkenntnisse

Die berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen führen sowohl beim Nord-Süd Lastfluss als auch beim Ost-West Lastfluss zu einer Aufrechterhaltung, bzw. zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz, sowie in den unterlagerten Verteilnetzen. Insbesondere durch die 380-kV-Randnetzanbindung zwischen dem UW St. Peter und Isar (DE), bzw. Pleinting (DE) führen Ausfälle an den Kuppelleitungen in der Simulation zu keinen Netzengpässen mehr. Die 380-kV-Randnetzanbindung zwischen dem UW Lienz und der Region Venezien (IT) bedarf eines Phasenschiebertransformators um Engpassmanagement zu vermeiden. Im Szenario 2027 können nach wie vor Netzengpässe an den 220-kV-Leitungen zwischen Neusiedl/Zaya und Sokolnice (CZ) in Folge eines Common-Mode-Ausfalls der 380-kV-Leitungen zwischen Dürnrohr und Slavetice (CZ) auftreten.

Nicht sämtliche berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen führen in der Simulation zu einer unmittelbaren Verbesserung der Versorgungssicherheit an Hand der ermittelten Zuverlässigkeitskenngrößen. Daraus kann jedoch nicht geschlossen werden, dass die jeweilige Maßnahme im realen Netzbetrieb keinen positiven Einfluss hat. Die geplanten Leitungsprojekte sowie die zusätzlichen Netzabstützungen bzw. Umspanner sind vorrangig für die Zukunft konzipiert und dienen einerseits der Aufnahme der steigenden installierten Leistung der Wind-Einspeiser, andererseits der Abdeckung der Lastzunahme. Geänderte zukünftige Last- bzw. Einspeiseannahmen wurden in der Simulation nicht berücksichtigt, die Last-/Einspeiseannahmen stammen aus dem Jahr 2013. Die untersuchten Szenarien repräsentieren hohe Belastungen im Übertragungsnetz, welche nicht unbedingt zu hohen Belastungen in den Verteilnetzen führen müssen, bzw. als kritisch hierfür gesehen werden können. Eine Reduzierung der Netzverluste etwa, oder die Erweiterung der n-1 Grenzen durch höhere Übertragungsleistungen bzw. höhere Nennscheinleistungen der Umspanner usw. stellen dabei zusätzliche Kriterien für den Netzausbau dar. Für die beiden untersuchten Lastflüsse konnte lediglich keine positive Wirkung nachgewiesen werden. Versorgungssicherheit kann nicht durch Analyse von einzelnen Szenarien mittels einer Zuverlässigkeitsberechnung ganzheitlich bewertet werden. Das Netz muss letztendlich jede

Lastflusssituation zu jedem Zeitpunkt 365 Tage im Jahr bewältigen können und „lebt“ von der Reserve, die vorhanden ist. Die Zuverlässigkeitsberechnung stellt dabei ein mächtiges Werkzeug dar, welches die Netzplanung hinsichtlich Lokalisierung von Schwachstellen, Identifizierung kritischer Betriebsmittel sowie bei der Beurteilung von Konzepten der Netzeinbindung von Umspannwerken als auch bei der Wahl des Schaltanlagenkonzepts sowie dem Normalschaltzustand usw. unterstützt.

Die geplanten Netzausbaumaßnahmen dienen nicht nur der Stärkung der Versorgungssicherheit Österreichs, sondern sind auch im internationalen Kontext zu sehen. Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Volatilität ist der länderübergreifende Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von besonderer Bedeutung. Hierfür sind leistungsstarke Kuppelleitungen zwischen den Ländern und Regelzonen und zusätzlich starke Leitungsverbindungen in den jeweiligen Ländern selbst erforderlich. Insbesondere Österreich kommt hierbei eine zentrale Rolle durch den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch über die Pumpspeicherkraftwerke zu. Eine leistungsstarke Netzanbindung sowie eine entsprechend hohe Regelleistung sind für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien im In- und Ausland maßgeblich.

1.5.1 Wirkung der untersuchten Maßnahmen

Eine Beurteilung der Wirkung und Dringlichkeit der untersuchten Netzausbaumaßnahmen setzt detaillierte Kenntnisse über den Netzbetrieb sowohl im Übertragungsnetz als auch in den unterlagerten Verteilnetzen und die dabei auftretenden Lastflüsse voraus. Weiters bedarf es hierfür der Abstimmung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber untereinander sowie der länderübergreifenden Koordinierung der einzelnen Netzentwicklungspläne. Entscheidungskriterien für den Neubau einer Leitung bzw. für Verstärkungsmaßnahmen an bestehenden Leitungen sind dabei unter anderem die Anzahl und die Dauer der aufgetretenen und prognostizierten Verletzung der n-1 Sicherheit, das Alter und der Zustand, Anzahl der Eingriffe in den Netzbetrieb bzw. Maßnahmen hinsichtlich einem geänderten Kraftwerksbetrieb, usw.. Gleiches gilt etwa für die Installation zusätzlicher Netzkuppelumspanner, bzw. Umspanner für die unterlagerten Verteilnetze. Mit der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Erzeugungseinheiten in die Verteilnetze geht auch ein Anstieg der maximalen Kurzschlussleistung in den Schaltanlagen einher. Die Betriebsmittel müssen für die gestiegenen Anforderungen ausgelegt sein, bzw. dafür adaptiert oder gänzlich erneuert werden. Der Großteil der vorhin angeführten Informationen stand für die Studie jedoch nicht zur Verfügung, sodass fundierte Aussagen über die Dringlichkeit diverser Netzausbaumaßnahmen nur Seitens der betroffenen Netzbetreiber getätigt werden können. Die Ergebnisse der Studie lassen lediglich eine Aussage über die Wirkung der untersuchten Maßnahmen zu und dies pauschal für die in den jeweiligen Szenarien berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen. Die Wirkung einzelner Maßnahmen kann nur vereinzelt insbesondere bei den Szenarien 2014 und 2018 durch den simulierten Lastabwurf und der Höhe der abgeworfenen Last beurteilt werden. Hinsichtlich des Übertragungsnetzes und im Hinblick auf die Beseitigung derzeit existierender Engpässe stellen insbesondere die 380-kV-Randnetzanbindung im Netzknoten St. Peter nach Pleinting (DE) und Isar (DE), als auch die Kapazitätserhöhung der Netzanbindung des UW Neusiedl/Zaya eine Maßnahme mit hoher Wirkung dar. Eine detaillierte Beurteilung der Wirkung der jeweiligen Netzausbaumaßnahmen für die Verteilnetze kann nur durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber selbst erfolgen, detaillierte Informationen über das Netz, den Netzbetrieb, die Lasten sowie die Erzeugung sind hierfür erforderlich. Aussagen über die

Wirkung einzelner Maßnahmen auf die jeweiligen 110-kV-Netzgruppen der Verteilnetzbetreiber sind bereits in den Kapiteln 1.2.6 und 1.3.5 angeführt.

1.5.2 Ausblick

Durch eine Berücksichtigung sämtlicher unterlagerter Verteilnetze und den darin vorhandenen Lasten je Station, sowie der Einspeisung durch die Kraftwerke könnte die Genauigkeit der Ergebnisse wesentlich verbessert werden. Die Verteilnetzbetreiber müssten hierfür deren Netzdaten in Form von Leitungslängen, Betriebsmittelparameter, usw. sowie die Übergabeleistungen in die unterlagerten Mittelspannungsnetze in Form eines realen Lastflussdatensatzes zur Verfügung stellen.

Die Versorgungssicherheit in Österreich wird auch maßgeblich von den Netzausbaumaßnahmen im restlichen ENTSO-E Netz bestimmt. Aus datenschutzrechtlichen Gründen kann universitären Einrichtungen derzeit kein vollwertiges dem realen Netz entsprechendes Netzmodell seitens ENTSO-E zur Verfügung gestellt werden. Jeder einzelne Übertragungsnetzbetreiber muss hierfür gesondert seine Zustimmung erteilen. Die Aussagegenauigkeit betreffend großflächiger, länderübergreifender Versorgungsunterbrechungen ist dadurch beschränkt. Die Ergebnisse, welche durch Simulationen mittels leistungsfähiger Softwaretools gewonnen werden können, sind nur so genau, wie es die verwendeten Eingangsdaten für die Simulation zulassen, bzw. in wie weit die Daten der Realität entsprechen.

Die Qualität der Ergebnisse allgemein hängt stark von den verfügbaren Netzdaten ab, welche leider in nur unzureichender Art und Weise öffentlich zugänglich sind, bzw. nur auf Zustimmung der jeweiligen Netzbetreiber verwendet werden können.

Dass selbst existierende Daten über dezentrale Erzeugungsanlagen je Bezirk und Gemeinde aus datenschutzrechtlichen Gründen seitens der Regulierungsbehörde für das Projekt nicht zur Verfügung gestellt werden konnten und eine gesonderte Auswertung mit viel Zeitaufwand und viel schlechterer Genauigkeit unsererseits erfolgen musste, zeigt das zentrale Problem derartiger Studien. Auch wenn in keinsten Weise personenbezogene Daten für die Studie benötigt wurden, lediglich die Summe der installierten Leistung je Typ der dezentralen Erzeugungsanlage pro Bezirk und Gemeinde, scheint der Datenschutz wichtiger zu sein.

Anhang:

Abkürzungen:

DKJ... Jochenstein

DMH... Malta Hauptstufe

ETH... Theiss

IBÜ... Bürs

POBR...Pottenbrunn

TKH... Kaprun Hauptstufe

TKI... Kirchbichl

TPR... Prutz

TTH... Thaur

TVI... Vill
VBI... Bisamberg
VDU... Dürnrohr
VEH... Ernsthofen
VGH... Greuth
VHD... Hadersdorf
VHE... Hessenberg
VHR... Hausruck
VKD... Kledering
VKT... Kainachtal
VLI... Lienz
VLS... Landschütz
VMN... Meiningen
VNS... Neusiedl
VNZ... Neusiedl/Zaya
VOS... Obersielach
VPI... Pichling
VPO... Pongau
VPY... Pyhrn
VSE... Salzburg
VSL... Sattledt
VSO... Wien Süd Ost
VSP... St. Peter
VSR... Oststeiermark
VSS... Sarasdorf
VSU... Südburgenland
VSW... Schwarzenbach
VSZ... Salzach
VTE... Ternitz
VVS... Villach Süd
VWB... Weißenbach
VWE... Werben
VWH... Wagenham
VWM... Wallsee
VWS... Wegscheid

VWT... Westtirol

VYF... Ybbsfeld

VZE... Zeltweg

VZZ... Zell/Ziller

WKS... Wien Kendlerstraße

WNO... Wien Nord

WSI... Wien Simmering

WSU... Wien Süd

Zuverlässigkeitskennwerte der Betriebsmittel:

380-kV-Freileitung:

$$H_{EA\_kurz\_380kV} = 0,002034 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 2006)}$$

$$T_{EA\_kurz\_380kV} = 0,22 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_380kV} = 0,001142 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 2006)}$$

$$T_{EA\_lang\_380kV} = 14,29 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_380kV} = 0,00046 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_380kV} = 4,43 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_380kV} = 0,000387 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_380kV} = 4,43 \text{ h}$$

$$H_{COM\_kurz\_380kV} = 0,000336 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 – 2001 (+20\% wegen Topografie)}$$

$$T_{COM\_kurz\_380kV} = 7,968 \text{ h}$$

$$H_{COM\_lang\_380kV} = 0 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ keine Werte verfügbar}$$

$$T_{COM\_lang\_380kV} = 0 \text{ h}$$

220-kV-Freileitung:

$$H_{EA\_kurz\_220kV} = 0,001753 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 1989 – 2006)}$$

$$T_{EA\_kurz\_220kV} = 0,27 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_220kV} = 0,001445 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 1989 – 2006)}$$

$$T_{EA\_lang\_220kV} = 24,71 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_220kV} = 0,001 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_220kV} = 3,75 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_220kV} = 0,000623 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_220kV} = 3,75 \text{ h}$$

$$H_{COM\_kurz\_220kV} = 0,00048 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 – 2001 (+20\% wegen Topografie)}$$

$$T_{COM\_kurz\_220kV} = 9,216 \, h$$

$$H_{COM\_lang\_220kV} = 0 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{keine Werte verfügbar}$$

$$T_{COM\_lang\_220kV} = 0 \, h$$

220-kV-Kabel:

$$H_{EA\_kurz\_220kV} = 0,00508 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_220kV} = 2 \, h$$

$$H_{EA\_lang\_220kV} = 0,05245 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_220kV} = 19,5 \, h$$

$$H_{HA\_ver\_220kV} = 0,00959 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_220kV} = 2,89 \, h$$

$$H_{HA\_unv\_220kV} = 0,00959 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_220kV} = 2,89 \, h$$

$$H_{COM\_kurz\_220kV} = 0,0001 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{Annahme}$$

$$T_{COM\_kurz\_220kV} = 30 \, h \quad \dots \text{Annahme}$$

$$H_{COM\_lang\_220kV} = 0 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{keine Werte verfügbar}$$

$$T_{COM\_lang\_220kV} = 0 \, h$$

380-kV-Kabel:

$$H_{EA\_lang\_380kV} = 0,002441 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_380kV} = 144,3 \, h$$

$$H_{HA\_unv\_380kV} = 0,002441 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_380kV} = 402,25 \, h$$

$$H_{COM\_kurz\_380kV} = 0,0001 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{Annahme}$$

$$T_{COM\_kurz\_380kV} = 30 \, h \quad \dots \text{Annahme}$$

$$H_{COM\_lang\_380kV} = 0 \, 1/(km \cdot a) \quad \dots \text{keine Werte verfügbar}$$

$$T_{COM\_lang\_380kV} = 0 \, h$$

380-kV-Sammelschienenabschnitt AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 0,00033 \, 1/(a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 0,46 \, h$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 0,00032 \, 1/(a) \quad \dots \text{VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 6,35 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 0,00054 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 8,13 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 0,00065 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 8,13 \text{ h}$$

380-kV-Sammelschienenabschnitt GIS:

$$H_{EA\_kurz\_GIS\_380kV} = 0,00033 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ keine expliziten Werte verfügbar, selbige wie AIS}$$

$$T_{EA\_kurz\_GIS\_380kV} = 0,46 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_GIS\_380kV} = 0,00032 \text{ 1/(a)}$$

$$T_{EA\_lang\_GIS\_380kV} = 6,35 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_GIS\_380kV} = 0,00054 \text{ 1/(a)}$$

$$T_{HA\_ver\_GIS\_380kV} = 8,13 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_GIS\_380kV} = 0,00065 \text{ 1/(a)}$$

$$T_{HA\_unv\_GIS\_380kV} = 8,13 \text{ h}$$

220-kV-Sammelschienenabschnitt AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 0,0001 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 0,36 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 0,0002 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 8,06 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 0,00037 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 5,91 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 0,00018 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 5,91 \text{ h}$$

220-kV-Sammelschienenabschnitt GIS:

$$H_{EA\_kurz\_GIS\_220kV} = 0,0001 \text{ 1/(a)} \quad \dots \text{ keine expliziten Werte verfügbar, selbige wie AIS}$$

$$T_{EA\_kurz\_GIS\_220kV} = 0,36 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_GIS\_220kV} = 0,0002 \text{ 1/(a)}$$

$$T_{EA\_lang\_GIS\_220kV} = 8,06 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_GIS\_220kV} = 0,00037 \text{ 1/(a)}$$

$$T_{HA\_ver\_GIS\_220kV} = 5,91 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_GIS\_220kV} = 0,00018 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_GIS\_220kV} = 5,91 \text{ h}$$

220-kV-Leistungsschalter AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 0,000284 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 3,17 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 0,001125 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 45,6 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 0,00857 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 10,69 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 0,00634 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 10,69 \text{ h}$$

$$H_{USÖ\_AIS\_220kV} = 0,0033 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ Annahme}$$

$$T_{USÖ\_AIS\_220kV} = 0,167 \text{ h} \quad \dots \text{ Annahme, ident mit fernbedienter Umschaltzeit}$$

220-kV-Leistungsschalter GIS:

$$H_{EA\_kurz\_GIS\_220kV} = 0,000284 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ keine expliziten Werte verfügbar, selbige wie AIS}$$

$$T_{EA\_kurz\_GIS\_220kV} = 3,17 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_GIS\_220kV} = 0,001125 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_GIS\_220kV} = 45,6 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_GIS\_220kV} = 0,00857 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_GIS\_220kV} = 10,69 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_GIS\_220kV} = 0,00634 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_GIS\_220kV} = 10,69 \text{ h}$$

$$H_{USÖ\_GIS\_220kV} = 0,0033 \text{ 1/a}$$

$$T_{USÖ\_GIS\_220kV} = 0,167 \text{ h}$$

220-kV-Sammelschientrenner AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 0,000173 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 12,43 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 0 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ keine Angaben in VDN und FNN Störungsstatistik}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 0 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 0,00045 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 12,06 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 0,00048 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 12,06 \text{ h}$$

220-kV-Abgangstrenner AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 0,000041 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_220kV} = 4,35 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 0,000547 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_220kV} = 68,48 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 0,00062 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_220kV} = 18,08 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 0,00076 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_220kV} = 18,08 \text{ h}$$

220-kV-Trenner GIS:

$$H_{EA\_kurz\_GIS\_220kV} = 0,000107 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 – 2001 (Mittelwert aus TR-AA und TR-SS)}$$

$$T_{EA\_kurz\_GIS\_220kV} = 10,88 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_GIS\_220kV} = 0,000547 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001 (TR-AA)}$$

$$T_{EA\_lang\_GIS\_220kV} = 68,48 \text{ h}$$

380-kV-Leistungsschalter AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 0,000605 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 1,14 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 0,001473 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 64,69 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 0,00707 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 17,11 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 0,02036 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 17,11 \text{ h}$$

$$H_{USÖ\_AIS\_380kV} = 0,0033 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ Annahme}$$

$$T_{USÖ\_AIS\_380kV} = 0,167 \text{ h} \quad \dots \text{ Annahme, ident mit fernbedienter Umschaltzeit}$$

380-kV-Leistungsschalter GIS:

$$H_{EA\_kurz\_GIS\_380kV} = 0,000605 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ keine expliziten Werte verfügbar, selbige wie AIS}$$

$$T_{EA\_kurz\_GIS\_380kV} = 1,14 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_GIS\_380kV} = 0,001473 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_GIS\_380kV} = 64,69 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_GIS\_380kV} = 0,00707 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_GIS\_380kV} = 17,11 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_GIS\_380kV} = 0,02036 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_GIS\_380kV} = 17,11 \text{ h}$$

$$H_{USÖ\_GIS\_380kV} = 0,0033 \text{ 1/a}$$

$$T_{USÖ\_GIS\_380kV} = 0,167 \text{ h}$$

380-kV-Sammelschientrenner AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 0,000158 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 1,91 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 0 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ keine Angaben in VDN und FNN Störungsstatistik}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 0 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 0,00063 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 9,62 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 0,00137 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 9,62 \text{ h}$$

380-kV-Abgangstrenner AIS:

$$H_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 0,000172 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_kurz\_AIS\_380kV} = 4,32 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 0,000513 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{EA\_lang\_AIS\_380kV} = 67,63 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 0,00111 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_AIS\_380kV} = 21,15 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 0,00195 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_AIS\_380kV} = 21,15 \text{ h}$$

380-kV-Trenner GIS:

$$H_{EA\_kurz\_GIS\_380kV} = 0,000165 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 – 2001 (Mittelwert aus TR-AA und TR-SS)}$$

$$T_{EA\_kurz\_GIS\_380kV} = 3,166 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_GIS\_380kV} = 0,000513 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001 (TR-AA)}$$

$$T_{EA\_lang\_GIS\_380kV} = 67,63 \text{ h}$$

220/110-kV-Hauptumspanner:

$$H_{EA\_kurz\_220/110kV} = 0,04697 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 1980 - 2006)}$$

$$T_{EA\_kurz\_220/110kV} = 0,93 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_220/110kV} = 0,029545 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 1980 - 2006)}$$

$$T_{EA\_lang\_220/110kV} = 70,62 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_220/110kV} = 0,02333 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_220/110kV} = 12,42 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_220/110kV} = 0,02029 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_220/110kV} = 12,42 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_220/110kV} = 0,000976 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{1p.ES\_220/110kV} = 36 \text{ h} \quad \dots \text{ Angenommen}$$

380/110-kV-Hauptumspanner:

$$H_{EA\_kurz\_380/110kV} = 0,04697 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ selbige Werte wie für 220/110-kV-Umspanner}$$

$$T_{EA\_kurz\_380/110kV} = 0,93 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_380/110kV} = 0,029545 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_380/110kV} = 70,62 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_380/110kV} = 0,02333 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_380/110kV} = 12,42 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_380/110kV} = 0,02029 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_380/110kV} = 12,42 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_380/110kV} = 0,000976 \text{ 1/a}$$

$$T_{1p.ES\_380/110kV} = 36 \text{ h}$$

380/220-kV-Regelhauptumspanner:

$$H_{EA\_kurz\_380/220kV} = 0,077884 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 2006)}$$

$$T_{EA\_kurz\_380/220kV} = 0,95 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_380/220kV} = 0,071856 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ TU Wien – Prof. Theil (Auswertung 2006)}$$

$$T_{EA\_lang\_380/220kV} = 48,07 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_380/220kV} = 0,00912 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_ver\_380/220kV} = 16,26 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_380/220kV} = 0,02281 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ VDN 1994 - 2001}$$

$$T_{HA\_unv\_380/220kV} = 16,26 \text{ h}$$

380/380-kV-Phasenschiebertransformator:

$$H_{EA\_kurz\_380/380kV} = 0,077844 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ selbige Werte wie für 380/220-kV-Regelhauptumspanner}$$

$$T_{EA\_kurz\_380/380kV} = 0,95 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_380/380kV} = 0,071856 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_380/380kV} = 48,07 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_380/380kV} = 0,00912 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_380/380kV} = 16,26 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_380/380kV} = 0,02281 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_380/380kV} = 16,26 \text{ h}$$

220/220-kV-Phasenschiebertransformator:

$$H_{EA\_kurz\_220/220kV} = 0,077844 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ selbige Werte wie für 380/220-kV-Regelhauptumspanner}$$

$$T_{EA\_kurz\_220/220kV} = 0,95 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_220/220kV} = 0,071856 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_220/220kV} = 48,07 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_220/220kV} = 0,00912 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_220/220kV} = 16,26 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_220/220kV} = 0,02281 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_220/220kV} = 16,26 \text{ h}$$

220/30-kV-Umspanner:

$$H_{EA\_kurz\_220/30kV} = 0,04697 \text{ 1/a} \quad \dots \text{ selbige Werte wie für 220/110-kV-Hauptumspanner}$$

$$T_{EA\_kurz\_220/30kV} = 0,93 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_220/30kV} = 0,029545 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_220/30kV} = 70,62 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_220/30kV} = 0,02333 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_220/30kV} = 12,42 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_220/30kV} = 0,02029 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_220/30kV} = 12,42 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_220/30kV} = 0,000976 \text{ 1/a}$$

$$T_{1p.ES\_220/30kV} = 36 \text{ h}$$

KAPITEL B

1.6 Einleitung

Zuverlässigkeitsindizes der Betriebsmittel von elektrischen Energienetzen sind Eingangsdaten für System-Zuverlässigkeitsanalysen, deren Resultate eine Prognose der Versorgungszuverlässigkeit des Netzes erlauben, und zwar in folgenden Situationen:

- Vom Normalzustand abweichende Leistungsverteilungen
- Zukünftig zu erwartende Last-/Einspeisungssituationen
- Ausfälle wichtiger Betriebsmittel
- Sonderschaltzustände
- Vergleich der Zuverlässigkeit von Ausbauvarianten

Die Verlässlichkeit der Resultate der System-Zuverlässigkeitsanalyse ist abhängig von der Güte der Eingangsdaten, somit von deren Signifikanz (geringe Datenstreuung) und von deren Relevanz (Gültigkeit für das betrachtete Versorgungsgebiet).

Grundvoraussetzung für die Signifikanz der Zuverlässigkeitsindizes ist eine hinreichend große Rohdatenmenge, d.h. das Kollektiv, welches die Grundlage zur Schätzung der Zuverlässigkeitsindizes eines konkreten Betriebsmittels bildet, sollte mindestens 30, besser 50 oder mehr, Störsereignisse beschreiben. Relevanz korreliert dagegen mit der Homogenität der verwendeten Datenkollektive, und zwar insbesondere in zeitlicher und geographischer Hinsicht. Die Daten dürfen demgemäß keinen zeitlichen Trend aufweisen, und sie müssen ferner repräsentativ für die Region sein, welcher die Betriebsmittel, deren Zuverlässigkeitsindizes zu bestimmen sind, angehören.

Aus Kooperationen des Institutes für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der Technischen Universität Wien mit APG – VERBUND sind derzeit am Institut Störungsdaten für folgende Betriebsmitteltypen des österreichischen Hochspannungsnetzes verfügbar:

- 110-kV-Freileitungen, 1963 – 1999,
- 220-kV- und 380-kV- Freileitungen, 1963 – 2012,
- 220-kV- und 380-kV- Netzkuppelumspanner, auch mit Unterspannung 110-kV, 1963 – 2012.

Aufgrund des großen Erfassungszeitraums ist die Datenbasis für jeden dieser Betriebsmitteltypen ausreichend. So liegen etwa für 110-kV-Freileitungen selbst dann, wenn man den Beobachtungszeitraum auf die Jahre 1971 bis 1999 beschränkt, mehr als 2000 auswertbare Störsereignisse vor.

Mit zunehmender Anzahl der Jahre der Störungsdatenerfassung kristallisierte sich jedoch heraus, dass zeitliche Homogenität nicht gegeben ist [1], [2], [3], und dass auch die Erfüllung der geographischen Homogenitätsbedingung angezweifelt werden muss [4]. Infolgedessen ist es unumgänglich, den Beobachtungszeitraum entsprechend einzuschränken und unter Umständen zusätzlich eine Aufspaltung der Datenkollektive auf geographische Regionen vorzunehmen. Als Resultat dieser Prozeduren ist zwar eine Verbesserung der Homogenität und damit eine Erhöhung der Relevanz zu erwarten, jedoch wirkt dem eine durch die Verringerung der Datenmenge pro Kollektiv bedingte Vergrößerung der Datenstreuung entgegen, welche eine Verminderung der Signifikanz zur Folge hat.

Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit besteht demgemäß darin, die genannten Wechselwirkungen genauer zu untersuchen und in der Folge einen möglichst tragfähigen Kompromiss zwischen Homogenität - Relevanz und Datenstreuung – Signifikanz zu finden.

1.7 Zuverlässigkeitsindizes für Betriebsmittel

Folgende Zuverlässigkeitsindizes werden ermittelt:

- Ausfallhäufigkeit h , 1/km.a (Leitungen) oder 1/a (Transformatoren)
- Erwartungswert der Ausfalldauer pro Ereignis $E(t_a)$, h
- Nichtverlässlichkeit NV, h/km.a (Leitungen) oder h/a (Transformatoren)

Es gilt der Zusammenhang:

$$NV = h \cdot E(t_a) \quad (1)$$

Demgemäß repräsentiert die Nichtverlässlichkeit die jährlich erwarteten akkumulierten Ausfallstunden eines Betriebsmittels bzw. eines Betriebsmitteltyps.

Trotz des in der Einleitung genannten großen Erfassungszeitraums ist die Störungsdatenmenge in den meisten Fällen zu gering, um Zuverlässigkeitsindizes für spezielle Betriebsmittel zu berechnen. Daher sind die im Folgenden angegebenen Zuverlässigkeitsindizes für Gruppen von Betriebsmitteln ähnlicher Eigenschaften (Betriebsmitteltypen) gültig. Folgende Betriebsmitteltypen werden unterschieden:

- 220-kV- Freileitungen
- 380-kV- Freileitungen
- 220-kV- (Oberspannungsseite) Netzkuppelumspanner
- 380-kV- (Oberspannungsseite) Netzkuppelumspanner
- 220-kV- und 380-kV- Netzkuppelumspanner zusammengefasst
- 220-kV- Sammelschienen
- 380-kV- Sammelschienen

1.8 Streuungen der Zuverlässigkeitsindizes, Homogenitätsindizes

Die Streuungen der Zuverlässigkeitsindizes werden hier auf Basis der Bayes-Statistik berechnet [5], [6]. Das Prinzip dieses Ansatzes besteht darin, dass Erwartungswerte statistischer Größen selbst als statistische Größen mit entsprechenden Verteilungsfunktionen und daraus resultierenden Erwartungswerten und Standardabweichungen modelliert werden. Dementsprechend existieren z.B. für den Erwartungswert der Ausfalldauer $E(t_a)$ ein Erwartungswert $E[E(t_a)]$, eine Standardabweichung $\sigma[E(t_a)]$, sowie Konfidenzintervalle. Dasselbe gilt ebenso für die Größen h und NV.

Die Gleichung für den Erwartungswert $E[E(t_a)]$ lautet:

$$E[E(t_a)] = \frac{n \cdot r_a}{n \cdot r_a - 2} \cdot \overline{t_a} \quad (2)$$

Hierbei ist n die Anzahl der Störungseignisse, bzw. die Anzahl der Elemente des Kollektivs, welches der Bestimmung des Zuverlässigkeitsindex t_a zugrunde liegt, t_a mit

Querstrich (Gl. (2) rechts) der entsprechende Mittelwert und r_a der Formparameter der Dichtefunktion der Ausfalldauern, wobei hier Gammaverteilungen zugrunde gelegt werden.

Ohne vorerst auf den Parameter r_a genauer einzugehen, bemerkt man, dass der Bayes'sche Erwartungswert $E[E(t_a)]$ bei hinreichend großem Kollektivumfang n dem Mittelwert nahe kommt, jedoch bei kleinen Samples oder auch bei kleinem r -Parameter beträchtlich größer werden kann. Ferner folgt aus (2), dass für die Anwendung der Prozedur nach Bayes bei $r_a=1$ mindestens 3 Störungsereignisse vorliegen müssen, bzw. entsprechend mehrere Ereignisse, wenn $r_a < 1$ gilt.

Definiert man den Variationskoeffizienten σ_r gemäß (3) als Quotient zwischen Standardabweichung σ und Erwartungswert E eines Zuverlässigkeitsindex, so ergibt eine Prozedur nach Bayes für den Zuverlässigkeitsindex "Ausfalldauer" - ohne Verarbeitung von a-priori Information über die statistische Verteilung desselben - einen Variationskoeffizienten entsprechend Gl. (4).

$$\sigma_r = \frac{\sigma}{E} \quad (3)$$

$$\sigma_r[E(ta)] = \frac{1}{\sqrt{n \cdot r_a - 3}} \quad (4)$$

Zur Bestimmung des Variationskoeffizienten bzw. der Streuung eines Zuverlässigkeitsindex nach Bayes benötigt man also in der Regel Daten aus mehr als 3 Ereignissen. Ferner zeigt Gl. (4), dass die Streuung der Zuverlässigkeitsindizes bei geringer Datenmenge oder mäßig großer Menge und kleinem r -Parameter sehr groß wird. In einem solchen Fall zeigt die Bayes-Prozedur an, dass für die Schätzung des Zuverlässigkeitsindex zu wenig Information vorliegt.

In Abbildung 1-54 sind Gammaverteilungen für unterschiedliche r -Parameter schematisch dargestellt. Parameter t repräsentiert entweder Ausfalldauern t_a oder auch Ausfallabstände t_z . Letztere sind für die Bestimmung der Ausfallhäufigkeitsindizes $E(h)$ und $\sigma_r(h)$ maßgeblich [5]. Für $r=1$ ist die Gammaverteilung identisch mit der Exponentialverteilung.

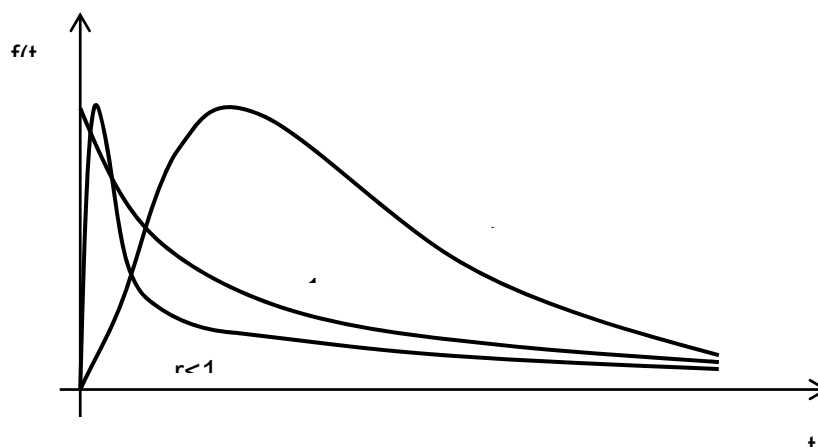


Abbildung 1-54: Gammaverteilungen mit unterschiedlichen r -Formparametern

In der Praxis treten kurz dauernde Ausfälle überproportional häufiger auf als lange dauernde. Dementsprechend sind die r -Parameter der Ausfalldauer-Dichtefunktionen in der Regel

kleiner als 1 [1], siehe auch [3], Kap. 1.9, Darstellung von Histogrammen. Jedoch auch die Ausfallabstands-Dichtefunktionen werden meistens durch $r < 1$ beschrieben.

Die Streuungen nach Bayes bzw. auch die aus der Bayes'schen Statistik resultierenden Konfidenzintervalle der Zuverlässigkeitsindizes liefern wichtige Information zu Homogenitätsuntersuchungen. Ein einfaches Kriterium lautet nämlich, dass zwei Kollektive zusammengefasst werden dürfen, wenn sich die Konfidenzintervalle der aus ihnen ermittelten Indizes überdeckenden. Sie bilden danach gemeinsam eine homogene Grundgesamtheit.

Es existieren komplexere Verfahren zum Test der Hypothese, dass unterschiedliche Stichproben derselben Grundgesamtheit angehören, z.B. [7] S. 236, jedoch wird die oben beschriebene auf Konfidenzintervallen beruhende Methode für die vorliegenden Zwecke als ausreichend genau angesehen.

1.9 Zeitliche Homogenität

Ergebnisse aus früheren Untersuchungen zu diesem Thema findet man in [8]. Der dort beobachtete deutlich fallende Trend der Ausfallhäufigkeiten der 110-kV-Freileitungen hatte die Konsequenz, dass der Beobachtungszeitraum für die Störungsauswertungen dieses Betriebsmitteltyps auf die Jahre 1971 bis 1999 beschränkt wurde, obwohl Störungsdaten seit 1963 verfügbar sind. Die Ursache dafür, dass die Datenerfassung mit 1999 endet, liegt in der etwa zu diesem Zeitpunkt beginnenden Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft, welche insofern Auswirkung auf die Störungsdatenerfassung hat, als APG nicht mehr Zugriff auf Störungsdaten außerhalb des eigenen Unternehmensbereiches besitzt. Damit besteht auch für die TU-Wien keine mit akzeptablem Zeitaufwand erschließbare Quelle von 110-kV-Störungsdaten mehr, und die Untersuchungen werden folglich mit dem Jahr 1999 eingestellt.

Weiterhin über APG verfügbar sind jedoch die Störungsdaten der 220-kV- und 380-kV-Spannungsebene, welche Basis der vorliegenden Untersuchungen bilden.

1.9.1 Zeitliche Entwicklung der Zuverlässigkeitsindizes

In den folgenden Abbildungen werden die Zeitreihen der Ausfallhäufigkeiten und Ausfalldauererwartungswerte von 220-kV- und 380-kV-Freileitungen und Transformatoren in 2-Jahresintervallen dargestellt. In der Gruppe der Transformatoren sind auch Betriebsmittel mit Unterspannungsebene 110-kV enthalten.

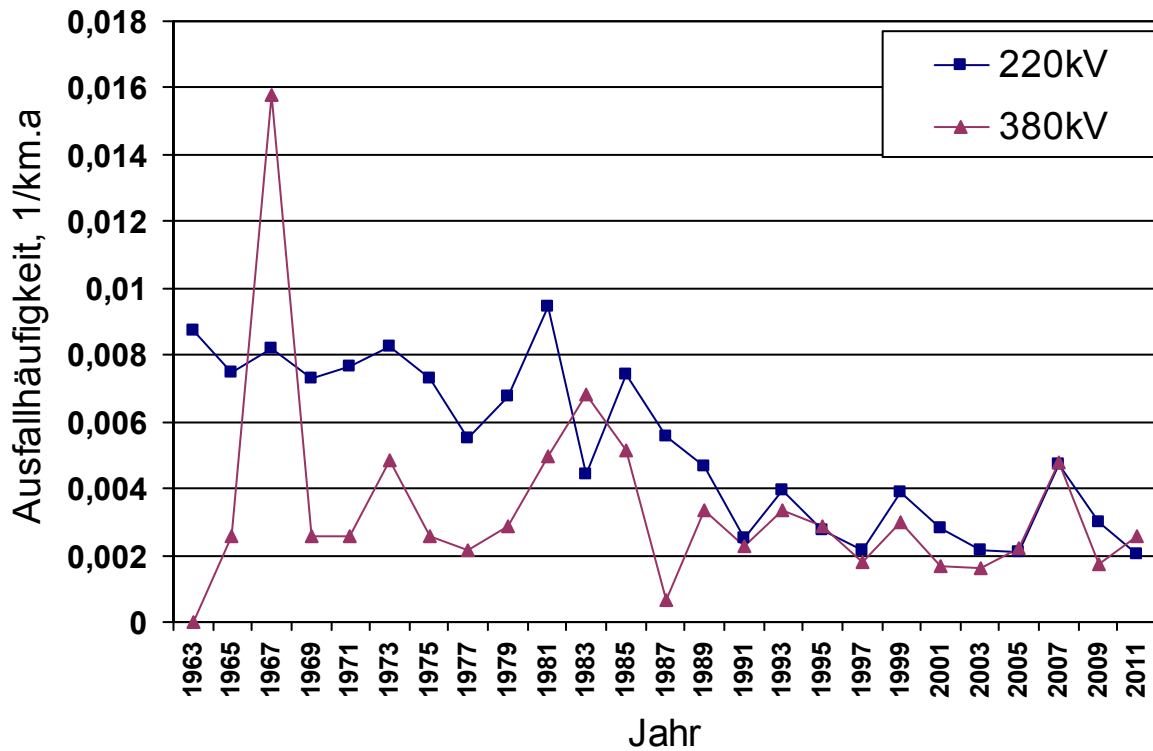


Abbildung 1-55: 220kV- und 380kV- Freileitungen, Häufigkeiten von Einfachausfällen in 2-Jahresintervallen

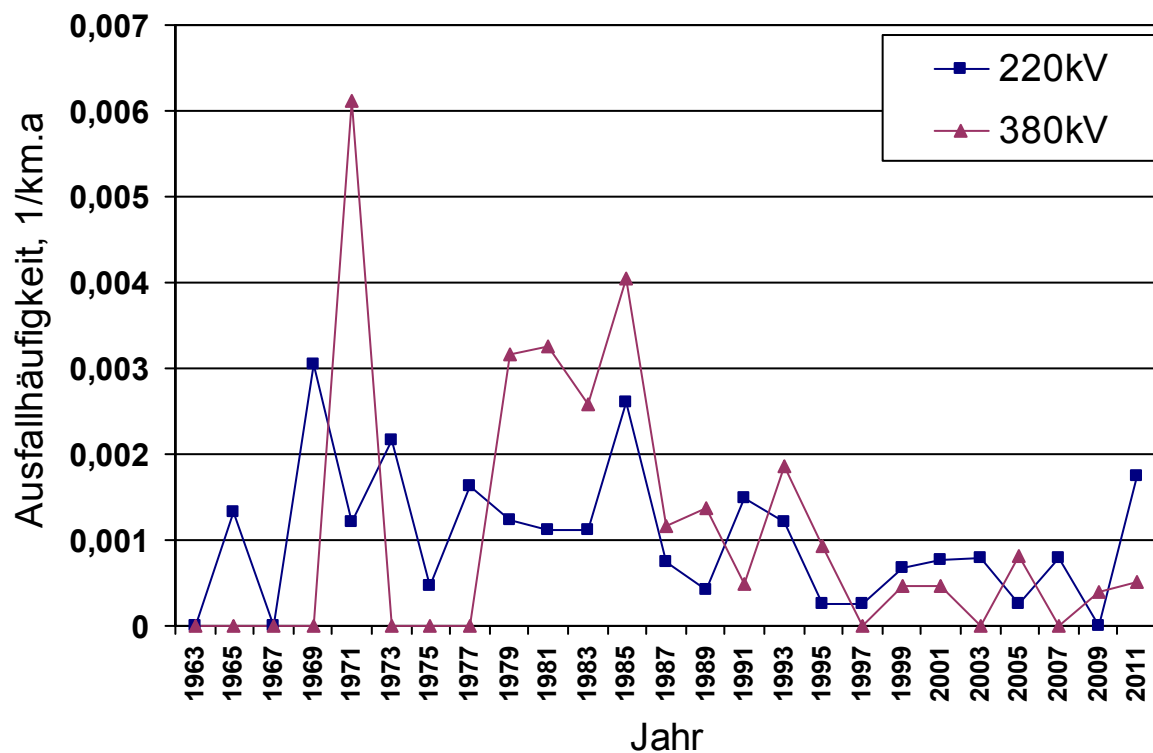


Abbildung 1-56: 220kV- und 380kV- Freileitungen, Häufigkeiten von Common-mode-Zweifachausfällen in 2-Jahresintervallen

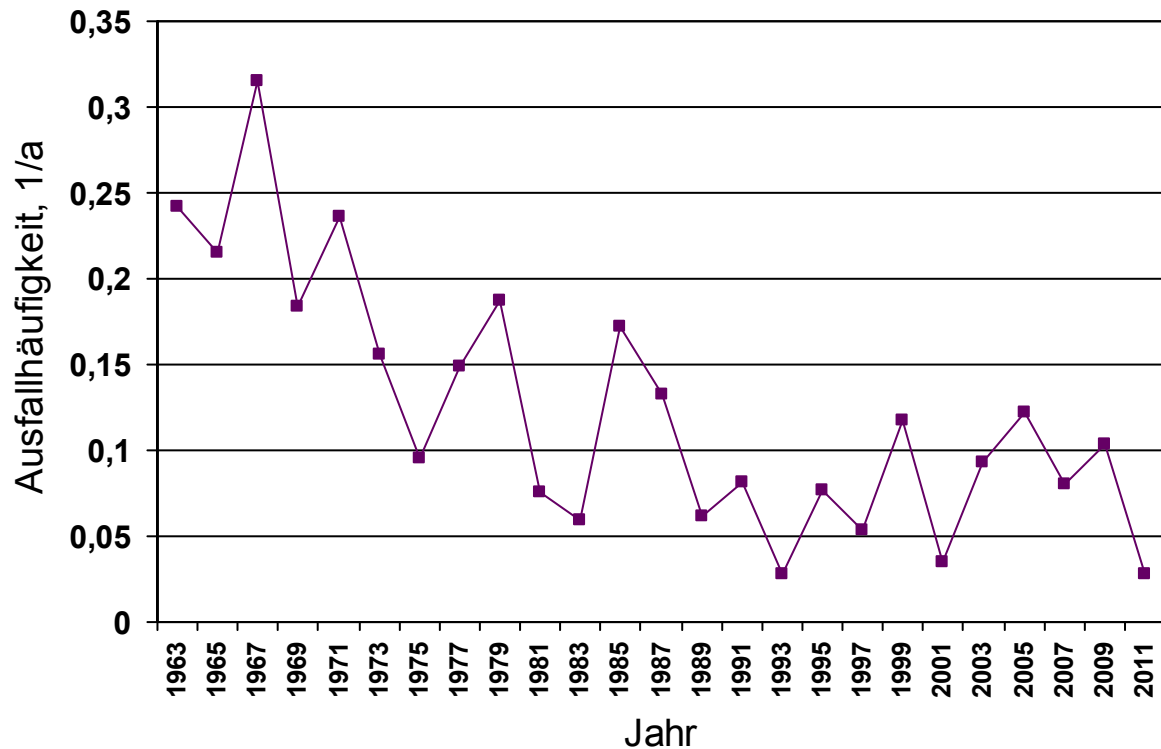


Abbildung 1-57: 220kV- und 380kV- Transformatoren, Ausfallhäufigkeiten in 2-Jahresintervallen

Die Häufigkeiten von Einfachausfällen zeigen bei allen Betriebsmitteltypen deutlich fallende Tendenz, Abbildung 1-55, Abbildung 1-57. Weniger stark ist dieser Trend bei den Common-mode-Zweifachausfallhäufigkeiten der Freileitungen ausgeprägt, jedoch sind auch hier in den Jahren vor 1987 höhere Werte als danach zu beobachten, Abbildung 1-56. Die Zeitverläufe der Dauern verdeutlichen dagegen die starken Streuungen dieser Größe und werden überdies von vereinzelt Ereignissen mit extrem hohen Beträgen geprägt, Abbildung 1-58 bis Abbildung 1-60.

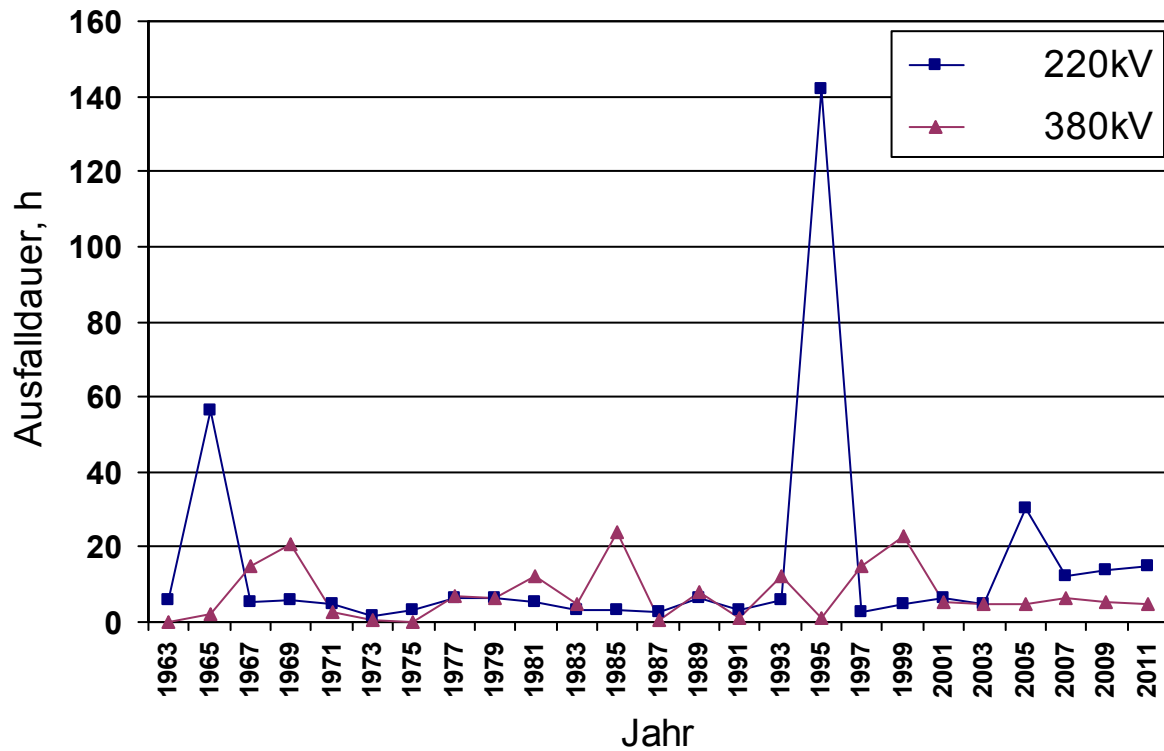


Abbildung 1-58: 220kV- und 380kV- Freileitungen, Erwartungswerte der Dauern von Einfachausfällen in 2-Jahresintervallen

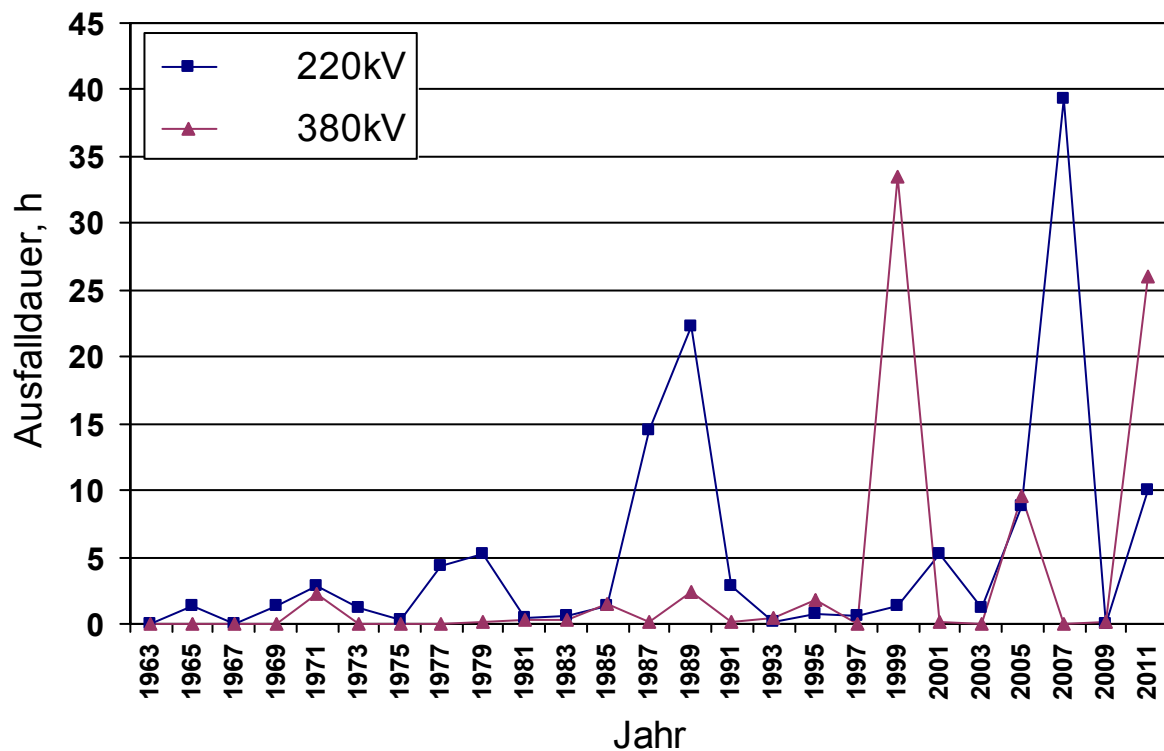


Abbildung 1-59: 220kV- und 380kV- Freileitungen, Erwartungswerte der Dauern von Common-mode- Zweifachausfällen in 2-Jahresintervallen

Zwecks besserer Darstellbarkeit wurden in Abbildung 1-59 folgende Werte verkleinert:

220kV 1989 – 1990 auf 1/3 (original 66,27h)

220kV 2007 – 2008 auf 1/10 (original 393,7h)

380kV 1999 – 2000 auf 1/50 (original 1672h)

380kV 2011 – 2012 auf 1/2 (original 52h)

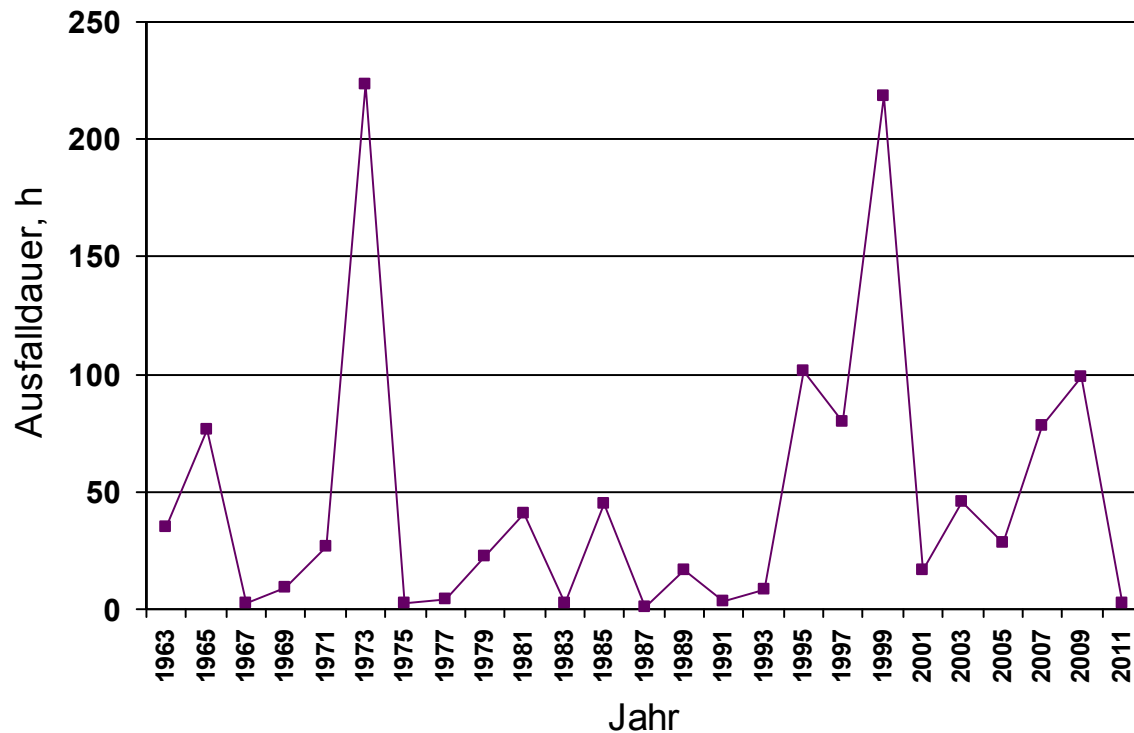


Abbildung 1-60: 220kV- und 380kV- Transformatoren, Erwartungswerte der Ausfalldauern in 2-Jahresintervallen

Die Zeitreihen der Sammelschienen-Ausfallhäufigkeiten werden für 4-Jahresintervalle ermittelt. Lediglich das letzte Intervall umfasst nur 2 Jahre, siehe Abbildung 1-61. Für Sammelschienen der 380-kV-Spannungsebene liegen zu wenige Daten vor. Dagegen sind im Falle der 220-kV-Sammelschienen sämtliche Intervalle belegt, und es ergibt sich auch für diesen Betriebsmitteltyp ein fallender Trend der Ausfallhäufigkeiten.

Die zugrunde liegende Störungsdatenerfassung ist allerdings primär für eine Leitungs-Statistik konzipiert, weshalb für einen außen stehenden Statistiker nicht immer eindeutig zu erkennen ist, ob ein Störungsereignis durch einen Sammelschienenfehler initiiert wurde, oder ob z.B. eine Rundumabschaltung zufolge eines Schutzversagers erfolgte. Außerdem ist im Falle von Mehrfachsammelschienen nicht immer die Zuordnung zur betroffenen Sammelschiene bzw. zum entsprechenden Sektor möglich. Dies alles schränkt die Signifikanz der in Abbildung 1-61 präsentierten Resultate ein.

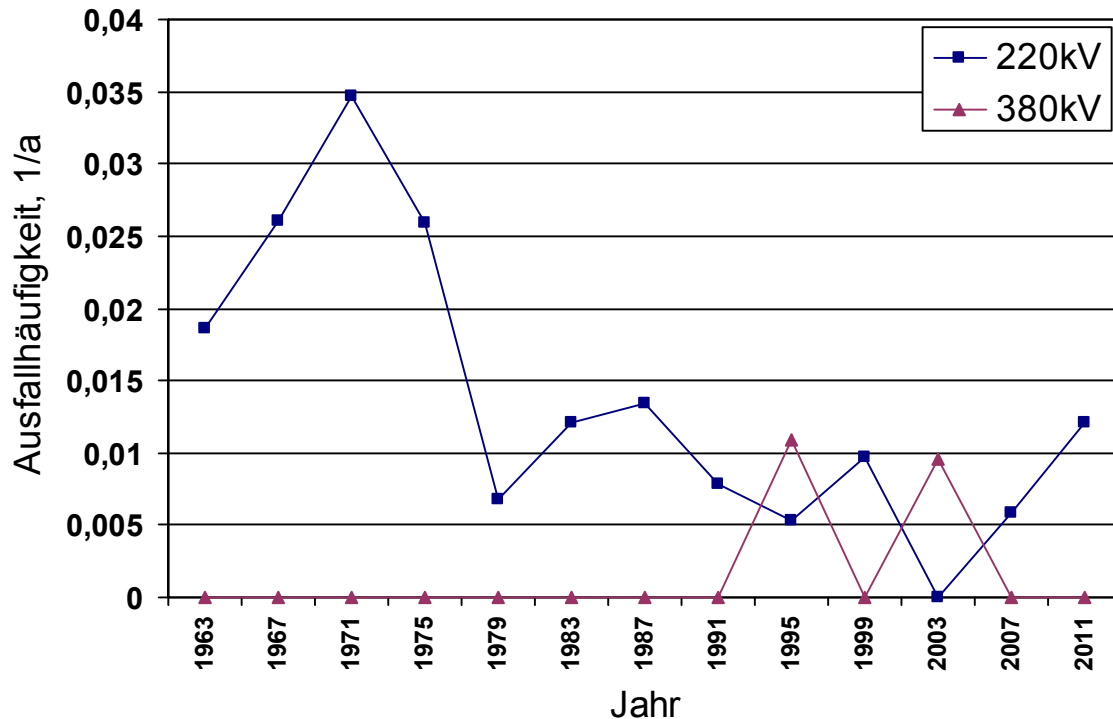


Abbildung 1-61: 220kV- und 380kV- Sammelschienen, Ausfallhäufigkeiten in 4-Jahresintervallen

Die Aufgliederung der Ausfallereignisse nach Fehlerart und Fehlerort erlaubt eine genauere Analyse der zeitlichen Entwicklung der Ausfallhäufigkeiten. In den Abbildung 1-62 und Abbildung 1-63 werden die Zeitreihen der am häufigsten auf Leitungen auftretenden Fehlerarten und Fehlerorte dargestellt. Die Bezeichnungen der Legenden bedeuten:

F.Schalt ... Fehlschaltungen

FehlAus. ... Fehlauslösungen (Schutzüberfunktion)

Schutzv. ... Schutzversager

Isolbr. ... Isolator- bzw. Kettenbruch

In Abbildung 1-62 ist zu erkennen, dass zur Ausbildung des in Abbildung 1-55 dargestellten fallenden Trends der Ausfallhäufigkeiten von 220-kV-Leitungen primär Fehlauslösungen und Isolatorbrüche, in geringem Ausmaß auch Fehlschaltungen beitragen. Die Häufigkeiten der anderen Kategorien weisen dagegen keinen erkennbaren Trend auf. Auf den 380-kV-Leitungen ist die Ereignishäufigkeit zu gering, um entsprechende Trends visualisieren zu können, Abbildung 1-63.

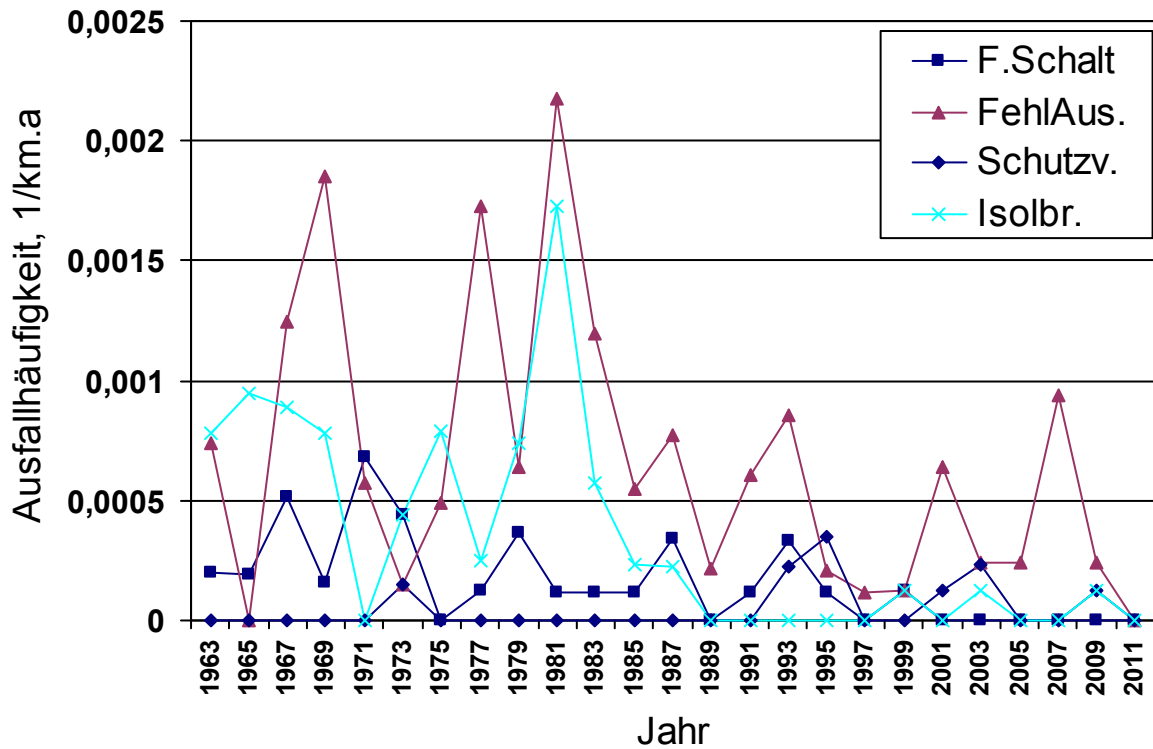


Abbildung 1-62: 220kV-Freileitungen, Einfach-Ausfallhäufigkeiten nach Fehlerart und Fehlerort in 2-Jahresintervallen

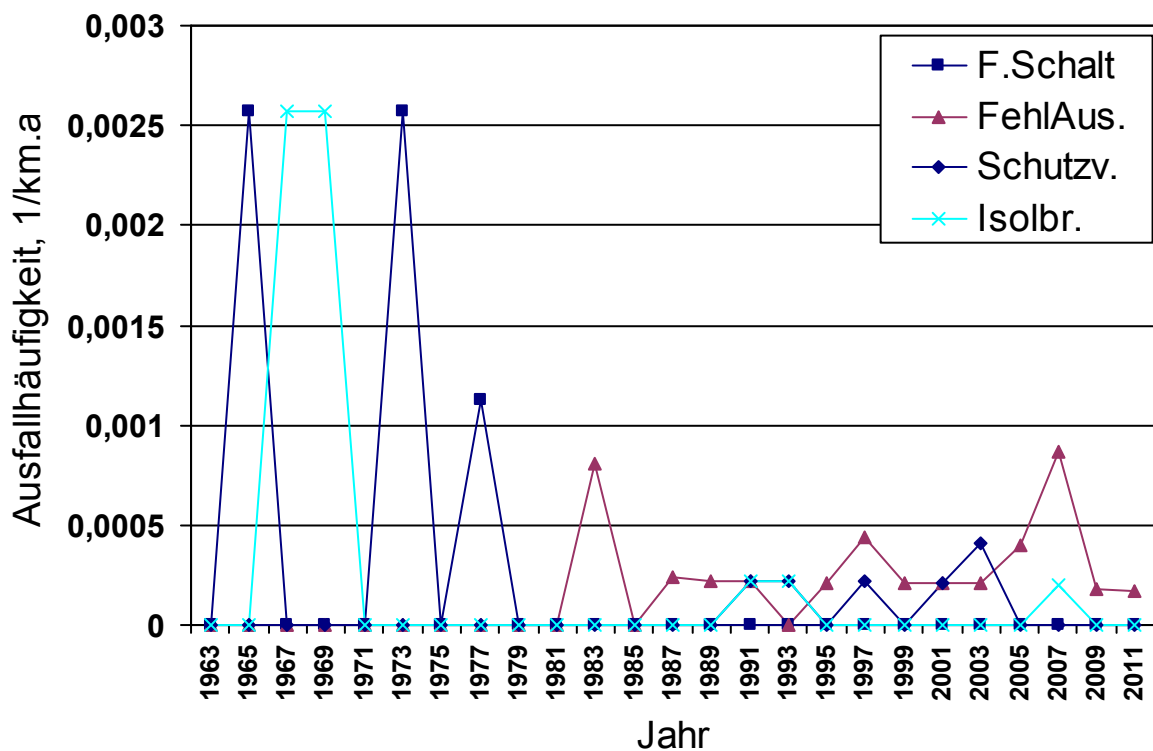


Abbildung 1-63: 380kV-Freileitungen, Einfach-Ausfallhäufigkeiten nach Fehlerart und Fehlerort in 2-Jahresintervallen

In Abbildung 1-64 sind die Häufigkeiten des Auftretens der wichtigsten Fehlerarten und Fehlerorte bei Hochspannungstransformatoren dargestellt.

In der Legende bedeuten:

FehlAus. ... Fehlauslösungen (Schutzüberfunktion)

Hilfse ... Fehler auf Hilfseinrichtungen

Ableit ... Defekte Überspannungsableiter

Buchho ... Fehlfunktion des Buchholzschutzes

Schalt ... Schalterfehler

Man erkennt in der Abbildung, dass auch bei den Transformatoren Fehlauslösungen Einfluss auf die Trendfunktion der Ausfallhäufigkeiten haben. Jedoch auch Fehlfunktionen des Buchholzschutzes und Überspannungsableiterdefekte tragen dazu bei, dass die Ausfallhäufigkeiten in den Jahren 1963 bis 1975 höher sind als danach. Einen gewissen Beitrag zur Transformatornichtverfügbarkeit liefern auch Schalterfehler. Dagegen verteilen sich Fehler auf Hilfseinrichtungen insgesamt relativ gleichmäßig über den Erfassungszeitraum, häufen sich jedoch mehrmals innerhalb von wenige Jahre umfassenden Zeitintervallen. Abbildung 1-64 verdeutlicht somit, dass ein beträchtlicher Anteil der Transformatorausfälle durch Fehler, welche sich nicht direkt im Transformator ereignen, verursacht wird.

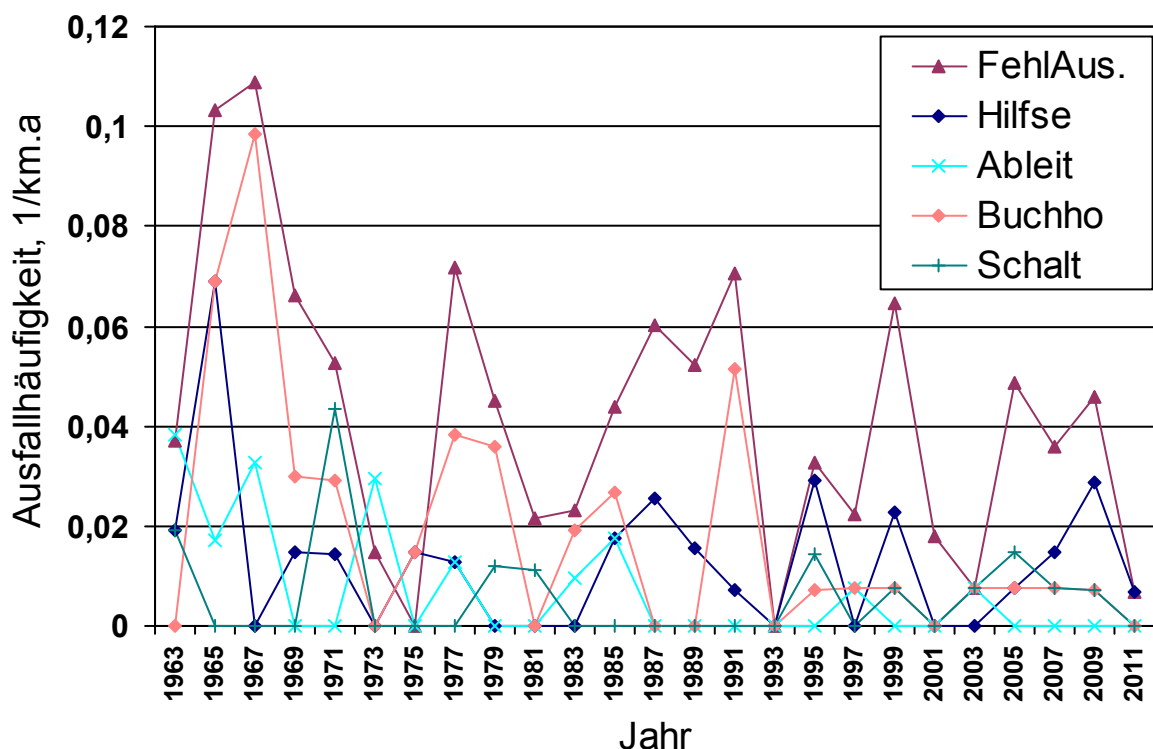


Abbildung 1-64: 220kV/380-kV-Transformatoren, Einfach-Ausfallhäufigkeiten nach Fehlerart und Fehlerort in 2-Jahresintervallen

Aus Anschauung der Zeitverläufe der Ausfallhäufigkeiten lassen sich unter Berücksichtigung, dass die Ereignisanzahl pro Gruppe nicht zu gering wird, folgende für weitere Auswertungen relevante zeitlich hinreichend homogene Kollektive abgrenzen:

220-kV-Freileitungen: **1988 – 2012**; n-einfach = 345 (1963 – 2012: n = 1015)

380-kV-Freileitungen: **1986 – 2012**; n-einfach = 178 (1963 – 2012: n = 231)

220-kV/380-kV-Transformatoren: **1973 – 2012**, n-einfach = 223, (1963 – 2012: n = 299)

220-kV/380-kV-Sammelschienen: **1978 – 2012**; n-einfach = 27, (1963 – 2012: n = 59)

Aus der Liste ist ferner zu entnehmen, wie stark sich die Ausfallanzahlen durch die Einschränkung der Beobachtungszeiträume reduzieren.

1.9.2 Zuverlässigkeitsindizes für zeitlich homogene Beobachtungszeiträume

Für die Berechnung der Ausfallhäufigkeiten h werden neben der Ausfallanzahl n die Bezugsgrößen Summenbetriebsdauer T_{Σ} (Transformatoren) oder Summenlängenbetriebsdauer $T_{l\Sigma}$ (Leitungen) benötigt, siehe Gl. (5) und (6).

$$h = \frac{n}{T_{\Sigma}} \quad (\text{Transformatoren, in } 1/a) \quad (5)$$

$$h = \frac{n}{T_{l\Sigma}} \quad (\text{Leitungen, in } 1/km.a) \quad (6)$$

mit

$$T_{\Sigma} = \sum_{k=1}^{nk} T_{N,k} - T_{pl,k} \quad (7)$$

$$T_{l\Sigma} = \sum_{k=1}^{nk} l_k (T_{N,k} - T_{pl,k}) \quad (8)$$

In den Gleichungen bedeuten:

nk ... Anzahl der Betriebsmittel der betrachteten Gruppe (des betrachteten Kollektivs)

$T_{N,k}$... Beobachtungszeitraum des k-ten Betriebsmittels

$T_{pl,k}$... Gesamtdauer der planmäßigen Abschaltungen (z.B. Revisionen) des k-ten Betriebsmittels im Beobachtungszeitraum

l_k ... Einfachausfälle: Länge der k-ten Leitung, Common mode Zweifachausfälle: Trassenlänge der k-ten Parallelführung von Leitungen

Wenn ein Betriebsmittel während des gesamten für die Auswertungen festgelegten Beobachtungszeitraums in Betrieb ist, dann ist sein $T_{N,k}$ identisch mit dem Beobachtungszeitraum. Wird es dagegen erst nach Beginn des Beobachtungszeitraums in Betrieb gesetzt, oder vor dessen Ende außer Betrieb genommen, dann ist $T_{N,k}$ entsprechend kleiner als dieser. Dauern planmäßiger Abschaltungen werden in den vorliegenden Untersuchungen vernachlässigt.

Die für die Berechnung der Ausfallhäufigkeiten relevanten Bezugsgrößen sind aus Tabelle 1-3 zu entnehmen. Die Zeilen der Tabelle repräsentieren die betrachteten Betriebsmitteltypen bzw. Kollektive. FL bedeutet Freileitung, TR Transformator, SS Sammelschiene. E steht für Einfachausfall, D für Common-mode-Zweifachausfall.

Die Größen n_k und Σl (Summenleitungslänge) sind über den Beobachtungszeitraum (Spalte "Zeit" in Tabelle 1-3) gemittelte Werte pro Jahr. In der letzten Spalte wird für Freileitungen die Größe $T_{l\Sigma}$ gemäß Gl. (8) mit der Dimension km.a und für Transformatoren die Größe T_Σ gemäß Gl. (7) mit der Dimension a (Jahr) angegeben.

Tabelle 1-3: Bezugsgrößen für die Berechnung der Ausfallhäufigkeiten E: Einfachausfälle, D: Common-mode Zweifachausfälle

Betriebsmitteltyp	Ausfall	Zeit	n_k (Mittel)	Σl (Mittel)	$T_\Sigma, T_{l\Sigma}$
220-kV-FL	E	1988 – 2012	84	4211,8	105294
220-kV-FL	D	1988 – 2012	32,1	1939,8	48496
380-kV-FL	E	1986 – 2012	36,3	2409,4	65055
380-kV-FL	D	1986 – 2012	14,3	1080,4	29170
220-kV-TR	E	1973 – 2012	46,6	---	1865
380-kV-TR	E	1973 – 2012	12,1	---	485
220/380-kV-TR	E	1973 – 2012	58,8	---	2350
220-kV-SS	E	1978 – 2012	80,5	---	2816
380-kV-SS	E	1978 – 2012	21,7	---	759

Vergleicht man die Ausfallhäufigkeiten und Nichtverlässlichkeiten zufolge von Einfachausfällen mit den für Zweifachausfälle gültigen Werten, so ist zu beachten, dass hierbei gemäß der Legende zu Gl. (7) und (8) unterschiedliche Bezugsgrößen zu berücksichtigen sind, nämlich Leitungslängen im Fall von Einfachausfällen jedoch Trassenlängen im Fall von Zweifachausfällen. Für Vergleiche sind daher die Ausfallhäufigkeiten auf einheitliche Bezugsgrößen umzurechnen. Bezeichnet man die aus Leitungslängen berechnete Summenlängenbetriebsdauer mit $T_{l\Sigma,L}$ und jene aus Trassenlängen berechnete mit $T_{l\Sigma,T}$, so ergibt sich die auf die Leitungslänge bezogene Zweifach-Ausfallhäufigkeit $h_{2,L}$ aus der (original) auf die Trassenlänge bezogenen $h_{2,T}$ zu:

$$h_{2,L} = h_{2,T} \cdot \frac{T_{l\Sigma,T}}{T_{l\Sigma,L}} \quad (9)$$

1.9.2.1 Resultate ohne Aufgliederung nach Länge der Ausfalldauern

In Tabelle 1-4 sind die Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV- Freileitungen, in Tabelle 1-5 jene für 220-kV- und 380-kV-Transformatoren aufgelistet. Die in den Tabellen enthaltenen Kurzbezeichnungen haben folgende Bedeutung:

Konf-u, Konf-o ... Unteres und oberes 95%-Konfidenzintervall

Erw. ... Erwartungswert nach Bayes

n-ges ... Ausfallanzahl ohne AWE

n-Dauer ... Anzahl der Ausfälle mit registrierten Dauern

ta, h, NV ... Ausfalldauer, Ausfallhäufigkeit, Nichtverlässlichkeit

D ... Common-mode-Mehrfachausfälle auf Leitungen mit gemeinsamem Gestänge

MF ... Mehrfachausfälle nicht unmittelbar benachbarter Komponenten

Es ist zu beachten, dass der einfache Zusammenhang zwischen Nichtverlässlichkeit sowie Ausfallhäufigkeit und Ausfalldauer gemäß Gl. (1) ausschließlich für gewöhnliche Mittelwerte, nicht jedoch für die in den Tabellen angegebenen Erwartungswerte nach Bayes gültig ist.

Die Diskrepanz zwischen n-ges und n-Dauer kommt dadurch zustande, dass in den Störungsberichten Ereignisse mit fehlenden Angaben zum Wiedereinschaltzeitpunkt auftreten. Die Ausfallhäufigkeiten basieren jedoch immer auf n-ges.

Die Ausfalldauern weisen durchwegs breitere Konfidenzintervalle bzw. Streuungen auf als die Ausfallhäufigkeiten, was auf eine ungleichförmige Verteilung (bzw. einen kleinen Formparameter r der statistischen Dichtefunktion) dieser Größen hinweist. Hervorgerufen wird die Ungleichförmigkeit durch selten auftretende Großereignisse, z.B.:

29. 3. 1995: Ausfall der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene (Italien) durch Baumfall, Dauer: 1480h

22. 5. 1999: Doppelausfall der 380-kV-Leitungen Westtirol - Bürs, Mastumbrüche durch Murenabgang, Dauer 1670h.

22. 1. 2007: Doppelausfall der 220-kV-Leitungen Hessenberg – Ternitz durch Überschlag an einem Überspannungsableiter und dadurch verursachte Schäden im Schaltfeld, Dauer: 577h.

1. 3. 2008; Doppelausfall der 220-kV-Leitungen St.Peter – Salzach, Mastumbrüche durch Sturm, Dauer 205h (bis zur Errichtung einer 1-systemigen Umgehungsleitung).

Zieht man Ausfalldauern $>200h$ nicht in die Betrachtungen ein, so reduziert sich der Erwartungswert $E(E(ta))$ von Freileitungs-Einfachausfällen in der 220-kV-Spannungsebene mit 6,57h auf etwa die Hälfte. Eine Reduktion derselben Größenordnung beobachtet man auch bei dem Konfidenzintervall. Der Erwartungswert der Common-mode-Zweifachausfalldauern verringert sich durch dieselbe Maßnahme sogar um den Faktor 4 auf 13,0h. Auch hier reduzieren sich die Konfidenzintervalle im selben Ausmaß. Bei 380-kV-Freileitungen hat ein Ausklammern extrem langer Ausfalldauern weniger Einfluss auf den Ausfalldauer-Erwartungswert von Freileitungs-Einfachausfällen (4,74h zu 6,33h), dagegen reduziert sich der Erwartungswert für Common-mode-Zweifachausfälle um den Faktor 12 auf 12,27h.

Von einer Diskussion darüber, ob Zuverlässigkeitsindizes, welche ohne Berücksichtigung extrem langer Ausfalldauern ermittelt wurden, als Basis für System-Zuverlässigkeitsanalysen dienen können, wird hier abgesehen.

Der Vergleich der Ausfalldauer-Erwartungswerte von 220-kV- und 380-kV-Freileitungen lässt aufgrund der großen Streuungen keine signifikante Aussage zu. Den Unterschied in den Ausfallhäufigkeiten – 0,003259 zu 0,002709 – könnte man als größere Robustheit der 380-kV- gegenüber den 220-kV- Leitungen interpretieren. Diese Vermutung ist jedoch mit Hilfe des einfachen Konfidenzintervallkriteriums nicht zu erhärten.

Tabelle 1-4: Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV- Freileitungen

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-kV-Leitung 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	345/322		
ta, h	8.24	11.58	16.20
h, 1/km.a	0.002810	0.003259	0.003733
NV, h/km.a	0.025962	0.037729	0.054021
220-kV-Leitung 2-fach-Ausfall D			
n-ges/n-Dauer	39/38		
ta, h	14.43	53.46	172.38
h, 1/km.a	0.000513	0.000776	0.001086
NV, h/km.a	0.010130	0.041508	0.137104
380-kV-Leitung 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	178/168		
ta, h	3.89	6.33	10.23
h, 1/km.a	0.002193	0.002709	0.003260
NV, h/km.a	0.009961	0.017155	0.028460
380-kV-Leitung 2-fach-Ausfall D			
n-ges/n-Dauer	26/24		
ta, h	40.78	151.12	487.27
h, 1/km.a	0.000524	0.000851	0.001250
NV, h/km.a	0.031414	0.128571	0.428043

Die Nichtverlässlichkeit zu Folge eines unabhängigen Doppelausfalls entwickelt sich nach der Produktregel und beträgt beispielsweise für 1km 220-kV- Leitung:

$$NV_{\text{Doppel}} = (0,0377/8750 \text{ h/h})^2 * 8760 = 1,622\text{e-}7 \text{ h/a.}$$

Der Wert für Doppelausfälle des Typs D beträgt, wenn man als Bezugsgröße die Leitungs- statt der Trassenlänge verwendet, Gl. (9):

$$NV_D = 0,041508 * 48496/105294 = 1,912\text{e-}2 \text{ h/a.}$$

Dieser Betrag ist um den Faktor 117 830 größer als die Nichtverlässlichkeit zufolge unabhängiger Doppelausfälle. Ähnliche Relationen gelten auch für 110-kV- und 380-kV- Freileitungen. Mehrfachausfälle auf Doppelleitungen mit gemeinsamem Gestänge sind folglich vorwiegend abhängige Ereignisse. Beispiele dafür sind: Baumfall, rückwärtiger Blitzeinschlag Mast - Doppelleitung.

Neben den in Tabelle 1-4 angeführten Common-Mode-Doppelausfällen D wurden auch Mehrfachausfälle von nicht auf gemeinsamen Masten parallel geführten Leitungen erfasst, und zwar 6 Ereignisse in der 220-kV- und ein Ereignis in der 380-kV-Spannungsebene. Die meisten dieser Ausfälle betreffen jedoch Systeme mit gemeinsamen Sammelschienen, sodass hier offenbar eine durch topologische Nähe bewirkte Korrelation des Ausfallgeschehens vorliegt.

Die Zuverlässigkeitsindizes von 220-kV- und 380-kV-Transformatoren unterschieden sich so wenig, dass man die Störungsdaten der Betriebsmittel beider Spannungsebenen gemeinsam auswerten kann. Aus Tabelle 1-5 folgt, dass die Ausfallhäufigkeit der Transformatoren in der Größenordnung der Ausfallhäufigkeit von 29 km 220-kV- Freileitung liegt. Der

Erwartungswert der Ausfalldauer ist deutlich größer als jener der Freileitung, entspricht jedoch keineswegs dem Betrag von Reparaturdauern, da der Großteil der Ausfallereignisse nicht mit umfangreichen Reparaturen verbunden ist (z.B. Buchholzschutz-Warnungen).

Tabelle 1-5: Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV-Transformatoren

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-kV-Transformator			
n-ges/n-Dauer	156/128		
ta, h	22.61	38.03	63.36
h, 1/a	0.068945	0.082982	0.098004
NV, h/a	1.810357	3.155882	5.366387
380-kV-Transformator			
n-ges/n-Dauer	67/61		
ta, h	19.09	35.37	64.30
h, 1/a	0.096924	0.134932	0.178640
NV, h/a	2.336816	4.772069	9.108820
220-kV- und 380-kV-Transformator			
n-ges/n-Dauer	223/189		
ta, h	22.69	35.25	54.11
h, 1/a	0.080362	0.094322	0.109017
NV, h/a	2.072387	3.325211	5.204448

Die folgenden Abbildungen machen deutlich, dass die gegenüber dem Erfassungszeitraum früherer Auswertungen (63-08) reduzierten Beobachtungszeiträume (88-12, 86-12, 73-12) durchwegs zu verringerten Ausfallhäufigkeiten führen. Insbesondere für die 220-kV-Spannungsebene sind diese Reduktionen signifikant, Abbildung 1-65. Trotz Verringerung der in den aktuellen Auswertungen genutzten Datenmenge vergrößern sich die Konfidenzintervalle (dunkel schattierte Bereiche) der Ausfallhäufigkeiten nicht merklich. Im Gegensatz dazu verbreitern sich die Konfidenzintervalle der Ausfalldauererwartungswerte teils erheblich (Abbildung 1-67 und Abbildung 1-68), was auch Rückwirkung auf jene der Nichtverlässlichkeiten hat (Abbildung 1-69 und Abbildung 1-70). Die Folge davon ist, dass sich die auf den reduzierten Beobachtungszeiträumen basierenden Nichtverlässlichkeiten nicht signifikant von jenen der früheren Auswertungen unterscheiden.

Ferner wurden in die Abbildungen auch Werte aus der VDN-Störungsstatistik, Stand 2004, Auswertung bis 2001, aufgenommen. Man erkennt, dass die aus der vorliegenden Untersuchung resultierenden Häufigkeiten von Einfachausfällen der 220-kV- und 380-kV-Freileitungen (aktueller Beobachtungszeitraum) mit den VDN-Werten vergleichbar sind, Abbildung 1-65. Die Zweifachausfallhäufigkeiten übersteigen dagegen die VDN-Werte signifikant, Abbildung 1-66. Dasselbe gilt auch für die Erwartungswerte der Ausfalldauern, siehe Abbildung 1-67 und Abbildung 1-68. Es ist nicht bekannt, ob bei Erstellung der VDN-Statistik extrem lange Störungsdauern berücksichtigt wurden oder nicht. Unabhängig davon kann man die vergleichsweise hohen Ausfalldauererwartungswerte der vorliegenden Auswertung mit der geographischen Lage (Hochgebirge) der Leitungen, verbunden mit schwieriger Zugänglichkeit für den Entstördienst, begründen.

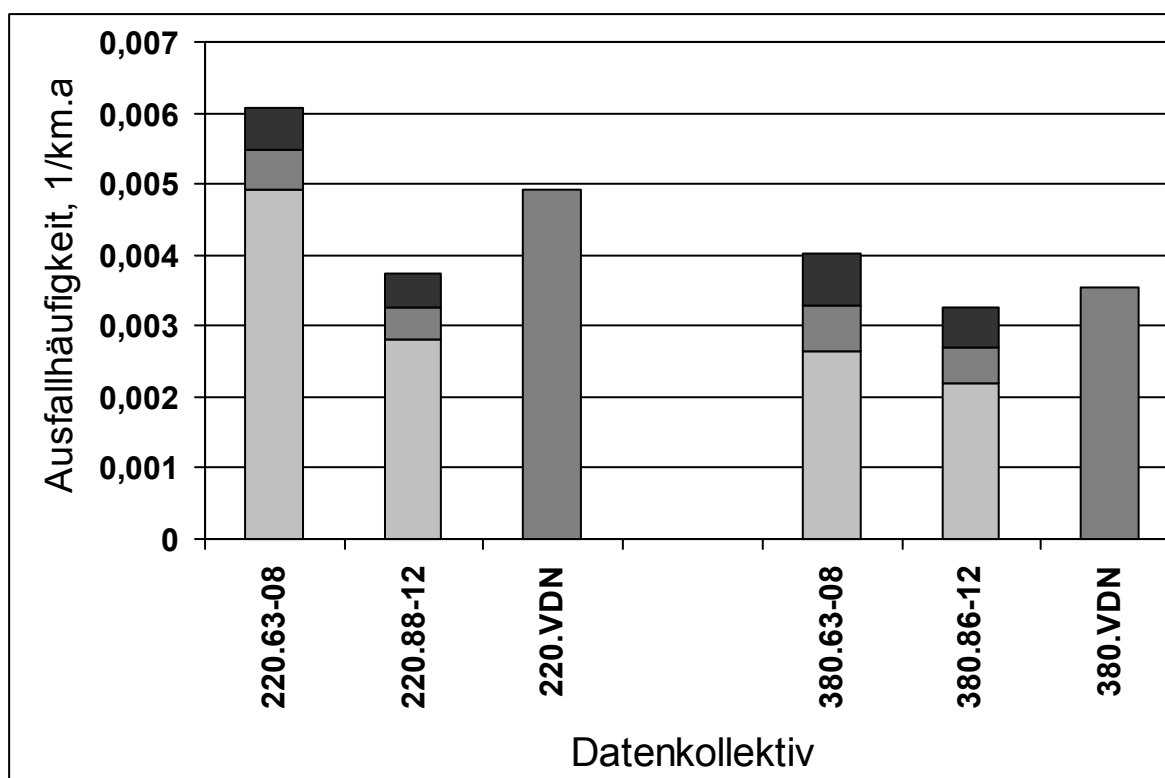


Abbildung 1-65: Häufigkeiten der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen

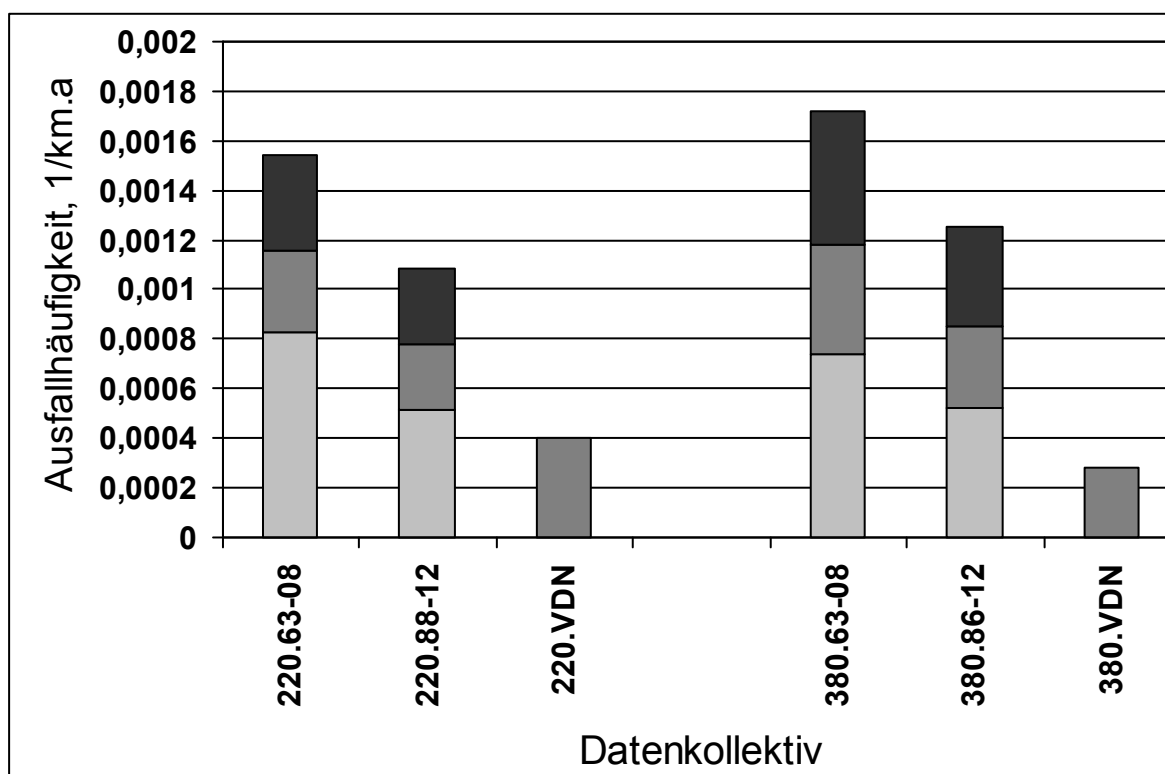


Abbildung 1-66: Häufigkeiten der Zweifachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen

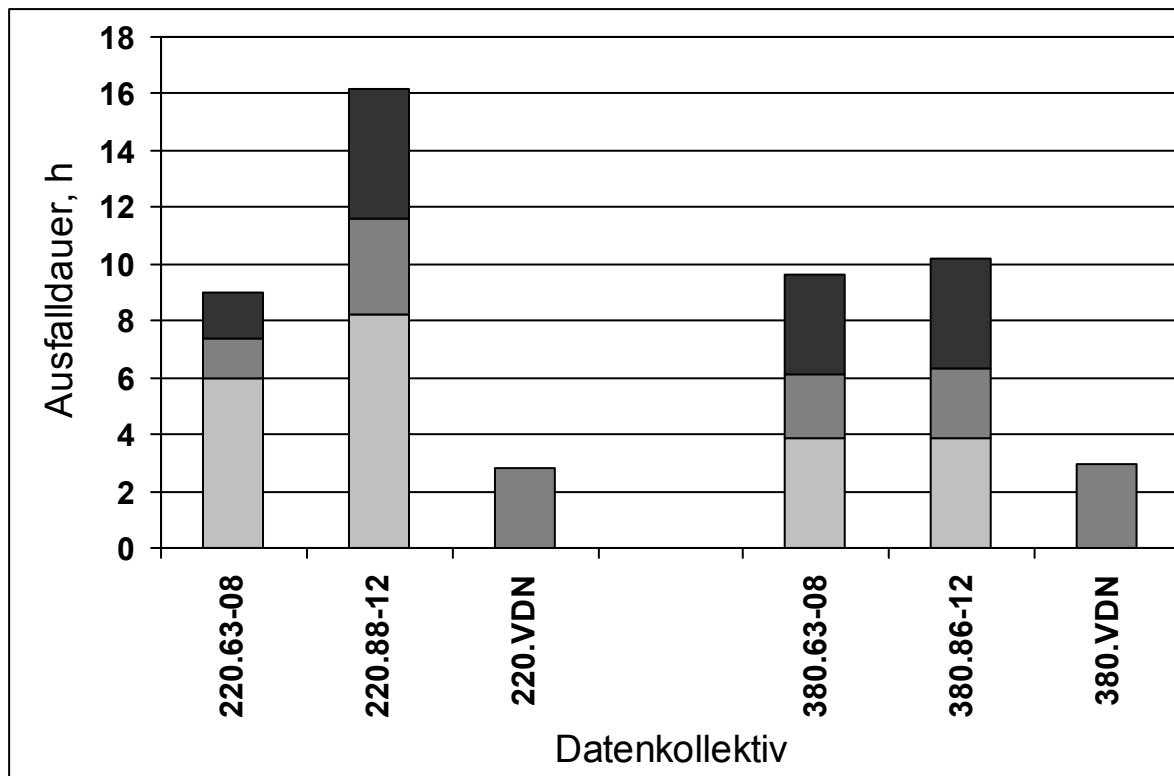


Abbildung 1-67: Erwartungswerte der Dauern der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen

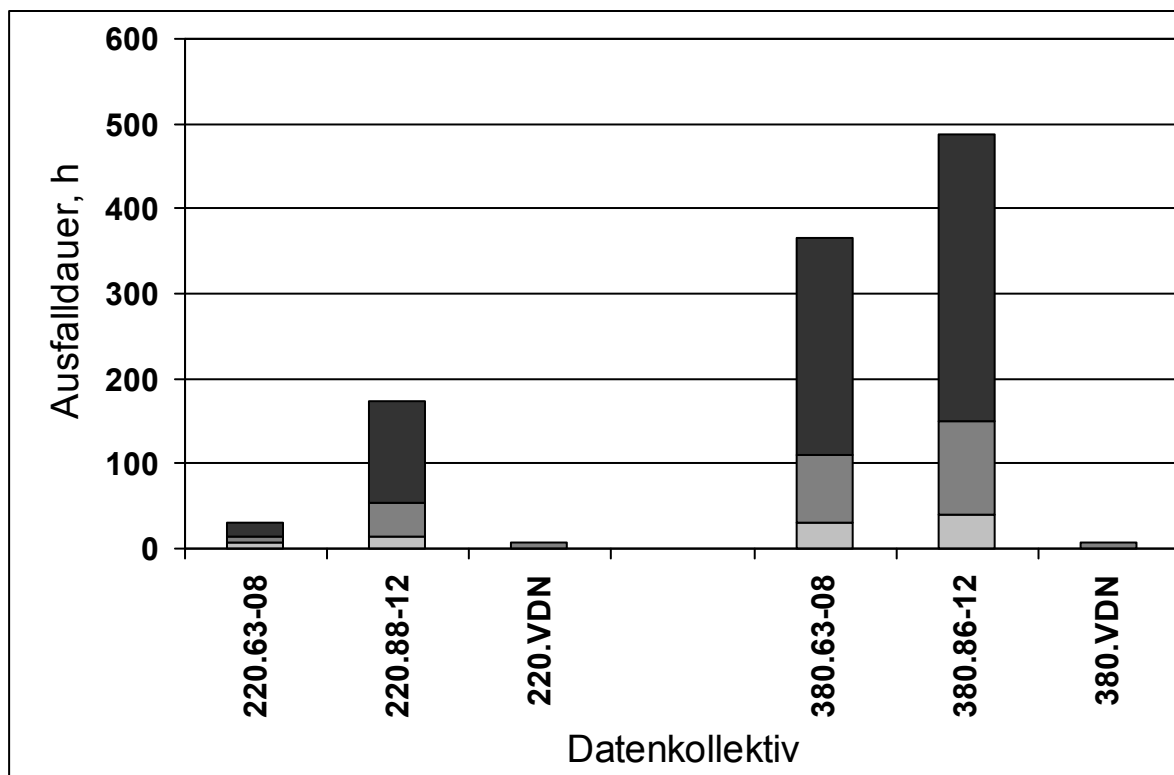


Abbildung 1-68: Erwartungswerte der Dauern der Zweifachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen

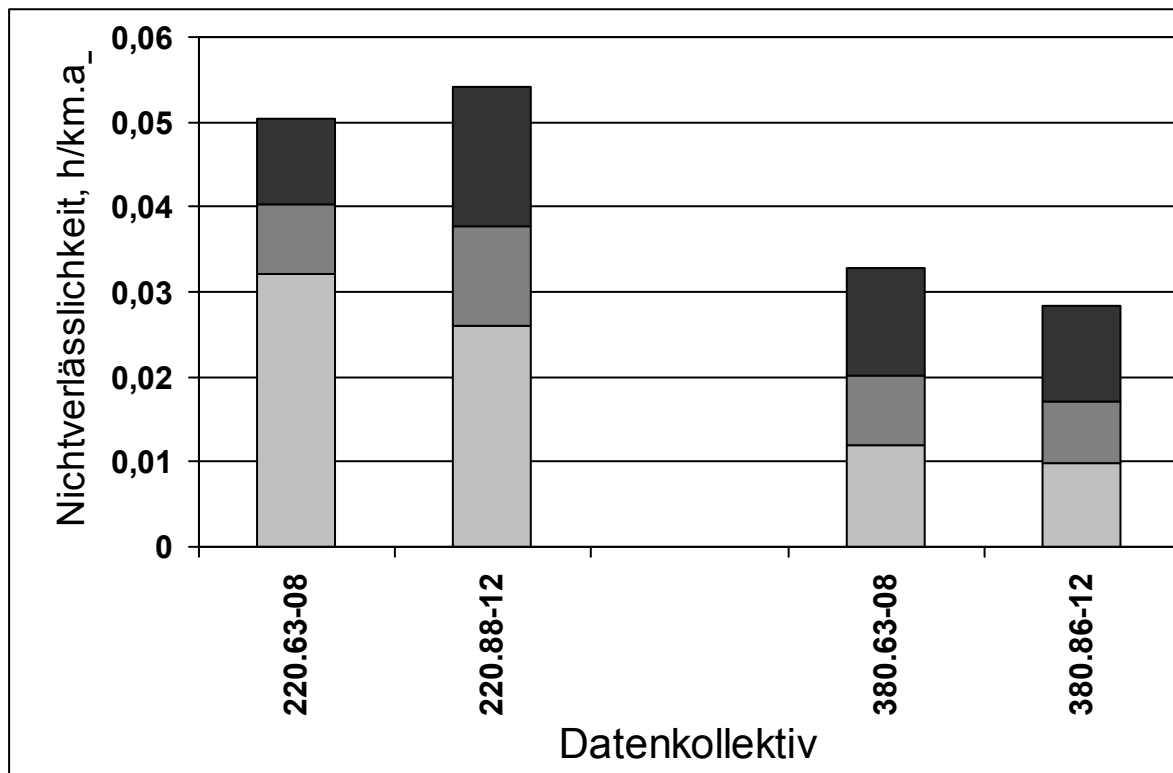


Abbildung 1-69: Nichtverlässlichkeiten zufolge von Einfachausfällen von 220kV- und 380kV-Leitungen

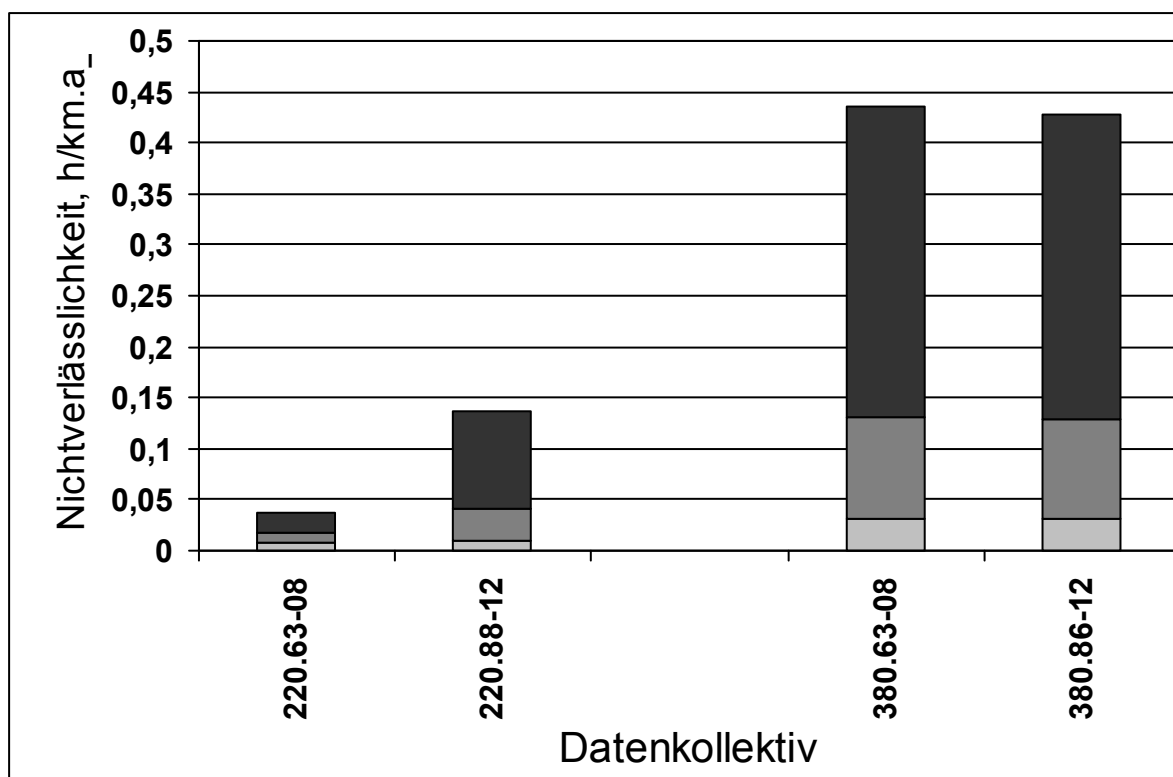


Abbildung 1-70: Nichtverlässlichkeiten zufolge von Zweifachausfällen von 220kV- und 380kV-Leitungen

Im Falle der Transformatoren liefert die VDN-Statistik deutlich geringere Ausfallhäufigkeiten als die vorliegende Untersuchung, während die Erwartungswerte der Ausfalldauern in beiden

Quellen gleiche Größenordnung besitzen, Abbildung 1-71 und Abbildung 1-72. HSP visualisiert in diesen Abbildungen die Resultate einer gemeinsamen Auswertung von 220-kV- und 380-kV-Transformatoren.

Die Unterschiede in den Transformator-Ausfallhäufigkeiten der vorliegenden Auswertung zur VDN-Statistik können folgende Ursachen haben:

- In der VDN-Statistik werden Fehler im Schaltfeld oder auf Hilfseinrichtungen ausgeklammert. In der vorliegenden Statistik werden solche dagegen berücksichtigt. Wie in Abbildung 1-64 ersichtlich ist, haben derartige Fehler beträchtlichen Anteil am gesamten Störungsgeschehen.
- In der vorliegenden Statistik sind infolge unklarer Angaben in den Störungsberichten Ereignisse vorhanden, welche nicht die Abschaltung des Transformators bewirkten.

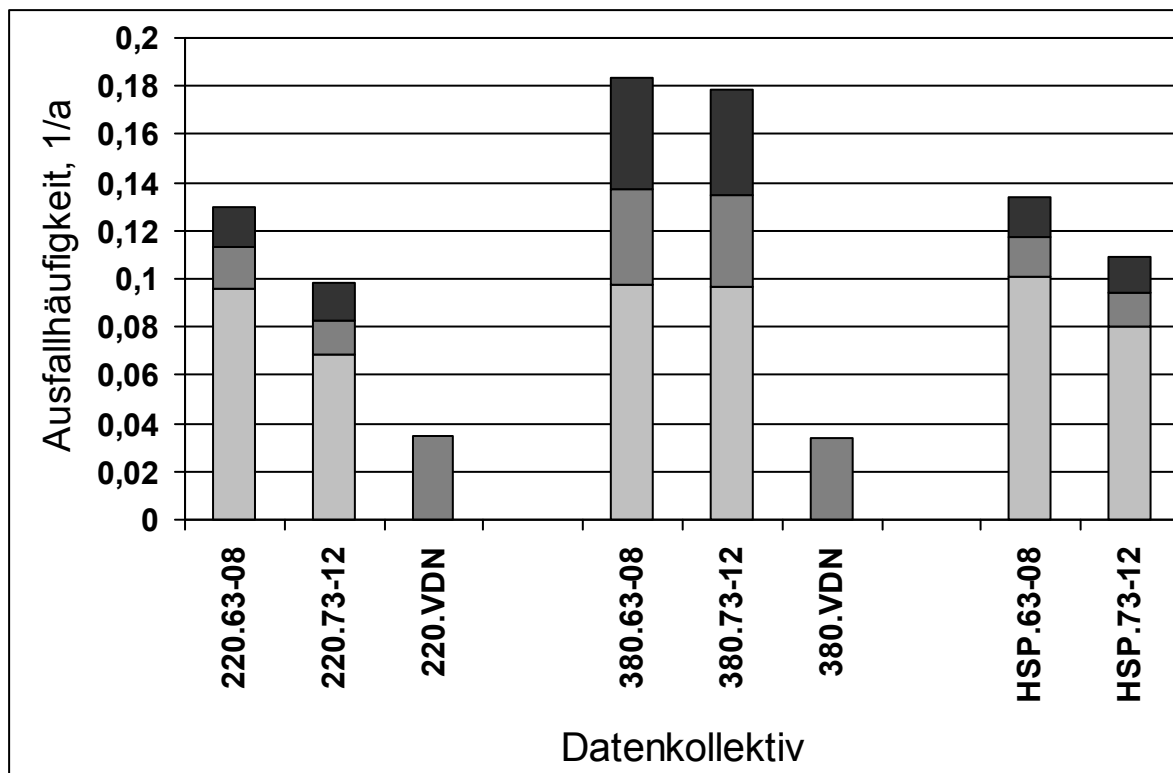


Abbildung 1-71: Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Transformatoren

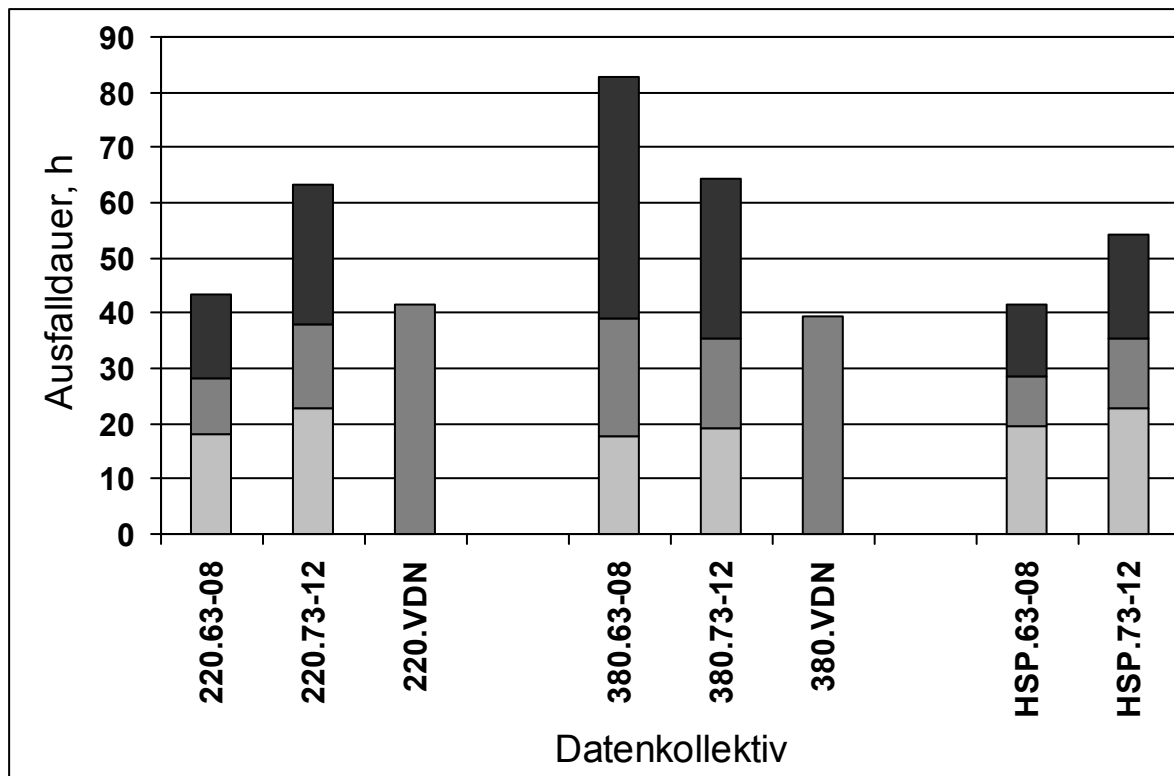


Abbildung 1-72: Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Transformatoren

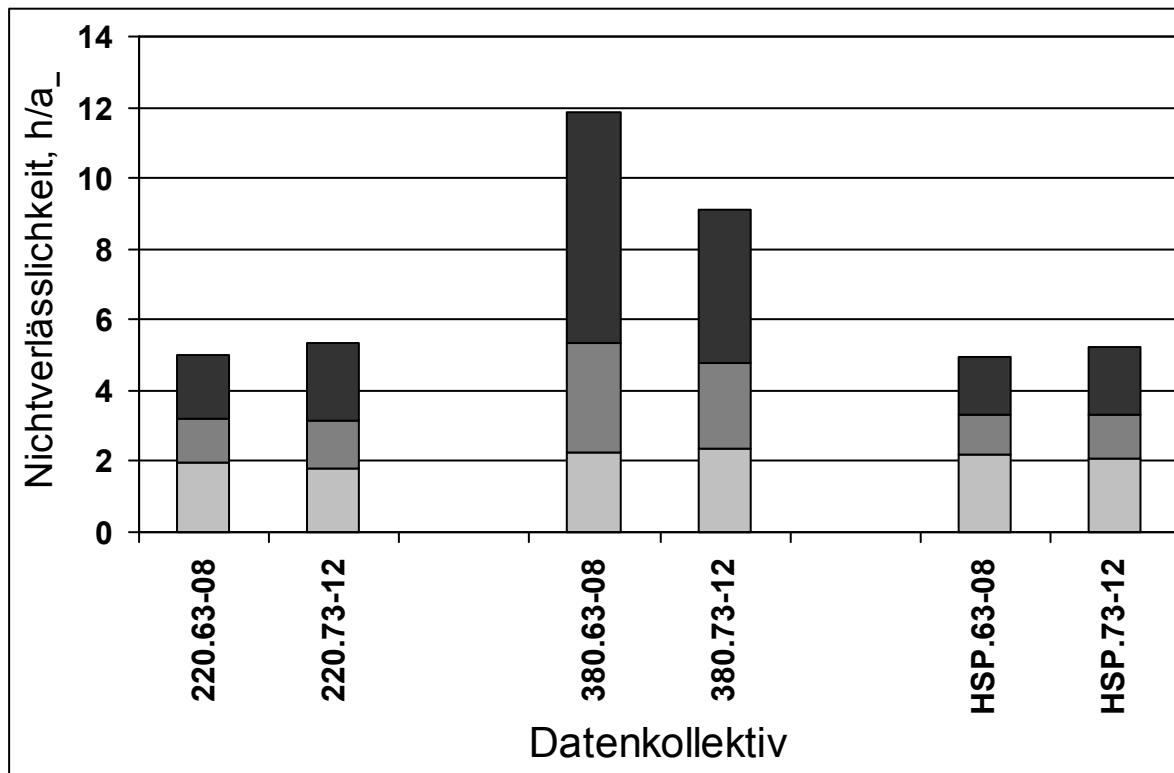


Abbildung 1-73: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV- Transformatoren

Die Resultate der Zuverlässigkeitsindizes für Sammelschienen (Tabelle 1-6) sind, wie bereits in Kap. 1.9.1 erwähnt, als unsicher zu betrachten, und zwar nicht nur wegen der geringen

Anzahl der in den zeitlich homogenen Kollektiven enthaltenen Daten, sondern auch wegen Unsicherheiten in der Interpretation der Störungsberichte. Insbesondere kann hierbei nicht immer eindeutig nachvollzogen werden, ob das ursächliche Ereignis die Sammelschiene direkt oder das Schaltfeld betrifft. Diese Interpretationsprobleme können auch die Ursache für die großen Diskrepanzen zu den Angaben der VDN-Statistik sein, welche ebenfalls in die Tabelle aufgenommen wurden.

Tabelle 1-6: Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV-Sammelschienen, Beobachtungszeitraum 1978 - 2012

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-kV-Sammelschiene			
n-ges/n-Dauer	25/21		
ta, h	0.57	2.10	6.78
h, 1/a	0.006478	0.008710	0.011203
NV, h/a	0.004784	0.018306	0.059825
220-kV-Sammelschiene VDN			
n	8		
ta, h		5.63	
h, 1/a		0.00701	
380-kV-Sammelschiene			
n-ges/n-Dauer	2/2		
ta, h	0.06	0.15	0.34
h, 1/a	0.001598	0.002525	0.003647
NV, h/a	0.000141	0.000383	0.000919
380-kV-Sammelschiene VDN			
n	12		
ta, h		5.74	
h, 1/a		0.00701	

1.9.2.2 Resultate mit Aufgliederung nach Länge der Ausfalldauern

Ausfalldauerverteilungen, welche Gammaverteilungen mit $r < 1$ entsprechen, können auch durch überlagerte Exponentialverteilungen (Hyperexponentialverteilungen) modelliert werden, Abbildung 1-74. Beschränkt man sich hierbei auf die Überlagerung von zwei Exponentialverteilungen, so gewinnt man die eine, indem man ausschließlich kurz dauernde Ereignisse verarbeitet und die andere, indem man die restlichen länger dauernden Ereignisse auswertet.

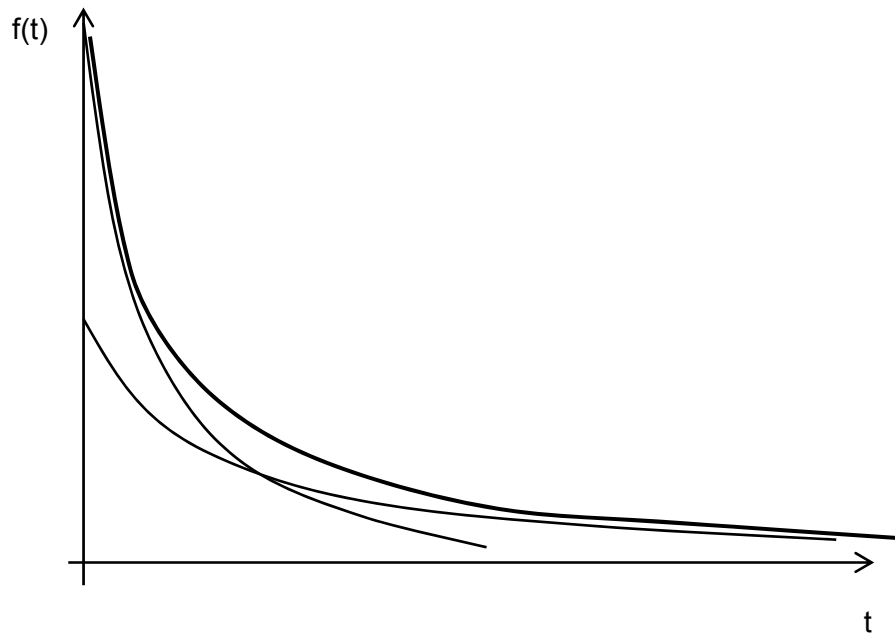


Abbildung 1-74: Dichtefunktion der Hyperexponentialverteilung, erzeugt durch Zusammensetzung aus zwei Exponentialverteilungen

Die folgenden Tabellen enthalten die nach langen und kurzen Ausfalldauern aufgeschlüsselten Zuverlässigkeitsindizes der Freileitungen und Transformatoren. Die Grenze zwischen "kurz" und "lange" wurde mit 1,5h festgelegt.

Tabelle 1-7: Zuverlässigkeitsindizes von 220-kV- und 380-kV- Freileitungen für kurz und lange dauernde Ausfälle

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-kV-Leitung 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	192/169		
ta, h	0.32	0.37	0.42
h, 1/km.a	0.001433	0.001801	0.002208
NV, h/km.a	0.000502	0.000659	0.000840
220-kV-Leitung 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	153/153		
ta, h	15.15	26.04	44.14
h, 1/km.a	0.001191	0.001441	0.001708
NV, h/km.a	0.021032	0.037526	0.064939
220-kV-Leitung 2-fach-Ausfall-kurz D			
n-ges/n-Dauer	22/21		
ta, h	0.34	0.50	0.74
h, 1/km.a	0.000221	0.000421	0.000679
NV, h/km.a	0.000099	0.000212	0.000385
220-kV-Leitung 2-fach-Ausfall-lange D			
n-ges/n-Dauer	17/17		
ta, h	31.93	118.35	381.61
h, 1/km.a	0.000191	0.000331	0.000504
NV, h/km.a	0.009240	0.039181	0.131469
380-kV-Leitung 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	102/92		
ta, h	0.23	0.28	0.34
h, 1/km.a	0.001152	0.001539	0.001972
NV, h/km.a	0.000299	0.000426	0.000585
380-kV-Leitung 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	76/76		
ta, h	8.13	13.98	23.70
h, 1/km.a	0.000868	0.001148	0.001462
NV, h/km.a	0.008656	0.016055	0.028456
380-kV-Leitung 2-fach-Ausfall-kurz D			
n-ges/n-Dauer	20/18		
ta, h	0.15	0.29	0.54
h, 1/km.a	0.000359	0.000643	0.001006
NV, h/km.a	0.000076	0.000185	0.000392
380-kV-Leitung 2-fach-Ausfall-lange D			
n-ges/n-Dauer	6/6		
ta, h	162.72	603.05	1944.51
h, 1/km.a	0.000094	0.000189	0.000314
NV, h/km.a	0.024815	0.113704	0.388640

Tabelle 1-8: Zuverlässigkeitsindizes von 220/380-kV- Transformatoren für kurz und lange dauernde Ausfälle

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-kV-Transformator-kurz			
n-ges/n-Dauer	80/52		
ta, h	0.40	0.48	0.57
h, 1/km.a	0.032820	0.042291	0.052726
NV, h/km.a	0.014762	0.020248	0.026812
220-kV-Transformator-lange			
n-ges/n-Dauer	76/76		
ta, h	35.17	69.65	135.37
h, 1/km.a	0.030844	0.040124	0.050505
NV, h/km.a	1.328356	2.794792	5.588946
380-kV-Transformator-kurz			
n-ges/n-Dauer	26/20		
ta, h	0.24	0.36	0.54
h, 1/km.a	0.031102	0.051055	0.075443
NV, h/km.a	0.009411	0.018426	0.032014
380-kV-Transformator-lange			
n-ges/n-Dauer	41/41		
ta, h	28.10	53.40	100.18
h, 1/km.a	0.051705	0.081155	0.116305
NV, h/km.a	1.931369	4.333309	8.780145
220/380-kV-Transformator-kurz			
n-ges/n-Dauer	106/72		
ta, h	0.37	0.44	0.52
h, 1/km.a	0.035886	0.044621	0.054110
NV, h/km.a	0.014802	0.019551	0.025157
220/380-kV-Transformator-lange			
n-ges/n-Dauer	117/117		
ta, h	35.59	57.94	93.58
h, 1/km.a	0.039353	0.049215	0.060115
NV, h/km.a	1.653238	2.851708	4.762312

Die VDN-Störungsstatistik unterscheidet neben lange (l) und kurz (k) dauernden Ausfällen auch per Hand vorgenommene erzwungene Abschaltungen, welche in Abbildung 1-75 bis Abbildung 1-78 mit H bezeichnet werden. In den vorliegenden Auswertungen (mit den Bezeichnungen 220.88-12 und 380.86-12) werden dagegen Handabschaltungen nicht gesondert betrachtet. Sie sind vielmehr in (k) und (l) enthalten, und zwar vorwiegend in (l), da auf sie meistens lange dauernde Reparaturen folgen.

In Abbildung 1-75 ist ersichtlich, dass die Häufigkeiten der kurz dauernden Störungen etwas höher als jene der lange dauernden sind, sie befinden sich jedoch in Bereichen gleicher Größenordnung. Dagegen sind die Unterschiede in den Dauern der Gruppen (k) und (l) so hoch, dass eine visuelle Darstellung der Dauern "kurz" in linearem Maßstab kaum möglich ist, Abbildung 1-76.

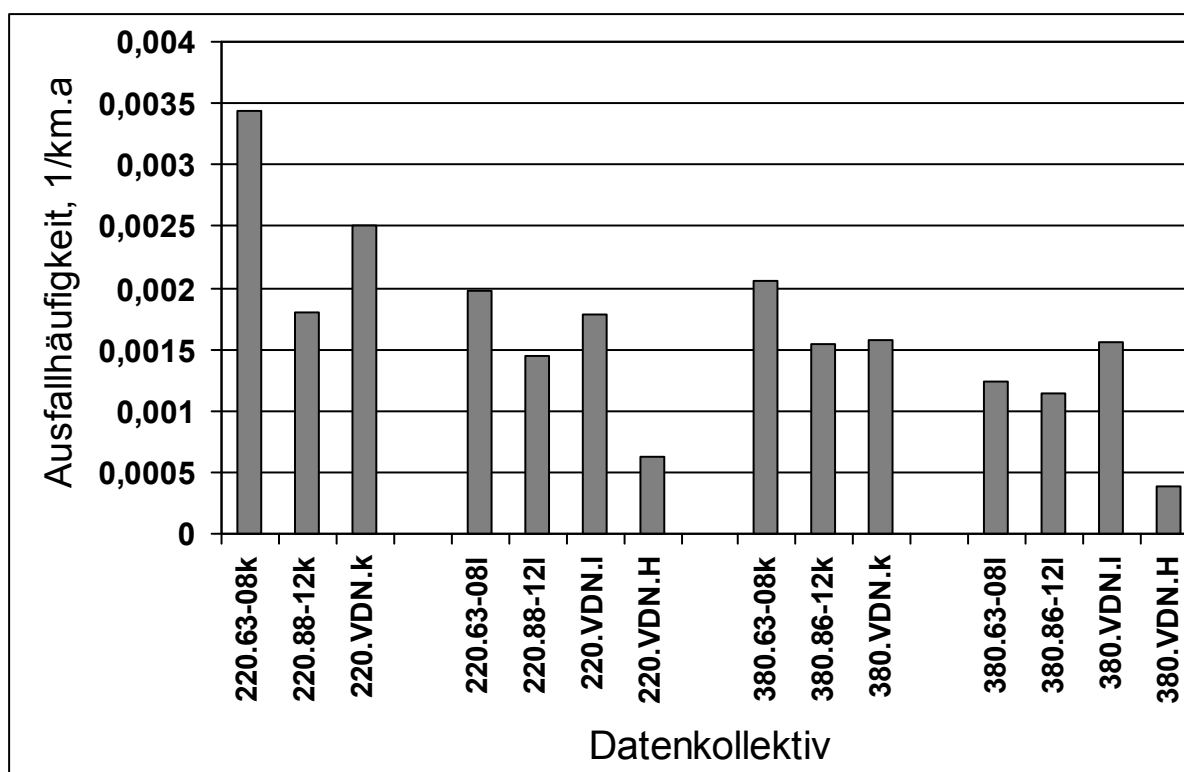


Abbildung 1-75: Häufigkeiten der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen, kurz und lange dauernde Ereignisse

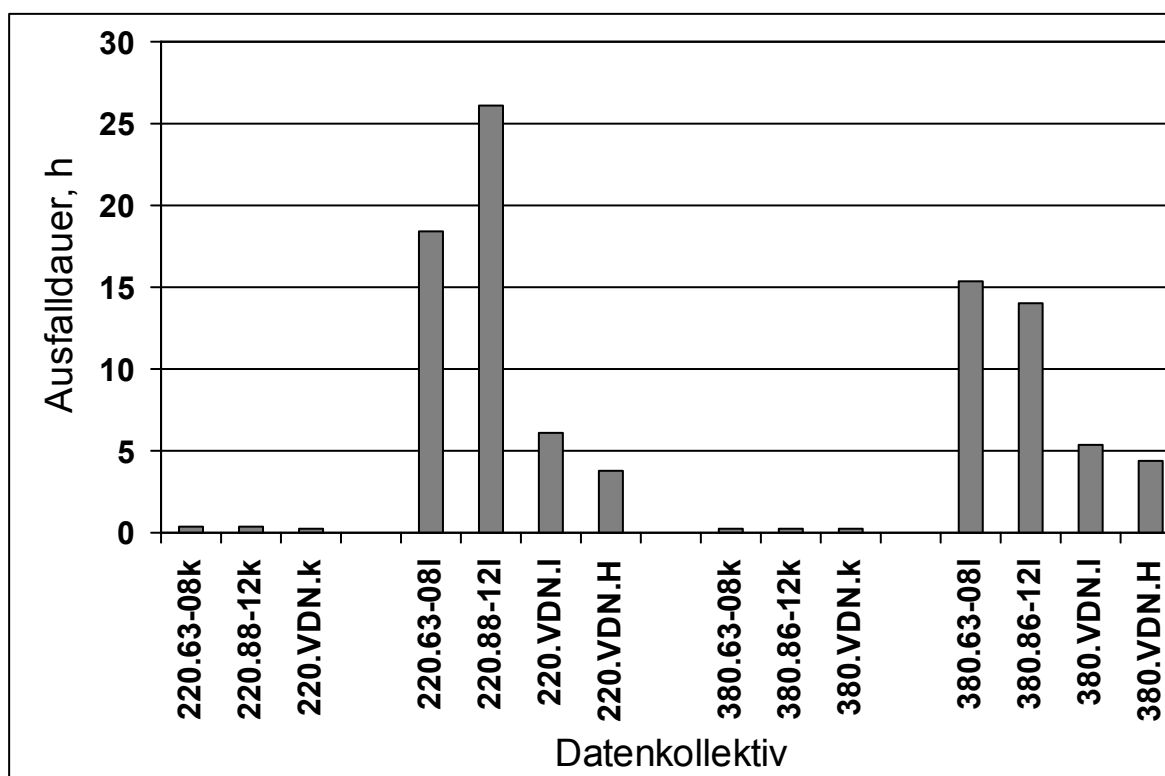


Abbildung 1-76: Erwartungswerte der Dauern der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen, kurz und lange dauernde Ereignisse

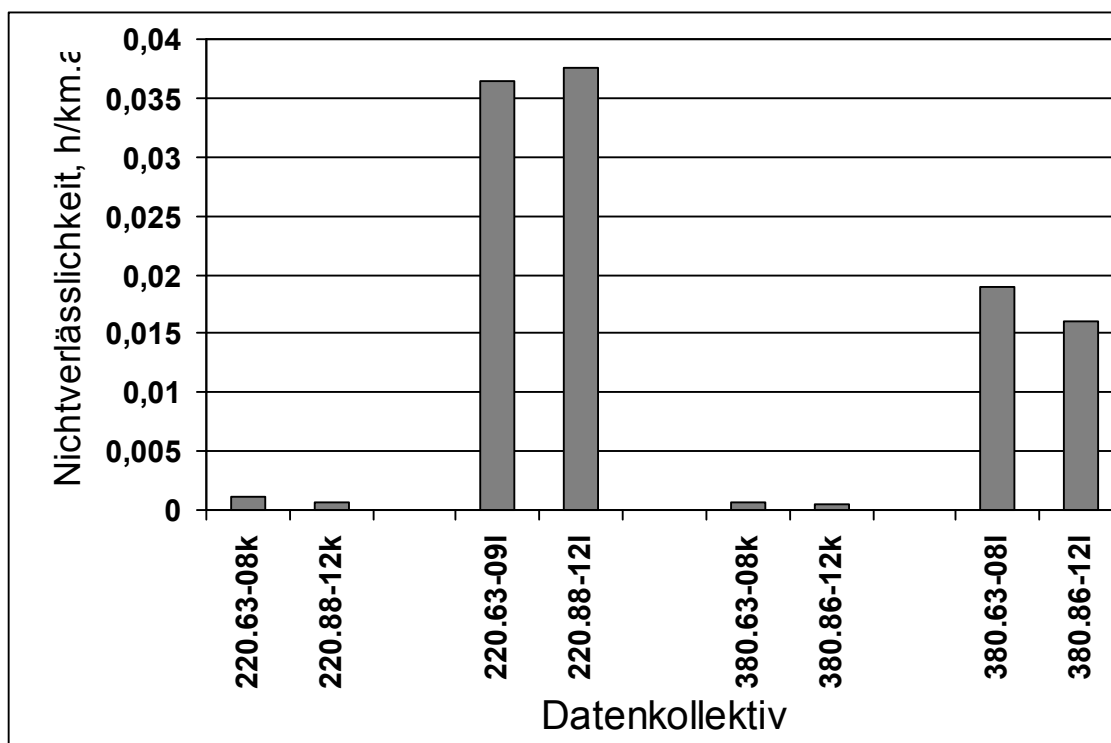


Abbildung 1-77: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, kurz und lange dauernde Ereignisse

Zum Unterschied von den Freileitungen treten im Falle der 380-kV-Transformatoren lange dauernde Ausfälle wesentlich häufiger als kurz dauernde auf, Abbildung 1-78. Dies bewirkt, dass auch im kombinierten Kollektiv HSP (380kV + 220kV) dieselben Relationen zu beobachten sind, obwohl bei den 220-kV-Transformatoren das umgekehrte Verhältnis vorliegt. Vergleichsweise kleine VDN-Ausfallhäufigkeiten sind hier in gleicher Weise wie in Abbildung 1-71 zu beobachten

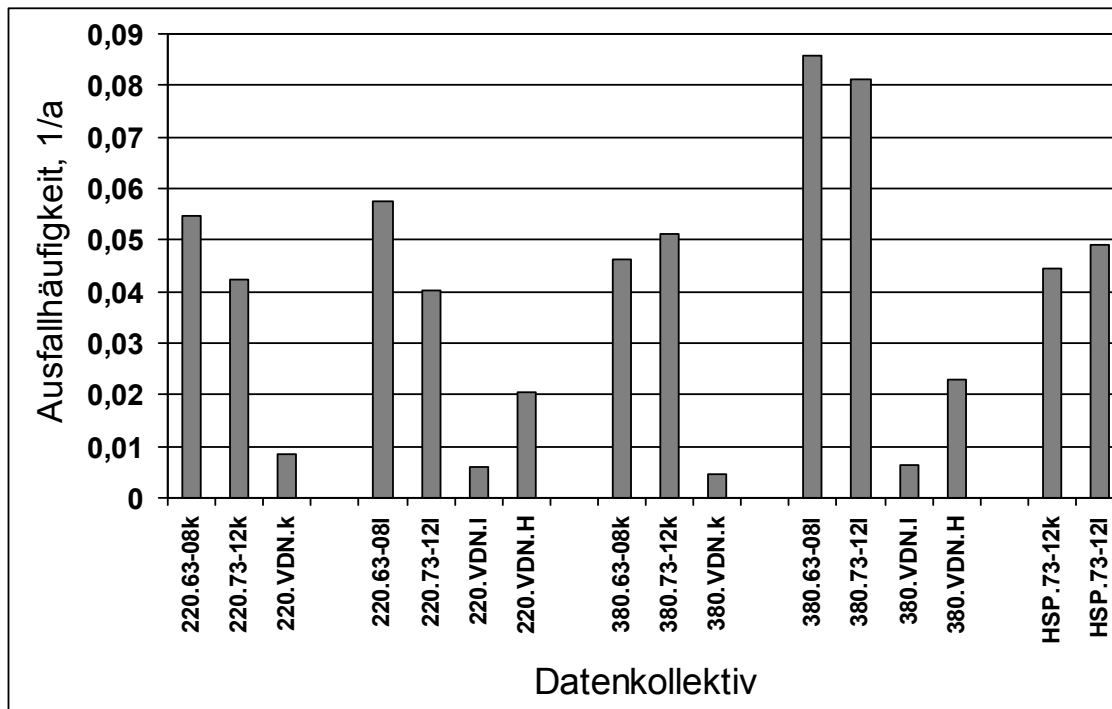


Abbildung 1-78: Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Transformatoren, kurz und lange dauernde Ereignisse

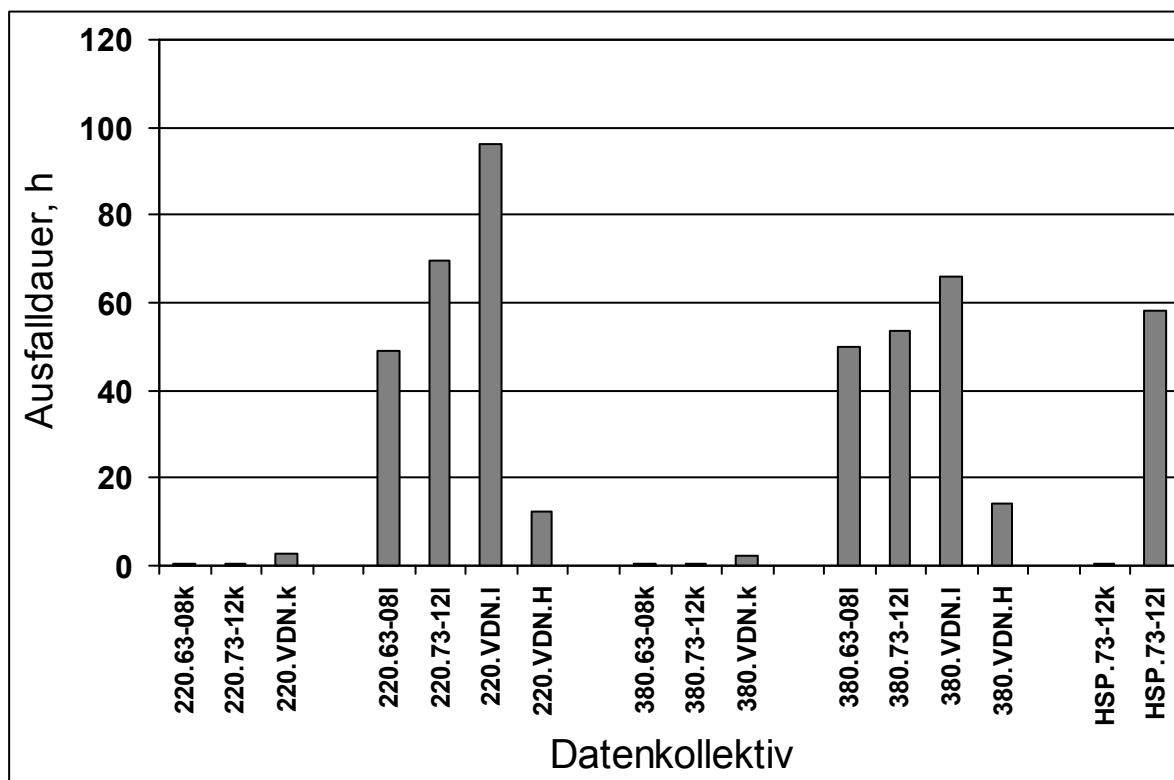


Abbildung 1-79: Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Transformatoren, kurz und lange dauernde Ereignisse

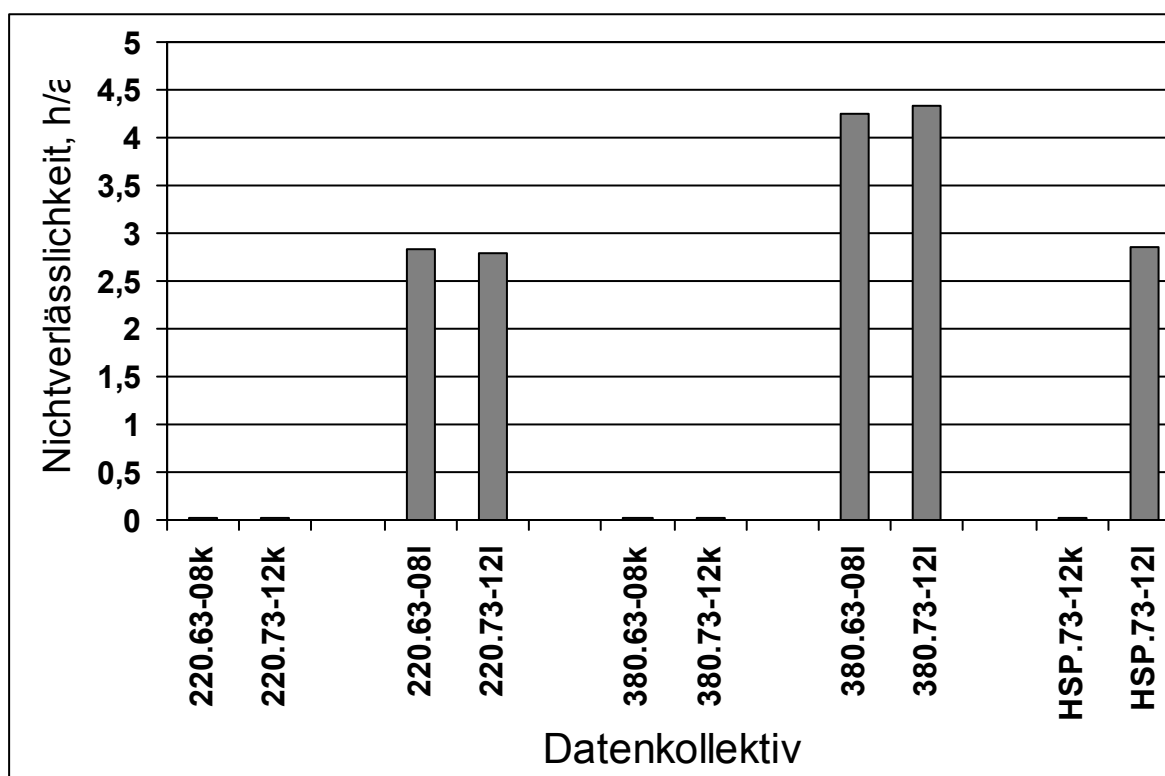


Abbildung 1-80: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Transformatoren, kurz und lange dauernde Ereignisse

1.10 Geographische Homogenität

In Kap. 1.9.2.1 wurde angedeutet, dass Unterschiede in den Ausfalldauererwartungswerten der vorliegenden Auswertung und der VDN-Statistik auf spezielle geographischen und witterungsbedingten Eigenarten des österreichischen Netzes zurückzuführen sein könnten. Folgende Einflussfaktoren können dafür maßgeblich sein:

- Höhenlage (Österreich: im Bergland 500 bis 1000 m, im Alpenvorland 400 bis 500 m),
- Gewitterhäufigkeit (hoch im Alpenvorland, vor allem im südlichen, weniger hoch im Bergland),
- vorherrschende Windrichtung und Windstärke (höhere Windböenspitzen im Norden),
- Niederschlagsmenge und –form (Eislasten insbesondere im nördlichen Alpenvorland),
- Luftverschmutzung (Industrie, Autobahnnähe – Salznebel).

Die Abbildung 1-81 und Abbildung 1-82 zeigen die Abgrenzungen des österreichischen Bundesgebietes nach Regionen, welche im Prinzip den Bundesländern entsprechen. Die in diesen Abbildungen auftretenden Kurzbezeichnungen werden auch im Folgenden weiter verwendet.

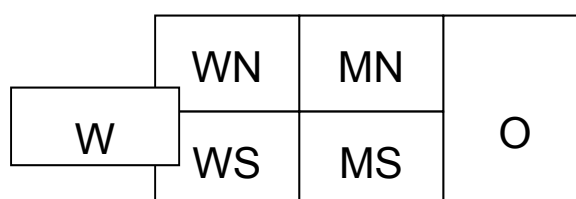


Abbildung 1-81: Schema der geographischen Regionen mit Kurzbezeichnungen für Spannungsebene 220-kV

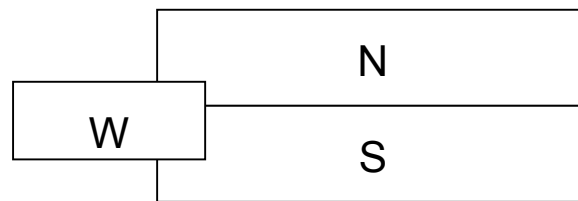


Abbildung 1-82: Schema der geographischen Regionen mit Kurzbezeichnungen für Spannungsebene 380-kV

Hinsichtlich Ausfallhäufigkeiten tritt insbesondere Region WS 220-kV und in geringerem Ausmaß auch W 220-kV hervor, siehe Abbildung 1-83. In der 380-kV-Spannungsebene befinden sich die Ausfallhäufigkeiten der Regionen S und W auf ähnlichem Niveau, während jene von Region N deutlich (signifikant) niedriger sind, Abbildung 1-83. Bei den Zweifachausfallhäufigkeiten (Typ D) nimmt Region W den Spitzenplatz ein, und zwar sowohl in der 220-kV- als auch in der 380-kV- Spannungsebene, Abbildung 1-84. Die Aufgliederung der Ausfalldauererwartungswerte der 220-kV-Leitungen ergibt kein signifikantes Resultat - man beachte die überlappenden Konfidenzintervalle in Abbildung 1-85-, bei den 380-kV-Leitungen der Gruppe W beobachtet man dagegen einen deutlich höheren Erwartungswert als bei den anderen Gruppen derselben Spannungsebene.

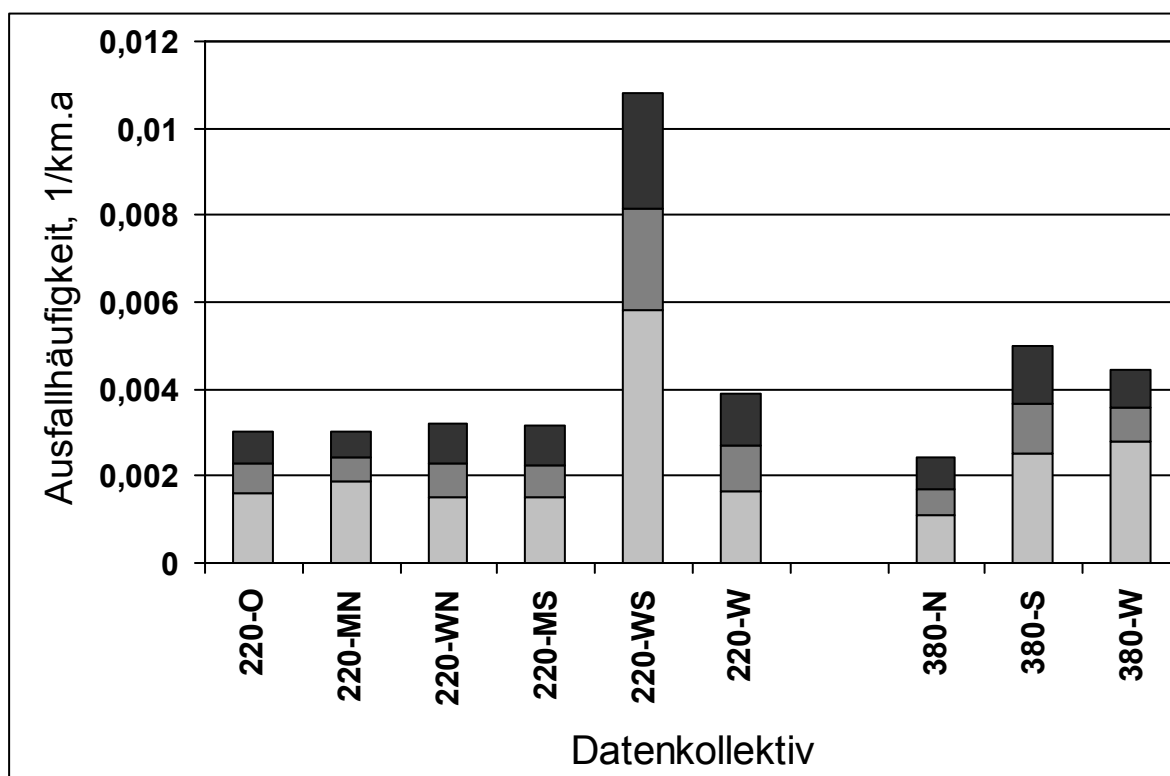


Abbildung 1-83: Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gliederung

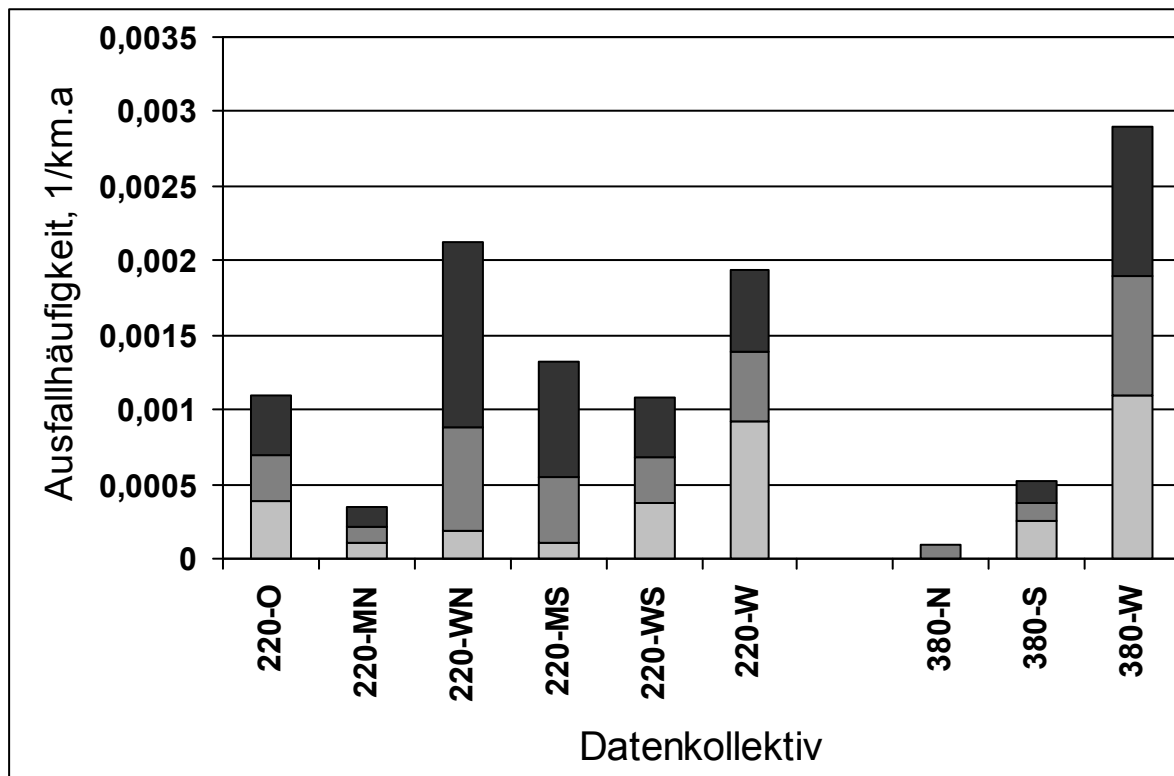


Abbildung 1-84: Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, geographische Gliederung

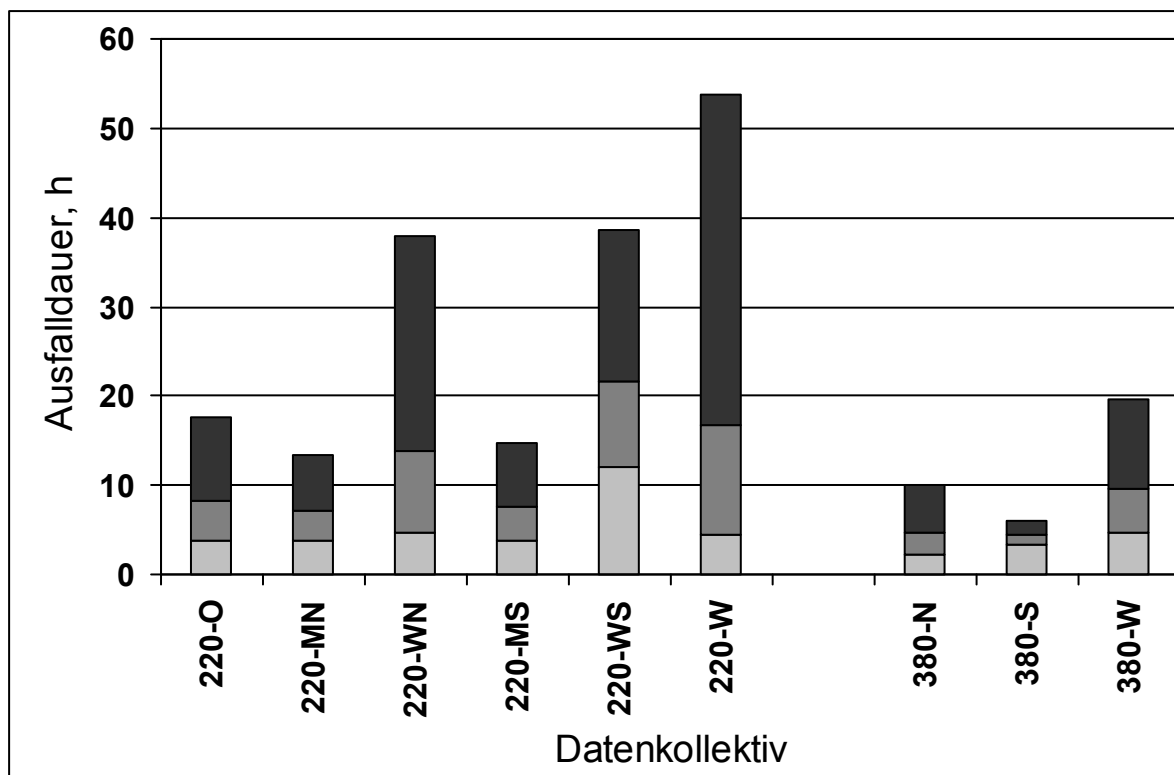


Abbildung 1-85: Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gliederung

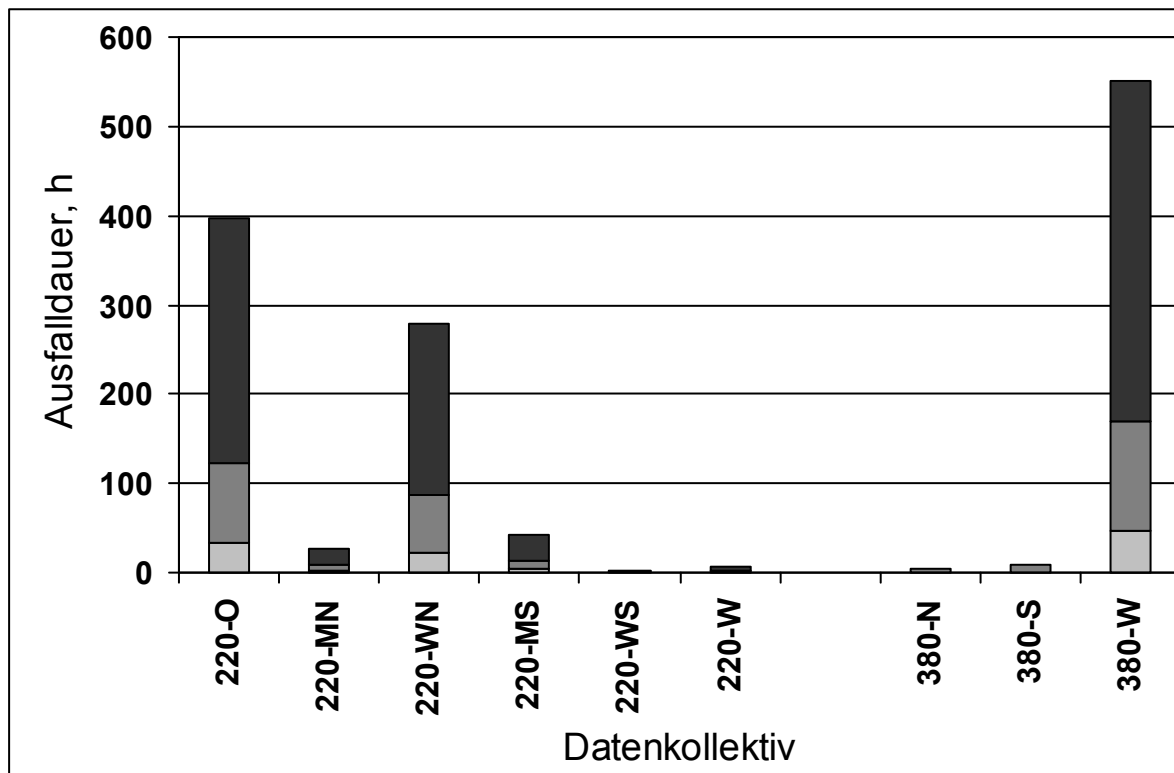


Abbildung 1-86: Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, geographische Gliederung

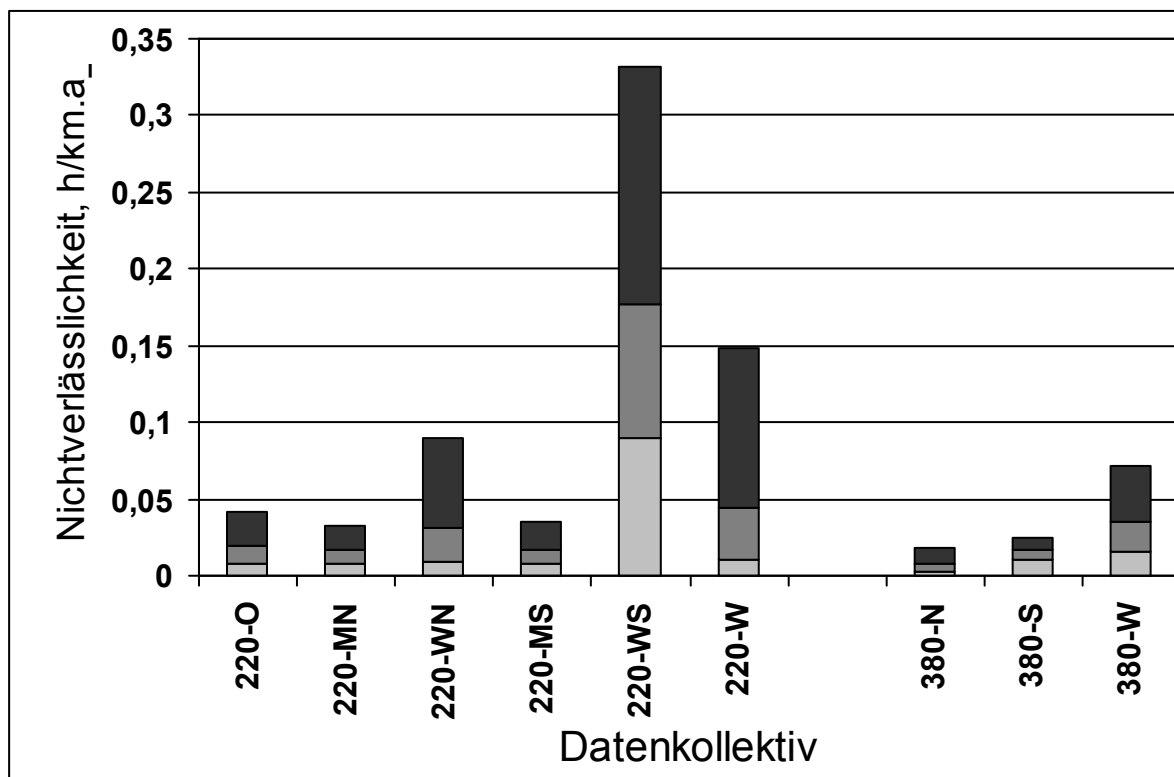


Abbildung 1-87: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gliederung

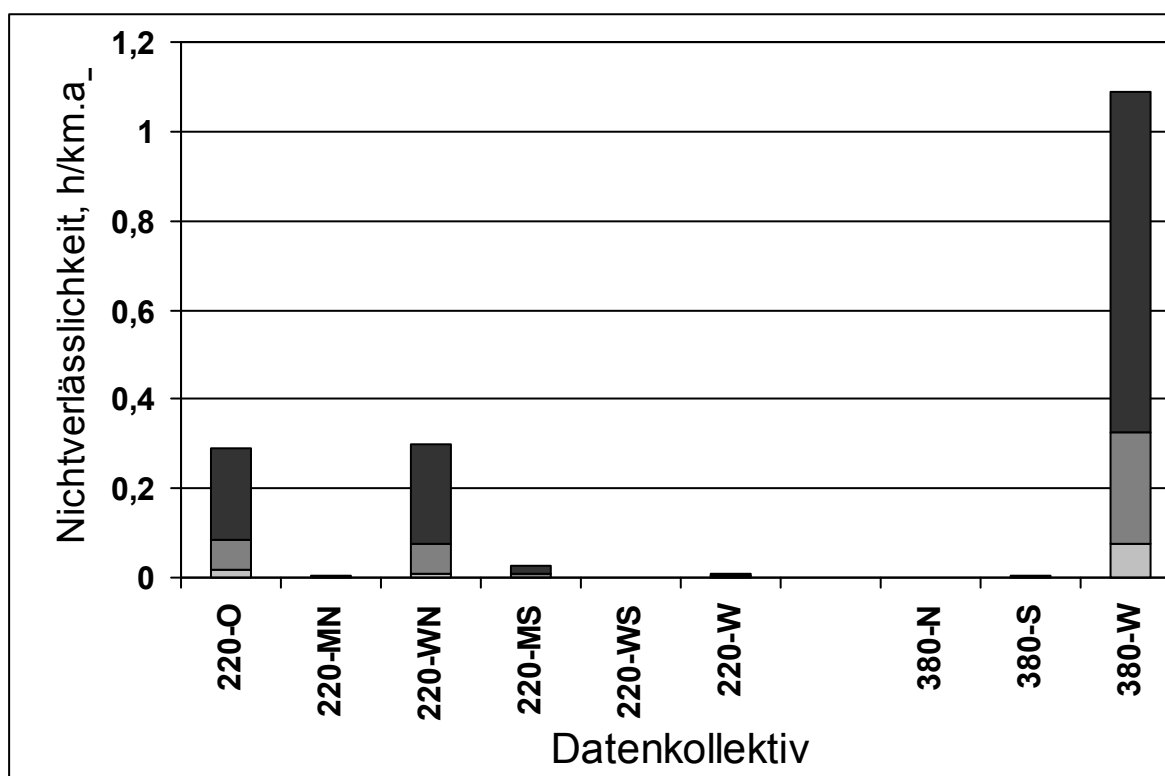


Abbildung 1-88: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, geographische Gliederung

Netzgruppe WS wird wegen der auffallend hohen Ausfallhäufigkeiten ihrer Leitungen einer genaueren Analyse unterzogen. Hierbei ergibt sich, dass im Beobachtungszeitraum 1988 bis 2012 etwa 36% + 30% also 66% der Ausfallanzahlen auf zwei grenzüberschreitenden Leitungen auftreten, wobei vor dem Jahr 1991 Sollbruchstellenauslösungen einen beträchtlichen Anteil am Störungsgeschehen dieser Leitungen hatten. Durch entsprechende netztechnische Maßnahmen werden derartige Auslösungen in den Folgejahren weitgehend vermieden. Um die dadurch entstehende Inkonsistenz der vor und nach 1991 erfassten Datenbestände zu vermeiden, werden Sollbruchstellenauslösungen in weiterhin durchgeführten Auswertungen nicht berücksichtigt. Dies ist auch insofern berechtigt, da es sich hierbei um beabsichtigte Auslösungen handelt. Die Ausfallanzahl der Gruppe WS reduziert sich dadurch im Beobachtungszeitraum 1988 bis 2012 von 125 auf 96. Die Auswirkungen auf die Ausfallhäufigkeiten werden in Abbildung 1-89 visualisiert. WS repräsentiert die Ausfallhäufigkeit mit Sollbruchstellenauslösungen, WS-oSB jene, welche sich ohne Berücksichtigung dieser Ereignisse ergibt. Trotzdem verbleibt eine gegenüber den anderen Gruppen deutlich erhöhte Ausfallhäufigkeit.

Die Ursache dafür ist, dass der Anteil der Störungsanzahlen der beiden grenzüberschreitenden Leitungen an der gesamten Ereignisanzahl von Gruppe WS mit 55% weiterhin auf hohem Niveau verbleibt, wobei die Beteiligung beider Leitungen etwa gleich groß ist (26% zu 29%). Somit ist es zweckmäßig, diese beiden Leitungen in eine eigene Gruppe (WS-ext in Abbildung 1-89) auszulagern. Die Störungsanzahlen der neu gebildeten Kollektive sind hoch genug um hinreichend signifikante Resultate zu liefern. Die Auslagerung der externen Leitungen bewirkt eine deutliche Reduktion der Ausfallhäufigkeit der Restgruppe WS, welche in Abbildung 1-89 mit WS-int bezeichnet ist. Dennoch ist dieser Wert gegenüber den Ausfallhäufigkeiten der anderen Gruppen weiterhin erhöht.

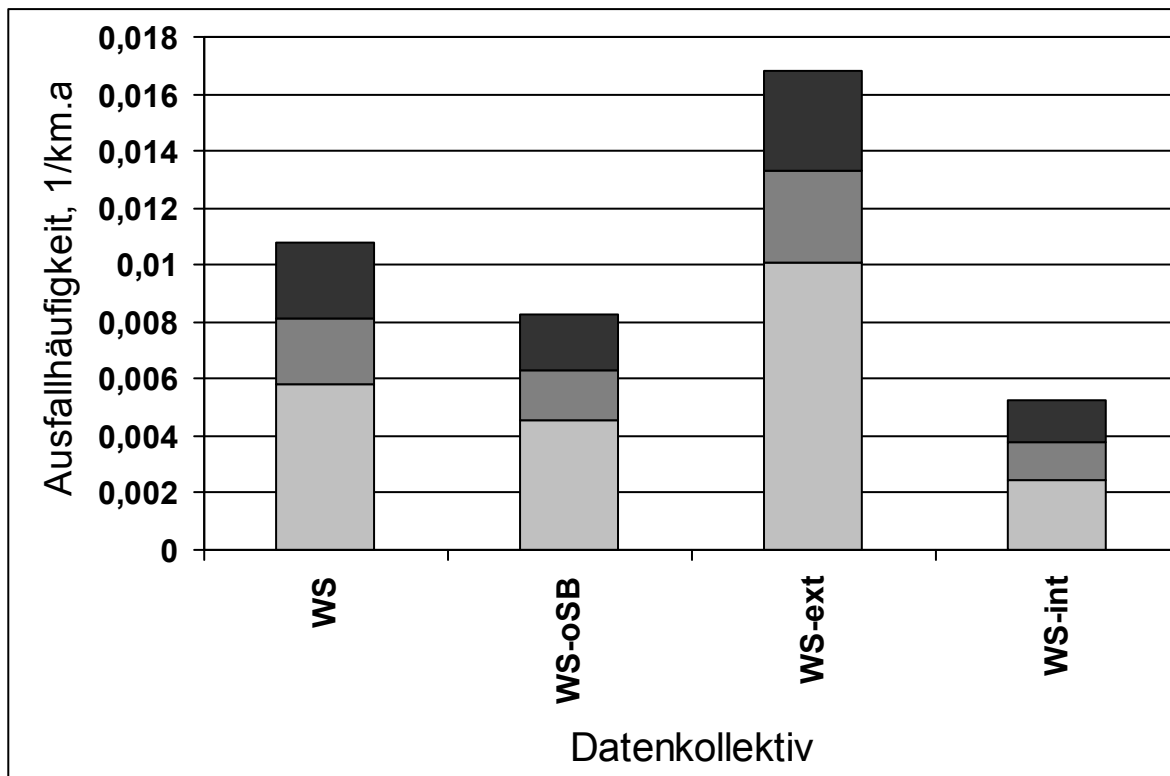


Abbildung 1-89: Häufigkeiten von Einfachausfällen, Netzgruppe WS, interne und externe (grenzüberschreitende) 220kV-Leitungen, Einfachausfälle

Wegen ihrer gegenüber den Gruppen O, MN, WN und MS erhöhten Ausfallhäufigkeit der Netzgruppe W wird auch ihr Störungsgeschehen einer Detailanalyse unterzogen. Außer von einigen Definitivabschaltungen wegen AWE-Fehlfunktion sowie durch Baumschnitt verursachten Ausfällen zeigt dieses keine Besonderheiten. Auffällig ist jedoch, dass die vier Leitungen mit den höchsten Ausfallhäufigkeiten die Anbindung von Hochgebirgs-Pumpspeicherkraftwerken bilden und somit in exponierter Lage verlaufen. Da sie jedoch im Beobachtungszeitraum 1988 – 2012 insgesamt nur 11-mal ausfallen, ist die Bildung einer eigenen Gruppe nicht sinnvoll.

Die Ausfallhäufigkeiten der Gruppen O, MN, WN, MS und W besitzen sehr ähnliche Beträge mit einander überdeckenden Konfidenzintervallen (Abbildung 1-83), weshalb es zulässig ist, diese Gruppen in eine einzige zusammenzufassen. In Abbildung 1-90 trägt diese die Bezeichnung 220-OMW. Weiterhin isoliert verbleiben, wie in Abbildung 1-90 zu erkennen ist, die beiden WS-Gruppen (WS-ext und WS-int). 220-oSB repräsentiert sämtliche 220-kV-Leitungen einschließlich jener der Gruppen WS-ext und WS-int, Sollbruchstellenauslösungen werden jedoch hier nicht berücksichtigt. Wegen der vergleichsweise geringen Leitungsgesamtlänge in WS-ext und WS-int bewirkt die Berücksichtigung des Störungsgeschehens dieser Gruppen trotz der hohen individuellen Ausfallhäufigkeiten keine allzu starke Vergrößerung der Ausfallhäufigkeit des Gesamtkollektivs 220-oSB gegenüber jener von Gruppe 220-OMW. Ferner ist in Abbildung 1-90 zu erkennen, dass sich die Berücksichtigung von Sollbruchstellenauslösungen im Gesamtkollektiv der 220-kV-Leitungen nicht übermäßig stark aber dennoch deutlich bemerkbar macht, vgl. 220-oSB mit 220-mSB (mit Sollbruchstellenauslösungen). Gruppe 220-mSB ist identisch mit dem in Abbildung 1-65 mit 220.88-12 bezeichneten Kollektiv.

Ferner werden die 380-kV-Leitungsgruppen S und W zusammengefasst, da die Konfidenzintervalle der Ausfallhäufigkeiten einen höheren Grad an Überdeckung aufweisen, siehe Abbildung 1-83. Die neu gebildete Gruppe trägt in Abbildung 1-90 die Bezeichnung 380-S+W. Dagegen bleibt 380-N als eigene Gruppe bestehen. Zum Unterschied von Gruppe 220-WS befinden sich in Gruppe 380-S+W keine Leitungen mit extrem überhöhten Ausfallhäufigkeiten. Unter den Leitungen mit den höchsten Beträgen dieses Zuverlässigkeitsindex trifft man im Hochgebirge verlaufende ebenso wie grenzüberschreitende Systeme an, jedoch auch ein vorwiegend in relativ niedriger Lage lokalisiertes System ist in der Spitzengruppe enthalten. Leitungen mit denselben Charakteristika befinden sich jedoch auch in der Gruppe mit geringsten Ausfallhäufigkeiten. Neben den 380-kV-Kollektiven N S und W existiert noch ein weiteres mit 380-V bezeichnetes. Geographisch sind dessen Betriebsmittel westlich von W lokalisiert. Gruppe V stellt offensichtlich, wie in Abbildung 1-90 zu erkennen ist, einen Sonderfall mit auffallend kleiner Ausfallhäufigkeit dar. Da nicht mit Sicherheit nachvollziehbar ist, ob dieser Wert real ist oder etwa durch unvollständige Störungserfassung zustande kommt, wird Gruppe V ausschließlich im Gesamtkollektiv 380-mV berücksichtigt, welches dementsprechend N, S, W und V enthält. Die in Abbildung 1-90 dargestellte Ausfallhäufigkeit von 380-mV ist dieselbe wie jene der Gruppe 380.86-12 aus Abbildung 1-65. Zum Vergleich wird auch das Gesamtkollektiv der 380-kV-Leitungen ohne V betrachtet, welches demgemäß die Gruppen N, S und W umfasst, und in Abbildung 1-90 die Bezeichnung 380-oV trägt. Der Vergleich von 380-oV und 380-mV zeigt, dass der Einfluss der fraglichen Störungsdaten von Gruppe V wegen ihrer vergleichsweise kleinen gesamten Leistungslänge vernachlässigbar ist. Dagegen wirkt sich ein Zusammenfassen der Gruppen N und S+W sehr wohl aus, indem die resultierende Ausfallhäufigkeit (380-oV) nun etwa in der Mitte zwischen den Beträgen der Einzelgruppen zu liegen kommt. Die Akkumulation der Daten aus N, S und W bewirkt eine Verringerung des Konfidenzintervalls der Ausfallhäufigkeit, somit eine Erhöhung der Signifikanz, jedoch gleichzeitig ein Verwischen der Unterschiede der Zuverlässigkeitsindizes der Einzelgruppen und damit eine Verringerung der Relevanz. Im vorliegenden Fall ist offensichtlich der Signifikanzgewinn zu gering, um den Verlust an Relevanz zu rechtfertigen.

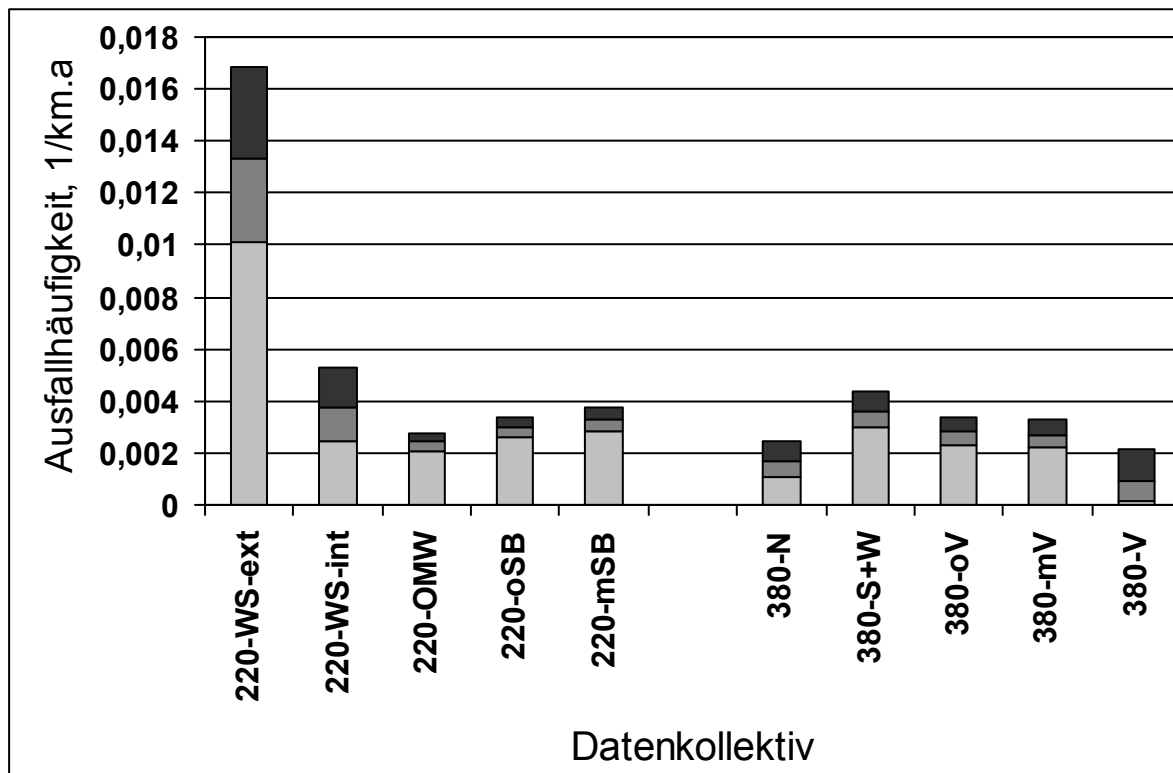


Abbildung 1-90: Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen

- 220WSext: Grenzüberschreitende 220-kV-Leitungen Gruppe WS, ohne Sollbruchstellenauslösungen
- 220WSint: Interne 220-kV-Leitungen Gruppe WS
- 220OMW: Alle 220-kV-Leitungen mit Ausnahme von Gruppe WS
- 220oSB: Alle 220-kV-Leitungen einschließlich Gruppe WS, ohne Sollbruchstellenauslösungen
- 220mSB: Alle 220-kV-Leitungen einschließlich Gruppe WS, mit Sollbruchstellenauslösungen
- 380-N: 380-kV-Leitungen Gruppe N
- 380-S+W: 380-kV-Leitungen Gruppe S und W
- 380-oV: Alle 380-kV-Leitungen, Gruppe N, S, W ohne V
- 380-mV: Alle 380-kV-Leitungen, Gruppe N, S, W und V
- 380-V: 380-kV-Leitungen, Gruppe V

Der auffällig hohe Ausfalldauererwartungswert der Gruppe 220WS-ext (Abbildung 1-91) ist die Folge eines bereits erwähnten Ausfalls mit extrem langer Dauer von 1480h, welcher auf einer der grenzüberschreitenden Leitungen auftrat. Diese Störung wirkt sich auch in der Nichtverlässlichkeit entsprechend stark aus, Abbildung 1-92. Der Ausfalldauerextremwert ist auch verantwortlich für Breite der Konfidenzintervalle der beiden Zuverlässigkeitsindizes.

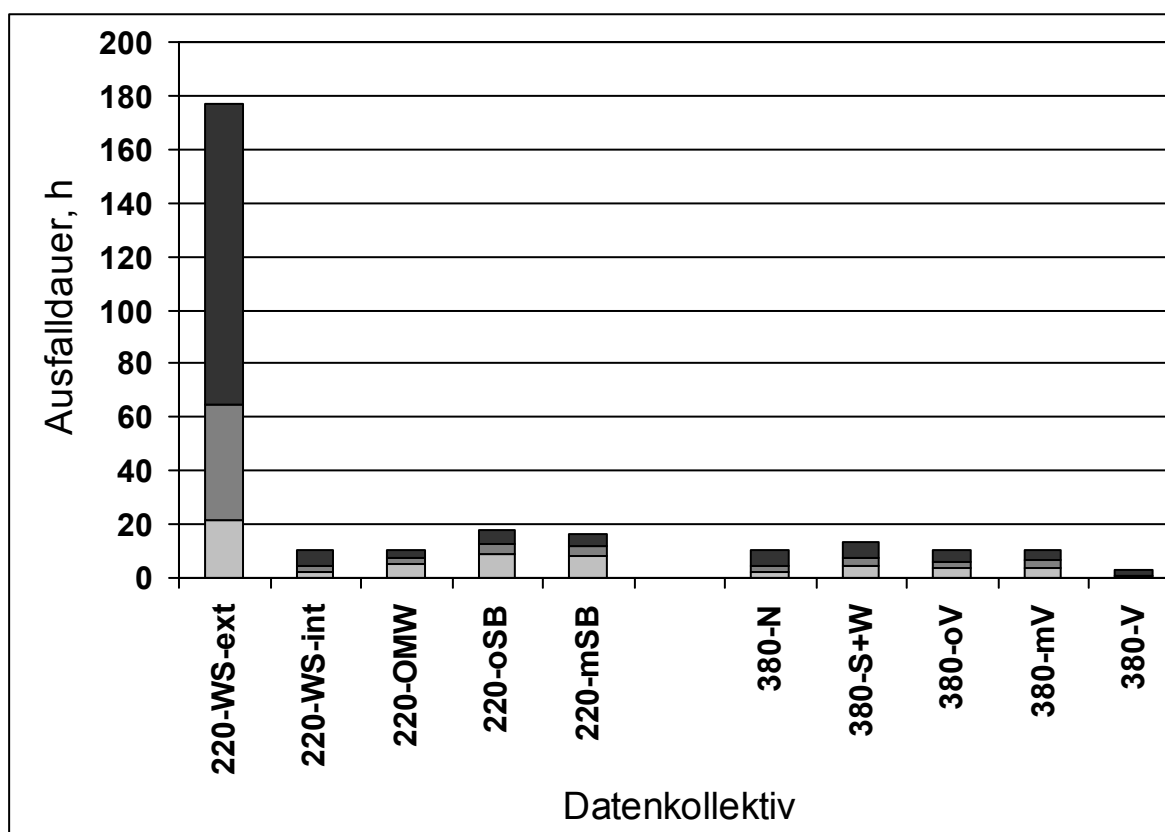


Abbildung 1-91: Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen

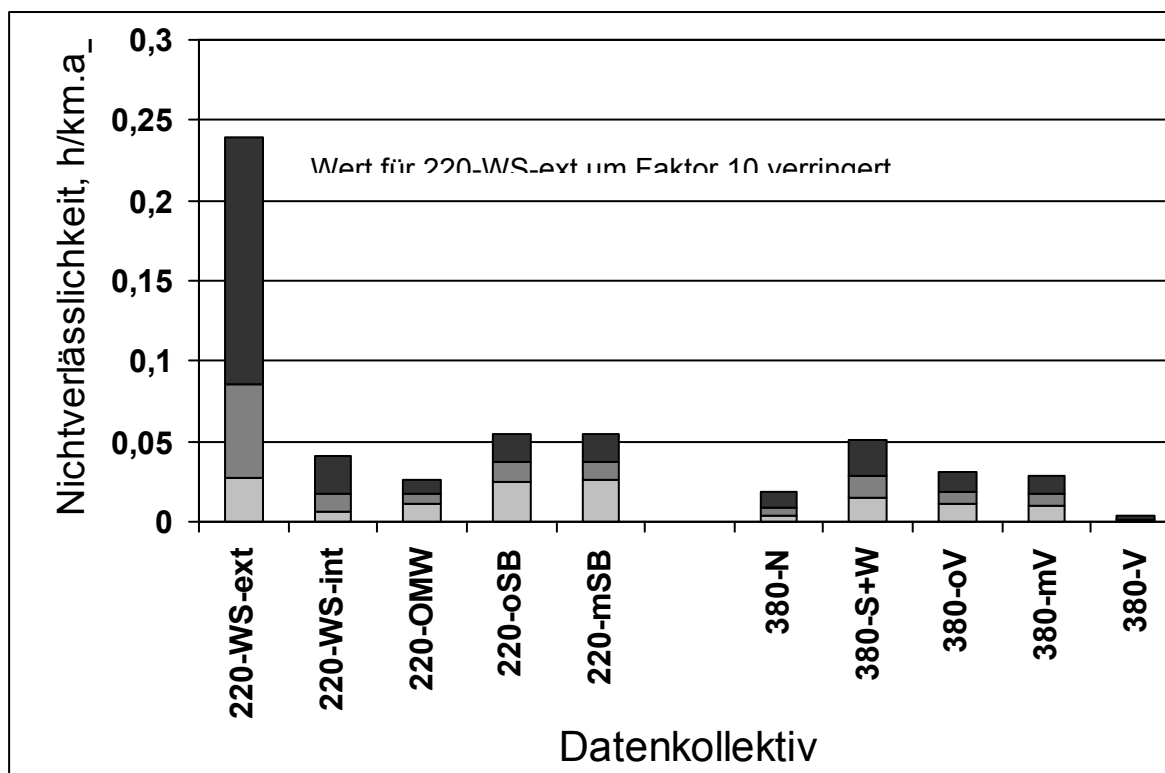


Abbildung 1-92: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen

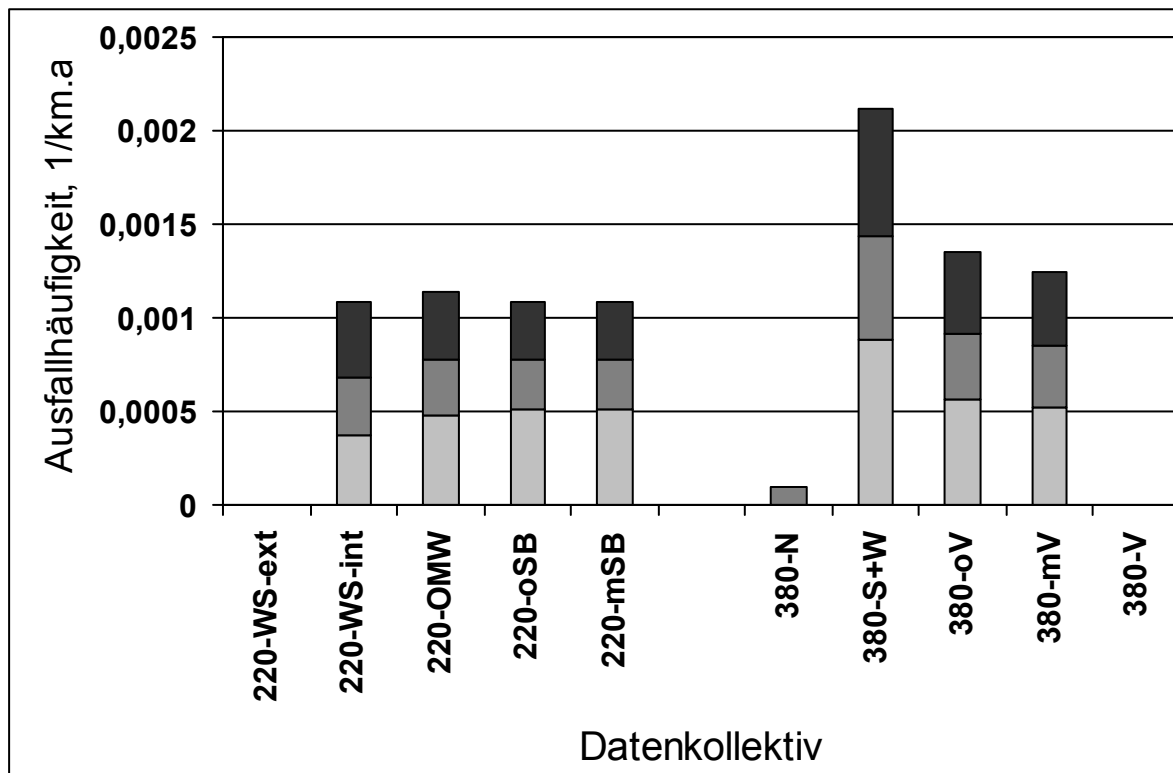


Abbildung 1-93: Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen

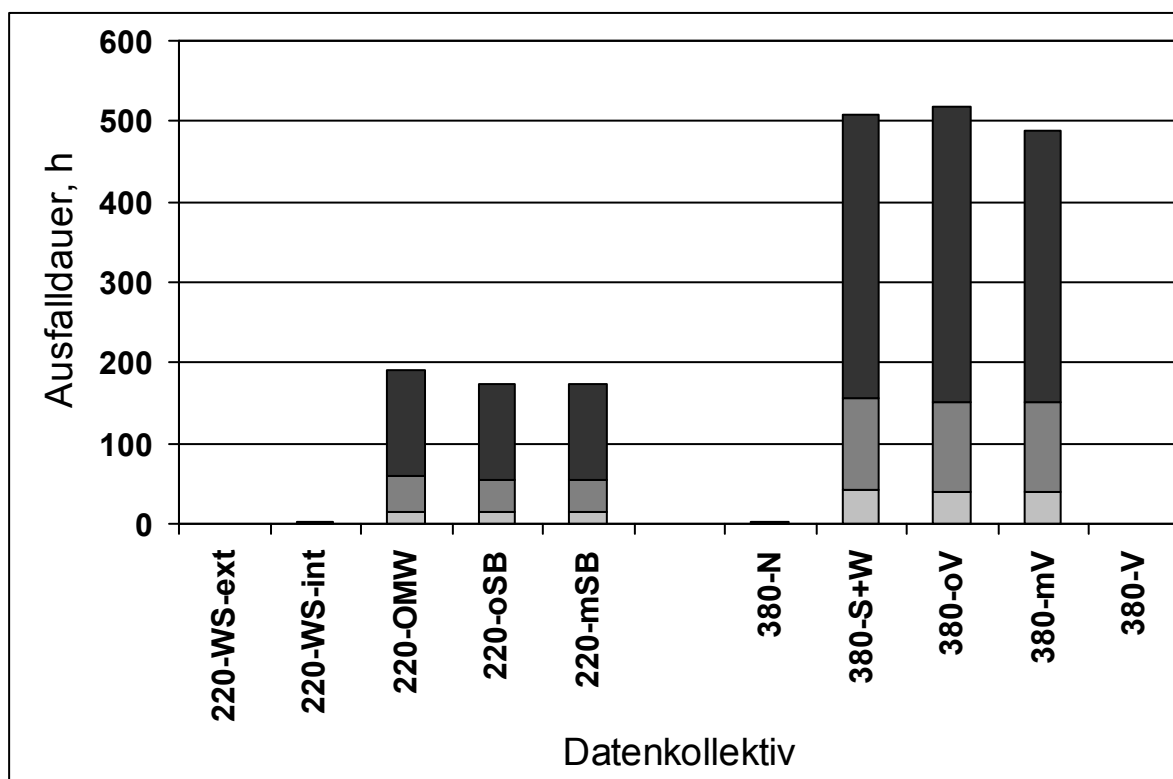


Abbildung 1-94: Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen

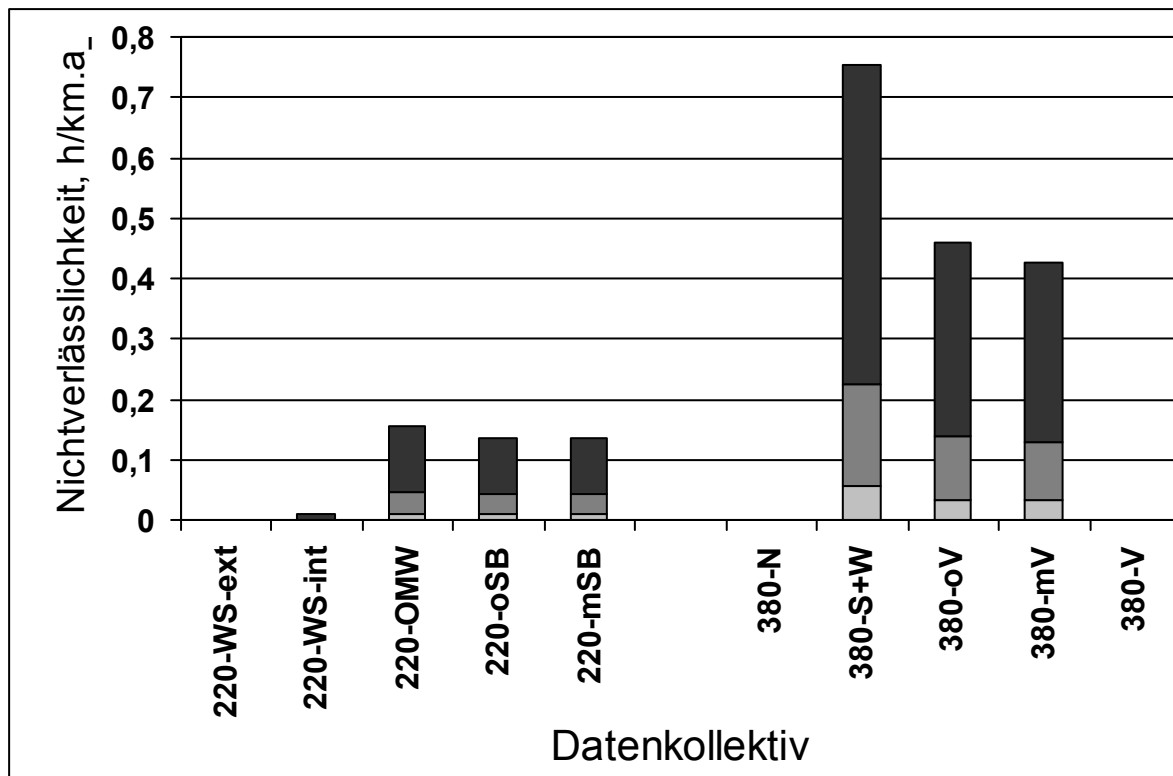


Abbildung 1-95: Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen

Auf Basis dieser Analyse bietet sich somit folgende geographische Kollektivbildung an:

220-kV: 220-OMW: ... Gruppe O + MN + WN + MS + W
 220-WSext: ... WS, grenzüberschreitende Leitungen
 220-WSint: ... WS, interne Leitungen der Gruppe WS

380-kV: 380-N: ... Gruppe N
 380-S+W: ... Gruppe S und W

In den folgenden Tabellen werden die numerischen Werte der Zuverlässigkeitsindizes der oben angeführten Gruppen angegeben. Für jene Gruppen, welche ausreichend hohe Ausfallanzahl aufweisen, erfolgt zusätzlich die Aufgliederung der Indizes zufolge von lange und kurz dauernden Ausfällen. Die Grenze zwischen "kurz" und "lange" wurde auch hier mit 1,5h festgesetzt.

Tabelle 1-9: Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- Freileitungen, Aufgliederung nach Geographie

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-OMW, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	220/207		
ta, h	5.02	7.22	10.32
h, 1/km.a	0.002065	0.002421	0.002795
NV, h/km.a	0.011704	0.017484	0.025629
220-OMW, 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	114/101		
ta, h	0.31	0.38	0.46
h, 1/km.a	0.000966	0.001244	0.001551
NV, h/km.a	0.000340	0.000469	0.000626
220-OMW, 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	106/106		
ta, h	9.55	13.70	19.47
h, 1/km.a	0.000952	0.001162	0.001392
NV, h/km.a	0.010522	0.015922	0.023566
220-OMW, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	35/34		
ta, h	16.06	59.52	191.92
h, 1/km.a	0.000478	0.000776	0.001141
NV, h/km.a	0.011289	0.046203	0.153821
220-WSext, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	53/50		
ta, h	21.70	64.46	177.10
h, 1/km.a	0.010097	0.013299	0.016826
NV, h/km.a	0.274469	0.857201	2.392203
220-WSext, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	0/0		
220-WSint, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	43/39		
ta, h	1.93	4.56	10.33
h, 1/km.a	0.002485	0.003760	0.005260
NV, h/km.a	0.006466	0.017163	0.040751
220-WSint, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	4/4		
ta, h	0.64	1.15	2.04
h, 1/km.a	0.000373	0.000684	0.001086
NV, h/km.a	0.000328	0.000788	0.001603
220-oSB, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	316/296		
ta, h	8.70	12.47	17.72
h, 1/km.a	0.002586	0.002986	0.003408
NV, h/km.a	0.025205	0.037227	0.053986

	Konf-u	Erw.	Konf-o
220-oSB, 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	170/150		
ta, h	0.30	0.35	0.41
h, 1/km.a	0.001273	0.001596	0.001947
NV, h/km.a	0.000427	0.000562	0.000720
220-oSB, 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	146/146		
ta, h	15.66	26.93	45.64
h, 1/km.a	0.001143	0.001376	0.001625
NV, h/km.a	0.020760	0.037040	0.064099
220-oSB, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	39/38		
ta, h	14.43	53.46	172.38
h, 1/km.a	0.000513	0.000776	0.001086
NV, h/km.a	0.010130	0.041508	0.137104

Tabelle 1-10: Zuverlässigkeitsindizes für 380-kV- Freileitungen, Aufgliederung nach Geographie

	Konf-u	Erw.	Konf-o
380-N, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	47/41		
ta, h	2.16	4.75	10.10
h, 1/km.a	0.001086	0.001704	0.002442
NV, h/km.a	0.003175	0.008091	0.018305
380-N, 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	29/23		
ta, h	0.28	0.36	0.47
h, 1/km.a	0.000501	0.001004	0.001675
NV, h/km.a	0.000171	0.000365	0.000643
380-N, 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	18/18		
ta, h	4.64	10.21	21.73
h, 1/km.a	0.000346	0.000635	0.001007
NV, h/km.a	0.002290	0.006482	0.015241
380-N, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	1/1		
ta, h		3.62	
h, 1/km.a		9.53e-05	
NV, h/km.a		0.000345	
380-SW, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	126/122		
ta, h	4.28	7.72	13.70
h, 1/km.a	0.002975	0.003635	0.004341
NV, h/km.a	0.014955	0.028076	0.050855
380-SW, 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	69/65		
ta, h	0.20	0.26	0.35
h, 1/km.a	0.001516	0.001978	0.002494
NV, h/km.a	0.000354	0.000523	0.000744
380-SW, 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	57/57		
ta, h	8.81	16.74	31.41
h, 1/km.a	0.001195	0.001626	0.002115
NV, h/km.a	0.013129	0.027217	0.053076
380-SW, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	25/23		
ta, h	42.46	157.37	507.44
h, 1/km.a	0.000886	0.001439	0.002114
NV, h/km.a	0.055314	0.226388	0.753699

	Konf-u	Erw.	Konf-o
380-oV, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	173/163		
ta, h	3.95	6.56	10.74
h, 1/km.a	0.002287	0.002816	0.003392
NV, h/km.a	0.010596	0.018471	0.031071
380-oV, 1-fach-Ausfall-kurz			
n-ges/n-Dauer	98/88		
ta, h	0.23	0.29	0.35
h, 1/km.a	0.001189	0.001583	0.002023
NV, h/km.a	0.000316	0.000452	0.000619
380-oV, 1-fach-Ausfall-lange			
n-ges/n-Dauer	75/75		
ta, h	8.22	14.13	23.96
h, 1/km.a	0.000916	0.001212	0.001543
NV, h/km.a	0.009237	0.017133	0.030366
380-oV, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	26/24		
ta, h	40.78	151.12	487.27
h, 1/km.a	0.000564	0.000916	0.001347
NV, h/km.a	0.033835	0.138478	0.461028
380-V, 1-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	5/5		
ta, h	0.27	0.99	3.18
h, 1/km.a	0.000182	0.000886	0.002130
NV, h/km.a	0.000095	0.000874	0.003390
380-SW, 2-fach-Ausfall			
n-ges/n-Dauer	0		

1.11 Zusammenfassung

Aus Störungsdaten des österreichischen 220-kV- und 380-kV- Netzes, welche für den Erfassungszeitraum 1963 bis 2012 vorliegen, werden die Zuverlässigkeitsindizes für Freileitungen, Transformatoren und Sammelschienen ermittelt. Hierbei weisen die Ausfallhäufigkeiten sämtlicher betrachteten Betriebsmitteltypen bis zu den Jahren 1973 (Transformatoren) bzw. 1988 (220-kV-Leitungen) und 1986 (380-kV-Leitungen) einen deutlich fallenden Trend auf, danach besitzen sie im zeitlichen Mittel gleichbleibendes Niveau. Infolgedessen würde eine Auswertung über dem gesamten Erfassungszeitraum aus heutiger Sicht sowohl für die Ausfallhäufigkeiten als auch für die Nichtverlässlichkeiten zu hohe Beträge liefern. Es ist daher unumgänglich, den Zeitraum so einzuschränken, dass sich für die Auswertungen zeitlich stabile Kollektive ergeben. Gleichzeitig ist hierbei darauf zu achten, dass die damit erstellten Resultate signifikant sind, also hinreichend kleine Datenstreuungen besitzen.

Trotz der Einschränkung des Beobachtungszeitraums umfassen die Betriebsmittelkollektive ausreichend große Datenmengen um nach Auswertung signifikante Resultate zu liefern. Ferner zeigt sich, dass die neu berechneten Ausfallhäufigkeiten und Nichtverlässlichkeiten deutlich kleiner als die für den Erfassungszeitraum 1963 bis 2012 gültigen Indizes sind. Dies bestätigt die Zweckmäßigkeit der Neuermittlung der Zuverlässigkeitsindizes.

Die Analysen ergeben ferner, dass die Datenbestände Inhomogenitäten geographischer Natur aufweisen, wobei offensichtlich auch territorial unterschiedliche Witterungsbedingungen eine Rolle spielen. Aus diesem Grunde wird eine Aufgliederung der Datenkollektive auf Regionen, welche etwa den österreichischen Bundesländern entsprechen, vorgenommen. Dabei fallen zwei Regionen durch hohe Ausfallhäufigkeit auf. Zahlreiche Leitungen verlaufen dort im Hochgebirge, jedoch weisen teilweise auch in Tallage befindliche Leitungszüge erhöhte Ausfallhäufigkeit auf, vermutlich infolge von intensiver Gewittereinwirkung. Auffällig ist jedoch, dass in diesen Regionen die höchsten Ausfallhäufigkeiten und Ausfalldauern bei grenzüberschreitenden Leitungen auftreten. Folglich ist es zweckmäßig, für die beiden genannten Regionen im Rahmen der Betriebsmittel-Zuverlässigkeitsanalyse je ein eigenes Datenkollektiv zu bilden. Die insgesamt verfügbare Datenmenge ist ausreichend umfangreich, sodass die Zuverlässigkeitsanalysen auch nach Bildung zusätzlicher Betriebsmittelgruppen Resultate mit hinreichend hoher Signifikanz liefern.

Literaturverzeichnis AP4

- [1] Theil, G.: Abschätzung der Zuverlässigkeit der Komponenten des österreichischen Hochspannungsnetzes für den Zeitraum von 1963 bis 2001. e & i, 121(2004), Heft. 4, S.138 - 143.
- [2] Mitmannsgruber, L. (2009): Auswertung der Störungen im österreichischen Hochspannungsnetz 1963 – 2005. Bakkalaureatsarbeit. Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Technische Universität Wien. (Schwerpunkt Zeitverlauf Fehlerorte)
- [3] Jessl, M. (2011): Störungsauswertung für Betriebsmittel des AGP-Verbund-Netzes. Bakkalaureatsarbeit. Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Technische Universität Wien. (Schwerpunkt Zeitverlauf kurz – lang, auch Fehlerorte)
- [4] Eimerer, Th., Theil, G. (1984): Homogenitätsuntersuchungen an Störungsdaten des österreichischen 110-kV- und 220-kV- Netzes. ÖZE 37(1984), H.2.
- [5] Theil, G. (1982): Berechnung der Vertrauensbereiche für Zuverlässigkeitskenngrößen des österreichischen 110-kV- und 220-kV-Netzes. E und M 99(1982), H.1, S. 12-19.
- [6] Theil, G. (1990): Calculation of reliability indices of high voltage lines taken from small outage data samples. Proceedings of the 10th Power Systems Computation Conference (PSCC), Graz, 19-24. Aug. 1990, S.803 - 807.
- [7] Smirnow, N.W., Dunin-Barkowski, I.W.: Mathematische Statistik in der Technik. VEB Verlag der Wissenschaften, Berlin 1963.
- [8] Theil, G. (2003): Zeitliche Entwicklung der Zuverlässigkeitskenngrößen von Komponenten des österreichischen Hochspannungsnetzes 1963 bis 2001. Forschungsbericht FB4/2003, Technischen Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft.

2 AP2: Akzeptanz und Präferenzen der Bevölkerung hinsichtlich Versorgungssicherheitsmaßnahmen

D2.1 Report mit den Ergebnissen der Haushaltsbefragung

D2.2. Report über die Determinanten für die Akzeptanz / Widerstand gegenüber Infrastrukturmaßnahmen

Dr. Johannes Reichl

Dr. Michael Schmidthaler

Gerold Muggenhumer

Fabian Frank, Peter Mayr, Lukas Rebhandl

2.1 Executive Summary

Die im Projekt BlackÖ2 durchgeführte quantitative Analyse der Einflussfaktoren der sozialen Wahrnehmung von Energieinfrastrukturen bietet erstmals eine profunde Datenbasis um den Prozess von zukünftigen Projektumsetzungen bestmöglich – für Projektwerber wie auch Betroffene – zu gestalten.

Die Untersuchung wurde mittels einer bislang unerreichten Genauigkeit durchgeführt und ermöglicht die intuitive Interpretation verschiedener „*Response Mechanisms*“ die in Bezug auf Infrastrukturprojekte auftreten können.

In Hinblick auf die Akzeptanz von Energieinfrastrukturen in Österreich wurde untersucht, wie die Charakteristika von Leitungsprojekten bestmöglich kommuniziert werden können. Dies ist wichtig um eine objektive Diskussion über Vor- und Nachteile zu gewährleisten.

Es zeigt sich vor allem die Bedeutung der proaktiven Informationsbereitstellung seitens der Projektwerber. Diese sind in ihrer Bedeutung von immanentem Wert und können neben einer Verfahrensbeschleunigung auch die langfristig wichtige Perzeption energiewirtschaftlich wichtiger Infrastrukturprojekte positiv beeinflussen.

Eine darüber hinaus durchgeführte Analyse der Handlungsoptionen ablehnender Bürger zeigt die Bestätigung der signifikanten Bedeutung eines grundsätzlichen Verständnisses für die Notwendigkeit von Infrastrukturmaßnahmen im österreichischen Stromnetz.

So nehmen sowohl die Wahrscheinlichkeit der Gesprächsverweigerung als auch die Wahrscheinlichkeit konkreten Protests (Wählen anderer politischer Fraktionen, Wohnortswechsel sowie physischer Protest) statistisch signifikant zwischen zwei und neun Prozent ab, falls die Notwendigkeit für Netzmaßnahmen grundsätzlich bejaht wird.

Im Anschluss wird nun detailliert auf die durchgeführte Erhebung sowie die zentralen Ergebnisse eingegangen.

2.2 Einleitung und Abgrenzung

Die Risiken für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung kommen aus den unterschiedlichsten Richtungen. Elektrizität kommt nur dann beim Endkunden in nachgefragter Quantität und (Spannungs-)Qualität an, wenn das Elektrizitätssystem auf allen Ebenen von der Produktion, über Transport und Verteilung funktioniert und das Zusammenspiel der einzelnen Subsysteme gewährleistet ist. Die Ursache einer Versorgungsunterbrechung kann dementsprechend auf allen Ebenen dieses Systems liegen, wobei das Elektrizitätssystem den Ausfall einzelner Komponenten durch die architekturbedingte Redundanz verkraftbar ist, dem sogenannten N-1 Prinzip. Dieses Konstruktionsprinzip sagt aus, dass ein Stromnetz so konzipiert sein muss, dass es den Ausfall einer Komponente verkraftet ohne dass beim Endkunden eine Versorgungsunterbrechung auftritt.

Der Ausfall einer oder mehrerer Komponenten kann wiederum selbst unterschiedliche Ursachen haben. Als häufigste Ursache von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen³ in der Vergangenheit sind für Österreich Wetterereignisse zu nennen (siehe dazu auch den

³ Geplante Versorgungsunterbrechungen finden statt wenn bspw. einzelne Netzabschnitte zu Wartungszwecken vom Netz genommen werden müssen.

Endbericht des zeitlich vorangegangenen Forschungsprojektes BlackÖ.1⁴). Wetterereignisse wie Stürme, Hochwasserfluten und Eisregen haben in der Vergangenheit immer wieder Leitungskomponenten beschädigt und zu (meist lokal begrenzten) Stromausfällen geführt. Des Weiteren können Überlastungen einzelner Netzabschnitte zu Stromausfällen führen. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn bereits durch Abschaltung oder Zerstörung einer Leitungskomponente außerplanmäßig hohe Last auf den übrigen und funktionierenden Kapazitäten anliegt. Kaum eine Rolle spielen in Österreich produktionsseitige Engpässe. Neben diesen Ursachen die sich unter dem Begriff der „höheren Gewalt“ zusammenfassen lassen (für eine Diskussion dieser und weiterer Ursachen siehe etwa Bompard et al., 2013), werden auch immer wieder Sabotage und andere absichtliche Angriffe auf eine funktionierende Stromversorgung genannt. Nach Kenntnis der Autoren ist jedoch bisher kein Stromausfall auf eine gewaltsame Ursache zurückzuführen.

Wichtig ist in Hinblick auf die präventiv durchführbaren Maßnahmen, dass diese grundsätzlich unabhängig von möglichen Ausfallszenarien zu untersuchen sind. Auch unterscheidet sich die Herausforderung heutzutage gegebenenfalls von einer zukünftigen überlastungsbasierten Situation. Darüber hinaus können in Hinkunft auftretende Bedrohungsszenarien noch nicht abgeschätzt werden. Diese betreffen neben vorsätzlicher Beschädigung auch weitreichendere Angriffsmöglichkeiten im Zuge der Implementierung intelligenter Netzstrukturen. Dies wurde im Zuge mehrerer Workshops intensiv mit den Stakeholdern im Projekt diskutiert und fand Eingang in die entsprechenden Arbeitspakete.

Bereits in Projekt BlackÖ.1 wurden zahlreiche technische Maßnahmen diskutiert, um die Wahrscheinlichkeit einen Stromausfalls im Fall von natürlich oder gewaltsam verursachten Schäden am Elektrizitätssystem zu verringern. Während einige dieser Maßnahmen organisatorischer Natur sind und damit für Außenstehende kaum wahrnehmbar sind, wie etwa die Sicherstellung schneller Kommunikationswege im Krisenfall oder regelmäßige Trainings des Personals für einen Ernstfall, sind zahlreiche präventive Maßnahmen mit einem Eingriff in das Landschaftsbild verbunden und damit für die Bevölkerung deutlich erkennbar. Dies betrifft etwa die Errichtung zusätzlicher Freileitungen um zusätzliche Redundanzen und/oder Kapazitäten zu schaffen. Zahlreiche Erfahrungen und Fallstudien zeigen eine generell zurückhaltende Einstellung gegenüber der Errichtung neuer Leitungskapazitäten (siehe für einen Überblick vorhandener Studien etwa Cohen et al., 2014). Das gegenständliche Arbeitspaket 2 beschäftigt sich mit Fragen der Bevölkerungseinstellung hinsichtlich physischer – meist netzseitiger – Maßnahmen die primär auf die Aufrechterhaltung eines hohen Niveaus an Versorgungszuverlässigkeit abzielen.

Neben physischen Bedrohungen für das Elektrizitätssystem rücken in den letzten Jahren auch immer mehr Gefahren aus dem Bereich der Cyber Kriminalität in das Bewusstsein, vor allem im Zusammenhang der Verbreitung von Smart Grids. Maßnahmen zur Gewährleistung von Cyber Security sind dabei fundamental unterschiedlich hinsichtlich ihrer Wahrnehmung durch die Bevölkerung als bauliche Maßnahmen wie der angesprochene Leitungsbau. Stehen bei letzterem vor allem direkt wahrnehmbare Veränderungen wie Eingriffe in das Landschaftsbild eine streitbare Auswirkung dar, sind Maßnahmen zum Schutz der Cyberkomponenten des Elektrizitätssystems für die Bevölkerung nicht direkt wahrnehmbar und verursachen eher Bedenken im Bereich des Datenschutzes etc. Das vorliegende Projekt *Blackouts in Österreich* beschäftigt sich jedoch ausschließlich mit dem Schutz der

⁴ <http://www.energyefficiency.at/index.php?menuid=2&downloadid=139&reporeid=29>

konventionellen Infrastruktur, während die Cyber Security des Elektrizitätssystems in den parallel laufenden Projekten *Smart Grids Security Guidance*⁵ und *Smart Grid Protection Against Cyber Attacks*⁶ betrachtet wird. Nachfolgende Analysen beziehen sich demnach ausschließlich auf bauliche Maßnahmen zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Elektrizitätsversorgung in Österreich.

2.2.1 Problemstellung

Erfahrungen zeigen, dass sich nach Bekanntwerden eines Projekts zur Errichtung von Energieinfrastrukturen sehr rasch Widerstand in der Bevölkerung formiert, wobei sich dieser Widerstand meist aus der lokalen Bevölkerung speist die am direktesten von den baulichen Maßnahmen betroffen ist. Solcher Widerstand kann unterschiedliche Ursachen haben. Dabei ist zunächst festzuhalten, dass die diskutierten Maßnahmen jeweils positive, sowie negative Auswirkungen auf die betroffenen Bürger haben. Als negative Auswirkungen von Freileitungen werden üblicherweise Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes, sowie mögliche gesundheitliche Risiken genannt. Eine Person die diese Auswirkungen als Beeinträchtigung empfindet erlebt einen sogenannten Wohlfahrtsverlust. Kurz gesagt bedeutet dies, dass die Person – wenn sich sonst absolut nichts in ihrem Leben(-sumfeld) verändert – nach der Umsetzung der Maßnahme schlechter dasteht als zuvor. Allerdings haben die besprochenen Infrastrukturmaßnahmen auch positive Auswirkungen. Ein solcher positiver Effekt ist bspw. die Auswirkung der Maßnahme auf die Versorgungszuverlässigkeit. Andere positive Effekte können bspw. sein, dass die Stromleitung der Kapazitätsvergrößerung für ein regionales Wirtschaftszentrum dient und damit durch die Stromleitung direkt die Entstehung neuer Arbeitsplätze in der Region unterstützt wird. Diese positiven Auswirkungen führen dann zu einem Wohlfahrtsgewinn für die betroffenen Personen. Die positiven und negativen Auswirkungen können dabei von unterschiedlichen Personen sehr unterschiedlich bewertet werden, so dass für dieselbe Maßnahme bei dem einen die positiven Effekte überwiegen und bei einem anderen die negativen Effekte. Wir definieren an dieser Stelle, dass die soziale Akzeptanz einer Person für ein Infrastrukturprojekt genau dann beobachtet wird, wenn aus Sicht dieser Person die positiven Effekte gegenüber den negativen Effekten überwiegen (die Differenz aus Wohlfahrtsverlust und Wohlfahrtsgewinn ist also positiv).

Von Bedeutung für die soziale Präferenzlage ist die Akzeptanz der grundsätzlich politisch vorzugebenden energiewirtschaftlichen Zielsetzungen. Dies ist insbesondere beim eingeschlagenen Pfad zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie der Decarbonisierung der Strombereitstellung. Diese Grundsatzentscheidungen sind nur bei breiter Akzeptanz von Seiten der Bevölkerung tragfähig und wirken sich auch intensiv auf die Mikroebene, bspw. im Zuge von Netzneu- oder ausbauten aus.

Damit die Person die Entscheidung zwischen Akzeptanz und Ablehnung treffen kann, braucht sie entsprechend obiger Definition nun aber Informationen über die Auswirkungen der Maßnahme, und zwar sowohl positive als auch negative auf das eigene Leben(-sumfeld). Diese Informationen sind aber häufig nur sehr schwer für den einzelnen zu beschaffen, bzw. deren Bedeutung für einen selbst schwer abschätzbar. Deshalb können folgende drei Ursachen für die Ablehnung eines Infrastrukturprojektes möglich sein:

⁵ <http://www.kiras.at/gefoerderte-projekte/detail/projekt/sg2-smart-grid-security-guidance/>

⁶ <https://project-sparks.eu/>

1. Die tatsächlichen negativen Wohlfahrtseffekte überwiegen die tatsächlichen positiven Wohlfahrtseffekte. Die Ablehnung der Person ist also aus ihrer Sicht richtig, bzw. nutzenmaximierend.
2. Die Wohlfahrtsverluste werden durch die Person überschätzt. Das heißt etwa die tatsächlichen negativen Auswirkungen auf den Grundstückswert sind nicht so hoch wie von der Person angenommen.
3. Die Wohlfahrtsgewinne werden durch die Person unterschätzt. Sie weiß also etwa nicht, dass die Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls in der Region durch das Projekt für die nächsten Jahrzehnte in signifikantem Maß gesenkt wird, oder kann den Nutzen dieses Zusammenhangs für sich selbst nicht richtig einschätzen.

Während im Fall des Zutreffens von Option 1 die Person für sich richtig entscheidet aktiv gegen die Umsetzung des Projekts aufzutreten, liegt sie im Fall des Zutreffens von Option 2 und 3 falsch. Das bedeutet, sie agiert gegen ihre eigentlichen Präferenzen, weil sie nicht genug Informationen über beiderseitige Auswirkungen des Projekts hat, oder diese falsch interpretiert.

Daraus lässt sich ableiten, dass Information grundsätzlich eine wichtige Rolle bei der Entscheidung einer Person spielt, ob sie einem Infrastruktur-Neubau zustimmend oder ablehnend gegenübersteht. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wird deshalb der Einfluss von Informationen über die positiven Effekte eines Freileitungsbaus empirisch getestet und quantifiziert. Dazu wurde ein Survey mit 842 xy Teilnehmern durchgeführt, das in Kapitel 2.3 beschrieben wird.

Zusätzlich zu den oben genannten Parametern kennzeichnet sich das Problem der sozialen Akzeptanz dadurch, dass von den positiven Effekten nicht nur jene profitieren die auch deren negative Auswirkungen zu tragen haben, sondern dass üblicherweise auch (und vor allem) Personen und Haushalte profitieren die weiter weg von der geplanten Infrastruktur wohnen und dementsprechend von keinen negativen Auswirkungen auf ihr Wohnumfeld betroffen sind. Es besteht also Möglichkeit die positiven Effekte zu „konsumieren“, ohne die negativen Effekten auf sich nehmen zu müssen. Wenn sich Personen deshalb grundsätzlich für ein entsprechendes Projekt aussprechen, jedoch zur Maximierung des eigenen Nutzens die Verlegung des Projekts an einen Standort außerhalb ihres Wahrnehmungsbereichs anstreben, dann spricht man vom sogenannten NIMBY Phänomen: Not-in-my-Backyard. Aus Sicht der Autoren erscheint das in der Literatur viel diskutierte NIMBY Phänomen für die Praxis von Infrastruktureneubauten jedoch zweitrangig. Letztendlich entscheidend für eine rasche Umsetzung eines Projektes ist der Anteil an der betroffenen Bevölkerung der dem Projekt zustimmt, unabhängig davon welche Konstellation an positiven und negativen Wohlfahrtseffekten genau zur Zustimmung (= Überhang der positiven Effekte) führt.

Abschließend soll jedoch auch festgestellt werden, dass nicht jedes angedachte Projekt im Bereich der Energieinfrastrukturen automatisch volkswirtschaftlich sinnvoll (= die Summe der positiven Effekte für alle Bürger überwiegt die Summe der negativen Effekte aller Bürger) sein muss. Wesentliche Prüfungsbestandteile zur Bewertung der ökonomischen Tauglichkeit decken sich dabei mit den rechtlichen Kriterien des öffentlichen Interesses und den Argumenten der Daseinsvorsorge (siehe dazu auch rechtliche Ausführungen in Kapitel 5).

Factbox Ziele von AP2 des Versorgungssicherheitsforschungsjekts BlackÖ.2:

In Arbeitspaket (AP) 2 des Projekts Blackoutprävention und –intervention wurde die gesellschaftliche Akzeptanz von energiewirtschaftlichen Infrastruktureinrichtungen, welche für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie relevant sind, erstmals quantitativ für Österreich analysiert. Dabei wurde insbesondere die soziale Akzeptanz des Netzausbaus mit sichtbaren Netzelementen (Masten) sowie die treibenden Faktoren verschiedenster *response actions* quantitativ erhoben.

Zu diesem Zweck wurden einerseits spezielle Umfrage für den österreichischen Markt entworfen und durchgeführt, sowie darüber hinaus Erkenntnisse aus europäischen Forschungsprojekten (allen voran die FP7-Projekte *SESAME* und *SPARKS*) eingebunden. Der vorliegende Bericht enthält die Ergebnisse der Erhebung, die ökonometrische Modellierungsmethodik sowie die Interpretation dieser Ergebnisse mittels politiktauglicher Technikfolgenabschätzung.

2.3 Studiendesign und Auswertung

Das KIRAS-Versorgungssicherheitsprojekt *Blackoutprävention und –intervention* (BlackÖ.2) beinhaltet zwei originär durchgeführte Befragungen die speziell für Österreich die gesellschaftliche Präferenzlage in Bezug auf Versorgungssicherheit und energiewirtschaftlich relevante Infrastrukturmaßnahmen analysiert.

2.3.1 Studiendesign

Die im Rahmen des Projekts durchgeführte Umfrage analysiert die grundsätzliche Präferenzlage hinsichtlich eines Netzfneileitungsprojekts, den Einfluss von Informationen über die positiven Auswirkungen diese Freileitungsprojekts auf die Entscheidung zwischen Zustimmung und Ablehnung für dieses Vorhaben und weitere Einflussfaktoren um die Kenntnis der gesellschaftlichen Meinungen zu diesem umstrittenen Themenkomplex zu verbessern und Stimmungslagen bestmöglich zu objektivieren.

Um einerseits die Kosten für die Befragung niedrig zu halten und andererseits die Robustheit der Ergebnisse durch Anwendung unterschiedlicher Befragungsmethoden (telefonische und Online-basierte Umfrage) auf überdurchschnittlichem Maß sicherzustellen, wurden Materialien und Daten aus dem bestehenden Forschungsprojekt *SESAME*⁷ herangezogen und adaptiert. In diesem teilweise parallel laufenden Projekt wurde eine Umfrage zum Thema sozialer Akzeptanz konzipiert und den EU-27 Mitgliedsländern durchgeführt. In diesem Sample sind auch etwa 300 Befragte aus Österreich enthalten, deren Antworten in die vorliegende Studie miteinflussen. Etwa die Hälfte dieser Befragungsteilnehmer wurde telefonisch interviewt, die andere Hälfte per Online-Survey.

Darüber hinaus erfolgte eine speziell konzipierte empirische Erhebung im Rahmen von Black Ö.2. Diese wurde als Online Befragung konzipiert und die Rekrutierung der Teilnehmer fand Anhand von bestehenden Adresslisten der Autoren statt, sowie mit Unterstützung des Rektorats der Johannes Kepler Universität Linz. Die Umfrage selbst ist diesem Bericht im Anhang beigefügt. Insgesamt konnte somit ein sample von 842 Umfrageteilnehmerinnen und –teilnehmern generiert werden, die wiederum in die quantitativen Analysen zum Themenfeld gesellschaftliche Akzeptanz einfließen. In den folgenden Kapiteln wird die Umsetzung der Erhebung dargestellt.

⁷ <https://www.sesame-project.eu/>

2.3.2 Empirische Erhebung im Überblick

Die vorliegende Studie setzte voraus, dass der/die TeilnehmerIn keine vorab durchzuführende Beschäftigung oder Berührungspunkte mit der Thematik hatte. Um dennoch das bestmögliche Verständnis der Fragestellung zum Themenkomplex „Versorgungssicherheit und soziale Akzeptanz von Infrastruktureinrichtungen“ sicherzustellen, wurde mittels intuitiven Erklärungen und graphischer Unterstützung (sowohl der Telefon- also auch der online-basierten Erhebungssubgruppen) ein allgemeines Verständnis der Thematik sichergestellt. Diese Umsetzung sah bspw. wie folgt aus:

„Die nachfolgenden Fragen beziehen sich auf IHRE Einstellung zu neuen Stromleitungen

Nun bekommen Sie die Möglichkeit, einige Maßnahmen, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wichtig sind, zu bewerten.

Die langfristige Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems lässt sich nur durch ein Paket von Maßnahmen sicherstellen, was auch den Bau neuer Stromleitungen und -masten beinhaltet.“

Die hier vorrangig analysierte Fragestellung der Wahrnehmung eines in der Nähe zu errichtenden Netzneu oder -ausbaus basierte auf einer international anerkannten Erhebungsmethodik, die im Zuge einer telefonbasierten (*computer assisted telefon interview – CATI*) sowie eines online-basierten Subsamples implementiert wurde.

Im Rahmen der empirischen Erhebung wurde größtmöglicher Wert auf die intuitive Bereitstellung von Informationsmaterialien gelegt. Die Entscheidung darüber, wie die Umfrageteilnehmer zu geplanten Infrastrukturprojekten stehen hängt wesentlich vom Wissenstand und der realitätsnahen Darstellung ab. Daher wurden eine Reihe unterstützender Informationsmaßnahmen sowie Hilfestellungen zur Beantwortung bereitgestellt. Der Aufbau der Erhebung sowie der Eingabemaske ist in Abbildung 2-1 dargestellt.

Umfrage zur elektrischen Versorgungssicherheit

Zuerst wollen wir uns bei Ihnen für Ihre Teilnahme und Unterstützung zu diesem wichtigen Thema bedanken.

Diese Umfrage dient dem besseren Verständnis des Stromkonsums österreichischer Haushalte und soll die Bedeutung einer sicheren Stromversorgung in unserer Gesellschaft feststellen. Ihre Antworten sind sehr wichtig und tragen mit den etwa 500 weiteren vom Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz befragten Haushalten zum Erfolg dieses Projekts bei.

Sollten Sie nicht alleine in Ihrem Haushalt wohnen, ist es wichtig, die folgenden Fragen aus der Sicht aller in Ihrem Haushalt lebenden Personen zu beantworten.



Zurück

Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask'

2ask

Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-1: Startmaske der Onlineerhebung

Von zentraler Wichtigkeit ist die Kenntnis über verschiedene Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen auf den jeweiligen Haushalt. Dies wird wie in Abbildung 2-2 dargestellt auch auf Basis der individuellen Einschätzungen erhoben.

Dies wiederum hat bedeutende Auswirkungen auf die Akzeptanz von Infrastruktureubauten, da nur bei umfangreicher Kenntnis der Bedeutung von elektrischer Energie für das tägliche Leben eine valide Beurteilung möglich ist. Aus ökonometrischer Sicht ist es möglich speziell für diesen Umstand zu kontrollieren.

3. Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird.



Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die nachfolgenden Lebensbereiche betroffen? *

Jede Zeile verweist auf eine wichtige Funktion der modernen Gesellschaft. Wenn Sie sich zum Beispiel die erste Reihe ansehen, ist dort das medizinische System mit all seinen Aspekten repräsentiert, von Krankenhäusern bis zu Rettungsdiensten.

► Bitte beantworten Sie jede Zeile der Tabelle.

		Gar nicht betroffen (1)	Etwas betroffen (2)	Stark betroffen (3)	Extrem stark betroffen (4)
Medizinische Versorgung	1	☒	☐	☐	☐
Benzin-/Gas-/Kraftstoffversorgung	2	☒	☐	☐	☐
Elektronische Zahlungen	3	☒	☐	☐	☐
Telekommunikation	4	☒	☐	☐	☐
Heizungssystem	5	☒	☐	☐	☐

Abbildung 2-2: Erhebung der Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen

Es zeigte sich im Zuge der Analyse, dass vielfach eine nicht vollständige Kenntnis der Bedeutung elektrischer Energie für verschiedenste Grunddaseinsfunktionen vorherrscht. Dies ist auch in Hinblick auf die Akzeptanz von Infrastruktureinrichtungen zu berücksichtigen und kann beispielsweise eine verbesserte Kommunikationsstrategie seitens der Projektwerber darstellen.

Die Erfahrung mit Stromausfällen wurde in verschiedenen Studien (siehe bswp. Reichl et al. 2012) als wichtiger Faktor in der Bewertung des Gutes Versorgungssicherheit ausgewiesen. Dies wird in Abbildung 2-3 dargestellt.

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung Seite 3/39

2. **Haben Sie in den letzten 5 Jahren Stromausfälle erlebt, die Ihren Haushalt betrafen? ***
Mit Stromausfall meinen wir jegliche Unterbrechung der Stromversorgung für Ihren Haushalt, ob vorangekündigt oder nicht. Wenn Ihr Strom wegen Nichtzahlung einer Rechnung vorübergehend abgesperrt wurde, sollten Sie dies nicht mitzählen.

☐ Ja ☒ Nein ☐ Nicht sicher / kann mich nicht erinnern

Zurück Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask' Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-3: Erfahrung mit Stromausfällen

Die Zufriedenheit mit der Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen stellt eine wichtige Kontrollgröße für die Bewertung von Infrastrukturmaßnahmen dar.

Deshalb wurde speziell dafür kontrolliert und mittels gezielter Erhebung abgefragt (siehe Abbildung 2-4).

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung Seite 2/39

1. **Denken Sie bitte an die Zahl und Dauer der Stromausfälle insgesamt, die Ihr Haushalt erlebt hat: Wie zufrieden sind Sie mit der allgemeinen Zuverlässigkeit Ihrer Stromversorgung? Sind Sie.... ***

☒ Sehr zufrieden
☐ Recht zufrieden
☐ Nicht sehr zufrieden
☐ Überhaupt nicht zufrieden

Zurück Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask' Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-4: Zufriedenheit mit der individuellen Versorgungssicherheit

Um sicher zu stellen, dass sämtliche Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen in die Bewertung des Gutes Versorgungssicherheit und der Notwendigkeit neuer Energieinfrastrukturen einfließen, wurde sämtlichen Teilnehmern mittels intuitiver Graphik dargelegt welche Beeinträchtigungen zu erwarten sind (siehe Abbildung 2-5).

	Welche Probleme/Beeinträchtigungen treten bei Stromausfällen meistens auf? Bitte achten Sie darauf, dass große Unterschiede in der Anfälligkeit verschiedener Haushalten bestehen.	Graphische Darstellung der Auswirkungen
Zeitpunkt der Beeinträchtigung nach einem Stromausfall	Künstliche Beleuchtung. Die Lichtversorgung ist je nach Tageszeit stark eingeschränkt Ausfall elektrischer Haushaltsgeräte (Mikrowelle, Herd, Föhn) und von Unterhaltungsgeräten (TV, Computer, Datenverlust)	
Sofort ↓	Beeinträchtigung der Kommunikation (Fest- und Mobilfunknetze) Ausfall passiert sofort in ländlichen Gebieten, etwas später in der Stadt) Ampeln und Verkehrssignale, öffentlicher Verkehr. Häufung von Unfällen, Verspätungen & Behinderungen. Aufzüge & Seilbahnen (Skilifte)	
1 Stunde ↓	Kühlung & Tiefkühlung (Lebensmittel verderben) Elektrische Heizungen (Radiatoren, E-Boiler & Wärmepumpe) Abkühlung je nach Jahreszeit) Nicht-elektrische Heizungen (Steuerungen, Pumpen & Kreisläufe sind auch bei Öl-, Gas- & Holzheizungen notwendig, daher oft Ausfall) Warmwasserheizung (Je nach System steht neben der Raumwärme auch Warmwasser nicht zur Verfügung)	
4 Stunden ↓	Zeitversetzter Ausfall des Mobilfunknetzes in der Stadt, da hier oftmals Notstromversorgung existiert Ausfall der Treibstoffversorgung (Tankstellen) Beeinträchtigung durch Heizungsausfall erfolgt je nach Heizungsart und Jahreszeit zeitverzögert Ausfall von Schranken & Verkehrseinrichtungen	
24 Stunden	Nach etwa 7 Stunden Ausfall der übrigen Kommunikationsmöglichkeiten (Festnetz, etc) Ausfall Gas- und Wasserversorgung (Viele dieser Infrastruktureinrichtungen benötigen Elektrizität) Ausfall weitere für die tägliche Bedarfsdeckung notwendige Dienstleistungen und Services	

Abbildung 2-5: Darstellung wichtiger Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen

Nachfolgend wird detailliert auf jede dieser Kategorien und deren empirische Evidenz auf Basis der durchgeführten Erhebung eingegangen. Kapitel 2.3.3 enthält insbesondere wichtige statistischen Kennzahlen, eine Übersicht der Teilnehmerstruktur sowie eine deskriptive Analyse. Anschließend wird die ökonomische Analyse sozialen Akzeptanz eines fiktiven Freileitungsprojektes präsentiert.

2.3.3 Deskriptive Statistik der durchgeführten Erhebung

In diesem Kapitel werden Charakteristika der Erhebung sowie Basisfakten der durchgeführten empirischen Analyse vorgestellt.

Die Erhebung und Verteilung der Datenerhebungsmethode ist in Tabelle 2-1 dargestellt. Die erste Welle erfolgte in etwa zur Hälfte über eine Telefonbefragungen (CATI) der Rest wurde mittels einer Onlinebefragung erhoben (siehe Kapitel 2.3.2). Die zweite Befragungswelle

erfolgte ausschließlich online, weshalb der Anteil an Onlinebefragungen rund 81 % der 842 Befragten ausmacht (Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1 zeigt die Häufigkeit nach den Kategorien CATI und WEB.

Tabelle 2-1: Häufigkeit der unterschiedlichen Umfragemethoden nach Kategorien

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	CATI	157	18,6	18,6	18,6
	WEB	685	81,4	81,4	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Der Vorteil der Onlinebefragung besteht darin, dass die Befragten einen bildhaften und deshalb besseren Überblick über ihre Antwortmöglichkeiten haben und sich, falls nötig, mehr Zeit für die Beantwortung nehmen können.

2.3.3.1 Verteilung der Pflicht zur Begleichung der Stromrechnung im Haushalt

Die Verantwortlichkeit für die Bezahlung der Stromrechnung sowie die Beziehung zum „Energieversorger“ (dieser Begriff wurde trotz vollständiger Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes gewählt um bestmögliche Interpretation der Umfrageteilnehmer zu gewährleisten) sind essentielle Faktoren, die die Einstellung zu Versorgungssicherheit und Elektrizitätseinrichtungen beeinflussen (siehe Abbildung 2-6) und Fragekategorie „Posutil“.

The screenshot shows a survey interface titled "Erhebung zur österreichischen Stromversorgung" (Survey on Austrian electricity supply) on page 25/39. The question is numbered 19 and asks: "Welche der folgenden Aussagen beschreibt am besten Ihre Rolle in Ihrem Haushalt, was die Stromversorgung und Zahlung von Stromrechnungen betrifft? *" (Which of the following statements best describes your role in your household regarding electricity supply and payment of electricity bills?). There are four radio button options:

- ☐ Sie sind allein für die Zahlung der Stromrechnungen verantwortlich (You are alone responsible for paying the electricity bills)
- ☐ Sie und Ihr Partner, Ehepartner oder ein anderes Mitglied Ihres Haushalts bezahlen die Stromrechnungen gemeinsam (You and your partner, spouse or another member of your household pay the electricity bills jointly)
- ☒ Ihr Haushalt zahlt nicht direkt für Strom (ist z. B. in Ihrer Miete oder Nebenkostenrechnung enthalten) (Your household does not pay directly for electricity (is e.g. included in your rent or utility bill))
- ☐ Sie haben nur indirekt mit den Stromrechnungen Ihres Haushalts zu tun (You only have indirect contact with the electricity bills of your household)

 At the bottom, there are buttons for "Zurück" (Back), "Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask'" (Survey created with help from '2ask'), and "Weiter" (Next). The 2ask logo is prominently displayed.

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von 2ask im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-6: Zahlung der Stromrechnung

Tabelle 2-2 stellt die Verteilung der Pflicht zur Begleichung der Stromrechnung im Haushalt dar. Es zeigt sich, dass die überwiegende Mehrheit der Umfrageteilnehmer direkt oder gemeinsam mit dem/der PartnerIn die Bezahlung der Rechnung übernimmt. Dies ist sowohl für den Wissensstand der Versorgungssicherheit als auch für die Angaben zur Zufriedenheit der Stromversorgung relevant.

Tabelle 2-2: Verteilung der Pflicht zur Begleichung der Stromrechnung im Haushalt

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Sie alleine bezahlen die Stromrechnung	363	43,1	43,1	43,1
	Sie und Ihr Partner bezahlen gemeinsam die Stromrechnung	349	41,4	41,4	84,6
	Ihr Haushalt bezahlt nicht direkt für den Strom (z.B: in der Miete inkludiert)	113	13,4	13,4	98,0
	Sie stehen in keiner Verbindung mit der Stromrechnung	17	2,0	2,0	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

2.3.3.2 Alter der befragten Teilnehmer

Das Alter der Umfrageteilnehmer ist für die Einstellung hinsichtlich der Akzeptanz von Infrastrukturen von Bedeutung. Online wurde dies mit Hilfe der in Abbildung 2-7 dargestellten Fragenkategorien erhoben.

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung
Seite 21/39

15. Zu welcher der folgenden Altersgruppen gehören Sie? Sind Sie... *

☐ unter 20 Jahre alt
☐ 20 - 34
☐ 35 - 45
☒ 46 - 60
☐ über 60 Jahre alt

Zurück
Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask'
Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-7: Erhebung des Alters

Tabelle 2-3 stellt die Altersverteilung der empirischen Erhebung nach Altersgruppen dar. Der größte Anteil der Befragten ist zwischen 20 und 34 Jahre alt gefolgt von 35-45 Jährigen. Rund ein Zehntel der Befragten ist älter als 60 Jahre. Der Anteil von unter 20 Jährigen ist mit rund einem Prozent eher gering.

Tabelle 2-3: Zusammenhang zwischen Altersgruppen und der Häufigkeit der Ablehnung von Energieinfrastrukturen

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	unter 20 Jahre	10	1,2	1,2	1,2
	20 - 34	365	43,3	43,3	44,5
	35 - 45	195	23,2	23,2	67,7
	46 - 60	187	22,2	22,2	89,9
	über 60 Jahre	85	10,1	10,1	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Weiterführende Forschung auf diesem Gebiet sollte insbesondere die Bedeutung verschiedener Partizipationsmechanismen, die auf unterschiedliche Altersgruppen abzielen, untersuchen. Es zeigt sich, dass trotz tendenziell stärkerer Ablehnung älterer Generationen, die Bedeutung eines grundsätzlichen Verständnisses für die Wichtigkeit von Energieinfrastrukturen weiterhin überwiegt.

Abbildung 2-8 zeigt nochmals die Altersverteilung der Umfrageteilnehmer mittels Tortendiagramm.

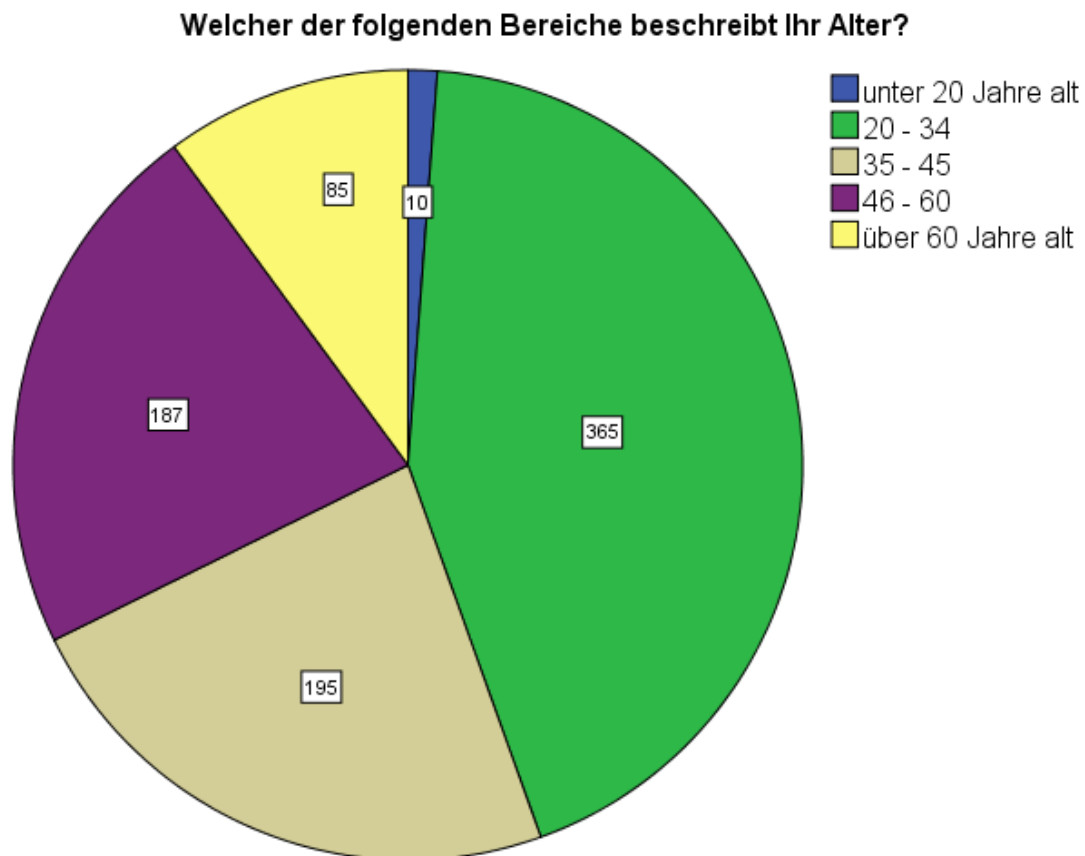


Abbildung 2-8: Alter der Umfrageteilnehmer

2.3.3.3 Beschäftigungsverhältnis der Umfrageteilnehmer

Tabelle 2-4 zeigt das Beschäftigungsverhältnis der Umfrageteilnehmer. Ein Großteil der 842 Befragten geht einer Vollzeitbeschäftigung nach.

Tabelle 2-4: Beschäftigungsverhältnis der Umfrageteilnehmer

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Vollzeitbeschäftigt	449	53,3	53,3	53,3
	Teilzeitbeschäftigt	155	18,4	18,4	71,7
	kein Beschäftigungsverhältnis- Vollzeitstudent	123	14,6	14,6	86,3
	kein Beschäftigungsverhältnis- Arbeitslos, Haus- Frau/Mann oder in Ausbildung	23	2,7	2,7	89,1
	kein Beschäftigungsverhältnis- Pensioniert	82	9,7	9,7	98,8
	keine Angabe	10	1,2	1,2	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Um einen besseren Überblick zu verschaffen zeigt Abbildung 2-9 mit Hilfe eines Tortendiagrammes illustrativ die Anteile der jeweiligen Beschäftigungsverhältnisse. Über 50 Prozent der Befragten geht einer Vollzeitbeschäftigung nach. Von den rund 16 Prozent der Befragten, welche angaben in keinem Beschäftigungsverhältnis zu stehen, waren rund 95 Prozent Vollzeitstudenten. Rund ein Zehntel der Befragten war zum Zeitpunkt der Umfrage schon pensioniert, was sich mit den Altersangaben der über 60 Jährigen deckt.

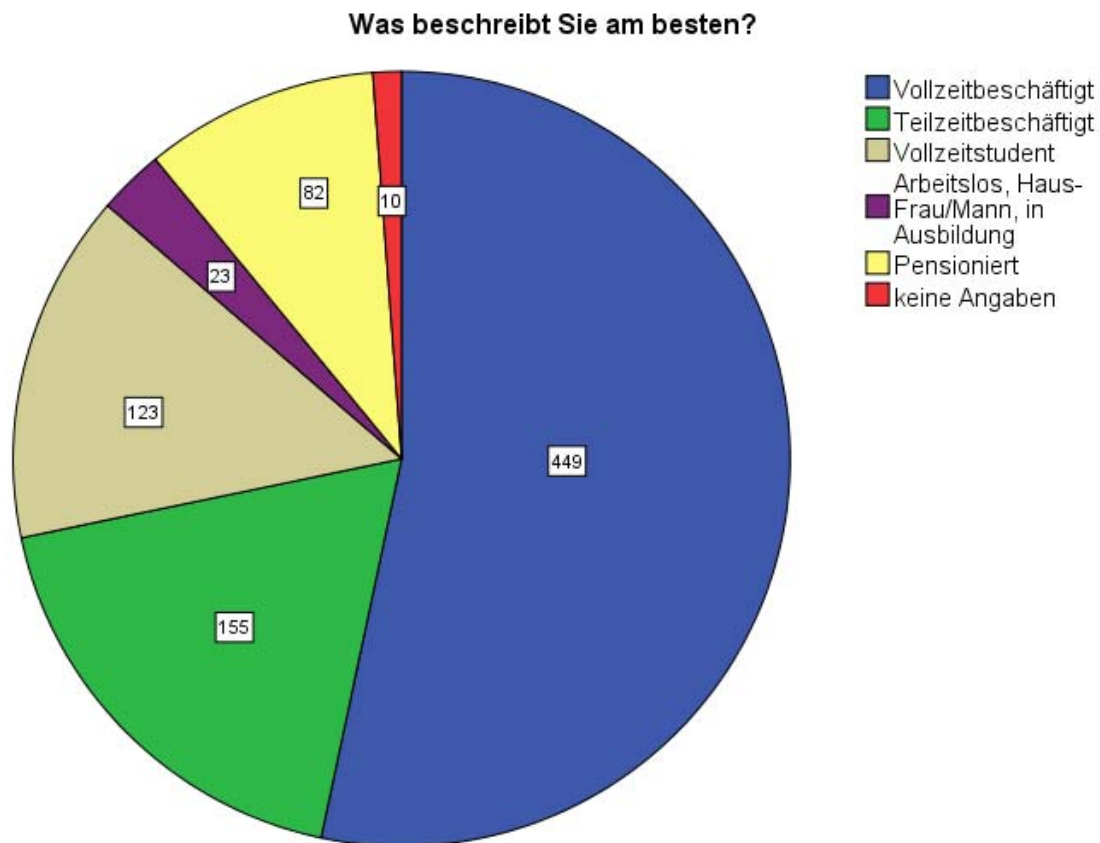


Abbildung 2-9: Beschäftigungsverhältnis der Umfrageteilnehmer in Kategorien

2.3.3.4 Persönliche Lebensumstände, Wohncharakteristiken

Die Teilung in städtische und ländliche Bereiche ist ebenso wie die Berücksichtigung des Wohnumfeldes wichtig für ein besseres Verständnis der Präferenzlage mit besonderem Schwerpunkt Versorgungssicherheit und Energieinfrastrukturen (siehe Abbildung 2-10, Abbildung 2-11 sowie Abbildung 2-12).

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung
Seite 22/39

16. Welche der folgenden Kategorien beschreibt Ihren Wohnort am besten? *

☒ Eine Stadt (mit mehr als 10.000 Einwohnern)

☐ Ein Dorf oder eine Kleinstadt (mit weniger als 10.000 Einwohnern)

Zurück
Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask' **2ask**
Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at
 Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-10: Erhebung des Wohnumfeldes Stadt/Land

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung Seite 23/39

17. Bitte geben Sie an, ob Ihre Wohngegend städtisch oder ländlich ist oder dazwischen (vorstädtisch). *
Welches der Fensterbilder spiegelt den Blick aus Ihrem Zuhause am besten wider, A, B oder C?

A



Bild A (Stadt)

☐

B



Bild B (Ländlich)

☒

C



Bild C (Vorstadt)

☐

[Zurück](#) [Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask'](#) **2ask** [Weiter](#)

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-11: Detailerhebung des Wohnumfeldes

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung Seite 24/39

18. Seit wie vielen Jahren leben Sie etwa schon an dieser Adresse? *

- ☐ Kürzer als ein Jahr
- ☐ 1-4 Jahre
- ☒ 4-10 Jahre
- ☐ Länger als 10 Jahre

[Zurück](#) [Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask'](#) **2ask** [Weiter](#)

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-12: Dauer der Bewohnung der aktuellen Adresse

Tabelle 2-5 zeigt die Lebensumstände und Wohncharakteristika der Umfrageteilnehmer. Dabei leben 425 der 842 Befragten Teilnehmer in einer Stadt. Der Anteil an Befragten, welche angegeben haben in Dörfer oder Kleinstädte zu leben ist jedoch nur marginal geringer (siehe Abbildung 2-13).

Tabelle 2-5: Lebensumstände und Wohncharakteristika der Umfrageteilnehmer

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Stadt	425	50,5	50,5	50,5
	Dorf oder Kleinstadt	417	49,5	49,5	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

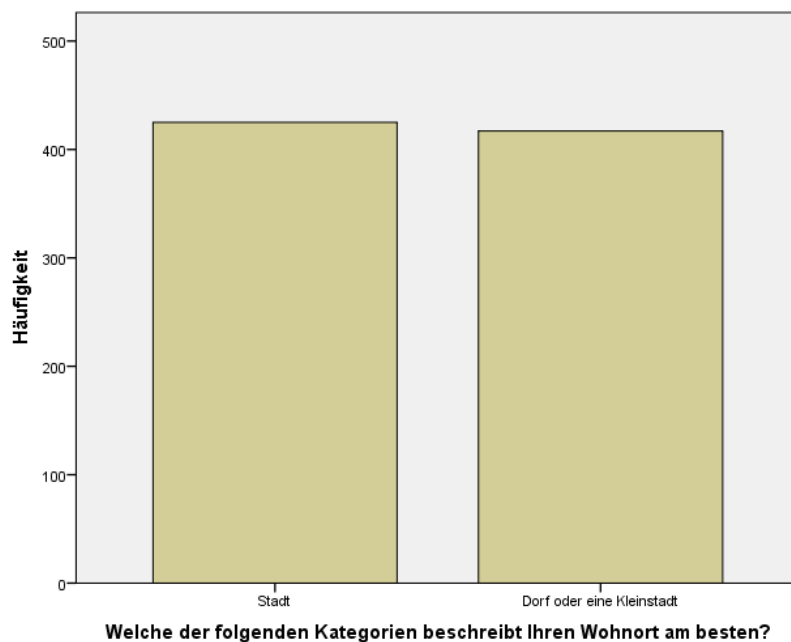

Abbildung 2-13: Häufigkeit der Lebensumstände und Wohncharakteristika nach Kategorien

Tabelle 2-6 zeigt die Häufigkeit geordnet nach einer Selbsteinschätzung auf Basis plakativer Bilder. Von den 50 Prozent der Teilnehmer, welche angegeben haben in einer Stadt zu wohnen, leben rund 40 Prozent in einem vorstadtähnlichen Gebiet und nur rund 20 Prozent in einer ländlichen Gegend. Vereint mit den in Tabelle 2-5 erhobenen Daten, lässt sich ableiten, dass viele der Befragten, die angegeben haben in Städte zu wohnen, größtenteils in kleineren Städten oder städtischen Randgebieten wohnen.

Tabelle 2-6: Selbsteinschätzung des Lebensumfeldes nach Bildern

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Bild A (Urban)	176	20,9	20,9	20,9
	Bild B (Ländlich)	324	38,5	38,5	59,4
	Picture C (Vorstadt)	340	40,4	40,4	99,8
	unsicher / keine Angaben	2	,2	,2	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

2.3.3.5 Einkommenssituation der Haushalte – Verteilung verschiedener Einkommensklassen (Kategorien)

Im Zuge der Untersuchung wurde auf eine repräsentative Verteilung des Einkommens besonderer Wert gelegt. Die Verteilung wurde im Subsample SESAME kontrolliert. Die vorliegende empirische Evidenz dieses ersten Subsamples ist in Abbildung 2-14 dargestellt.

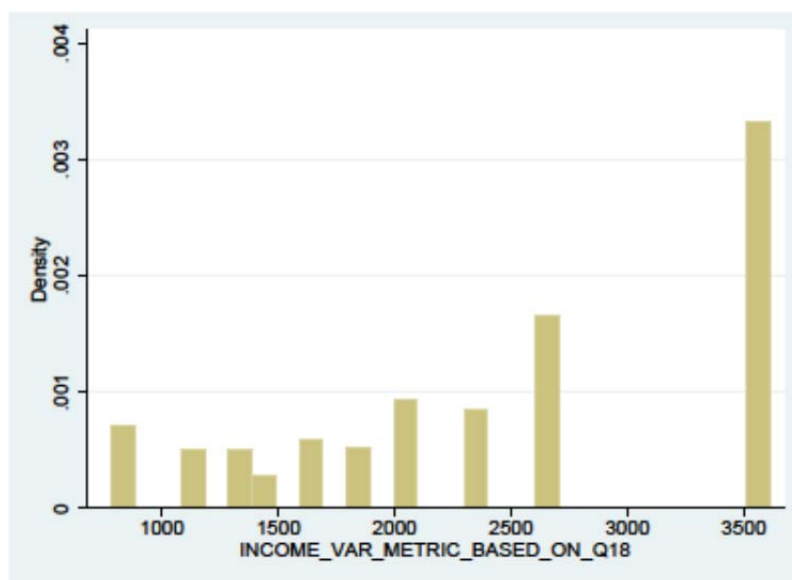


Abbildung 2-14: Haushaltseinkommenssituation entspricht österreichischer Verteilung

Nachfolgend wird auf die vorab durchgeführten Kontrollschritte eingegangen. Tabelle 2-7 zeigt die Häufigkeit der Haushaltseinkommen nach 3 Kategorien. Diese wurden in einem zweistufigen Prozess erhoben um bestmögliche Repräsentativität zu gewährleisten.

Tabelle 2-7: Haushaltseinkommenssituation

		Häufigkeit	Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	780	59	7,1	7,1
	1100	43	5,2	12,5
	1350	42	5,1	17,4
	1450	24	2,9	20,3
	1625	49	5,9	26,3
	1875	44	5,3	31,6
	2050	78	9,4	41,0
	2300	71	8,6	49,6
	2700	138	16,7	66,3
	3616	278	33,7	100,0
	Gesamtsumme	826	100,0	100,0

Es ist zu erkennen, dass die Gruppe mit mittlerem Einkommen, gefolgt von der Gruppe mit hohem Einkommen, den größten Anteil repräsentieren.

2.3.3.6 Vorkommen von Kinder unter 14 im Haushalt

Tabelle 2-8 zeigt das Vorkommen von Kindern unter 14 Jahren im Haushalt. Dies hat vielfachen Einfluss auf die individuelle Vulnerabilität der Haushalte und ist somit ein entscheidender Faktor in Bezug auf Versorgungssicherheit und Infrastrukturmaßnahmen.

Tabelle 2-8: Häufigkeit des Vorkommens eines Kindes unter 14 Jahren im Haushalt

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Ja	178	21,1	23,3	23,3
	Nein	587	69,7	76,7	100,0
	Gesamtsumme	765	90,9	100,0	
Fehlend	System	77	9,1		
Gesamtsumme		842	100,0		

Rund drei Viertel aller Befragten gaben an, dass keine Kinder unter 14 Jahre in ihrem Haushalt leben. Diese Angaben decken sich mit den Ergebnissen in Tabelle 2-3 und Tabelle 2-11, da es in der Umfrage eine hohe Dichte an Befragten mit Universitätsabschluss gibt und

rund 65 Prozent der Befragten unter 45 Jahren alt ist. Abbildung 2-15 illustriert die Häufigkeit von Kindern unter 14 Jahren im Haushalt der Umfrageteilnehmer. Dabei ist zu erkennen, dass in nur rund einem Viertel der befragten Haushalte Kinder unter 14 Jahre leben.

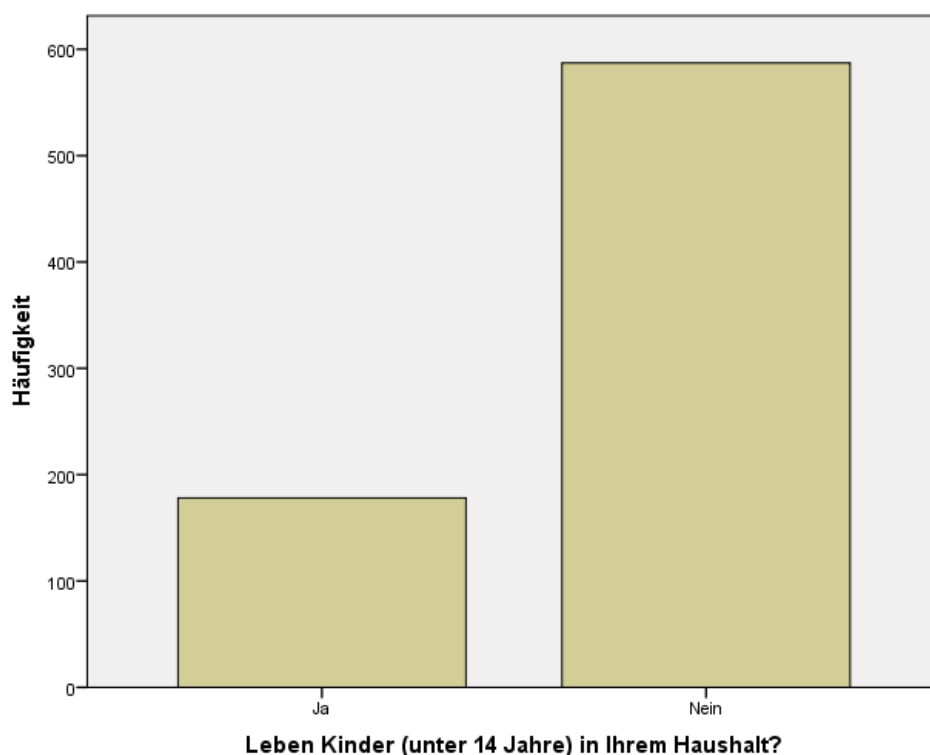


Abbildung 2-15: Häufigkeit von Kindern unter 14 Jahren im Haushalt der Umfrageteilnehmer

2.3.3.7 Größe der teilnehmenden Haushalte

Tabelle 2-9 stellt die Größe der teilnehmenden Haushalte dar. Den größten Teil der Befragten gaben an in einem Zwei- Personen-Haushalte zu leben. Jeweils rund ein Fünftel gab an in einem Ein- oder Drei- Personen-Haushalt zu leben. Rund jeder dritte der Befragten lebt in einem Mehrpersonenhaushalt mit mehr als 4 Personen.

Tabelle 2-9: Größe der teilnehmenden Haushalte

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	1 Person	159	18,9	18,9	18,9
	2 Personen	276	32,8	32,8	51,7
	3 Personen	154	18,3	18,3	70,0
	4 Personen	173	20,5	20,5	90,5
	5 oder mehr Personen	80	9,5	9,5	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-16 zeigt die Anzahl an in einem Haushalt lebenden Personen der Umfrageteilnehmer an.



Abbildung 2-16: Größe der Haushalte der Umfrageteilnehmer

2.3.3.8 Geschlechterverteilung

Tabelle 2-10 zeigt das Geschlecht der Umfrageteilnehmer. Zwar sind Männer mit 57 % leicht überrepräsentiert, dies kann jedoch in Hinblick auf die angewandten ökonometrischen Verfahren kontrolliert werden. Durch die Kontrolle der Einflussgröße „Geschlecht“ ist eine unverzerrte Darstellung möglich.

Tabelle 2-10: Geschlecht der Umfrageteilnehmer

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Männlich	483	57,4	57,4	57,4
	Weiblich	359	42,6	42,6	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-17 zeigt graphisch die Geschlechterverteilung unter den Umfrageteilnehmern.

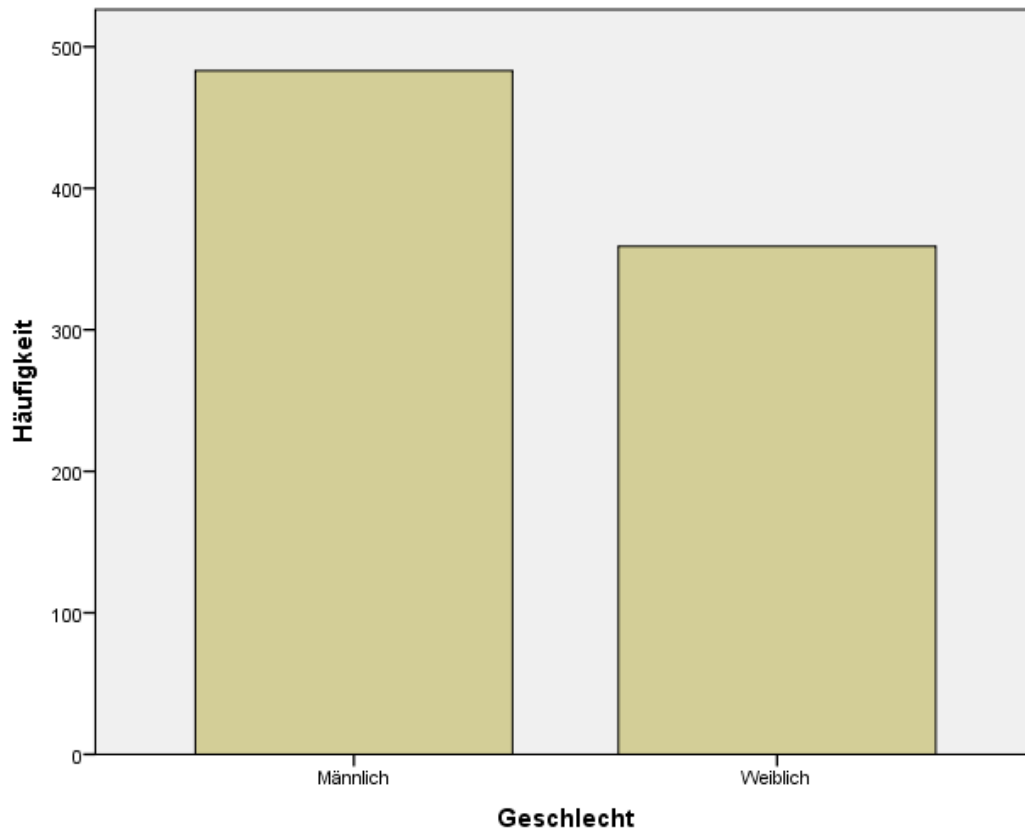


Abbildung 2-17: Geschlechterverteilung

2.3.3.9 Ausbildungsniveau der Teilnehmer

Tabelle 2-11 zeigt die Ausbildung der Umfrageteilnehmer. Die Mehrheit der Teilnehmer verfügt über eine Universitätsausbildung, was mittels geeigneter ökonomischer Kontrollmechanismen korrigiert werden konnte.

Tabelle 2-11: Ausbildung der Umfrageteilnehmer

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Hauptschulabschluss	16	1,9	1,9	1,9
	abgeschlossene Lehre	151	17,9	17,9	19,8
	Matura	322	38,2	38,2	58,1
	Universitätsabschluss	344	40,9	40,9	98,9
	andere Spezifikationen	9	1,1	1,1	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-18 zeigt die Höhe der Ausbildung der Umfrageteilnehmer. Wie zuvor erwähnt dominiert die Anzahl der Befragten mit Universitätsabschluss. Aggregiert man den Anteil der Befragten mit Sekundarschulabschluss, so repräsentiert diese Gruppe rund 55 Prozent der Umfrageteilnehmer.

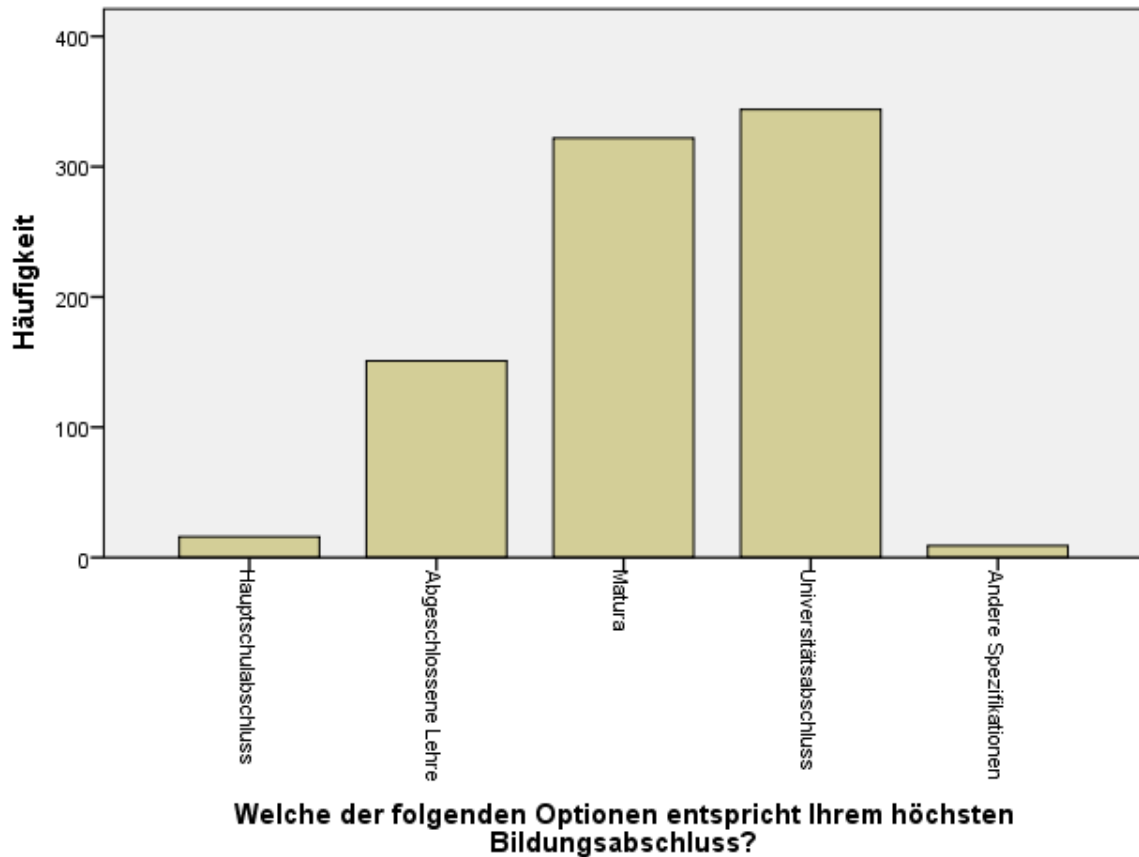


Abbildung 2-18: Höchste Ausbildung der Umfrageteilnehmer

2.3.3.10 Lebenssituation der Befragten

Tabelle 2-12 zeigt die Lebenssituation der Umfrageteilnehmer. Die überwiegende Mehrheit lebt bereits seit geraumer Zeit im gleichen Bundesland oder Region.

Tabelle 2-12: Lebenssituation der Umfrageteilnehmer

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Ich habe immer an der gleichen Adresse gewohnt	39	4,6	12,8	12,8
	Zuvor habe ich in der gleichen Region oder Bundesland gelebt	188	22,3	61,6	74,4
	Zuvor habe ich in einer anderen Region oder Bundesland gelebt	65	7,7	21,3	95,7
	Zuvor habe ich in einem anderen Land gelebt	13	1,5	4,3	100,0
	Gesamtsumme	305	36,2	100,0	
Fehlend	System	537	63,8		
Gesamtsumme		842	100,0		

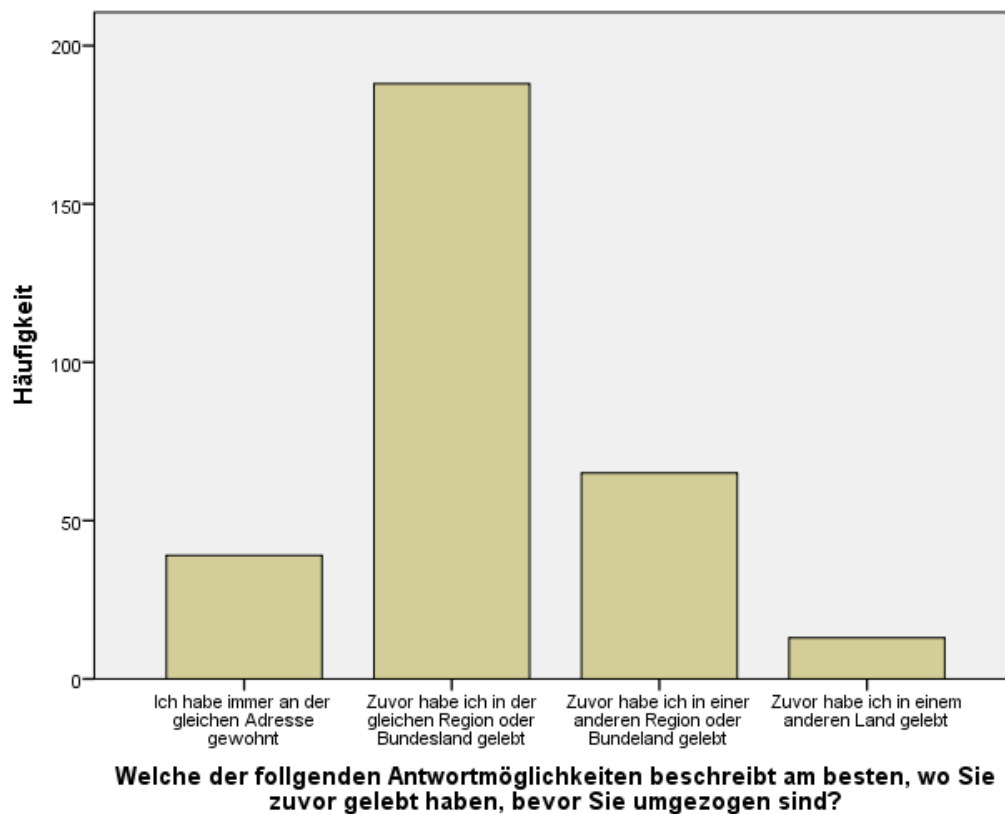


Abbildung 2-19: Lebenssituation der Umfrageteilnehmer

Rund ein Viertel der Befragten gab an, zuvor in einem anderen Bundesland oder in einem anderen Staat gewohnt zu haben, was in dem Balkendiagramm in Abbildung 2-19 mit Hilfe der beiden rechten Balken dargestellt ist.

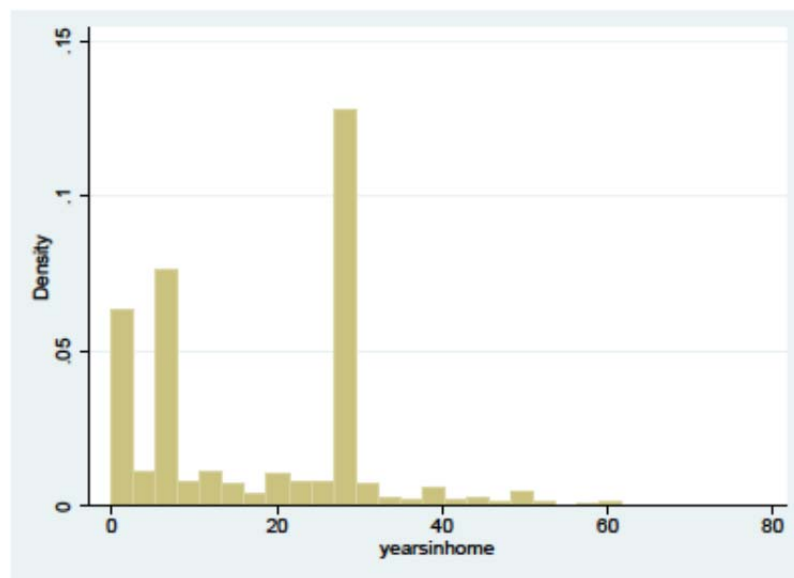


Abbildung 2-20: Verteilung der Dauer der Bewohnung an der aktuellen Adresse

In Hinblick auf dauerhafte Benützung einer gleichbleibenden Wohnsituation ist festzuhalten, dass die Mehrheit der im SESAME Subsample befragten Umfrageteilnehmer bereits längerer Zeit in der gleichen Adresse wohnhaft ist. Dies ist in Anbetracht der österreichischen Mentalität wenig verwunderlich, könnte jedoch in Hinblick auf Wahrnehmungsfaktoren von

Infrastruktureinrichtungen entscheidenden Einfluss haben. Dies ist für rund 300 Umfrageteilnehmer aus dem Subsample SEAME in Abbildung 2-20 dargestellt.

2.3.3.11 Beziehung zwischen den Teilnehmern und den Stromanbieter

In der Fragekategorie „Beziehung“ zu Versorgungsunternehmen werden gegebenenfalls vorhandene Emotionen abgebildet. Diese flossen in die Erstellung der Kontrollvariable „Posutil“ ein.

Die entsprechende Frage lautete: „Welche der folgenden Kategorien beschreibt die Beziehung mit Ihrem Energieversorgungsunternehmen am besten, in Bezug auf die Rechnungen (unabhängig von der Zahlungsmethode)?“

Ist die Beziehung:

- a) *Sehr positiv - keine Probleme*
- b) *Ziemlich positiv - nur gelegentliche Fragen*
- c) *Neutral – Sie haben keine wirkliche Beziehung, zahlen nur die Rechnungen*
- d) *Ziemlich negativ – Sie beanstanden gelegentlich Rechnungen oder haben Probleme beim Bezahlen*
- e) *Sehr negativ – Sie hatten oder haben Dispute über Rechnungen oder Zahlungen*

The screenshot shows a survey interface titled "Erhebung zur österreichischen Stromversorgung" on page 27/39. The instruction is "Denken Sie nun bitte an Ihren bzw. Ihre Energieversorger im letzten Jahr." The question is "21. Welche der folgenden Kategorien beschreibt die Beziehung mit ihrem Energieversorgungsunternehmen am besten, im Bezug auf die Rechnungen (unabhängig von der Zahlungsmethode)? *". Below the question, it says "Ist die Beziehung...". There are five radio button options: "Sehr positiv - keine Probleme", "Ziemlich positiv - nur gelegentliche Fragen", "Neutral – Sie haben keine wirkliche Beziehung, zahlen nur die Rechnungen", "Ziemlich negativ – Sie beanstanden gelegentlich Rechnungen oder haben Probleme beim Bezahlen" (which is selected), and "Sehr negativ – Sie hatten oder haben Dispute über Rechnungen oder Zahlungen". At the bottom, there are buttons for "Zurück", "Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask'", the "2ask" logo, and "Weiter".

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von [2ask](#) im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-21: Umsetzung der Erhebung hinsichtlich der Güte des Verhältnisses zum Energieversorger

Tabelle 2-13 zeigt die Beurteilung der Beziehung zwischen den Umfrageteilnehmern und dem Stromanbieter. In Anbetracht der Ergebnisse von Tabelle 2-2 lässt sich ableiten, dass unabhängig von der Zahlungsmethode, ein hoher Prozentsatz an den befragten Umfrageteilnehmer eher oder sehr zufrieden und nur ein sehr geringer Anteil der Befragten eher oder nicht zufrieden mit ihrem Stromanbieter ist.

Tabelle 2-13: Beurteilung der Beziehung zwischen den Umfrageteilnehmern und dem Stromanbieter

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Sehr positiv	323	38,4	38,4	38,4
	Eher positiv	138	16,4	16,4	54,8
	Neutral	367	43,6	43,6	98,3
	Eher negativ	10	1,2	1,2	99,5
	Sehr negativ	4	,5	,5	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-22 zeigt die Beurteilung der Beziehung zwischen den Umfrageteilnehmern und dem Stromanbieter. Die blauen und grünen Flächen subsumieren den Anteil an Befragten, die eher oder sehr zufrieden mit ihrem Stromanbieter sind. Es zeigt sich, dass kaum welche Umfrageteilnehmer mit ihrem Stromanbieter unzufrieden sind, wobei beinahe jeder zweite angab, eine neutrale Einstellung gegenüber dem Stromanbieter zu haben.

Welche der folgenden Kategorien beschreibt die Beziehung mit ihrem Energieversorgungsunternehmen am besten, im Bezug auf die Rechnungen (unabhängig von der Zahlungsmethode)?

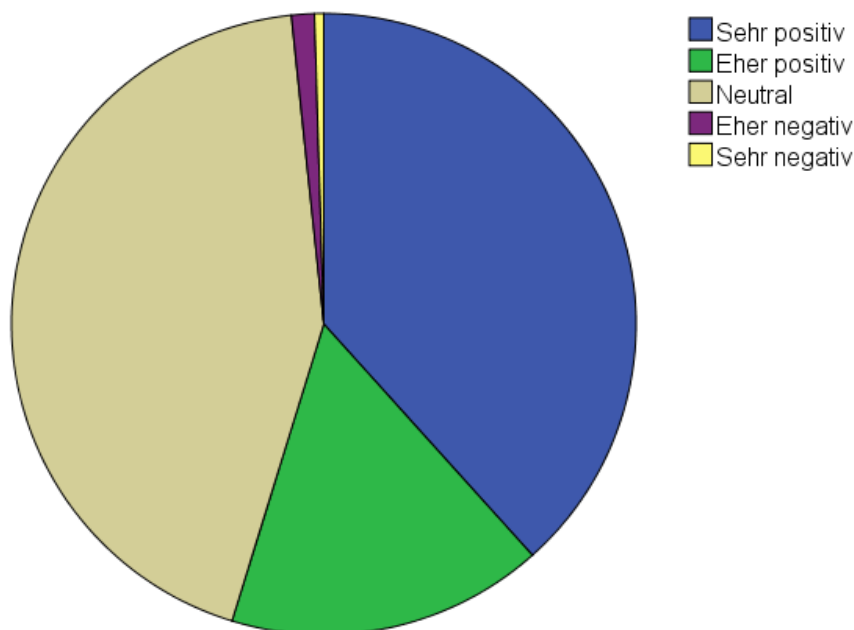


Abbildung 2-22: Beurteilung der Beziehung zwischen den Umfrageteilnehmern und dem Stromanbieter

2.3.3.12 Kenntnis der Teilnehmer über ihren Stromverbrauch

Tabelle 2-14 stellt die Kenntnis der Umfrageteilnehmer über ihren Stromverbrauch vor. Dabei ist festzustellen, dass keine Aussage über die Dominanz zwischen finanziellen und energetischen Verbrauchsgrößen getroffen werden kann.

Tabelle 2-14: Kenntnis der Umfrageteilnehmer über ihren Stromverbrauch

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Ja, jährlicher Konsum (in kWh)	214	25,4	25,4	25,4
	Ja, jährliche Ausgaben	133	15,8	15,8	41,2
	Ja, monatlicher Konsum (in kWh)	9	1,1	1,1	42,3
	Ja, monatliche Ausgaben	259	30,8	30,8	73,0
	Nein, keine Einschätzung	227	27,0	27,0	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-23 stellt die Kenntnis der Umfrageteilnehmer über ihren Stromverbrauch dar. Interessanterweise ist der Wissensstand etwa gleichmäßig auf verschiedene Kategorien verteilt.

Können Sie den jährlichen oder monatlichen Stromverbrauch Ihres Haushalts bzw. die jährlichen oder monatlichen Ausgaben Ihres Haushalts für Strom schätzen?

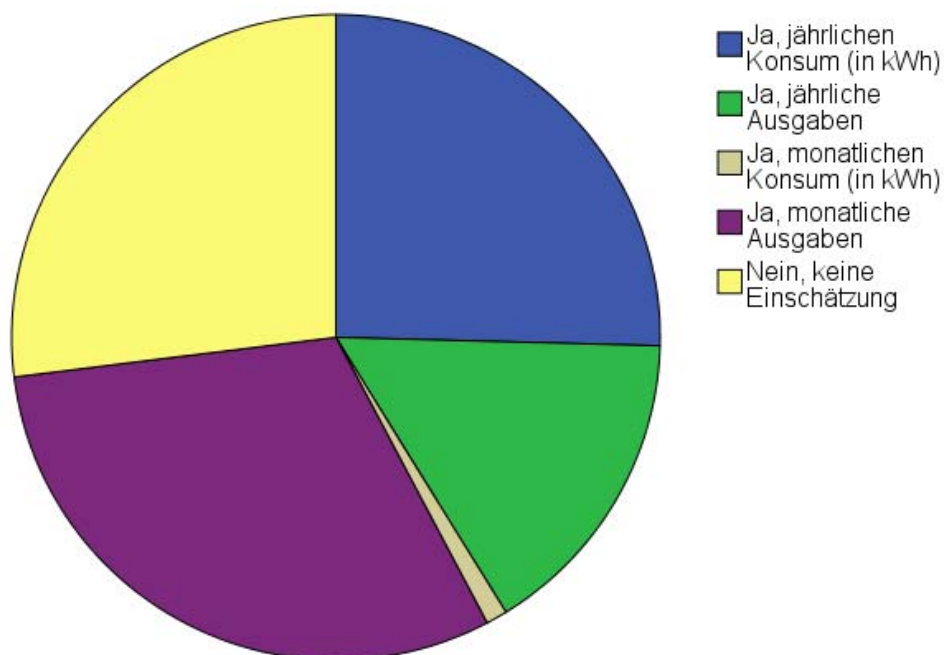


Abbildung 2-23: Kenntnis der Umfrageteilnehmer über ihren Stromverbrauch

2.3.3.13 Geschätzter Energieverbrauch der teilnehmenden Haushalte

Abbildung 2-24 zeigt die Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihren jährlichen Stromverbrauch. Die befragten Haushalte verbrauchen durchschnittlich rund 5.000 kWh, was in etwa dem jährlichen Stromverbrauch eines durchschnittlichen Drei-Personen-Haushaltes in Österreich entspricht.

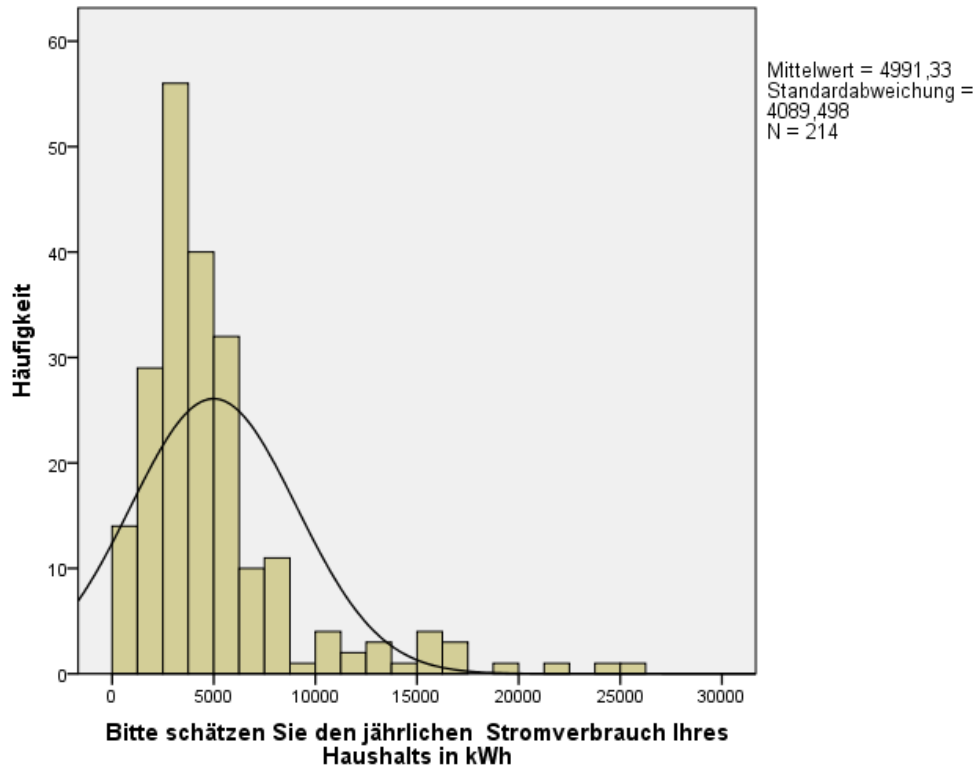


Abbildung 2-24: Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihren jährlichen Stromverbrauch in KWh

Im Vergleich dazu stellt Abbildung 2-25 die Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihren monatlichen Stromverbrauch dar.

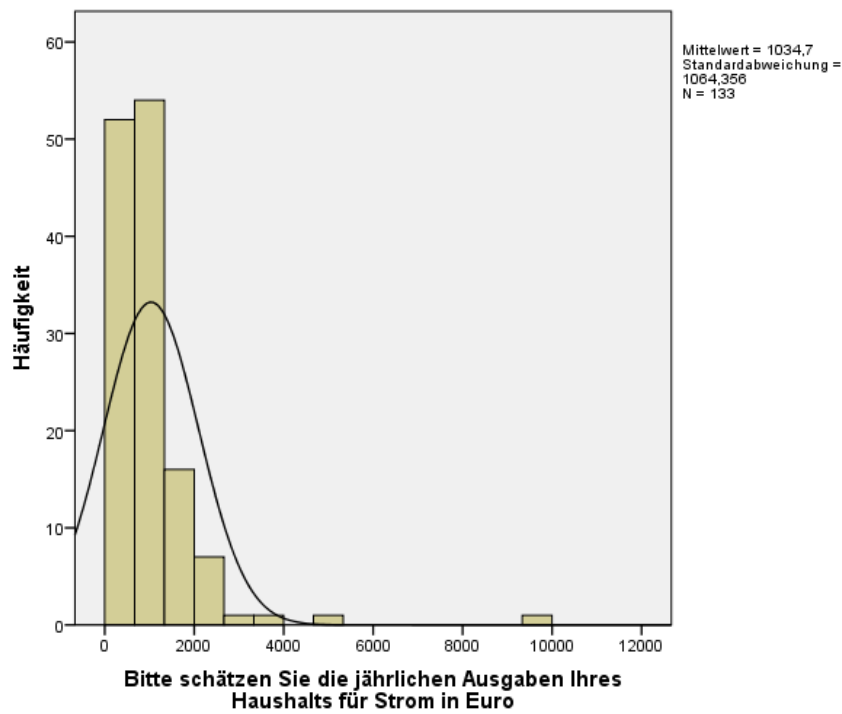


Abbildung 2-25: Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihre jährlichen Ausgaben für Strom in Euro

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 2-26 die Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihre monatlichen Ausgaben für Strom in Euro. Dabei ist zu erkennen, dass diese im Mittel geringer sind als die jährlichen Ausgaben, dabei gilt auch hier, dass monatliche Angaben einer starken saisonalen Volatilität unterliegen.

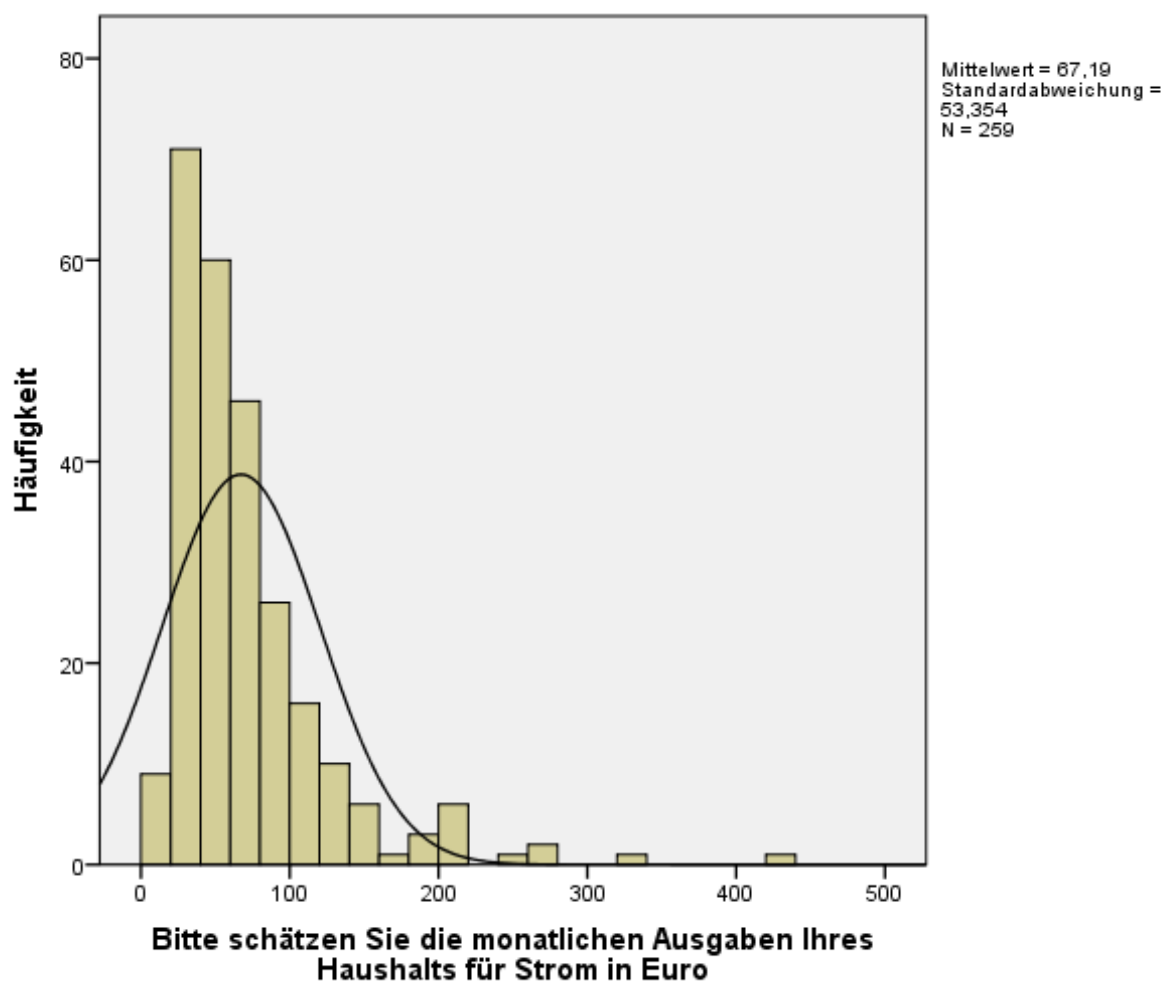


Abbildung 2-26: Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihre monatlichen Ausgaben für Strom in Euro

2.3.3.14 Persönliche Erfahrungen mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahre

Tabelle 2-15 zeigt die persönlichen Erfahrung mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahren. Dabei ist festzustellen, dass beinahe 70 Prozent der Befragten in den letzten 5 Jahren einen Stromausfall erlebt haben.

Tabelle 2-15: Persönlichen Erfahrung mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahren

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Ja	576	68,4	68,4	68,4
	Nein	194	23,0	23,0	91,4
	unsicher / keine Angaben	72	8,6	8,6	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-27 zeigt die persönliche Erfahrung mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahren. Die blaue Fläche stellt den überwiegenden Anteil der Befragten dar, welche einen oder mehrere Stromausfälle in den letzten fünf Jahren erlebt haben. Rund ein Viertel der Umfrageteilnehmer hat angegeben keinem Stromausfall ausgesetzt gewesen zu sein.

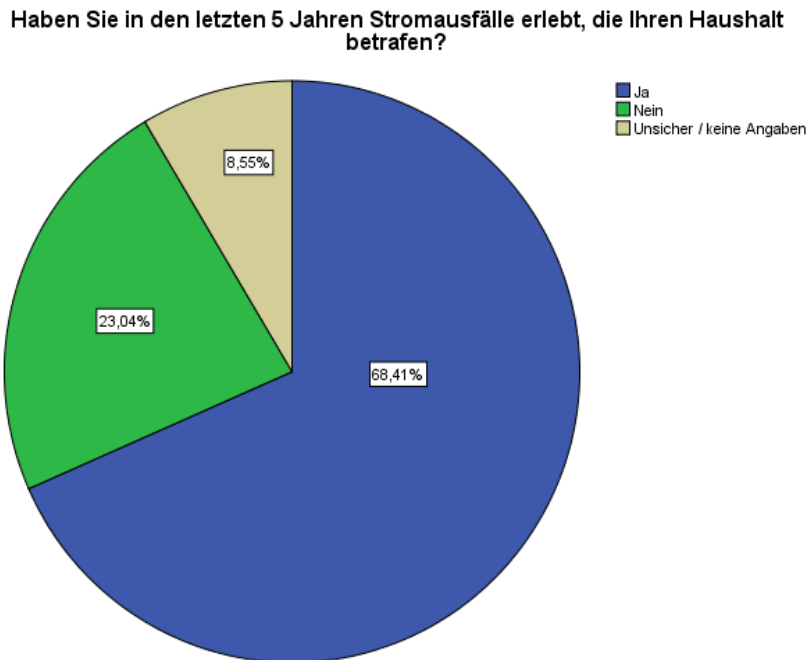


Abbildung 2-27: Persönlichen Erfahrung mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahren

2.3.3.15 Dauer der wahrgenommenen Stromausfälle

Unter den rund 70 Prozent der Befragten, welche angegeben haben einen oder mehrere Stromausfälle erlebt zu haben, zeigt sich, dass der Großteil der Stromausfälle weniger als 4 Stunden gedauert hat (Tabelle 2-16).

Tabelle 2-16: Dauer der wahrgenommenen Stromausfälle

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Weniger als 1 Stunde	223	26,5	29,8	29,8
	Zwischen 1 und 4 Stunden	286	34,0	38,2	68,0
	Zwischen 4 und 8 Stunden	75	8,9	10,0	78,1
	Zwischen 8 und 24 Stunden	27	3,2	3,6	81,7
	Mehr als 24 Stunden	16	1,9	2,1	83,8
	Keine Angaben	121	14,4	16,2	100,0
	Gesamtsumme	748	88,8	100,0	
Fehlend	System	94	11,2		
Gesamtsumme		842	100,0		

Abbildung 2-28 stellt die Dauer der wahrgenommenen Stromausfälle vor. Rund zwei Drittel der angegebenen Stromausfälle dauerte maximal 4 Stunden an.

Wie lange dauerte der längste Stromausfall, den Sie in den letzten 5 Jahren erlebt haben - ob geplant oder ungeplant?

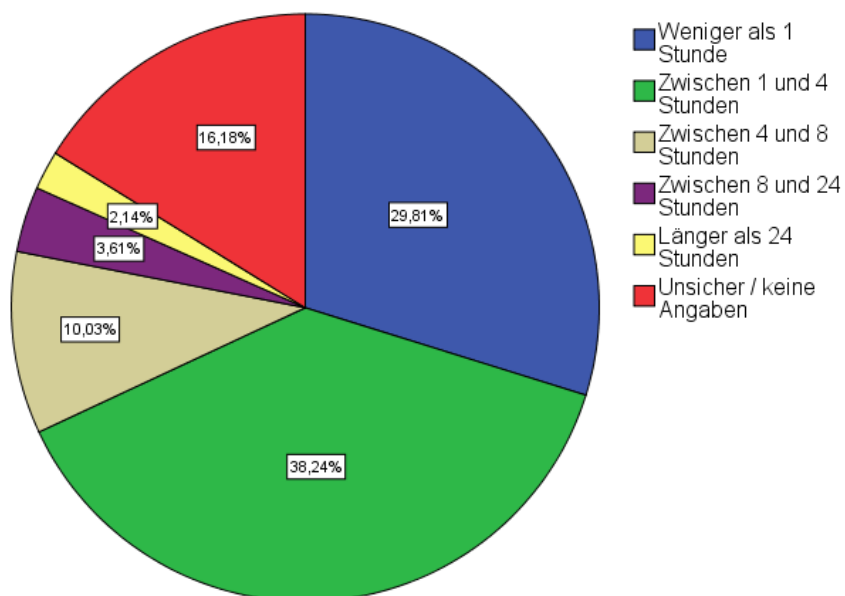


Abbildung 2-28: Dauer der wahrgenommenen Stromausfälle

2.3.3.16 Häufigkeit von Stromausfällen der letzten fünf Jahre

Tabelle 2-17 zeigt die Häufigkeit der Stromausfälle der letzten 5 Jahre. Es zeigt sich, dass der größte Anteil der Befragten maximal 5 Ausfälle in den letzten 5 Jahren erlebt hat. Rund jeder Fünfte gab an, mehr als 20 Stromausfälle in 5 Jahren erlebt zu haben.

Tabelle 2-17: Häufigkeit der Stromausfälle der letzten 5 Jahre

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	1 Ausfall	195	23,2	26,1	26,1
	2 bis 5	190	22,6	25,4	51,5
	5 bis 10	15	1,8	2,0	53,5
	10 bis 20	6	,7	,8	54,3
	Mehr als 20	160	19,0	21,4	75,7
	Keinen in den letzten 12 Monaten	63	7,5	8,4	84,1
	Keine Angaben	119	14,1	15,9	100,0
	Gesamtsumme	748	88,8	100,0	
Fehlend	System	94	11,2		
Gesamtsumme		842	100,0		

Es zeigt sich, dass die Angaben zwischen einem, 2 bis 5 und über 20 Ausfälle ungefähr gleich verteilt sind, jedoch nur rund 1 Prozent der Befragten angegeben hat, zwischen 10 bis 20 Ausfälle in den letzten 5 Jahren erlebt zu haben.

2.3.3.17 Zufriedenheit der teilnehmenden Haushalte mit der Stromversorgung bezüglich Versorgungssicherheit

Tabelle 2-18 zeigt die Zufriedenheit der Umfrageteilnehmer mit der Stromversorgung bezüglich Versorgungssicherheit. Diese Ergebnisse spiegeln die in Tabelle 2-13 wieder.

Tabelle 2-18: Zufriedenheit der Umfrageteilnehmer mit der Stromversorgung bezüglich Versorgungssicherheit

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Sehr zufrieden	659	78,3	78,3	78,3
	Zufrieden	164	19,5	19,5	97,7
	Nicht sehr zufrieden	14	1,7	1,7	99,4
	Überhaupt nicht zufrieden	4	,5	,5	99,9
	Keine Angaben	1	,1	,1	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-29 illustriert die Ergebnisse in Tabelle 2-18 bezüglich der Zufriedenheit mit der Versorgungssicherheit. Es zeigt sich, dass die Umfrageteilnehmer größtenteils zufrieden mit ihrem Stromanbieter und der Stromversorgung sind. Nur ein sehr geringer Anteil (rund 2 Prozent) ist laut Angaben wenig oder überhaupt nicht zufrieden mit der Stromversorgung.

Denken Sie bitte an die Zahl und Dauer der Stromausfälle, die Ihr Haushalt erlebt hat: Wie zufrieden sind Sie mit der allgemeinen Zuverlässigkeit Ihrer Stromversorgung?

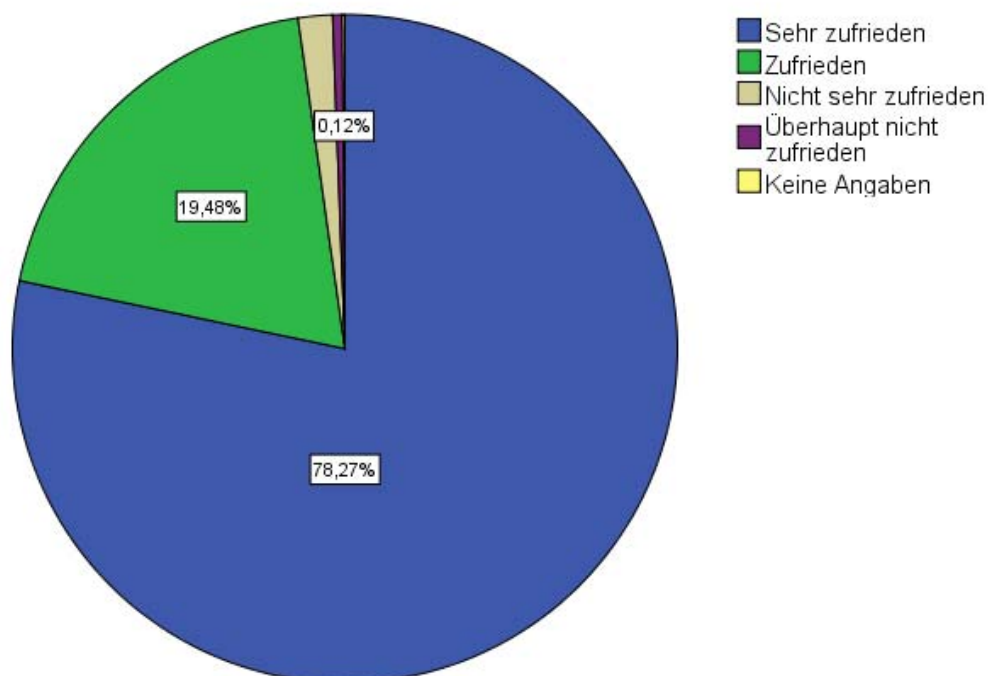


Abbildung 2-29: Zufriedenheit der Umfrageteilnehmer mit der Stromversorgung bezüglich Versorgungssicherheit

2.3.3.18 Einstellung der teilnehmenden Haushalte gegenüber Investitionen in die Versorgungssicherheit um die Stromversorgung sicherzustellen

Als sehr bedeutende Einflussgröße für die Sichtweise in Hinblick auf neue Energieinfrastrukturen wurde die grundsätzliche Haltung hinsichtlich neuer Stromnetze abgefragt. Dies ist in Abbildung 2-30 dargestellt.

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung Seite 28/39

Im Folgenden geht es um Ihre allgemeine Meinung zur Zukunft des Stromnetzes in Österreich.

22. Sind Sie IM PRINZIP der Ansicht, dass neue Stromnetze (einschließlich Masten und Leitungen) notwendig sind, um die zukünftige Energieversorgung Ihres Landes zu sichern? *

☒ Ja

☐ Nein

Zurück Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask' Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at

Diese Umfrage wird von 2ask im Rahmen des Förderprogramms für Forschung & Lehre unterstützt.

Abbildung 2-30: Analyse der Notwendigkeit neuer Netze

Tabelle 2-19 stellt die Einstellung der Umfrageteilnehmer gegenüber Investitionen in die Versorgungssicherheit vor. Es zeigt sich, dass der überwiegende Teil der Umfrageteilnehmer Investitionen in das Stromversorgungsinfrastruktur für notwendig erachtet.

Tabelle 2-19: Einstellung der Umfrageteilnehmer gegenüber Investitionen in die Versorgungssicherheit

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Ja	469	55,7	55,7	55,7
	Nein	316	37,5	37,5	93,2
	unsicher / keine Angaben	57	6,8	6,8	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-31 zeigt mit Hilfe eines Tortendiagrammes die Einstellung der Umfrageteilnehmer zu neuen Stromnetzen für die inländische Stromversorgung. Weniger als die Hälfte sahen Investitionen in das Stromnetz als nicht notwendig an.

Denken Sie generell, dass neue Stromnetze (Masten, Netzleitungen) notwendig sind, um die innerländische Stromversorgung sicherzustellen?

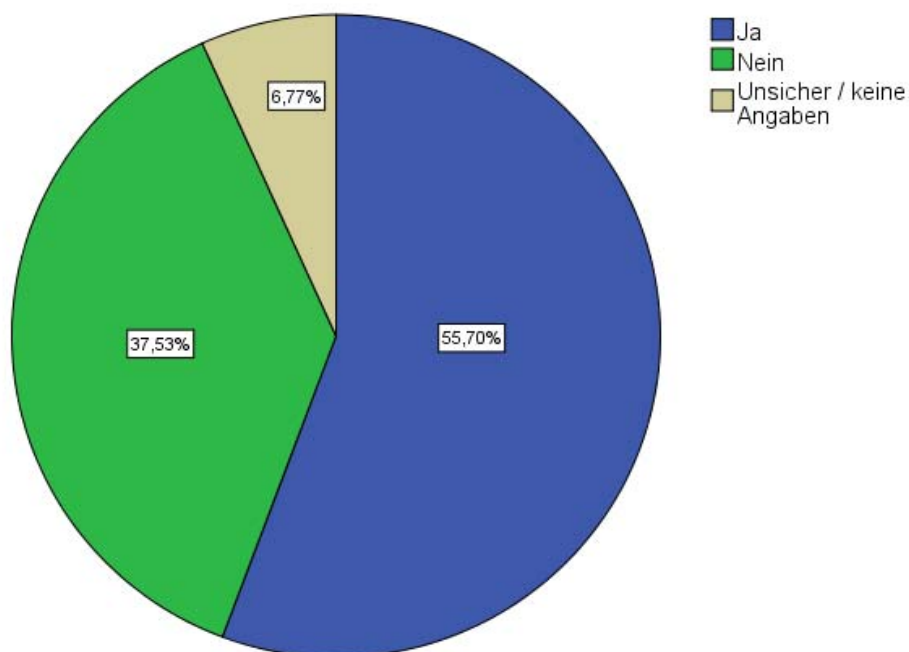


Abbildung 2-31: Einstellung der Umfrageteilnehmer zu neuen Stromnetzen für die inländische Stromversorgung

2.3.3.19 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung

Tabelle 2-20 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung. Die Mehrheit der Befragten (rund 90 Prozent) sahen die Medizinversorgung bei einem über 4 Stunden andauernden Stromausfall als moderat bis sehr stark betroffen an.

Tabelle 2-20: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	90	10,7	10,7	10,7
	Moderat betroffen	273	32,4	32,4	43,1
	Stark betroffen	236	28,0	28,0	71,1
	Sehr stark betroffen	243	28,9	28,9	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-32 illustriert die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung. Nur rund 11 Prozent der Befragten schätzen einen Stromausfall über 4 Stunden für die Medizinversorgung als nicht problematisch an. Es scheint, als lege das

Vertrauen der Sicherstellung des medizinischen Betriebes im Vergleich zu anderen Versorgungsbereichen etwas höher, dies könnte unter Umständen an daran liegen, dass man davon ausgeht, dass im Notfall entsprechende Notaggregate zur Sicherstellung der Stromversorgung vorliegen.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die medizinische Versorgung betroffen?

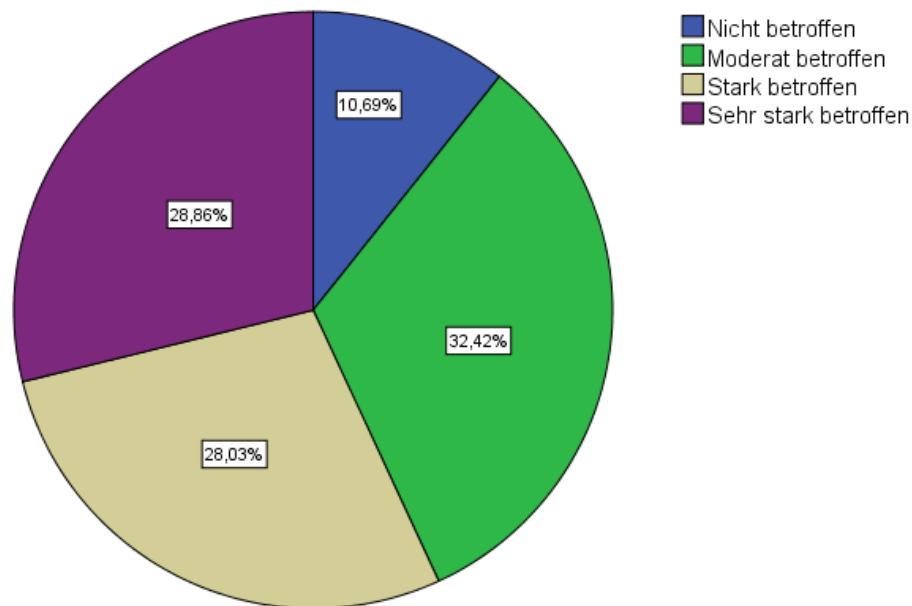


Abbildung 2-32: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung

2.3.3.20 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Treibstoffversorgung

Tabelle 2-21 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Treibstoffversorgung. Ähnlich den Angaben über die Medizinversorgung betrachten die Mehrheit der Umfrageteilnehmer die Treibstoffversorgung bei einem Stromausfall über 4 Stunden als sehr betroffen.

Tabelle 2-21: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Treibstoffversorgung

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	64	7,6	7,6	7,6
	Moderat betroffen	268	31,8	31,8	39,4
	Stark betroffen	327	38,8	38,8	78,3
	Sehr stark betroffen	180	21,4	21,4	99,6
	Unsicher / keine Angaben	3	,4	,4	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Weniger als 10 Prozent der Befragten gaben an, dass die Treibstoffversorgung bei einem Stromausfall über 4 Stunden nicht betroffen sei (Abbildung 2-33). Im Vergleich zu 2.3.3.19 liegt hier eine tendenziell höhere Betroffenheit des Sektors vor. Es scheint, dass die Befragten für diesen Sektor tendenziell einen geringeren Absicherungsschutz vor Ausfällen unterstellen.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die Treibstoffversorgung betroffen?

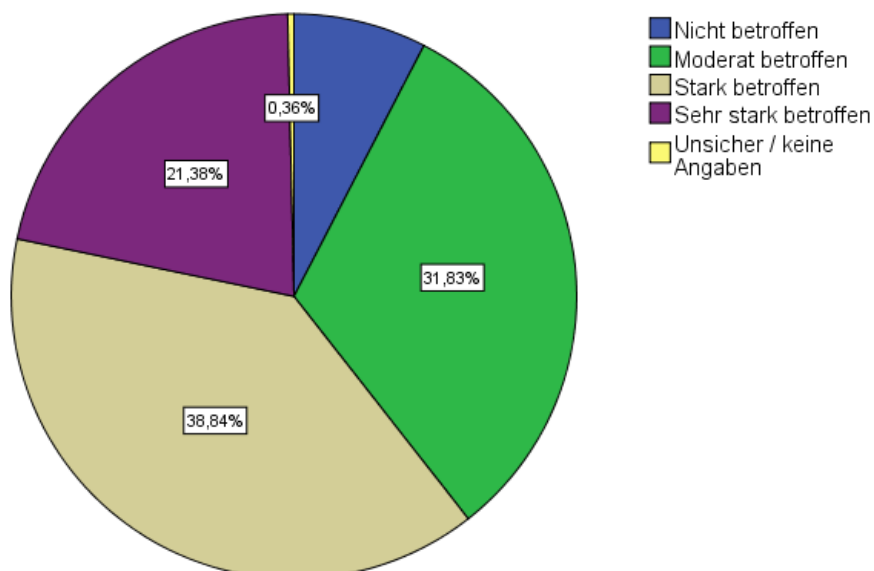


Abbildung 2-33: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Treibstoffversorgung

2.3.3.21 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung

Tabelle 2-22 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung. Die Kenntnis, respektive das Wissen um die tatsächlichen Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen auf verschiedenste Lebensbereiche ist vor allem in Hinblick auf die Präferenzstruktur in Bezug auf Energieinfrastruktur erheblich. Dies ist in diesem Kontext eine wichtige Grunddaseinsfunktion, deren Fehlen meist mittelfristig zu massiveren Beeinträchtigungen führen kann.

Tabelle 2-22: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	32	3,8	3,8	3,8
	Moderat betroffen	113	13,4	13,4	17,2
	Stark betroffen	218	25,9	25,9	43,1
	Sehr stark betroffen	478	56,8	56,8	99,9
	Unsicher / keine Angaben	1	,1	,1	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-34 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung.

Die Möglichkeit des elektronischen Bezahlens hat in modernen Gesellschaften einen immer höheren Stellenwert. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die knapp 57 % der Befragten, die eine sehr starke Beeinträchtigung sehen sehr detailliert darüber Bescheid wissen. Diesbezüglich sind die erhobenen 3,8 %, die keine unmittelbare Beeinträchtigung sehen, als Ausreißer zu klassifizieren.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die elektronische Geldversorgung betroffen?

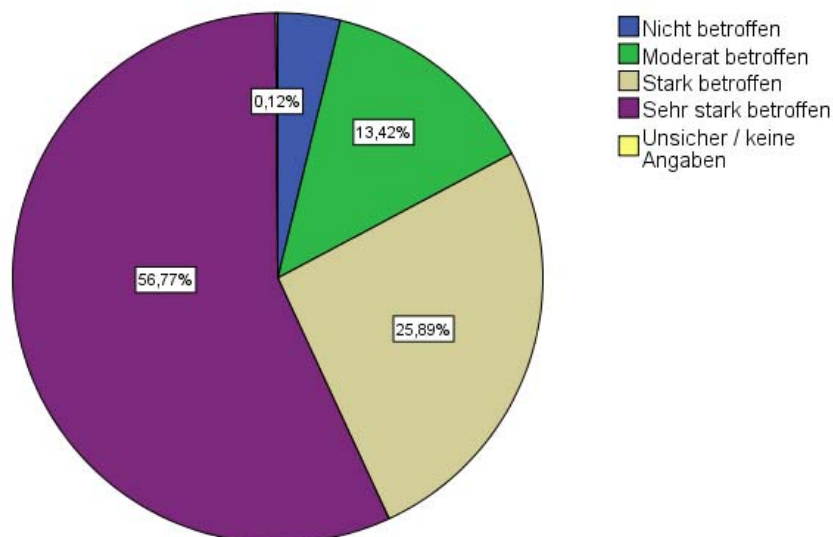


Abbildung 2-34: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung

2.3.3.22 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation

Tabelle 2-23 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation.

Tabelle 2-23: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	51	6,1	6,1	6,1
	Moderat betroffen	189	22,4	22,4	28,5
	Stark betroffen	279	33,1	33,1	61,6
	Sehr stark betroffen	318	37,8	37,8	99,4
	Unsicher / keine Angaben	5	,6	,6	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-35 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die Telekommunikation betroffen?

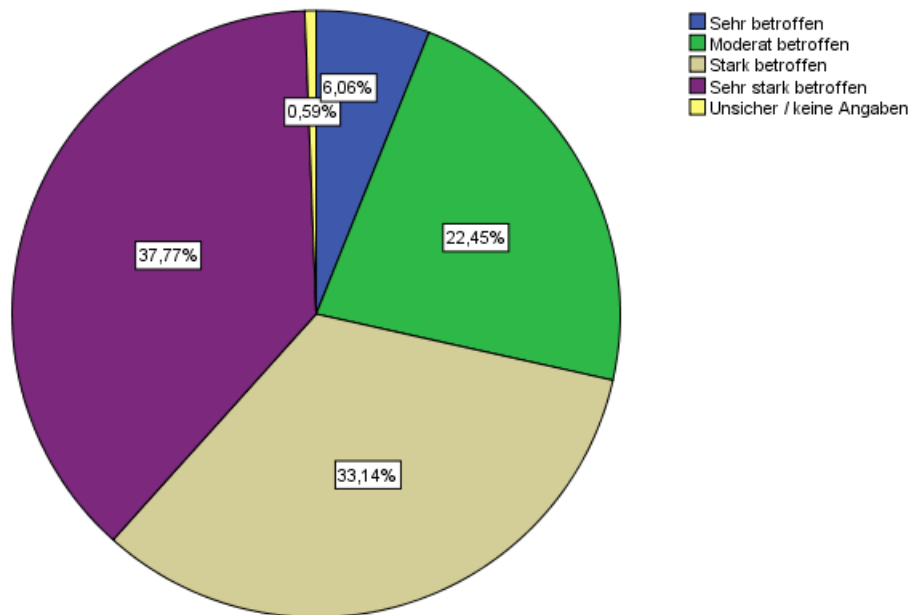


Abbildung 2-35: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation

Die im Zuge der Erhebung festgestellten Auswirkungen im Bereich der Telekommunikation werden von knapp einem Drittel der Befragten als sehr stark eingestuft. Dies ist in Anbetracht der signifikanten Vernetzung vieler Lebensbereiche als deutliches Warnsignal zu sehen. Auch die Krisen- und Interventionskapazitäten der Gebietskörperschaften sind von einer funktionierenden Telekommunikation abhängig.

2.3.3.23 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung

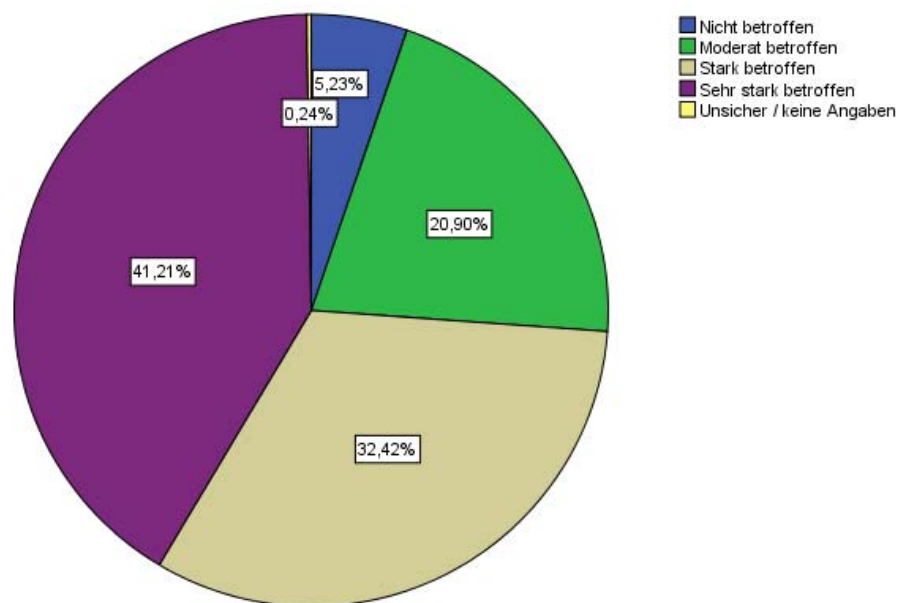
Tabelle 2-24 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung.

Tabelle 2-24: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	44	5,2	5,2	5,2
	Moderat betroffen	176	20,9	20,9	26,1
	Stark betroffen	273	32,4	32,4	58,6
	Sehr stark betroffen	347	41,2	41,2	99,8
	Unsicher / keine Angaben	2	,2	,2	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-36 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die Wärmeversorgung betroffen?


Abbildung 2-36: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung

Die Wärmeversorgung hat - bedingt durch thermische Trägheiten - einen gewissen Puffer, bevor dieser zur starken Beeinträchtigung für die jeweiligen Bewohner wird. Aufgrund der elektronisch gesteuerten Heizungs-, Pump- und Regelkomponenten in den meisten Haushalten ist die Sicherstellung der Stromversorgung dennoch für den Wärmebereich hochrelevant.

2.3.3.24 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung

Tabelle 2-25 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung.

Tabelle 2-25: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	19	2,3	2,3	2,3
	Moderat betroffen	96	11,4	11,4	13,7
	Stark betroffen	223	26,5	26,5	40,1
	Sehr stark betroffen	501	59,5	59,5	99,6
	Unsicher / keine Angaben	3	,4	,4	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-37 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung nochmals graphisch.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die Internetversorgung betroffen?

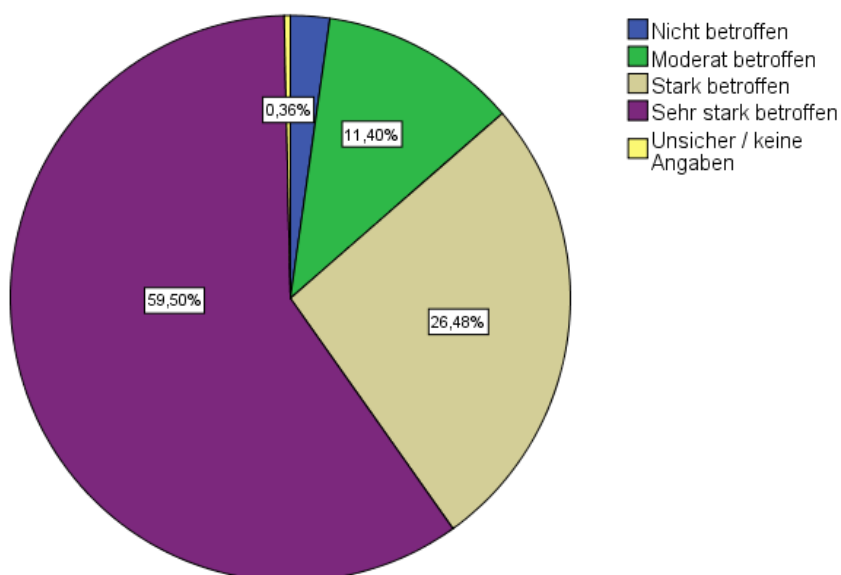


Abbildung 2-37: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung

Die erwarteten Beeinträchtigungen im Bereich Internetversorgung werden von knapp 60 % als sehr stark gesehen. Für diesen Bereich gilt – ähnlich dem Telekommunikationssektor – dass die Bedeutung zukünftig zunehmend sein wird. Das „Internet der Dinge“ und

weitreichendere Vernetzung ist auch vermehrt von einer funktionierenden Stromversorgung abhängig.

2.3.3.25 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport

Tabelle 2-26 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport.

Tabelle 2-26: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	38	4,5	4,5	4,5
	Moderat betroffen	56	6,7	6,7	11,2
	Stark betroffen	184	21,9	21,9	33,0
	Sehr stark betroffen	560	66,5	66,5	99,5
	Unsicher / keine Angaben	4	,5	,5	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-38 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport mittels Tortendiagramm.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach elektrisch betriebene Verkehrssysteme betroffen?

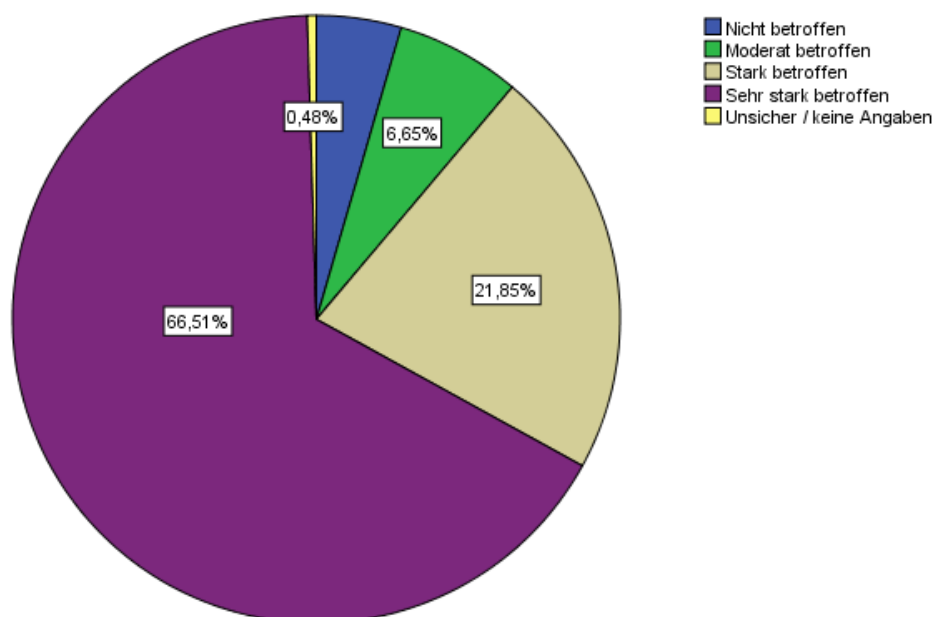


Abbildung 2-38: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport

Die Möglichkeit des Personen- und Gütertransports sind bei Nichtvorhandensein entsprechender Versorgungsleistungen mit elektrischer Energie deutlich eingeschränkt. Dies wird auch von der überwiegenden Mehrheit der Umfrageteilnehmer so gesehen. Entsprechende Schutzeinrichtungen sind meist schwer zu implementieren, da auch Regelungstechniken (wie z.B. Ampeln) von Versorgungsunterbrechungen massiv betroffen sind.

2.3.3.26 Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung

Tabelle 2-27 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung.

Tabelle 2-27: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung

		Häufigkeit	Prozent	Gültige Prozent	Kumulative Prozente
Gültig	Nicht betroffen	76	9,0	9,0	9,0
	Moderat betroffen	288	34,2	34,2	43,2
	Stark betroffen	301	35,7	35,7	79,0
	Sehr stark betroffen	170	20,2	20,2	99,2
	Unsicher / keine Angaben	7	,8	,8	100,0
	Gesamtsumme	842	100,0	100,0	

Abbildung 2-39 zeigt die angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung graphisch.

Stellen Sie sich vor, es ist 12 Uhr mittags an einem normalen Arbeitstag, und vor 4 Stunden begann ein ungeplanter, landesweiter Stromausfall. Sie haben keine Informationen darüber, wie viele Stunden der Strom noch unterbrochen sein wird. Inwieweit wären wohl Ihrer Meinung nach die Wasserversorgung betroffen?

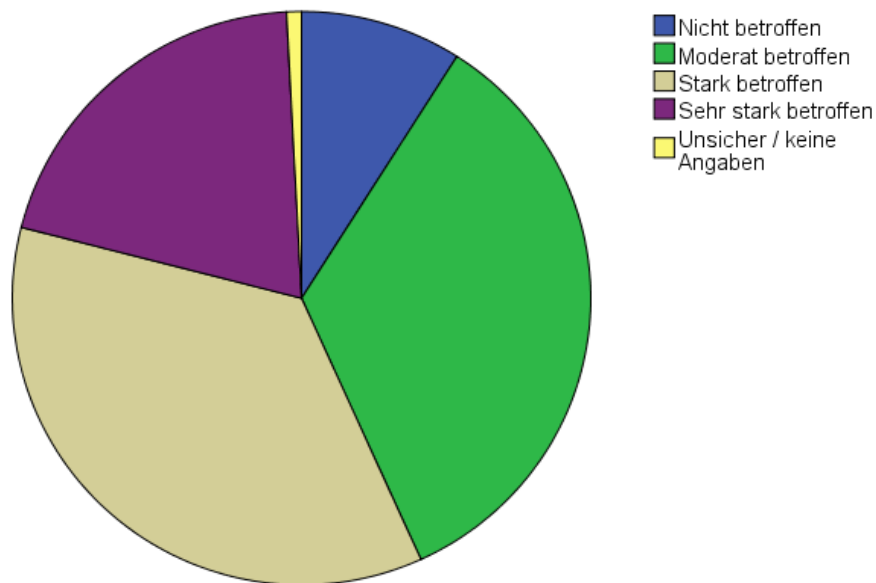


Abbildung 2-39: Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung

Die Auswirkungen auf die Wasserversorgung ist regional sehr unterschiedlich. Auch das spiegelt sich in der Reaktion der Umfrageteilnehmer wider. Es zeigt sich, dass korrekterweise von einer Mehrheit nur moderate Beeinträchtigungen zu erwarten sind, da ein Großteil der österreichischen Wasserversorgung aufgrund der topographischen Voraussetzungen im Falle von Versorgungsunterbrechungen nicht beeinträchtigt wird.

2.4 Empirische Ergebnisse zur sozialen Akzeptanz

Auf Basis der durchgeführten Erhebungen mittels telefonischen und online-basierten Umfragemethoden konnte ein genaues Abbild der Sichtweisen auf Strominfrastrukturen von Österreicherinnen und Österreichern gewonnen werden.

2.4.1 Umsetzung der Infrastrukturakzeptanzanalyse

Einleitend wurde auf die Bedeutung der Fragestellung im österreichischen Kontext sowie die Implementierung im Fragebogen hingewiesen (Siehe Abbildung 2-40).

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung

Seite 16/39

Die nachfolgenden Fragen beziehen sich auf IHRE Einstellung zu neuen Stromleitungen

Nun bekommen Sie nun die Möglichkeit, einige Maßnahmen, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wichtig sind, zu bewerten.

Die langfristige Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems lässt sich nur durch ein Paket von Maßnahmen sicherstellen, was auch den Bau neuer Stromleitungen und -masten beinhaltet.

Zurück

Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask' 2ask

Weiter

Veranstalter der Umfrage: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH, Altenbergerstraße 69, 4040 Linz, Österreich, frank@energieinstitut-linz.at
Diese Umfrage wird von 2ask im Rahmen des Förderprogramms für [Forschung & Lehre](#) unterstützt.

Abbildung 2-40: Einleitung der Infrastrukturakzeptanzanalyse

Die graphische Umsetzung der ersten von insgesamt vier detailliert dargestellten Fragen zum Thema Akzeptanz von Energieinfrastrukturen ist in Abbildung 2-41 dargestellt.

Erhebung zur österreichischen Stromversorgung

Seite 17/39

Infrastrukturausbau in Österreich

Stellen Sie sich bitte vor, es wird zur Aufrüstung des Stromnetzes ein Bündel an Infrastrukturausbaumaßnahmen wie zuvor beschrieben angekündigt.
Im Rahmen dieses Programms würde im nächsten Jahr eine Hochspannungsleitung mit normalen Strommasten in Ihrer Nachbarschaft gebaut. Diese Leitung (inklusive Masten) wäre bis zu 60 Meter hoch und würde in 250 Meter Entfernung von Ihrem Haus verlaufen.

12.

Wie würden Sie wohl auf die Ankündigung dieses Infrastrukturprogramms in Anbetracht der beschriebenen Vor- und Nachteile reagieren? *

Bitte wählen Sie zu jeder der folgenden Alternativen, ob Sie "Definitiv", "Wahrscheinlich", "Wahrscheinlich nicht" oder "Definitiv nicht" so reagieren würden.

- ☐ Definitiv ohne Protest akzeptieren
- ☒ Wahrscheinlich ohne Protest akzeptieren
- ☐ Wahrscheinlich nicht ohne Protest akzeptieren
- ☐ Definitiv nicht ohne Protest akzeptieren

Zurück

Umfrage erstellt mit Hilfe von '2ask' 2ask

Weiter

Abbildung 2-41: Graphische Umsetzung der Akzeptanzanalyse von Energieinfrastrukturen

Die Klassifizierung der Antwortmöglichkeiten für die Bewertung von Energieinfrastrukturprojekten folgte einer aufsteigenden Tendenz.

Diese sahen folgende Aktionsoptionen vor: „DNA“, „PNA“, „PYA“, „DYA“ und korrespondieren mit den Varianten „Definitiv nicht zustimmen“ bis „Definitiv zustimmen“. Gemeinsam mit einer Reihe weiterer Kontrollvariablen wurde dies von Umfrageteilnehmern beantwortet. Dabei wurden rund 80 % online ausgefüllt, sowie rund 20 % mittels telefonischer Umfragemethodik. Die Analyse zeigt, dass keine signifikanten Unterschiede zwischen den Gruppen auftraten, dennoch war die Berücksichtigung möglicher „Interview-Effekte“ wichtig.

Darüber hinaus wurde im Modell noch speziell für den Umstand kontrolliert, dass ein Teil der Erhebung im Jahr 2012 stattfand. Dies ist insofern relevant, da die Diskussion über Notwendigkeiten neuer Infrastrukturmaßnahmen in der öffentlichen Wahrnehmung im Jahr 2012 noch weniger präsent war.⁸

Nachfolgend wird auf die ökonometrische Modellierung, die auf Basis dieser Erhebung erstmals für die Fragestellung der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen in Österreich durchgeführt wurde, eingegangen.

2.4.2 Modellierung

Die ökonometrischen Analysen der Präferenzlage, der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen und der Einflussfaktoren für spezielle *response-actions* erfolgten mittels *ordered probit* Modellen.

Über alle Fragestellungen hinweg konnten jeweils vier Antwortmöglichkeiten ausgewählt werden. Diese sahen eine Codierung der Antwortmöglichkeiten in Kategorien von „DNA“, „PNA“, „PYA“, bis „DYA“ vor. Diese Antwortmöglichkeiten bezogen sich beispielsweise – und als intuitives Anschauungsbeispiel – auf folgende Frage:

„Stellen Sie sich bitte vor, es wird zur Aufrüstung des Stromnetzes ein Bündel an Infrastrukturausbaumaßnahmen wie zuvor beschrieben angekündigt.

Im Rahmen dieses Programms würde im nächsten Jahr eine Hochspannungsleitung mit normalen Strommasten in Ihrer Nachbarschaft gebaut. Diese Leitung (inklusive Masten) wäre bis zu 60 Meter hoch und würde in 250 Meter Entfernung von Ihrem Haus verlaufen.

*Wie würden Sie wohl auf die Ankündigung dieses Infrastrukturprogramms in Anbetracht der beschriebenen Vor- und Nachteile reagieren?“ **

Bitte wählen Sie zu jeder der folgenden Alternativen, ob Sie "Definitiv", "Wahrscheinlich", "Wahrscheinlich nicht" oder "Definitiv nicht" so reagieren würden:

- a) Definitiv ohne Protest akzeptieren(DYA)*
- b) Wahrscheinlich ohne Protest akzeptieren (PYA)*
- c) Wahrscheinlich nicht ohne Protest akzeptieren(PNA)*
- d) Definitiv nicht ohne Protest akzeptieren(DNA)*

⁸ Es zeigt sich, dass ein statistisch signifikanter – und positiver – Effekt für das Jahr 2014 festzustellen war. Dies bedeutet, dass bspw. durch die größere mediale Präsenz der Thematik ein höheres Akzeptanzniveau resultierte (*ceteris paribus*).

Auf Basis der erhobenen Umfragewerte wurde ein Datensatz erstellt, der die wichtigsten erklärenden Variablen beinhaltet.

Die Erhebung stand unter dem besonderen Vorzeichen praxisrelevante Handlungsempfehlungen zu ermöglichen und zur Generierung eines für Österreich einmaligen Datensatzes beizutragen.

In den nächsten Kapiteln werden die Charakteristika dieser Erhebung detailliert dargestellt, da diese vielfach neue Einblicke in den Themenkomplex „Infrastrukturakzeptanz“ und „Versorgungssicherheit“ ermöglichen.

2.4.3 Analyse der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen in Österreich

Mittels der vorab skizzierten Methodik wurde eingangs auf die zentrale Fragestellung der Akzeptanz von energiewirtschaftlichen Infrastrukturkomponenten eingegangen.

Abbildung 2-42 bietet einen Überblick der Präferenzstruktur des gesamten Samples.

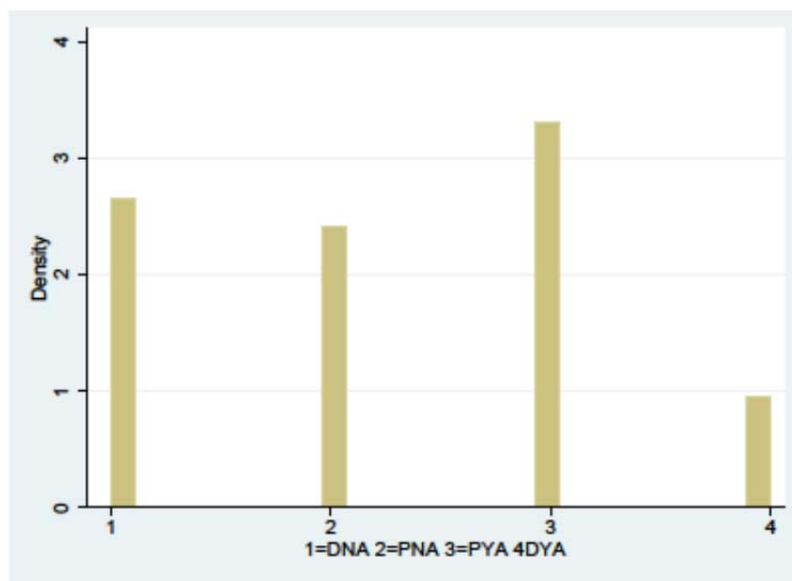


Abbildung 2-42: Verteilung der zentralen Akzeptanzfrage

Es zeigt sich, dass 28,1 % der Umfrageteilnehmer keinesfalls dem vorgestellten und geplanten Projekt zustimmen würden und weitere Diskussionen darüber verweigern.

Weitere 25,5 % zeigen sich äußerst skeptisch und sind tendenziell nicht geneigt, dem Projekt zuzustimmen. Dies zeigt, dass eine deutliche Mehrheit von 53,6 % dieses für Österreich repräsentativen Samples grundsätzlich gegen Energieinfrastrukturen ist.

Demgegenüber sind 35,2 % der Umfrageteilnehmer nicht *a priori* negativ eingestellt und interessieren sich zumindest für Projektdetails, Vor- sowie Nachteile der Initiative.

Weitere 10,1 % sind vom Projekt zutiefst überzeugt, sodass lediglich 1,1 % verbleiben, die eine Aussage verweigerten. Interessant ist insbesondere die Anzahl jener Umfrageteilnehmer, die ohne weitere Bedenken der projektierten Infrastrukturmaßnahme zustimmen würden. Diese sind im Europäischen Vergleich geringer als der Durchschnitt.

Darüber hinaus wurde eine umfangreiche Liste von Faktoren, die für die Beurteilung der Zustimmung oder Ablehnung energiewirtschaftlicher Infrastruktureinrichtungen bedeutsam sind, erhoben. Diese Einflussgrößen wurden im Zuge der empirischen Erhebung analysiert und deren Bedeutung und Interpretation in Tabelle 2-28 dargestellt.

Tabelle 2-28: Empirische Analyse und deskriptive Statistik der untersuchten Einflussfaktoren

Kenngröße	Beschreibung	Mittelwert/ Anteil
Ökon.Vorteil	Sub-Testgruppe, die insbesondere auf die wirtschaftlichen Vorteile einer Projektrealisierung hingewiesen wurden.	26 %
Ökol. Vorteil	Sub-Testgruppe, die insbesondere auf die ökologischen Vorteile einer Projektrealisierung hingewiesen wurden.	31 %
Gemeinschaftl. Vorteil	Sub-Testgruppe, die insbesondere auf die gemeinschaftlichen Vorteile einer Projektrealisierung hingewiesen wurden.	18 %
Jahr_2014_Kontrollvariable	Dummy-Variable, um den Unterschied zwischen 2012 und 2014 darzustellen.	64 %
Telefon_Kontrollvariable	Telefon-Umfrageteilnehmer	19 %
Einkommen(€ p.M.)	Monatliches Haushaltsnettoeinkommen in €	2.479
Männlich	Anteil der männlichen Umfrageteilnehmer	58 %
35-45 Jahre	Anteil der Umfrageteilnehmer zwischen 35 und 45 Jahren	23 %
46-60 Jahre	Anteil der Umfrageteilnehmer zwischen 46 und 60 Jahren	22 %
Über 60 Jahre	Anteil der Umfrageteilnehmer über 60 Jahren	10 %
Universitätsabschluss	Anteil der Umfrageteilnehmer mit Universitätsbildung	41 %
Positive Beziehung mit EVU	Anteil der Umfrageteilnehmer die ihr Verhältnis zum „Energieversorger“ als sehr positiv beurteilen.	55 %
Zufrieden mit Versorgung	Personen, die ihr Niveau an Versorgungssicherheit als ausreichend definieren	98 %
Städtisch	Anteil der Personen, die aus städtischem Umfeld stammen	21 %
Jahre gleiche Anschrift	Angabe (in Jahren), die Umfrageteilnehmer bereits an der gleichen Adresse (Wohnsitz) wohnhaft sind	18
Netze notwendig	Anteil der Personen, die grundsätzlich die Notwendigkeit von Netzneubauten bejahen mit speziellem Fokus auf Versorgungssicherheit	56 %

Die dargestellten Werte sind Mittelwerte oder Anteile, die wiederum repräsentativ in Hinblick auf die österreichische Bevölkerung sind. So ist lediglich der Anteil der Universitätsabsolventen überproportional, jene der städtischen Bewohner allerdings unterrepräsentiert. Dies kann durch Wahl geeigneter Kontrollvariablen entsprechend ausgeglichen werden.

Die Interpretation dieser Variablen ermöglicht ein besseres Verständnis der treibenden Faktoren Zustimmung sowie Ablehnung von Netzinfrastruktureinrichtungen, weshalb in

die Ergebnisse der ersten Modellierung zu den Auswirkungsfaktoren in Hinblick auf Zustimmung oder Ablehnung von Versorgungsunterbrechungen dargestellt werden.

Statistisch gesichert ist der Zusammenhang darüber hinaus nur bei jenen Variablen die über zumindest ein „*“ verfügen, welches eine 90%ige Sicherheit des Zusammenhangs impliziert. Auch sind die präsentierten Vorzeichen *vis à vis* einer Kontrollgruppe zu interpretieren. So ist beispielsweise die Variable „Jahr_2014_Kontrollvariable“ Ausdruck dessen, dass ein Teil des Subsamples bereits im Jahr 2012 und 2013 erhoben wurde.

Tabelle 2-29: Auswirkung, Richtung und Signifikanz verschiedener Parameter auf Akzeptanz von Energieinfrastrukturen

Kenngroße	Auswirkung	Signifikanz
Ökon.Vorteil	-	
Ökol. Vorteil	+	
Gemeinschaftl. Vorteil	-	**
Jahr_2014_Kontrollvariable	+	**
Telefon_Kontrollvariable	-	-
Einkommen(€ p.M.)	-	***
Männlich	+	***
35-45 Jahre	-	***
46-60 Jahre	-	***
Über 60 Jahre	-	
Universitätsabschluss	+	
Positive Beziehung mit EVU	+	
Zufrieden mit Versorgung	+	
Städtisch	+	
Jahre gleiche Anschrift	-	
Netze notwendig	+	***

Interessant ist, dass die vorab diskutierte Jahr_2014_Kontrollvariable, mit einem positiven Vorzeichen versehen ist und darauf hinweist, dass die Diskussion über die Notwendigkeit von Infrastrukturen im Vergleich zu 2012 weiter fortgeschritten ist. Dieser erhöhte Wissensstand geht mit einer zunehmenden Akzeptanz von Infrastruktureinrichtungen einher.

Es wird ersichtlich, dass vor allem die im Vergleich zur „jungen“ Kontrollgruppe der unter 35-jährigen eine deutliche Verweigerungshaltung in Hinblick auf Vor- und Nachteile der geplanten Infrastruktur festzustellen ist. Ähnliches gilt für die Variable „Einkommen“ sowie „Gemeinschaftl. Vorteil“, die eine zunehmend ablehnende Haltung bei wohlhabenderen Umfrageteilnehmern sowie bei jener Kontrollgruppe, die positive Rückflüsse in die Gemeindekasse angeboten bekamen, impliziert.

Durch die Gestaltung der Analysemethodik konnte insbesondere auf die relevante Gruppe jener Umfrageteilnehmer eingegangen werden, die ein Gespräch über Vor- und Nachteile der projektieren Infrastruktur gänzlich ablehnen („DNA“). Eine detaillierte Analyse der Einflussfaktoren dieser besonders relevanten Gruppe „DNA“ wird nachfolgend durchgeführt.

2.4.4 Analyse der Kategorie „DNA“

Abbildung 2-43 gibt einen Überblick der marginalen Effekte der in dieser Studie untersuchten Einflussfaktoren auf die Entscheidung von Umfrageteilnehmer, sämtliche weiterführenden Diskussion über das Projekt zu verweigern. Diese - als „DNA“ titulierte Antwortkategorie ist insofern für die Projektwerber von Bedeutung, da Personen mit strikt ablehnender Haltung meist nicht objektiv über Vor- und Nachteile der projektierten Infrastruktur informiert werden können. Um zumindest Verbesserungen im Wissenstand gewährleisten zu können sind bestmöglich alle Chancen auf Vorstellung der tatsächlichen Charakteristika zu ergreifen.

Die Interpretation der marginalen Effekte der insbesondere relevanten Antwortkategorie „DNA“ – somit jene Umfrageteilnehmer, die keinesfalls einer Projektdurchführung zustimmen würden und an einer tiefgreifenden Information über Vor- und Nachteile der Infrastruktur nicht interessiert sind – wird nachfolgend präsentiert. Die unterschiedlichen Einfärbungen weisen auf die höhere (rot) sowie geringere (blau) statistische Signifikanz hin.

Für diese spezielle Antwortkategorie sind vor allem die rot hinterlegten Balken von Bedeutung und zeichnen von einer gesicherten Erklärungskraft.

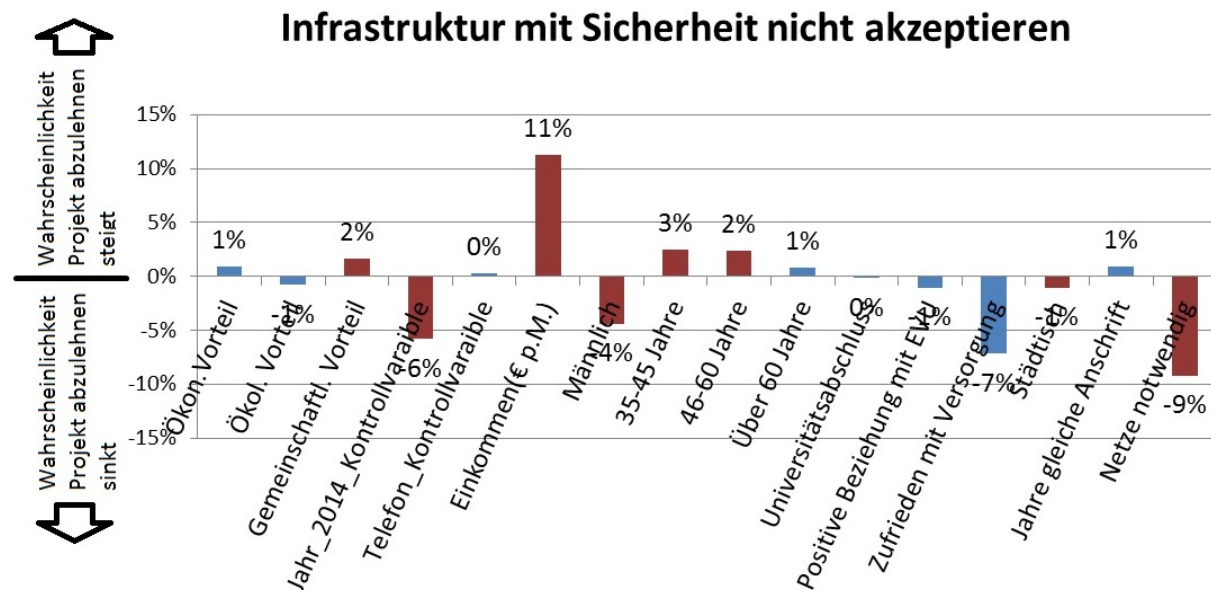


Abbildung 2-43: Marginale Effekte der Antwortkategorie "DNA"

Der überaus hohe – und statistisch signifikante – Einfluss von „Einkommen“ sowie „Netze notwendig“ ist auf den ersten Blick ersichtlich. Diese ermöglichen auch eine intuitive Interpretation welche insbesondere für die Ableitung von Handlungsempfehlungen relevant ist. So ist der positive (in Prozent) dargestellte Einfluss dieser Faktoren dem Umstand zuzuweisen, dass höhere Einkommen die Wahrscheinlichkeit von Umfrageteilnehmer in diese Antwort zu fallen um rund 11 Prozent erhöht. Dies bedeutet, dass tendenziell besser situierte Haushalte eine höhere Wahrscheinlichkeit haben, ein geplantes Infrastrukturprojekt abzulehnen, als Haushalte mit geringerem Einkommen.

Aus Sicht der Projektwerber kann diese Information nützlich sein, um proaktiv auf diese Gruppe einzugehen. Dies bedeutet neben einer weitreichenderen Informationsempfehlung auch die Notwendigkeit auf gegebenenfalls wertmindernde Einflussfaktoren gezielt einzugehen. Verständlich sind höhere Ablehnungsraten insbesondere bei Vorhandensein von Immobilienbesitz der beispielsweise eine Wertminderung erfahren würde. Auch in Kombination mit anderen Faktoren scheint der Einflussfaktor „Einkommen“ von zentraler Bedeutung für die Umsetzung – oder die gegenteilige Verhinderung – von Infrastrukturprojekten zu sein.

Die Auswirkungen der wahrgenommenen Notwendigkeit von Energieinfrastruktur werden nachfolgend interpretiert. So zeigt sich der (statistisch signifikante) Einfluss des Wissensstandes des Studienteilnehmer über die grundlegende Notwendigkeit neuer Stromnetze durch deren niedrigere Wahrscheinlichkeit das projekt abzulehnen. Anders ausgedrückt ist diese Information für Projektanten wichtig, die Nachteile von Energieinfrastrukturen häufig für die Anrainer rasch erkennbar sind, deren langfristiger Nutzen aber oftmals nur durch explizites Informieren erkannt wird.

2.4.5 Einflussfaktoren auf Protestneigung gegenüber Infrastrukturprojekten

In diesem Kapitel wird auf die Handlungsoptionen jener Umfrageteilnehmer eingegangen, die sich klar gegen Energieinfrastrukturen in ihrer Umgebung aussprechen. Zunächst wurde die „akzeptierenden“ Teilnehmer der Studie nach deren Motivation für deren Zustimmung gefragt:

Würden Sie diesem Infrastrukturprojekt zustimmen, weil Sie denken, dass die Entscheidungsträger eine kluge Entscheidung getroffen haben, oder weil Sie nicht glauben, dass ein Protest etwas bringen würde?

Dies wurde von folgenden Antwortmöglichkeiten begleitet:

- a) Entscheidungsträger hat eine kluge Entscheidung getroffen
- b) Protest würde nichts bringen
- c) Keine Antwort

Eine Auswertung dieser Fragestellung unter Umfrageteilnehmern, die eine Infrastruktur nicht grundlegende ablehnten (DYA und PYA, N=381) ergab, dass 66% (N=252) dieser Befragten an die Kompetenz der Entscheidungsträger glaubte sowie rund 32 % (N=122) der Meinung sind, Protest würde nichts bringen.

Im Fragebogen wurde jenen Teilnehmern die erklärten die angekündigte Energieinfrastruktur nicht ohne Protest akzeptieren zu wollen, die Frage gestellt wie sich dieser Protest ausdrücken würde. Zunächst wurden die Studienteilnehmer befragt ob sie an Demonstrationen und ähnlichen Veranstaltungen teilnehmen würden. Zweites wurden die Studienteilnehmer gefragt, ob sie eine politische Partei die das Infrastrukturprojekt unterstützt deswegen bei der nächsten Wahl nicht mehr wählen würden, und als Drittes wurden die Studienteilnehmer befragt ob sie im Falle einer Realisierung des Projekts planen würden umzuziehen.

2.4.5.1 Einflussfaktoren auf Demonstrationsneigung gegenüber Infrastrukturprojekten

Das für die Analyse der jeweils auslösenden Faktoren verwendete ökonometrische Modell wurde in Anlehnung an das vorgestellte Hauptmodell dahingehend adaptiert, um spezielle Einflussgrößen auf die Protest- (sowie nachfolgend Wahl- und Wohnortentscheidungen) repräsentativ abbilden zu können.

Dies ermöglicht erstmals einen detaillierten Einblick in die Präferenzlage dieser repräsentativen Stichprobe der österreichischen Bevölkerung mit besonderem Schwerpunkt auf den Handlungsoptionen, die Personen in Erwägung ziehen, falls Sie mit der Umsetzung der projektieren Infrastrukturmaßnahme gänzlich nicht einverstanden sind.

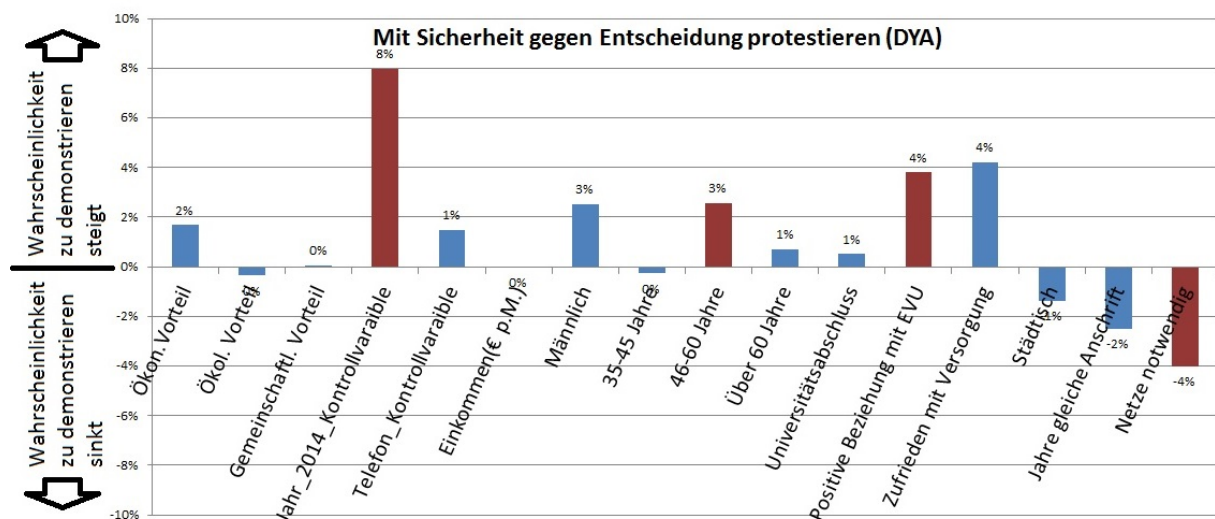


Abbildung 2-44: Auswirkungen in Hinblick auf die Protestwahrscheinlichkeit

Die entscheidenden Faktoren ob Personen die Teilnahme an Demonstrationen in Erwägung ziehen, wurden für das subsample jener Umfrageteilnehmer, die eine Ablehnung der Infrastruktur artikulierten, mittels ökonometrischen Modellen⁹ analysiert. Die Ergebnisse der Modellierung sind in Abbildung 2-44 dargestellt, wobei rot wiederum auf statistische Signifikanz hinweist.

Es zeigt sich bei Analyse der Ergebnisse, dass die Kontrollvariable „2014“ statistisch signifikant – und positiv – mit der Wahrscheinlichkeit zu demonstrieren korreliert ist. Darüber hinaus sind primär das Alter¹⁰ sowie der Umstand, ob die Personen eine positive Beziehung zum Versorgungsunternehmen unterhält, positiv mit einer Protestneigung assoziiert. Von besonderer Bedeutung und mit einer geringeren, statistisch signifikanten Protestneigung assoziiert ist die Wahrnehmung in der Bevölkerung ob die Notwendigkeit von Netzneu- und zubauten grundsätzlich akzeptiert wird¹¹. Dies ist insbesondere für Projektwerber und Gebietskörperschaften relevant, da darauf aktiv im Zuge von Informationsveranstaltungen eingegangen werden kann. Für die verbleibenden Faktoren konnte keine eindeutige statistische Signifikanz festgestellt werden.

2.4.5.2 Auswirkung auf das Wahlverhalten

Ein sehr ähnlicher Modellierungsansatz wurde mit Hinblick auf eine etwaige Änderung des politischen Wahlverhaltens als Reaktion auf eine nicht akzeptierte Infrastrukturprojektentscheidung durchgeführt. Dies ist insbesondere in Hinblick auf „politisch-ökonomische“ Fragestellungen höchst relevant, da bei breiter Ablehnung – und entsprechender Evidenz substanzieller Auswirkungen auf das Wahlverhalten – eine abnehmenden Tendenz der politischen Unterstützung zu Energieinfrastrukturprojekten zu erwarten wäre.

Dieser aus der „*political economy*“ stammende Modellierungsansatz ist dahingehend für Österreich als innovativ anzusehen, da insbesondere die Auswirkungen entsprechender Projekte auf lokale und regionale Wahlentscheidungen erstmals einer Analyse unterzogen werden können. Abbildung 2-45 stellt abhängig von den verwendeten Einflussgrößen die Änderung der Wahrscheinlichkeit dar, eine Partei wegen einem Infrastrukturprojekt nicht mehr zu wählen.

⁹ Konkret wurden mittels zweistufigem ordered probit Modell die marginalen Effekte, die zu einer Wahrscheinlichkeit beitragen in eine der jeweiligen Response-Gruppen zu fallen, analysiert.

¹⁰ Für die Altersgruppe 45-60 Jahre ergeben sich statistisch signifikant höhere Wahrscheinlichkeiten eines Protests.

¹¹ Dieser „slope coefficient“ ist wieder statistisch signifikant von Null verschieden.

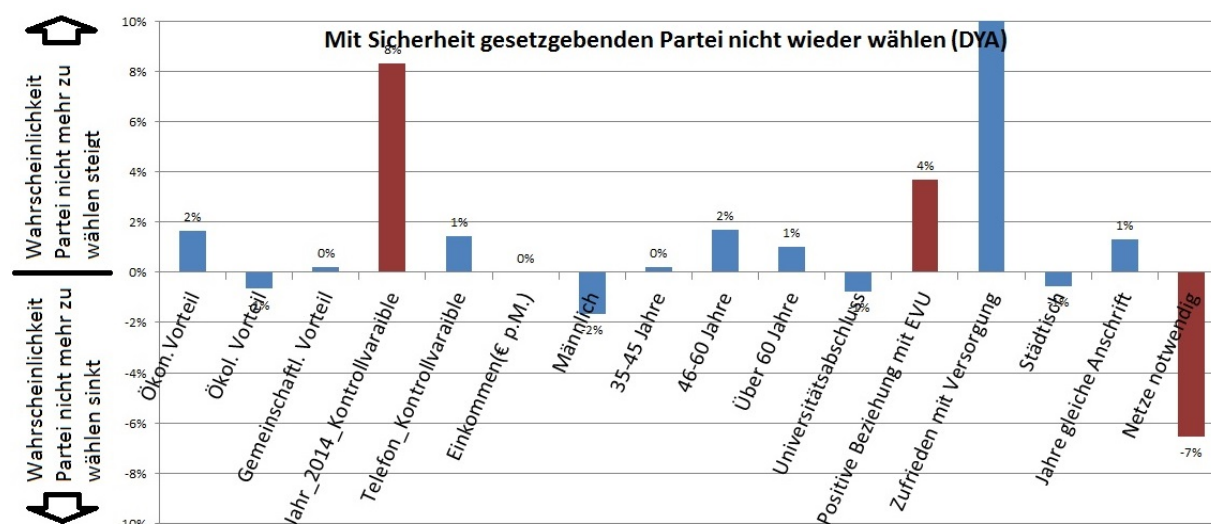


Abbildung 2-45: Auswirkung auf das Wahlverhalten: Mit Sicherheit gesetzgebende Partei nicht wieder wählen

In Anlehnung an bereits vorgestellte Interpretationsansätze sind die entsprechenden Einflussfaktoren hinsichtlich ihrer statistischen Bedeutung farblich hinterlegt. Wiederum ist die Kontrollvariable „2014“ statistisch signifikant und positiv.

Dies deutet auf die höhere Neigung des zweiten Subsamples hin, das eigene Wahlverhalten auf Grund der Zustimmung einer Partei zu einem ungeliebten Infrastrukturprojekt zu ändern. Aus politisch-ökonomischer Sicht ist dies – bei aller gebotenen Vorsicht hinsichtlich der Stichprobe – interessant, da es zeigt dass Zustimmung oder Ablehnung einer politischen Richtung deren Erfolg bei der nächsten Wahl beeinflussen kann. Eine Entkoppelung der regionalen politischen Verantwortung und der Entscheidung bei überregional bedeutenden Projekten ist deshalb als wichtig einzustufen.

Die Einflussnahme der politischen Akteure insbesondere auf Länder- und Bundesebene vergleichsweise gering ist und nur langfristig ¹²beeinflusst werden kann.

Dies ist ein Indiz für eine höhere Wahrscheinlichkeit die entsprechende politische Gruppierung, die für die projektierte Infrastruktur verantwortlich zeigt, nicht mehr zu wählen. Wiederum ist das Verständnis des Befragten für die Notwendigkeit von Netzaus- und zubauten mitentscheidend ob seine Ablehnung des Projekts Einfluss auf sein Wahlverhalten hat.

2.4.5.3 Auswirkung auf die Bindung zum Wohnort

Es erfolgte abschließend eine Analyse ob die Studienteilnehmer bei Realisierung des angekündigten Infrastrukturprojekts einen Umzug an eine andere Wohnadresse in Erwägung ziehen würden. Ziel war es, zu erheben, wie breite Teile der Bevölkerung die Möglichkeit des Wohnortwechsels als Reaktion auf ein – ex ante abgelehntes – Infrastrukturprojekt wahrnehmen.

In Hinblick auf die Auswirkungen hinsichtlich der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen wurde eine Modellierung entsprechend des bereits vorgestellten ökonometrischen Modells

¹² Dies kann bswp. über Änderungen der sehr stringenten Regelung für Umweltverträglichkeitsprüfungsanforderungen durchgeführt werden.

durchgeführt. Die Auswirkungen einer Realisierung der projizierten Energieinfrastruktur ist auf Basis der nachfolgend dargestellten *marginal effects* ersichtlich (Siehe Abbildung 2-46)¹³.

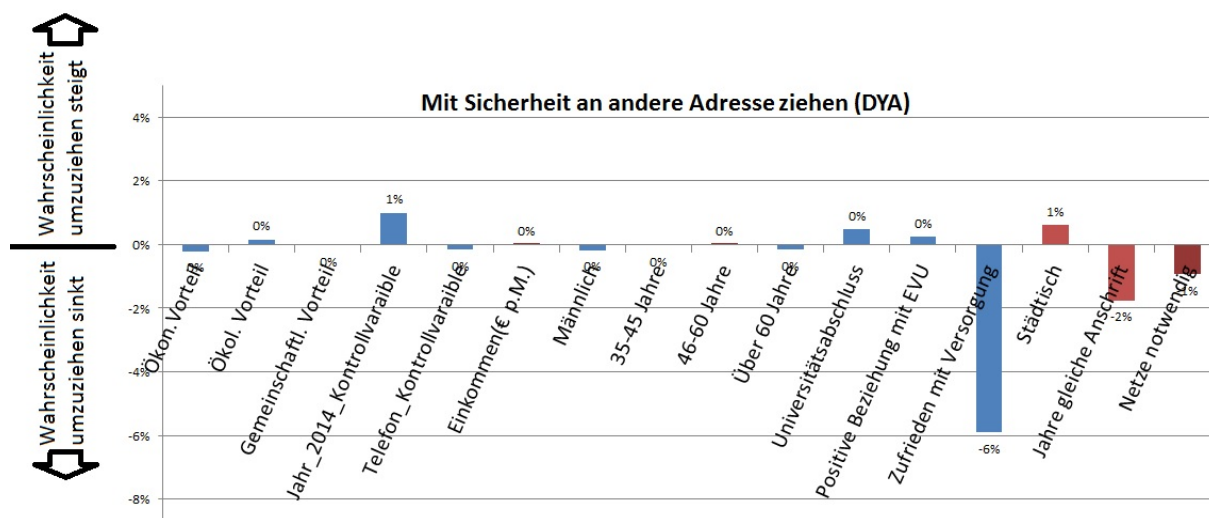


Abbildung 2-46: Auswirkung auf die Bindung zum Wohnort

Es zeigt sich, dass im Vergleich zu den bereits vorgestellten Fragestellungen (Wahlverhalten und Protestmöglichkeit) deutlich geringere Effekte zu erwarten sind. Gerade die in Österreich sehr oft als emotional wichtig angesehene Bindung zum Wohnort¹⁴ spielt hier eine große Rolle, sodass tatsächliche Umzugstendenzen geringere Koeffizienten aufweisen als dies bei anderen Variablen der Fall ist. Dennoch zeigt sich unter anderem eine höhere – und statistisch signifikante – Neigung städtischer Bewohner, ihren Wohnort zu verlassen, falls sie sich durch neue Infrastruktur (bspw. visuell) zu stark beeinträchtigt sehen.¹⁵

Dem wirkt eine bestehende Bindung zum Wohnort entgegen, welche mittels der Anzahl der Jahre, die die Umfrageteilnehmer bereits an der gleichen Adresse wohnhaft sind, abgebildet wird.

2.4.6 Ableitung von Handlungsempfehlungen

Folgende bedeutende und – hinsichtlich der statistischen Signifikanz – robuste Variablen, die die Entscheidung ob grundsätzlich Energieinfrastrukturen abgelehnt werden, beeinflussen wurden festgestellt:

¹³ Rot hinterlegte Balken repräsentieren wiederum Koeffizienten, die statistisch signifikant von 0 verschieden sind.

¹⁴ Die Teilung in städtische und ländliche Bereiche ist ebenso wie die Berücksichtigung des Wohnumfeldes wichtig für ein besseres Verständnis der Präferenzlage mit besonderem Schwerpunkt Versorgungssicherheit und Energieinfrastrukturen. Dies wurde in Kapitel 3.3.11. vorgestellt.

¹⁵ Diese ceteris paribus Analyse ist singulär zu betrachten und stellt die höhere geographische Mobilität urbaner Bewohner dar.

Variable	Auswirkung auf Akzeptanz der Infrastruktur
Ausgleichszahlungen an Kommune (Gemeinschaftl. Vorteil)	In der hier dargestellten Variante scheinen Ausgleichszahlungen an die Kommune die Akzeptanz zu verringern. Andere Varianten kommunaler Kompensationsleistungen können allerdings eine andere Wirkung haben.
Jahr_2014_Kontrollvariable	Im Laufe der letzten 2-3 Jahre scheint sich die generelle Akzeptanz erhöht zu haben.
Einkommen(€ p.M.)	Mit steigendem Einkommen sinkt die Akzeptanz
Männlich	Männliche Studienteilnehmer sind eher bereit Energieinfrastrukturen zu akzeptieren als weibliche Teilnehmer.
Alter	Mit steigendem Alter wächst die Ablehnung für Energieinfrastruktur-Neubauten in der Wohnumgebung
Städtisch	Städter haben eine höhere Akzeptanz
Netze notwendig	Studienteilnehmer die für die kommenden Jahre die Notwendigkeit sehen dass mehr in die Stromnetze investiert werden muss, sind auch eher bereit diese in ihrer Nähe zu akzeptieren.

Über alle Subsamples hinweg ist die Ansicht (Einsicht), dass Netzaus- und -neubauten grundsätzlich notwendig sind, statistisch signifikant und deutet auf eine geringe Wahrscheinlichkeit der Bewohner hin, konkrete Ablehnungs-, Protest-, Wahländerungs- und Umzugsüberlegungen anzustellen. Darauf ist insbesondere im Zuge von Informationskampagnen einzugehen.

Dennoch ist die Berücksichtigung der Empfindungen von besonderer Bedeutung, ebenso wie die sachdienliche Beschreibung von Vor- und Nachteilen etwaiger Infrastrukturprojekte, sowie deren Bedeutung für eine gesicherte, nachhaltige Versorgung mit elektrischer Energie in Österreich.

2.4.7 Internationale Einordnung

Verschiedene Forschungsanstrengungen im Bereich der sozialen Wahrnehmung von Energieinfrastrukturen beschränkten sich primär auf den Bereich der qualitativen Analyse von speziellen Charakteristika individueller Projektvorhaben.

Eine quantitative Analyse der Thematik ist insbesondere in Cohen et al. (2014) zu finden. Die darin analysierten Zusammenhänge zwischen Informationsstrategien und der Akzeptanz von

Energieinfrastrukturen sind für ganz Europa verfügbar und werfen ein Licht auf bislang nur vage spezifizierte Zusammenhänge.

Die sozio-ökonomische Analyse der Akzeptanz von Infrastrukturprojekten bedarf einer Einordnung der Thematik im internationalen Kontext. Besonderheiten der österreichischen Energiewirtschaft sind zu erheben und gegebenenfalls zu kontrollieren.

Einhelliger Tenor in weiten Teilen der Bevölkerung ist, dass Netzinfrastrukturen ein unumstritten wichtiger Bestandteil der Versorgungssicherheit sind. Die Umsetzung notwendiger Erweiterungsmaßnahmen trifft allerdings vielfach auf Widerstand, welcher wiederum verschiedenste Gründe haben kann. Die wissenschaftliche Beschäftigung mit dem Thema unter Einbindung quantitativer, empirischer Analysen ist ein noch sehr junges Forschungsfeld. International sind die Arbeiten von Cotton und Devine-Wright (2010), Cohen et al. (2014) sowie von Tobiasson und Jamasb (2014) mit der Thematik beschäftigt.

2.4.8 Ausblick

Zukünftig wird von einer Zunahme der Notwendigkeiten eines Netzausbaus und einer Zunahme der energiewirtschaftlich notwendigen, wenn auch gesellschaftlich umstrittenen Infrastruktureinrichtungen gerechnet. Dazu zählen insbesondere auch Windkraftanlagen, die im Zuge des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energieträger vermehrt installiert werden.

Widerstand gegen derartige Infrastrukturen hat vielfach rationale Begründungen, weshalb auf diese insbesondere eingegangen werden sollte. Die vorliegende quantitative Analyse stellt Zusammenhänge und Lösungsansätze vor, die für den Zeitraum von 2012 bis 2014 relevant waren. Eine langfristige Prognose der Einflussfaktoren kann nicht abgegeben werden, wobei die Annahme einer Zunahme des Mitsprachebedürfnisses und der Partizipation plausibel scheinen. Dies ist auch Ausdruck der geäußerten Meinungen im Projekt BlackÖ.2, weshalb Projektwerbern die Empfehlung nahe gelegt wird darauf größtmögliche Rücksicht zu nehmen.

2.5 Zusammenfassung

Die vorliegende Untersuchung im Rahmen des Versorgungssicherheitsforschungsprojekts Blackoutprävention und -intervention analysiert und interpretiert erstmals für Österreich welche Faktoren besonderen Einfluss auf die Wahrnehmung von Infrastrukturen in der Bevölkerung haben und wie proaktiv deren Verbesserung und schnellere Umsetzung erzielt werden kann.

Der vorliegende Endbericht präsentiert die Methodik, die analysierten Fragestellungen und die Durchführung einer in Österreich bislang einzigartigen Erhebung zum Themenfeld Infrastrukturwahrnehmung von Energieprojekten.

Die Frage des gegebenenfalls berechtigten Widerstands gegen spezielle Projekte konnte im Zuge der durchgeführten Erhebungen nicht beantwortet werden. Es galt allgemein gültige und projektübergreifende anwendbare Einflussfaktoren zu bewerten, welche als Maßstab der sozialen Präferenzlage ausgewiesen werden.

Die durchgeführten, repräsentativen Erhebungen wurden unter größtmöglicher Beachtung internationaler Erhebungsstandards durchgeführt und wurden in Teilbereichen sehr positiv von der internationalen Energiewirtschaftsforschung aufgenommen, bzw. publiziert.

Übergreifend zeigt sich, dass der Wissensstand um die Bedeutung des Gutes Versorgungssicherheit zwischen den beiden Sub-Samples der Erhebung (jeweils im Jahr 2012 und 2014) zunahm. Dies ist auf eine vielschichtige und in Hinblick auf die generelle

soziale Akzeptanz von Energieinfrastruktureinrichtungen vorteilhafte Informationsaktivität der österreichischen Energiewirtschaft bzw. die mediale Präsenz des Themas zurückzuführen.

Factbox: Zusammenfassung – Analyse der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen in Österreich

AP2 des Projekts BlackÖ2 analysiert quantitativ verschiedene Einflussfaktoren der sozialen Wahrnehmung von Energieinfrastrukturen. Dies erfolgte anhand einer repräsentativen Stichprobe in Österreich im Zuge zweier Befragungen im Jahr 2012 und 2014 mit insgesamt 800 Teilnehmern. Die gewonnene Datenbasis ermöglicht den Prozess zukünftiger Projektumsetzungen für Projektwerber wie auch Anwohner zu optimieren, wobei die Untersuchung mittels einer bislang unerreichten Genauigkeit durchgeführt wurde und diese die intuitive Interpretation verschiedener „*Response Mechanisms*“, die in Bezug auf Infrastrukturprojekte auftreten können, ermöglicht. Es zeigt sich vor allem die Bedeutung der proaktiven Informationsbereitstellung seitens der Projektwerber. Diese sind in ihrer Bedeutung von immanentem Wert und können neben einer Verfahrensbeschleunigung auch die langfristig wichtige Perzeption energiewirtschaftlich wichtiger Infrastrukturprojekte positiv beeinflussen.

Literaturverzeichnis AP2

- Bompard E., T. Huang, Y. Wu, and M. Cremenescu (2013). Classification and trend analysis of threats origins to the security of power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 50, pp. 50-64.
- Cohen J.J., J. Reichl and M. Schmidthaler (2014). Re-focussing research efforts on the public acceptance of energy infrastructure: A critical review. *Energy*, 76, pp. 4-9.
- Cotton und Devine-Wright (2010) Making electricity networks" visible": Industry actor representations of" publics" and public engagement in infrastructure planning, *Public Understanding of Science* May 27, 2010
- Tobiasson und Jamasb (2014) Sustainable Electricity Grid Development and the Public: An economic Approach, Cambridge Working Paper in Economics 1432

3 AP3: Komparative Analyse europäischer Ansätze von Demand Side Management

D3.1 Bedarfserhebung für Österreich

D3.2.Kriterienkatalog Demand Side Management

M3.1.Inventar existierender Lösungen in der EU

Komparative Analyse verbraucherseitiger Maßnahmen und deren Beitrag zur Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie

Dr. Michael Schmidthaler

Dr. Johannes Reichl

Fabian Frank, Peter Mayr, Lukas Rebhandl

3.1 Einleitung

Ansätze zur Verschiebung von elektrischen Lasten¹⁶ sind ein bedeutender – und ein in der öffentlichen Wahrnehmung zunehmend versorgungssicherheitsrelevanter – Teilaspekt von *Demand Side Management*.

Diese – nachfolgend unter Lastverschiebung¹⁷ subsummierten Technologien und Maßnahmen stellen - im industriellen und gewerblichen Bereich – und bei Bereitstellung adäquater Kompensationsmechanismen – vielversprechende Möglichkeiten dar, einen auf zusätzlich erwarteten auf Leistungsspitzenbedarf ausgelegten Netzzubau teilweise reduzieren zu können. Dies ist insbesondere in Anbetracht der prognostizierten Verbrauchszuwächsen, der vermehrten Einspeisung dezentraler Erzeugungskapazitäten, der substantiellen Netzausbaukosten sowie der teilweise auftretenden gesellschaftlichen Widerstände zu untersuchen.

Arbeitspaket 3 (AP3) des Kiras Sicherheitsforschungsprojekts *Blackoutprävention und – intervention* (BlackÖ.2) analysiert daher die Sicherheitsrelevanz verschiedener verbraucherseitiger Maßnahmen, die als „Demand Side Management“ zusammengefasst werden können. Darüber hinaus werden die dafür benötigten Anreizstrukturen, sowie die technisch/ökonomischen Potenziale evaluiert. Ziel dieses Arbeitspakets ist darüber hinaus, die Interaktion mit *stakeholdern* aus der Praxis, um österreichweit valide Aussagen über die mögliche Verlagerung von Verbrauchsspitzen in Verbrauchstäler zu ermöglichen.

AP 3 erhebt dafür auf Basis von Experteninterviews die Bewertung der Notwendigkeit und der notwendigen Rahmenbedingungen von DSM-Maßnahmen. Darüber hinaus werden mittels eines literaturbasierten Ländervergleichs sowie auf Basis einer speziellen Auswertung des im FP7 Versorgungssicherheitsprojekts SESAME entwickelten Ausfallkostenanalysetools www.blackout-simulator.com verschiedene in Europa implementierte Maßnahmen, sowie eine Gegenüberstellung der Opportunitätskosten von Versorgungsunterbrechungen und notwendiger finanzieller Vergütungen von institutionalisierten Lastverschiebungsmaßnahmen diskutiert.

3.1.1 Einleitung

Strategien zur Lastverschiebung werden – unter anderem bedingt durch technologische Innovationen – im Energiesystem der Zukunft eine bedeutendere Rolle spielen.¹⁸ Sie ermöglichen eine Anpassung der Lasten an die Erzeugung und glätten somit potenzielle Spitzenlasten. Verbräuche werden dabei meist in Schwachlastzeiten verschoben. Die notwendigen legislativen, technischen und ökonomischen Anforderungen an eine weitreichende Implementierung von intelligenten Netzinfrastrukturen und deren Beitrag zur Lastverschiebung, sowie die Analyse wichtiger Stakeholder verschiedener Geschäftsmodelle und der Akzeptanz seitens der Netzkunden einerseits und die rechtlichen und

¹⁶ Unter Demand-Side-Management, oder Lastverschiebung versteht man ganz allgemein die Verlagerung von Stromverbrauch von kritischen Zeitbereichen (on-peak) in weniger kritische Zeitbereiche (off-peak). Über eine längere Zeitperiode bleibt aber die Summe des Energieverbrauchs insgesamt gleich (Vgl. http://publik.tuwien.ac.at/files/pub-et_12131.pdf, zuletzt am, 13.2.2012). Teilweise wird auch der englische Terminus Load shift sowie eine Reihe verwandter Beschreibungen verwendet, siehe Abgrenzung in Kapitel „Definition“.

¹⁷ Übergeordnetes Ziel ist es, regional sowie österreichweit auftretende Verbrauchsspitzen in Verbrauchstäler zu verlagern.

¹⁸ Sie stellen beispielsweise einen Teilaspekt von Smart Grid-Lösungen mit hoher Nutzerrelevanz dar.

organisatorischen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber¹⁹ andererseits sind Gegenstand einer Reihe nationaler wie internationaler Forschungsunternehmungen.²⁰

Effiziente Ansätze zur Erhöhung und Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die Verschiebung von Verbrauchsmustern von Stark- zu Schwachlastzeiten, sowie in die Gegenrichtung, falls dies aufgrund von erhöhter Einspeisung intermittierender Energieträger notwendig sein sollte, müssen ökonomische Vorteile für alle Marktteilnehmer bieten und darüber hinaus makroökonomischen Nutzen generieren. Diese Analyse untersucht daher für Österreich Notwendigkeiten, Kosten und Potenziale unter anderem aufbauend auf den Erfahrungen in Deutschland. Der Fokus liegt auf der Verschiebung von Lasten in Schwachlastzeiten um kritische Netzsituationen zu vermeiden. Dies korrespondiert mit dem Pendant der positiven Regelennergiebereitstellung.

Dieser Bericht ist folgendermaßen gegliedert. Kapitel 3.1 erläutert die Problemstellung und das Projektziel, welches in diesem Arbeitspaket insbesondere verfolgt wird. Kapitel 3.2 definiert verschiedene Begrifflichkeiten und stellt einen einleitenden historischen Bezug her. Kapitel 3.3 untersucht die Interaktion von Lastverschiebung und Versorgungssicherheit, während Kapitel 3.3 eine internationale Einordnung der Thematik vornimmt. Kapitel 3.4 untersucht die Notwendigkeit, Potenziale und Kosten für Österreich, während Kapitel 3.5 Del 3.1, Del 3.2. sowie M 3.1. enthält. Kapitel 3.6 fasst zusammen und beleuchtet die Erbringung der projektrelevanten Zielsetzungen.

3.1.2 Problemstellung

In Momenten extrem kritischer Situationen im Elektrizitätsnetz kann in Österreich bereits heute eine Zwangsabschaltung erfolgen bzw. kommt es zum automatischen Lastabwurf von Teilbereichen gemäß dem Stufenplan bei Frequenzproblemen (TOR E). Dies stellt sicher, dass die übrigen Teile des Netzes vor einem Ausfall geschützt werden können. Einige EU Staaten (Niederlande, Italien, Spanien) haben begonnen, freiwillige Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Großverbrauchern im Gesetz zu verankern. Bei diesen freiwilligen Lastabwurfmodellen gewähren Großverbraucher dem Übertragungsnetzbetreiber das Recht, sie während einer kritischen Situation vom Netz zu nehmen und erhalten dafür (meist gekoppelte fixe sowie variable) Ausgleichszahlungen. Deutschland führte ebenfalls eine „Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012“ ein. In Österreich sind sowohl das Potenzial wie auch die legislative Möglichkeit noch weitgehend unklar. Del 3.1., sowie Del 3.2. des Versorgungssicherheitsprojekts BlackÖ.2 erheben für Österreich erstmals literatur- und experteninterviewbasiert die Notwendigkeit, ökonomische Rahmenbedingungen sowie Opportunitätskosten dieser verbraucherseitigen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie.

3.1.3 Allgemeines zu Lastverschiebung

Lastverschiebung wird – bei allen Unterschieden und nicht deckungsgleicher Substituierbarkeit – in vielen Literaturquellen (siehe Kapitel 3.1.4) als eine im Vergleich zum traditionellen Netzausbau gleichsam effiziente und vor allem rasch mobilisierbare

¹⁹ Sowie von Kunden im Bereich der Großverbraucher und Industrie.

²⁰ Dazu zählen beispielsweise die Projekte Loadshift, Iron, Gave, FlexTarif und weitere auf die hier ausschließlich verwiesen wird. Hauptuntersuchungsgegenstand dieses Arbeitspaketes von BlackÖ.2 ist die Analyse der Versorgungssicherheitsrelevanz dieser Maßnahmen. Dies ist meist nicht der Hauptfokus in Lastverschiebungsanalysen, stellt allerdings einen bedeutenden Auxiliareffekt dar.

Alternativmaßnahme betrachtet.²¹ Erste Überlegungen gehen auf die Mitte des 20. Jahrhunderts zurück, die allerdings – u.a. bedingt durch signifikante Investitionen in die Erzeugungs- sowie Netzinfrastruktur - größtenteils nicht umgesetzt wurden. Darüber hinaus bestehen für den, auch hier relevanten, Industriekundenbereich²² teilweise unterbrechbare Verträge, die der gleichen Grundidee folgen. In diesem Projekt findet eine priorisierte Behandlung von Großverbrauchern statt.²³ Begriffsdefinitionen und Abgrenzungen finden sich in Kapitel 3.2.1.

3.1.4 Literaturanalyse

Die wissenschaftliche Diskussion in Bezug auf die technische und wirtschaftliche Effizienz von Lastverschiebungsansätzen hat insbesondere in jüngerer Vergangenheit deutlich an Fahrt aufgenommen, was durch vermehrte Forschungs- und Publikationstätigkeiten in diesem Bereich untermauert wird (siehe Kollmann, Moser, & Schmidthaler (2014), oder Hinterberger & Polak (2011)), wobei das technische Potenzial dieser intelligenten Systemlösungen in einer Vielzahl von Studien (z.B. IRON, GAVE, etc.) untersucht wurde. Diese Arbeiten bieten eine ideale und effiziente Ausgangsbasis, um darauf aufbauend versorgungssicherheitsrelevante Ansätze zu analysieren und ökonomisch zu bewerten.²⁴ Forschung in Hinblick auf Lastverschiebung mit Schwerpunkt Österreich ist unter anderem in Gutschi & Stigler (2008), PLAN.T Consulting (1998), Berger, Eisenhut, Polak, & Hinterberger (2013), Hinterberger & Polak (2011), Kollmann, Moser, & Schmidthaler (2014), Technisches Büro Becker (2009) oder Schmutzner, Aigner, Fickert, & Anaca (2011) betrieben worden.

3.1.5 Untersuchte Forschungsfragen und Arbeitshypothesen

Folgende Forschungsfragen wurden im Zuge der Analyse von Demand Side Management Ansätzen zur Erhöhung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit behandelt:

- Besteht in Österreich Bedarf für ein System verbraucherseitigen Lastmanagements und kann es einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern?
- Welche Opportunitätskosten sind zu erwarten? Wie hoch sind die Kosten für ein derartiges System; welcher Nutzen ist zu erwarten.
- Welche Rahmenbedingungen sind für die diskutierte Abschaltverordnung notwendig? Wie haben Kompensationsmechanismen auszusehen um 1.) kosteneffizient zu sein und 2.) einen Versorgungssicherheitsbeitrag in Krisenmomenten leisten zu können?

²¹ Darüber hinaus sind die in jüngerer Vergangenheit diskutierten – und vor allem in Deutschland realisierten – Ansätze nicht erst in jüngster Vergangenheit im Fokus der Energie- und Industriepolitik.

²² Des Weiteren verfügen Haushaltskunden, die einen speziellen Wärmepumpen- oder Nachtspeichertarif besitzen, unterbrechbaren Tarifkonditionen.

²³ Eine solide Untersuchung der Potenziale von Haushalten, einen Beitrag zur Reduktion des Spitzenbedarfs zu leisten, ist für weitere Untersuchungsvorhaben unerlässlich, jedoch ausdrücklich nicht Gegenstand dieses Projektes.

²⁴ Der Schwerpunkt dieser Forschungsstrategien und -maßnahmen liegt wie erwähnt meist auf ökonomischen Überlegungen zur Effizienzsteigerung und meist nur peripher auf der langfristigen Sicherung der Energieversorgung.

Factbox: Forschungsfragen von AP 3

Ziel von Lastverschiebung ist die flexible, marktbasierte und freiwillige Anpassung an die Netz- und Erzeugungskapazitäten durch den Kunden. Es bedarf eines interdisziplinären Ansatzes zur Evaluierung der Potenziale intelligenter Netzinfrastrukturen einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit mittels Ausgleichs der Spitzenlastverbräuche (*peak shaving* und *demand smoothing*)²⁵ zu leisten. AP 3 untersucht die Notwendigkeit, die erforderlichen Rahmbedingungen sowie verschiedene Implementierungsformen in Europa. Der vorliegende Bericht untersucht ausschließlich Gewerbe- und Industriekunden.

3.2 Überblick und Einführung

Das Niveau der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie in Österreich ist historisch - und geographisch-komparativ – betrachtet sehr hoch. Insbesondere im europäischen – und weltweiten – Vergleich wird dies ersichtlich. Eine europaweite Einordnung des Niveaus der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie in Österreich ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

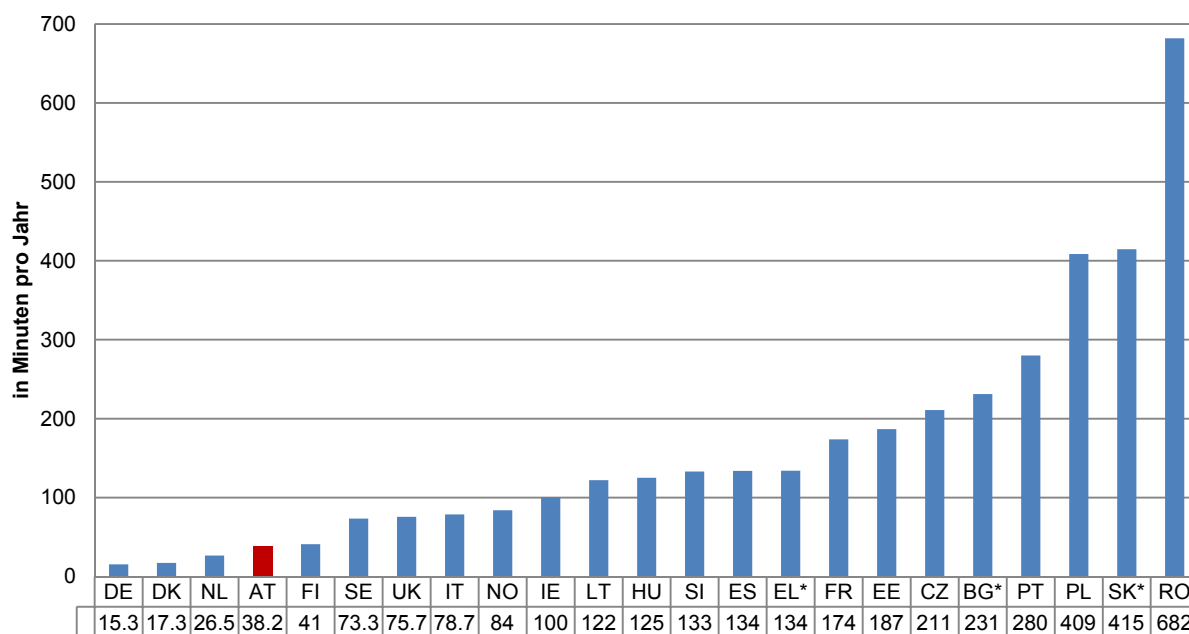


Abbildung 3-1: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen in Europa in Minuten (CAIDI, 2009)

Quelle: (Council of European Energy Regulators, 2012), alle Werte in Minuten p.a. inklusive aller Ereignisse, *ungeplante Unterbrechungen ohne außergewöhnliche Ereignisse.

Österreich weist auch im zeitlichen Verlauf ein sehr hohes und beständiges Niveau an Versorgungssicherheit auf. Die dargestellten Werte (Österreich: 38 min/Jahr) beziehen sich auf den *Customer Average Interruption Duration Index*. Dies ist eine zentrale Maßeinheit für die Messung der Ausfallsminuten pro Verbraucher und Jahr. Weitere Analysen zum Thema Versorgungssicherheit und zur Situation in Österreich sind unter anderem in (Schmidthaler et al., 2012) zu finden. Weitere Vorteile von Lastverschiebung liegen beispielsweise in der Möglichkeit einen Beitrag zum Regel- oder Ausgleichsenergiemarkt zu leisten, bzw. an

²⁵ Die Schnittmenge von Smart Grids, Demand- und Supply-Side Management, peak-shaving und valley filling, interruptible contracts sowie anderer Ansätze, die eine Verschiebung elektrischer Lasten von Stark- und Schwachlastzeiten verfolgen ist groß. Im Zuge des Projekts BlackÖ.2 liegt der Fokus auf versorgungssicherheitsrelevanten Aspekten.

diesem teilzunehmen. Dennoch ist aus Versorgungssicherheitssicht deren Relevanz zur Aufrechterhaltung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung zu priorisieren.

3.2.1 Abgrenzung der Begrifflichkeiten

Folgende Begriffe werden in Bezug auf verbraucherseitige Maßnahmen zu Laständerung verwendet:

- *Lastverschiebung*
- *Demand Side Management*
- *Demand Response*
- *Valley filling*
- *Peak clipping*

Eine Abgrenzung hinsichtlich der meistverwendeten Begriffe Lastverschiebung, *Demand Side Management* und Demand Response ist sinnvoll und erfolgt in diesem Projekt auf Basis unterschiedlicher zeitlicher Dimensionen. Diese werden nachfolgende intuitiv erklärt. *Demand Side Management* (DSM) als Überbegriff umfasst dabei nachfrageseitige Maßnahmen, die Einfluss auf den Zeitpunkt, die Art und die Höhe der Energienachfrage haben. Gängige Definitionen (beispielsweise von Palensky & Dietrich (2011)) sehen eine Trennung sämtlicher Verbrauchermaßnahmen (*Demand Side Management*) anhand folgender Dimensionen vor:

- Aktivitäten im Bereich Energieeffizienz
- Zeitvariable Tarife
- *Demand Response* im klassischen Sinn (DR)
- Maßenträgheit und „rotierende Reserve“

Verschiedene DSM Maßnahmen grenzen sich voneinander stark aufgrund ihrer zeitlichen Charakteristika ab. Dies ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

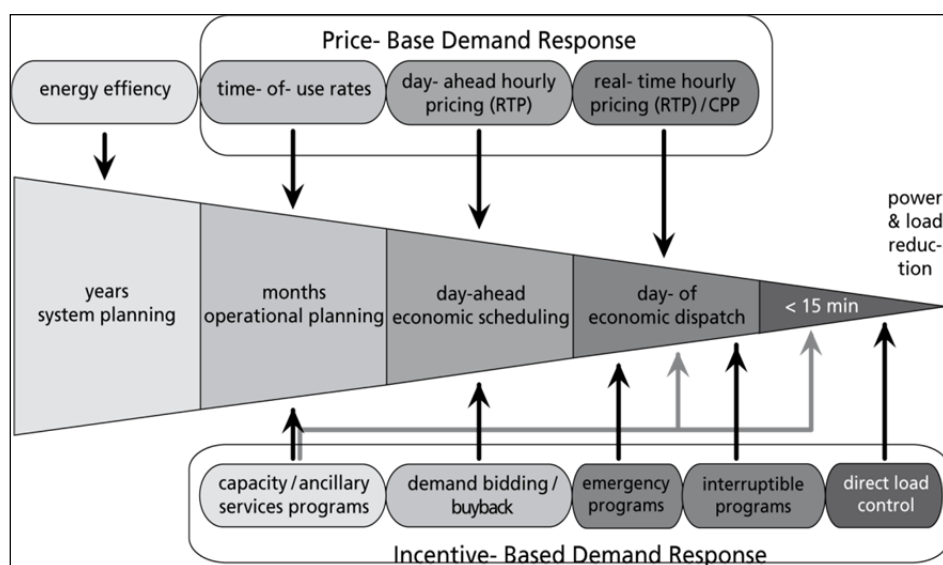


Abbildung 3-2: Einteilung des U.S. Department of Energy

Quelle: U.S. Department of Energy (2006), S.15.

Kollmann, Moser, & Schmidthaler (2014) definieren verbraucherseitige Lastmaßnahmen folgendermaßen:

„Der Begriff ‚Demand Response‘ lässt sich von ‚Demand-Side Management‘ v.a. in seiner zeitlichen Auswirkung abgrenzen. Während Demand-Side Management grundsätzlich jede Art der Endkundenmitwirkung umfasst, ist Demand Response zeitlich kurzräumiger. Demand-Side Management bezieht sich daher v.a. auf grundsätzliche Energieeffizienz- und andere Energiesparmaßnahmen zur strategischen Entwicklung des Energieverbrauchs. Demand Response beeinflusst das Elektrizitätssystem also kurzfristiger, außerdem steht beim Einsatz von Demand Response nicht die Stromeinsparung im Vordergrund, sondern die Flexibilisierung des Verbrauchs, um die Erreichung bestimmter Zielsetzungen zu ermöglichen bzw. zu erleichtern.“

In Hinblick auf die zeitliche Abgrenzung wird eine sehr deutliche Differenzierung von längerfristigen Demand Side Management Maßnahmen gegeben. Kurzfristigkeit von definiert sich gemäß Kollmann, Moser, & Schmidthaler (2014) folgendermaßen:

- *Einerseits ist der Zeitraum von Relevanz, der bis zur Auslösung einer Reaktion anfällt. Dieser Zeitraum umfasst die Information des Kunden, sowie dessen Handlungen in Erwartung bzw. Vorbereitung der Lastverschiebung.*
- *Andererseits bezieht sich die „Kurzfristigkeit“ auf die Dauer des Demand Response, d.h. des Zeitraums der Verbrauchsbeeinflussung. Als übliche Dauern der Verbrauchsbeeinflussung durch Demand Response sind Sekunden (Beitrag zur Netzstabilität) bis maximal ein Tag (Vermeidung von – gegebenenfalls nicht verfügbaren – Spitzenlasten)²⁶ zu verstehen.*

Im Projekt *Blackoutprävention und -intervention* wird diese zeitliche Definition erweitert, um – in Anlehnung an die deutsche AbLaV – deren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu untersuchen. Es erfolgt daher eine Unterscheidung in unmittelbar, automatisiert, im Zeitraum von 1 Sekunde abrufbar und von DSM-Potenzialen, die innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden können. Darüber hinaus wird der Fokus strikt auf Großverbraucher gelegt. Dies ist auf die notwendige Kurzfristigkeit und Verbindlichkeit der Verbraucheränderung bei drohender Gefährdung der Versorgungssicherheit zurückzuführen.

3.2.2 Lastverschiebung historisch betrachtet

Weltweit wurden Lastverschiebungsmaßnahmen in unterschiedlicher Intensivität und zu unterschiedlichen Zwecken forciert. Vor allem in den USA wurden verbraucherseitige Lastverschiebungsmaßnahmen frühzeitig eingesetzt um überproportionale Verbrauchsspitzen zu reduzieren. Die Motivation und Entwicklungen werden nachfolgend kurz dargestellt.

3.2.2.1 Steigerung der Systemeffizienz als Triebfeder

Historisch betrachtet wurden Lastverschiebungsmaßnahmen primär aufgrund einer besseren Auslastung von nicht (oder nur geringfügig) anpassbarer Erzeugungskapazitäten forciert. Die aktuelle Diskussion richtet sich primär an die erwünschte einhergehende Steigerung der Gesamteffizienz und die Möglichkeit Netzneubauten tendenziell zu reduziere. Die Vorteile

²⁶ Siehe auch Faruqui und Sergici (2010).

müssen in jedem Fall – beispielsweise in Form von verringerten Netz- und Arbeitspreisen – an Konsumenten weitergegeben werden.

Anreizprogramme im historischen Kontext basieren auf schaltbaren, unterbrechbaren, begrenzbaren und direkt kontrollierbaren Lasten. Diese werden bereits – und in Österreich sehr verbreitet – über Rundsteueranlagen, wie beispielsweise Nachtspeicheröfen im Haushaltskundensegment, angeboten. Generell ist die Bedeutung (als auch die Notwendigkeit aus Effizienzsicht) von diesen relativ statischen Lastmanagementansätzen jedoch abnehmend. Dies wurde auch im Zuge der Experteninterviews wiederholt thematisiert.

Großabnehmern wurden aufgrund sehr eng verflochtener Betriebs- und Kommunikationsstrukturen sehr früh in Lastmanagementansätze einbezogen. Diese wurden oftmals auf bilateralem Wege durchgeführt und basieren auf Erfahrungswerten von wiederum vertikal sehr weit integrierten Energieversorgungsunternehmen.

Aktuell stellt sich die Situation – auch bedingt durch tiefgreifende Änderungen im Zuge der Elektrizitätsmarktregulierung – deutlich heterogener dar.

3.2.2.2 Situation in liberalisierten Elektrizitätsmärkten

Die 1999 in Österreich initiierte Energiemarktliberalisierung²⁷ brachte in Österreich signifikante Änderungen in Hinblick auf Freiheiten der Marktteilnehmer.²⁸ Die Trennung ehemals integrierter Unternehmensbereiche stellte allerdings auch spezielle Anforderungen an Kommunikation und Interaktion (sowohl innerhalb des EVU als auch in der Beziehung zu Kunden). Der Netzbereich wird seit der vollständigen Liberalisierung als natürliches Monopol von Energie Control Austria reguliert. Netztarife sind demnach Gegenstand der Regulierung. Ausbaumaßnahmen bedürfen der Zustimmung von E-Control.

Eine Konsequenz der Liberalisierung war die weitgehende Reduktion von kapazitätsbasierten Netzbepreisungsmechanismen. Diese als Leistungspreis titulierten Preiselemente waren vor allem für die Bereitstellung der Netzkapazität gedacht.

Aufgrund der aktuellen Entwicklungen in Hinblick auf leistungsbezogene Preiselemente (Leistungspreis) sind marktgetriebene Innovationen im vorherrschenden Elektrizitätsmarktparadigma nicht zu erwarten. Sollten hier signifikante Änderungen (bspw. Teuerungen) auftreten, wäre eine leistungsbezogene Steuerung über diese Anreizstruktur denkbar, jedoch aus jetziger Sicht ohne Änderung der (staatlichen sowie regulatorischen) Einflussfaktoren nicht absehbar.

3.2.2.3 Ausblick und absehbare Entwicklungen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten

In Hinblick auf zukünftige Marktstrukturen sind Prognosen ob der Kurzlebigkeit aktueller Märkte sehr vorsichtig zu treffen. Dynamische Preisgestaltungsmaßnahmen sind aktuell – bei aller gebotenen Prognosevorsicht – insbesondere für Unternehmenskunden geeignet. Sofern keine signifikanten Entwicklungssprünge hinsichtlich der verfügbaren Technologie bestehen, bleiben diese den Großkunden vorbehalten. Dies betrifft primär industrielle

²⁷ Für sämtliche Kundengruppen erfolgte die vollständige Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte ab 2002 von. Die vertikale Desintegration (unbundling) und einhergehende Regulierung des verbleibenden natürlichen Monopols der Netze sind die korrespondierenden legislativen Beiträge der Strommarktliberalisierung.

²⁸ Dies umfasst vor allem die Möglichkeit der Wahl des Kunden jeweils günstigsten Anbieters.

Großkunden, die hohe Potenziale für „Emergency DR“ aufweisen und bei denen auch eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt in einer Relation zu den administrativen Kosten stehen könnte. Diese Situation ergibt sich kausal aus dem hohen Demand Response Potenzial einzelner Verbraucher.

Die Möglichkeit neuer Marktteilnehmer, wie beispielsweise Aggregatoren²⁹, sind aktuell schwer abschätzbar. Diese ermöglichen Pooling beispielsweise von Lastverschiebungspotenzialen einzelner Verbraucher, sodass die Präqualifikationsbestimmungen für eine Gruppe von Unternehmen oder Institutionen leichter erreicht werden können.

Es wird in weiterer Folge mit einer verstärkten Marktentwicklung gerechnet, jedoch ist dies für die Analysen in AP 3 von BlackÖ.2. noch nicht berücksichtigt.

Factbox: Beitrag von DSM-Maßnahmen zur Versorgungssicherheit - Ausblick

In Zukunft wird aller Voraussicht nach *Demand Side Management* (Lastverschiebung) verstärkt einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten müssen. Dies ist in Anbetracht der Flexibilisierung der Produktion und der schrittweisen Umsetzung des *Prosumer*-Modells zu erwarten. Die hier analysierten Kosten sowie die Potenziale lehnen sich an der in Deutschland implementierten „Verordnung zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV) an. Dies ist aufgrund der Nähe zum deutschen Markt zielführend und ist durch die unmittelbaren Einflussmöglichkeiten von DSM in Hinblick auf die Versorgungssicherheit bedingt. Die untersuchten Sektoren beinhalten industrielle Anwendungen, da die aus ökonomischer Sicht hohen Transaktionskosten eine weitreichende Inkludierung von Klein- und Kleinstkunden nicht ermöglichen.

Dabei sind gewisse Qualitätskriterien unbedingt zu berücksichtigen. DIN 50160 beschreibt beispielsweise die notwendige Qualität im Stromnetz. Qualitätsbeschreibung berücksichtigt Last- und Frequenzaspekte. Aus technischer Sicht ist DSM meist anspruchsvoller als erzeuerseitige Ausgleichsmaßnahmen, da die Kunden heterogener sind. Es gilt daher abzuschätzen, ob ein feinfühligere Kraftwerkseinsatz im Vergleich zu AbLaV gegebenenfalls auch ökonomisch effizienter durchgeführt werden kann.

3.2.3 Relevanz von Verbrauchssteuerungsmaßnahmen für Versorgungssicherheit

Lastverschiebungsansätze können unter geeigneten Bedingungen eine volkswirtschaftlich kostengünstige³⁰ Möglichkeit der Netzstabilisation darstellen.

Im Rahmen der durchgeführten Experteninterviews wurde insbesondere auf die notwendigen Rahmenbedingungen eingegangen, wobei es die Intention war, primär win-win Potenziale aufzuzeigen. Diese, beispielsweise in Form von bilateralen vertraglichen Möglichkeiten, bei denen die gehobenen Effizienzsteigerungen zwischen Akteuren allokiert werden können. Besonderheiten in Hinblick auf Prozessketten sind jedenfalls für die Sicherstellung einer gesicherten Versorgung für alle Stromkunden in kritischen Situationen weiterhin zu gewährleisten.

²⁹ Im Gegensatz zu unterbrechbaren Tarifen auf Netzebene 7 (Haushaltskunden), sind die meisten – und auch die hier analysierten – Möglichkeiten zur Reduktion von (großen) Lasten auf Großverbraucher zugeschnitten.

³⁰ Insbesondere in Anbetracht der hohen Kosten für Versorgungsunterbrechungen, siehe Reichl und Schmidthaler (2013).

Verbraucherseitige Maßnahmen können neben bedarfsgerechten Lastabnahmen ebenso eine Reduktion der Last ermöglichen. Dies ist äquivalent zu positiver Regelleistung zu betrachten und ist in der öffentlichen Diskussion deutlich präsenter. Die netz- oder erzeugungsinduzierte Notwendigkeit einer Zunahme der Last (als Äquivalent zur negativen Regelleistung bspw. bei regional stark konzentriertem Aufkommen erneuerbarer Energieträger) ist grundsätzlich nicht auszuschließen ist jedoch nicht Gegenstand von AP3.

3.2.3.1 Verteilung der Lastverschiebungspotenziale

Der österreichische Jahreslastgang des Stromverbrauchs ist in Abbildung 3-3 dargestellt. Die Jahreshöchstlast wurde in der nachfolgenden ökonomischen Betrachtung mit 9,94 GW angenommen. Die Grenze von 8 GW wird darüber hinaus an nur rund 50 Tagen im Jahr überschritten. Die diskutierten Möglichkeiten der Lastverschiebung, welche an die deutsche Regelung angelehnt sind, resultieren in einem Reduktionspotenzial von rund 3 % der Jahreshöchstlast (300 MW³¹, unterteilt in automatisch und manuell zu aktivierendes Potenzial, 1 s, 15 min respektive).

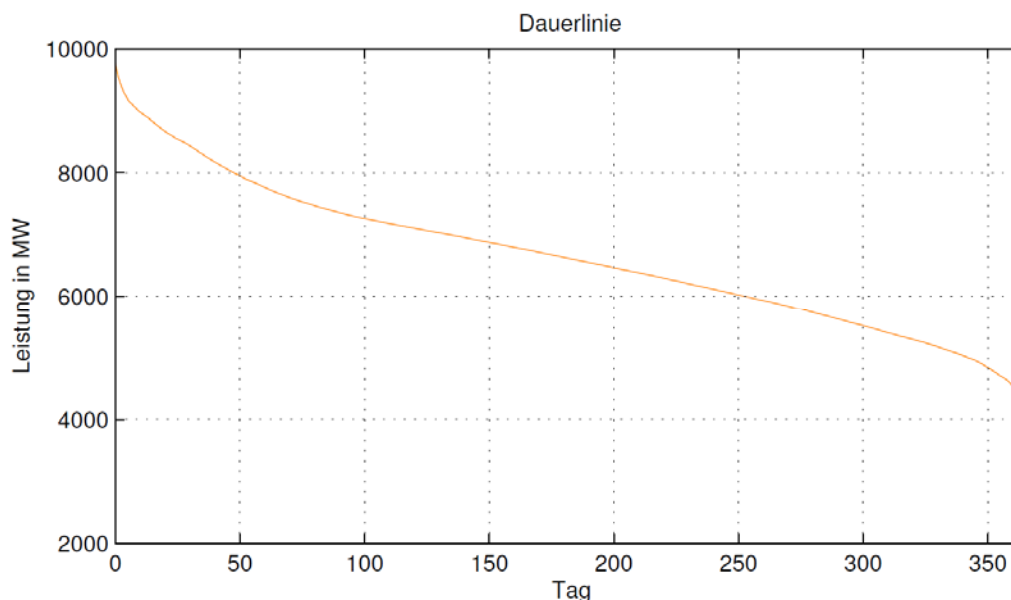


Abbildung 3-3: Dauerlinie des österreichischen Stromverbrauchs 2011, Anzahl der Tage,

Quelle: Oberhofer (2013)

3.2.3.2 Relevanz von Lastverschiebungsmaßnahmen in Österreich – Schwerpunkt Versorgungssicherheit

Im November 2013 wurde eine Lastspitze von knapp über 10 GW dokumentiert (E-Control, 2014).³² Diese – auch im historischen Kontext – hohe Maximallast ist eine Folge einer dynamischen Verbrauchsentwicklung sowie der hohen Auslastung – und somit des hohen Energieverbrauchs – der heimischen Industrie. Die Höhe dieser Last ist ausschließlich in den Wintermonaten zu erreichen. Bei weiter steigenden Höchstlasten kann bei konstanten Erzeugungs-, Transport- und Verteilungskapazitäten die Notwendigkeit für

³¹ Dies ist deckungsgleich mit der von (Klobasa, 2007) für Deutschland vorgeschlagenen Reduktion der Spitzenlast von vier Prozent als Ziel für Lastverschiebungsansätze. Dies korrespondiert mit dem von (Gutschi & Stigler, 2008) vorgeschlagenen 400 MW-Ziel für Österreich.

³² Dies sind um rund 400 MW mehr als die Höchstlast, die noch 2006 von (Gutschi & Stigler, 2008) festgehalten wurde.

Lastverschiebungsansätze größer werden. Wird auf Basis von Gutschi und Stigler (2008) ein absolutes Verschiebepotenzial von rund 400 MW zum Zeitpunkt einer derartigen Lastspitze avisiert, bedeutet dies, dass die Spitzenlast auf rund 9.600 MW verringert werden kann. Dabei wird den Sektoren Nicht-Eisen Metalle, Papier/Pappe, Eisen/Stahl, Bergbau/Steine/Erden, Chemische Industrie und Gießereien ein besonders hohes Lastverschiebungspotenzial unterstellt. Diese Zielvorgabe gilt es aus wissenschaftlicher Sicht im aktuellen Marktumfeld zu analysieren.

Wichtig ist es anzumerken, dass aus technischer Sicht weder die aktuelle Spitzenbelastung noch die geplante Reduktion ein Problem für die österreichische Versorgungssicherheit darstellt.³³

In Hinblick auf zukünftige Entwicklungen ist jedoch vor allem die schwer einzuschätzende Dynamik erneuerbarer Energieträger anzuführen. Abbildung 3-4 stellt die Divergenz aus Prognose und tatsächlicher Produktion von Windenergieanlagen für Österreich dar.

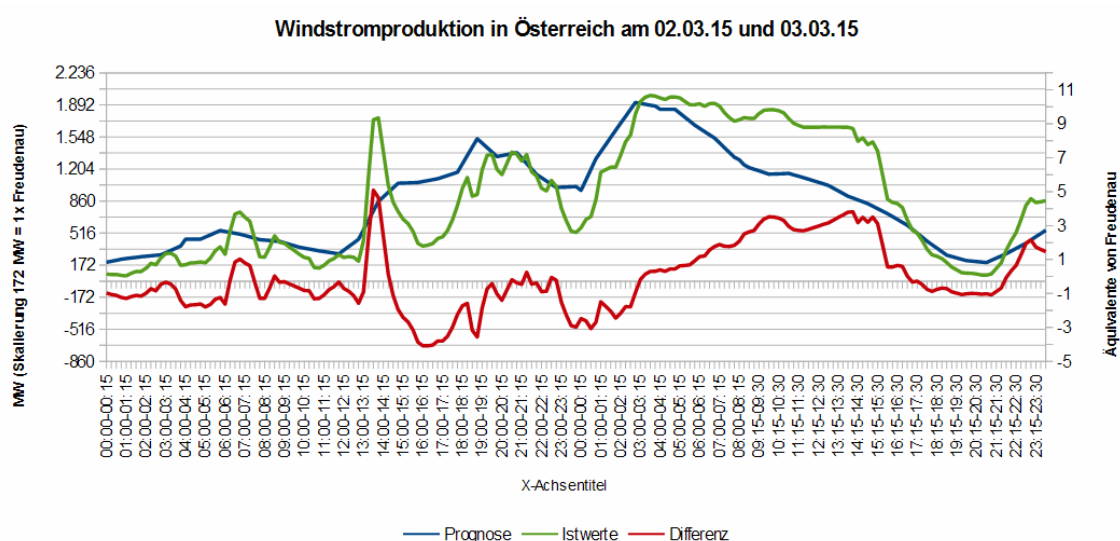


Abbildung 3-4: Windstromproduktion und -prognose in Österreich

Die zukünftig auftretenden Abweichungen von Produktion und Prognose hängen stark von der weiteren Entwicklung der Gesamtleistung der Wind- und Solarstromproduktion, der Speichermöglichkeiten sowie der Prognosefortschritte ab.

³³ In Anbetracht der herrschenden Systemstabilität in Österreich sind Lastverschiebungsansätze primär aus Effizienzgründen anzustreben. Auf europäischer Ebene, die in Hinblick auf Versorgungssicherheit große Auswirkungen für Österreich haben können, ist eine Aussage über die grundsätzliche Stabilität nicht möglich.

Factbox: Verbraucherseitige Lastmaßnahmen: Primärziele und Versorgungssicherheit

Grundsätzlich sind verbraucherseitige Maßnahmen neben ihrer effizienzsteigernden Funktion auch in der Lage Verbesserungen der Versorgungssicherheit zu ermöglichen.

Da signifikante Anteile des Lastverschiebungspotenzials einerseits einer bestimmten Vorankündigungszeit bedürfen als auch eine vorgegebene Vorlaufzeit haben, ist eine Lastverschiebung in vollem Umfang erst zeitverzögert (und danach aufgegliedert nach verschiedenen maximalen Verschiebedauern) möglich.

Als Pendant der positiver Regelleistung wird hier die Möglichkeit einer Reduktion der Last untersucht. Daher sind relevante Maßnahmen den gleichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgesetzt, was wiederum in Anbetracht der im Vergleich zu DSM-Maßnahmen kostengünstigen Bereitstellung³⁴ und der ausreichenden Menge von Regelernergiedienstleistungen Zweifel hinsichtlich der ökonomischen Viabilität von Lastverschiebung aufwirft.

3.3 Eckpunkte der Regelung elektrischer Lasten in kritischen Netzsituationen im internationalen Vergleich

Verbraucherseitige Ansätze zur effizienteren Gestaltung der Elektrizitätsmärkte ist international weit verbreitet. Als ein Leitmarkt gelten die USA. 29,5 GW flexible Last sind in den USA verfügbar (Entelios, 2014). Dies ist – bedingt durch vielseitige *benefit-sharing* Programme – auch im vitalen Interesse der Konsumenten. 2012 wurden beispielsweise amerikaweit mehr als 2 Milliarden Euro in direkten Einnahmen aus Demand Response Aktivitäten (von Unternehmen und Hausbesitzern gleichermaßen) lukriert.³⁵ Lastverschiebung ist daher als Geschäftsmodell etabliert. Die Kunden können an den volkswirtschaftlich relevanten Effizienzsteigerungen partizipieren (Rententeilung). Da die Rechtslage (bspw. gesetzliche Verpflichtung zur Bereitstellung gewisser Qualitätsniveaus), die Marktsituation und die Technologie nicht direkt mit Österreich (oder Europa) vergleichbar sind, sind die skizzierten amerikanischen Ansätze primär als informativ zu verstehen.

Neben Deutschland haben weitere europäische Länder Maßnahmen im Bereich Lastmanagement als Beitrag zur Versorgungssicherheit gesetzt. Diese werden nachfolgend kurz skizziert.

³⁴ Es wird nichtsdestotrotz auf den aktuellen Diskurs verwiesen, der Österreich ein vergleichsweise hohes Kostenniveau bei Ausgleichs- und Regelernergie bescheinigt. Im direkten Vergleich zu DSM-Ansätzen und auch der deutschen AbLaV bestehen dennoch signifikante Kostenvorteile.

³⁵ Dies beinhaltet allerdings Effizienzsteigerungen und Umlagen aus vermiedenen Investitionen, die andernfalls notwendig gewesen wären.

3.3.1 Europa im Überblick

Die Lastverschiebungsaktivitäten im Europaüberblick zeigen wie in

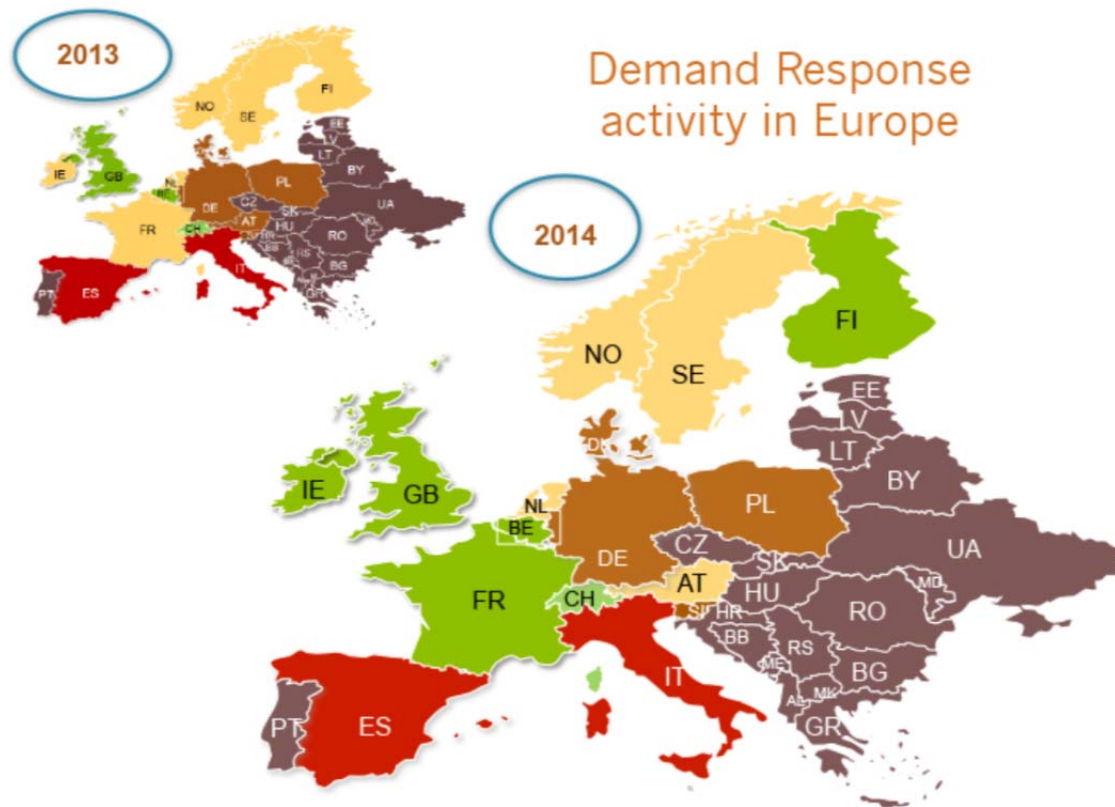


Abbildung 3-5 und Tabelle 3-1 ersichtlich, eine deutliche Steigerung von 2013 bis 2014. Die Ziele einzelner EU Mitgliedsstaaten, hohe Potenziale bei vergleichsweise geringen Kosten zu heben, unterscheiden sich untereinander kaum. Die Gestaltung von Richtlinien und der Aufbau von Projekten, welche sich dabei oft noch in Testphasen befinden, unterliegen meist einer länderspezifischen Umsetzung.

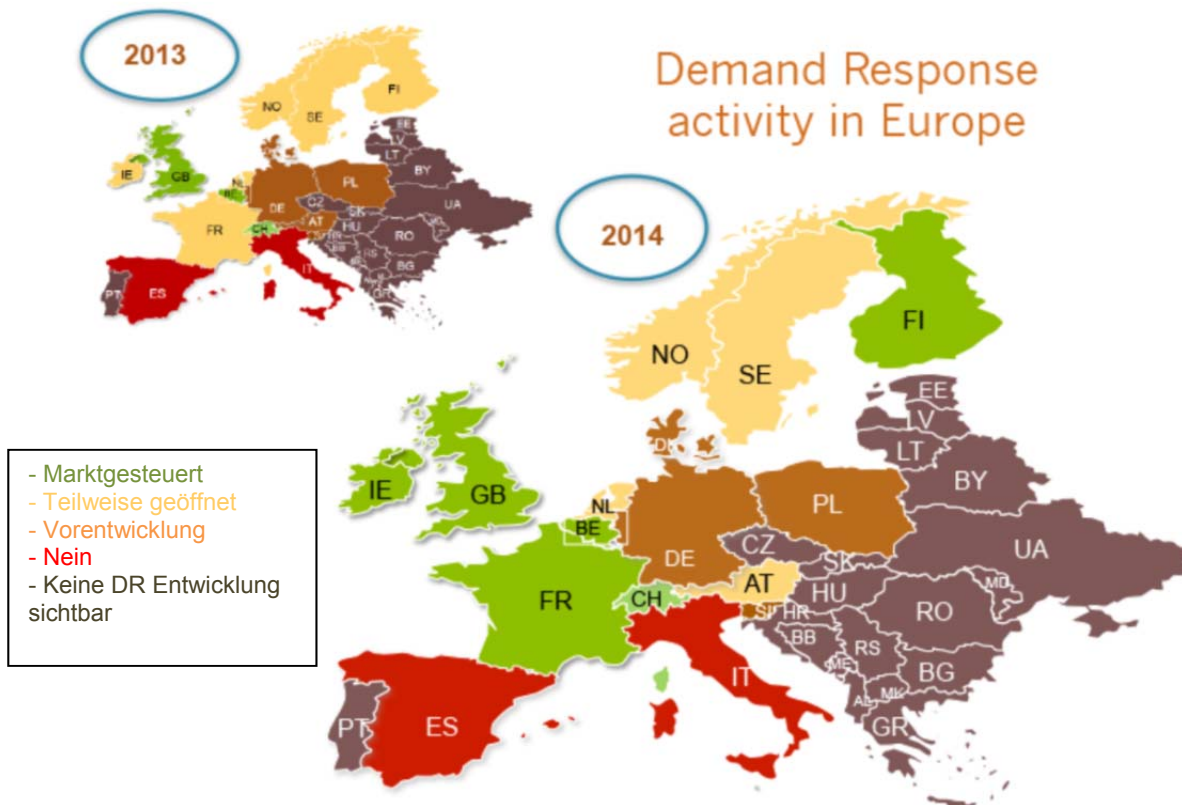


Abbildung 3-5: Europaüberblick Demand Response Aktivitäten

Quelle: Smart Energy Demand Coalition (2014)

Große Differentiationen zeigen sich oft in den verschiedenen Gesetzgebungen, nationalen Strommärkten, Teilnehmern (Industrie, Gewerbe, Haushalte), Kontrollorganen, Strompreisen, Kraftwerkskapazitäten/Typen und unterschiedlich starken Nachfragen. Basierend auf diesen Faktoren definieren sich in Ländern mit einem Markt für die Bereitstellung von Lastverschiebung auch die Handelspreise welche von 10.000 Euro bis zu mehr als 100.000 Euro schwanken.

„...es [hatte, Anm.] in den vergangenen Monaten heftige Diskussionen über die angemessene Höhe der Versicherungsprämie gegeben, die die Netzbetreiber den Unternehmen für die Bereitschaft zahlen sollen, kurzfristige Stromunterbrechungen zu akzeptieren. Die Spanne reichte von weniger als 10.000 Euro bis zu mehr als 100.000 Euro, die aus der Branche verlangt wurden. Branchenkenner berichten, dass in Ländern wie den Niederlanden, Spanien oder Italien Höchstbeträge von 70.000 Euro gezahlt würden.“ (Mihm 2012)

Tabelle 3-1 stellt den aktuellen Stand der Demand Response Implementierungsstrategien in Europa dar.

Tabelle 3-1: DR Umsetzung in Europa 2013-2014

DSM/DR/Lastverschiebungsansätze		
Land	2013 vorhanden	2014 vorhanden
Spanien	nein	nein
Frankreich	teilweise geöffnet	marktgesteuert
Belgien	marktgesteuert	marktgesteuert
Niederlande	teilweise geöffnet	teilweise geöffnet
Deutschland	Vorentwicklung	Vorentwicklung
Schweiz	marktgesteuert	marktgesteuert
Italien	nein	nein
Österreich	Vorentwicklung	teilweise geöffnet
Polen	Vorentwicklung	Vorentwicklung
Norwegen	teilweise geöffnet	teilweise geöffnet
Schweden	teilweise geöffnet	teilweise geöffnet
Finnland	teilweise geöffnet	marktgesteuert
Großbritannien	marktgesteuert	marktgesteuert

Quelle: Smart Energy Demand Coalition (2014)

Diese Aufstellung europäischer zeigt die unterschiedlichen Ansätze, welche in Europa verfolgt werden. Diese werden nachfolgend kurz skizziert.

3.3.2 Deutschland

Deutschland ist als Leitmarkt des europäischen Elektrizitätssystems von besonderer Bedeutung. Im Jahr 2012 wurde beispielsweise die auch für andere Länder richtungsweisende „Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998)“ implementiert.

Diese ist in § 13 Absatz 4a und 4b des Energiewirtschaftsgesetzes eingebettet und stellt die gesetzliche Grundlage für bilaterale Verträge zwischen den Betreibern des Übertragungsnetzes im deutschen Bundesgebiet und Großverbrauchern mit Eignung zur Teilnahme dar.

In Deutschland wird der Primärregelmarkt mit etwa 700 MW angegeben, in Österreich werden rund 70 MW veranschlagt.³⁶ Die vorgehaltene Sekundärregelleistung wird mit rund zwei Prozent der Gesamtlast angegeben (Wikipedia, 2014). In Hinblick auf den noch sehr überschaubaren Tertiärregelmarkt ist eine große Schnittmenge zum Leistungsumfang der in Deutschland eingeführten AbLaV festzustellen. Gerade die längere Zeitdauer, als auch das Volumen ist ähnlich einzustufen. Plakatativ wäre somit festzuhalten, dass Abschaltregime wie

³⁶ Siehe APG (2014) sowie Konstantin (2007). Die beiden Größenordnungen sind als Indiz der (größenbereinigten) Vergleichbarkeit der Elektrizitätssysteme und Regelnotwendigkeit anzusehen.

die deutsche AbLaV marktbasiert primär mit dem Tertiärregelmarkt korrespondieren und die Wirtschaftlichkeit dahingehend auszulegen ist.

Aufgrund der bedeutsamen Stellung des deutschen Marktes sowie der ähnlichen Charakteristika werden die Kernpunkte der deutschen AbLaV nachfolgend kurz dargelegt.

3.3.2.1 Hintergrund und Beweggründe für die Implementierung

Im Lichte der insbesondere in Deutschland akzentuiert forcierten „Energiewende“ sowie des erneut umgesetzten Ausstiegs aus der Nutzung von Kernenergie (Atomausstieg)³⁷ wurden verschiedene Strategien zur Reduktion etwaiger Gefährdungen für die Versorgungssicherheit diskutiert. Als ein praktikables (sowie betriebs-, wie auch volkswirtschaftlich effizientes) Mittel hierfür wurden verstärkt ab etwa dem Jahr 2010 Maßnahmen auf Verbraucherseite diskutiert. Diese sind in Form bilateraler Verträge insbesondere zu priorisieren, da sie auf mikroökonomischen Optimierungsentscheidungen beider Vertragspartner beruhen und somit eine umgangssprachlich als *win-win* Situation titulierte Maßnahme darstellen. Um diese Optimierung volkswirtschaftlich analysieren zu können, müssen nun die Mehrkosten (die über den Übertragungsnetzbetreiber an die Kunden weitergegeben werden) in Relation zu dem geschaffenen Nutzen (beispielsweise eine Reduktion der Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen gewichtet mit ihren jeweiligen volkswirtschaftlichen Kosten) gestellt werden. Als Ankergröße für die Bedeutung der Versorgungssicherheit ist die Analyse von Ausfallkosten relevant. Abbildung 3-6 bietet daher einen Überblick des vom Projektteam entwickelten Ausfallkostenanalysetools www.blackout-simulator.com. Dieses ermöglicht eine Abschätzung der in Deutschland auftretenden wirtschaftlichen Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen für Haushalte, Unternehmen und die öffentlich-administrativen Einheiten. Exemplarisch sind die Ausfallkosten jeweils im Falle vorliegender Hochlast (Wintermonate werktags zu Betriebszeiten) sowie einer Schwachlast (Sommer, Nacht, Wochenende) analysiert.

Exemplarisch werden anhand einer einstündigen Unterbrechung der Stromversorgung die Auswirkungen für Haushalte und Wirtschaft im deutschen Bundesgebiet untersucht.

³⁷ Eine Erläuterung zu den Inhalten und Zielen des deutschen EEGs sowie des bundesweiten Ausstiegs aus der Elektrizitätserzeugung mittels Kernkraft ist in Windenergie (2014) nachzulesen.

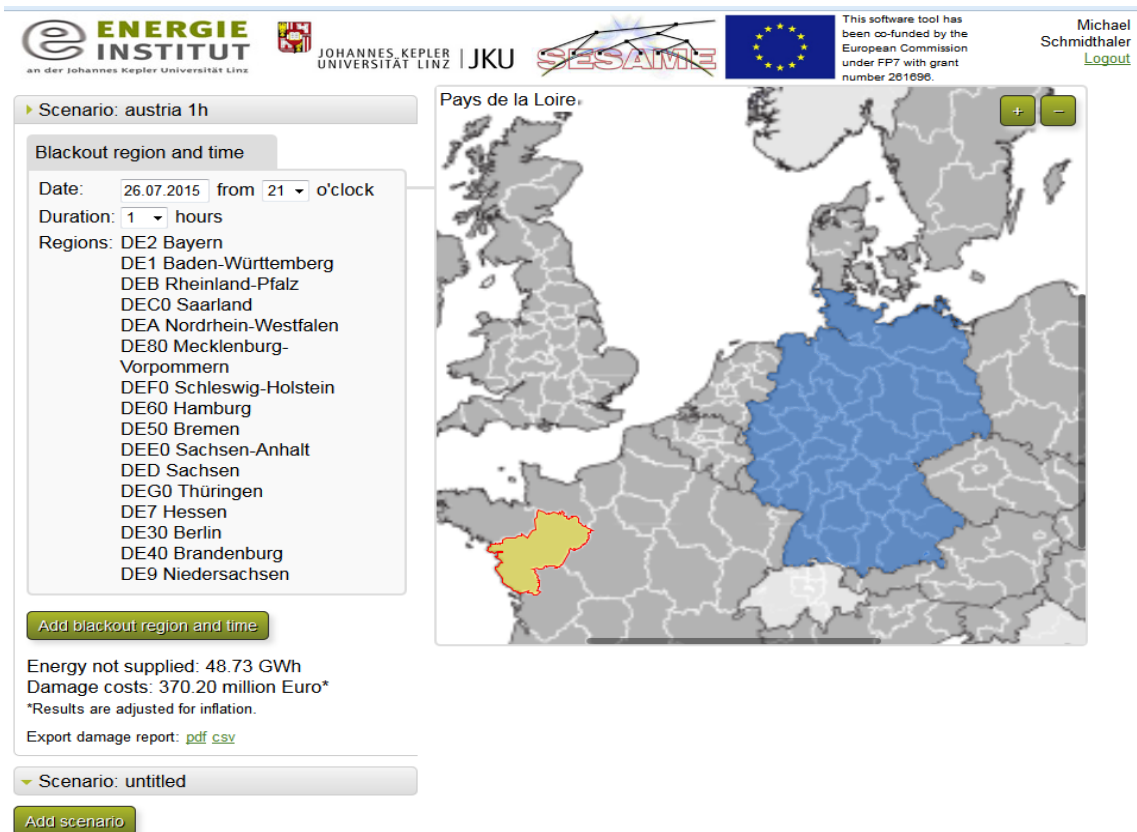


Abbildung 3-6: Analyse deutschlandweiter Ausfallkosten im Falle einstündiger Versorgungsunterbrechungen

Quelle: Reichl et al. (2014)

In der nachfolgenden Tabelle sind die volkswirtschaftlich relevanten Ausfallkosten, die bei einer derartigen Versorgungsunterbrechung zu erwarten sind, angeführt.

Tabelle 3-2: Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Hochlastfall im gesamten deutschen Bundesgebiet

Sektor (NACE- code)	Sektorbeschreibung	Nicht versorgte Energienmenge (in GWh)	Gesamt- schäden durch den Ausfall (in Mio. Euro)
A	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	0,52	8,04
BDE	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden Energieversorgung, Wasserversorgung	5,67	17,60
C	Herstellung von Waren	33,93	392,58
F	Bau	0,77	12,56
GHI	Handel; Instandhaltung und Reparatur Von Kraftfahrzeugen, Verkehr und Lagerei, Beherbergung und Gastronomie	8,59	39,34
J	Information und Kommunikation	0,40	10,40
K	Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	0,69	20,50
LMN	Grundstücks- und Wohnungswesen, Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen	3,11	110,94
OPQRS	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung, Erziehung und Unterricht, Gesundheits- und Sozialwesen, Kunst, Unterhaltung und Erholung, Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	5,80	102,96
HH	Haushalte	16,06	55,01
	SUMME aller Sektoren und Haushalte	75,55	769,92

Die erheblichen Kosten welche Versorgungsunterbrechungen verursachen müssen allerdings in Relation zu den statistischen Häufigkeiten gesetzt werden. Wie in Abbildung 3-1 dargelegt ist jeder deutsche Bürger durchschnittlich nur alle 4 Jahre von einer 1-stündigen Versorgungsunterbrechung, wie hier dargelegt, betroffen. Dies reduziert den Erwartungswert der gewichteten Schadenshöhe um ein Viertel. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ausfallkosten für den Schwachlastfall dargestellt. Es zeigt sich eine deutlich reduzierte, jedoch trotz alledem volkswirtschaftlich relevante Höhe der Ausfallkosten.

Tabelle 3-3: Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Schwachlastfall im gesamten deutschen Bundesgebiet

Sektor (NACE- code)	Sektorbeschreibung	Nicht versorgte Energienmenge (in GWh)	Gesamt- schäden durch den Ausfalls (in Mio. Euro)
A	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	0,23	4,23
BDE	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden Energieversorgung, Wasserversorgung	4,69	17,60
C	Herstellung von Waren	15,60	218,10
F	Bau	0,13	2,61
GHI	Handel; Instandhaltung und Reparatur Von Kraftfahrzeugen, Verkehr und Lagerei, Beherbergung und Gastronomie	4,74	26,23
J	Information und Kommunikation	0,33	10,40
K	Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	0,09	3,11
LMN	Grundstücks- und Wohnungswesen, Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen	0,39	16,81
OPQRS	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung, Erziehung und Unterricht, Gesundheits- und Sozialwesen, Kunst, Unterhaltung und Erholung, Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	1,55	33,21
HH	Haushalte	21,94	45,41
	SUMME aller Sektoren und Haushalte	49,68	377,70

Vor einer etwaigen Implementierung von AbLaV-ähnlichen DSM Schemen ist die Höhe der Aufwendungen der kritisch zu hinterfragen. Das bereitgestellte Volumen von jährlich mindestens 90 Mio. Euro (fixe Kosten ohne Arbeitspreiskomponente) relativiert sich allerdings sehr rasch vor allem in Anbetracht der deutlich höheren Opportunitätskosten bei Versorgungsunterbrechungen.

In wirtschaftlicher Hinsicht konkurrieren diese Maßnahmen mit marktgebundenen Ansätzen zur Regelung kurz- bis mittelfristiger Abweichungen von Verbrauch und Bereitstellung. Diese werden meist in Form des (automatisierten) Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergiemarktes bereitgestellt, wobei drehzahl- und trägheitsbasierte

Regelleistung nur schwer mit den Möglichkeiten der AbLaV vergleichbar sind. Durch die Trennung ebendieser in „sofort“ und „schnell“ abrufbare Leistung (eine Sekunde, bzw. 15 Minuten) ergibt sich jedoch zumindest in Hinblick auf die zeitliche Dimension eine gewisse Überschneidung, bzw. Ergänzung des Regelenenergiemarktes.

3.3.2.2 Inhalt der Abschaltverordnung in Deutschland

Deutschland wählte den Weg einer Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes für die Implementierung einer bundesweit einheitlichen „Abschaltverordnung“ welche in Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe f geregelt ist. Gemäß § 1 AbLaV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Abschaltleistungen aus abschaltbaren Lasten auszuschreiben und sodann bis zu einer Gesamtabschaltleistung von 3.000 MW zu erwerben.

Diese Größenordnung gilt es hinsichtlich sachlicher Kriterien für Österreich zu diskutieren. Der vielfach verwendete Zehntel-Faktor ist gerade in Anbetracht deutlicher energiewirtschaftlicher Unterschiede kritisch zu hinterfragen. Schlüsse hinsichtlich der Notwendigkeit, der Kosten sowie des Nutzen werden, basierend auf durchgeführten Experteninterviews, in Kapitel 3.5 näher erläutert.

3.3.2.3 Teilnahmebedingungen in Deutschland und Zielsetzung

Unter abschaltbaren Lasten im Sinne dieser Verordnung versteht man nach § 2 AbLaV eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), wobei die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von min. 110 kV erfolgt und an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann (Abschaltleistung). Darunter fallen große stromintensive Verbrauchseinrichtungen (zumeist Industriebetriebe), die nahezu rund um die Uhr Strom abnehmen und wegen der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers für eine bestimmte Zeit ihre Verbrauchsleistung reduzieren können, sofern dies aufgrund der Stromfrequenz erforderlich ist.³⁸

3.3.2.4 Technische Anforderungen und Spezifikation der AbLaV in Deutschland

Die technischen Anforderungen an die abschaltbaren Lasten ergeben sich aus §§ 5 f. AbLaV. So muss u.a. die angebotene Abschaltleistung min. 50 MW betragen. Die Anbieter dieser Abschaltleistung erhalten aufgrund einer Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber einen monatlichen Leistungspreis in Höhe von 2.500 € pro MW Abschaltleistung für deren Bereitstellung, also unabhängig davon, ob der Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltleistung tatsächlich abrufen, und zusätzlich einen Arbeitspreis für jeden Abruf der Abschaltleistung in Höhe von min. 100 € und max. 400 € pro MWh (§ 4 AbLaV).

3.3.2.5 Zusammenfassung der AbLaV in Deutschland gemäß § 5 Technische Anforderungen

Die in diesem Arbeitspaket von BlackÖ.2 verwendete „Blaupause“ implementierter DSM-Ansätze (AbLaV in Deutschland) wird in

³⁸ BT-Drucks. 17/11671, S. 1.

Tabelle 3-4 zusammengefasst.

Tabelle 3-4: FAQ zur Abschaltverordnung in Deutschland

I. Geforderte Reaktivität der an der Lastabschaltverordnung teilnehmenden Lasten
a. Trennung in <u>schnell und sofort</u> abschaltbare Lasten (in D jeweils 1.500 MW). i. schnell abschaltbare Lasten: innerhalb 15 Minuten ferngesteuert vom ÜN-Betreiber ii. sofort abschaltbare Lasten: innerhalb 1 Sekunde frequenzgesteuert vom ÜN-Betreiber
II. Netztechnische und leistungsbezogenen Anforderungen
a. Anschluss mindestens an 110 kV Netz (Äquivalent zu Netzebene 3 in Österreich) oder höher.
b. Mindest- und Maximalleistung der teilnehmenden Verbraucher i. Mindestleistung (50 MW) kann über Zusammenlegung von bis zu 5 Anbietern erreicht werden (werden als Aggregat behandelt). ii. Bis zu einer Maximalleistung von 250 MW können Vielfache von 1 MW angeboten werden.
III. Geforderte Mindestzeitdauern für abschaltbare Verbraucher
a. Min jeweils 15 Minuten mehrmals am Tag bis zu 1 h (4x pro Woche, min 12 h Abstand bei 1 h langen Abschaltungen).
b. Min 4 h am Stück (alle 7 Tage, min 48 h Abstand)
c. Min 8 h am Stück einmal alle 14 Tage (min 7 Tage Abstand)
d. Auf 16 h im Monat muss möglich sein
e. Max 4 Tage Ausnahme (wo keine Abschaltung möglich ist)
f. (Eigen-)erzeugungsanlagen dürfen nicht reduziert werden
IV. Vom Übertragungsnetzbetreiber gewährte Vergütungsstruktur
a. Arbeitspreis 100-400 €/MWh (können im Angebot spezifiziert werden)
b. Monatlicher Leistungspreis 2.500 €/MW
V. Weitere Spezifikationen der AbLaV in Deutschland
a. Regelung der Kosten (Träger)

Factbox: Lastverschiebung in Deutschland

Um im deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetz zu einer Aufrechterhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen zu können, wurde auf der Grundlage von § 13 Abs. 4a S. 5 und Abs. 4b S. 1 des EnWG Ende 2012 die sog. Abschaltverordnung³⁹ (AbLaV) erlassen. Diese gilt europaweit als *benchmark*. Verschiedene Länder haben unterschiedlich tiefgründige Erfahrungen mit unterbrechbaren Tarifen. Deutschland als ein europäischer Schlüsselmarkt und *frontrunner* im Bereich erneuerbarer Energien ist auch im Bereich Lastverschiebungsansätze als Lernmarkt besonders interessant für Österreich.

³⁹ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Abschaltverordnung – AbLaV) vom 28.12.2012, BGBl. I S. 2998.

3.3.3 Österreich

Der österreichische Regelenenergiemarkt befindet sich in einer bedeutenden Phase der Neuausrichtung. Da bis dato eine Aggregation von Lasten in mengenmäßig bedeutender Weise nicht erfolgte, wurden DSM- Maßnahmen bislang nur in geringerem Umfang oder für Referenzprojekte durchgeführt. Plänen zufolge können neue Marktteilnehmer wie Aggregatoren in Zukunft jedoch Aufgaben ähnlich jener von Bilanzkreisverantwortlichen übernehmen (Smart Energy Demand Coalition, 2014).

Konkrete Hinweise der energiepolitischen Unterstützung dieser Bestrebungen sind anhand der Reduktion der Minimalgebotsgröße von 10 MW auf 5 MW im Tertiärregelenenergiemarkt zu erkennen. Durch die Verringerung der Dauer der geforderten Bereitstellung von 16 auf 4 Stunden wird ein weiterer Schritt in Richtung Marktdynamisierung gesetzt. Dennoch ist aus Sicht der Lastverschiebungseignung eine weitere Reduktion auf 1 bis 2 Stunden anzustreben. Änderungen werden 2015 erwartet.

Um hier analysierte Möglichkeiten der Lastverschiebung (insbesondere unter Berücksichtigung vieler kleinerer Verbraucher) zu ermöglichen, sind Adaptionen am potenziellen Marktmodell anzudenken. Kollmann, Moser, & Schmidthaler (2014) stellen fest, dass:

„Experten in den nächsten Jahren mit einer Zunahme von neuen Marktteilnehmern [rechnen Anm.]. Dies ist vor allem bedingt durch die Notwendigkeit des optimierten Informationsflusses bei gleichzeitiger Einhaltung regulatorischer (unbundling) Rahmenbedingungen.“

Abbildung 3-7 stellt eine mögliche Marktstruktur der Zukunft dar, in welcher Aggregatoren eine bedeutende Rolle übernehmen könnten.

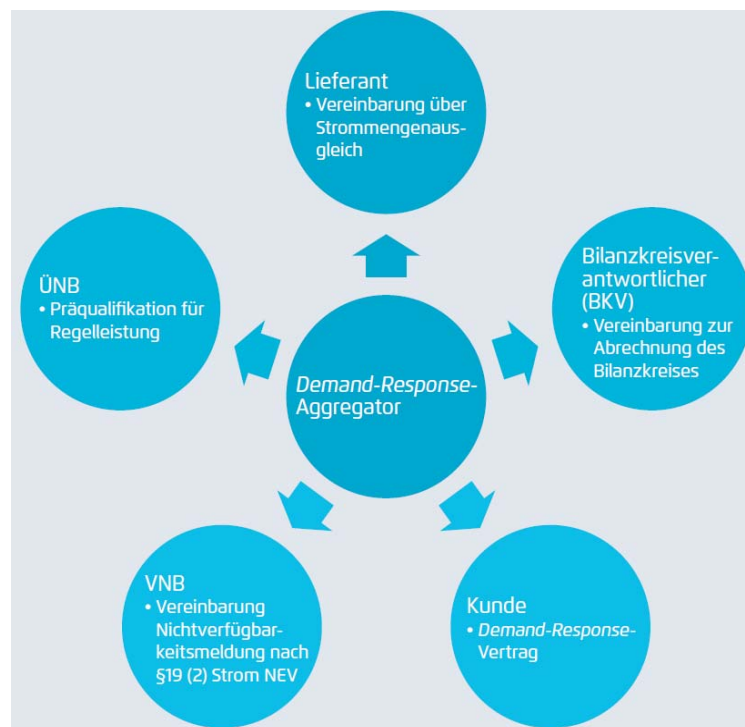


Abbildung 3-7: Skizzierung möglicher Kundenbeziehungen bei Teilnahme neuer Marktteilnehmer

Quelle: Agora Energiewende (2013)

Einen Einblick in die Wirtschaftlichkeit von verbraucherseitigen Maßnahmen bietet das Projekt Loadshift. In Hinblick auf die ökonomische Bewertung von Lastverschiebungsansätzen stellen (Kollmann, Moser, & Schmidthaler, 2014) fest, dass Unternehmen der Zementindustrie kostengünstige Lastverschiebungspotenziale mit unter 100 €/MWh aufweisen. Der überwiegende Teil an verlagerbarer Leistung und somit das größte Potenzial liegt in den Sektoren der chemischen Industrie, der Papierindustrie und der Elektrostahlerzeugung. Diese führen zu Kosten von etwa 200 €/MWh. Dem gegenüber stehen Sektoren wie Metallerzeugung und -bearbeitung als auch Nicht-Eisen Metalle mit vergleichsweise hohen Verlagerungskosten mit über 1.000 €/MWh und geringerem Verschiebepotenzial. Abbildung 3-8 stellt dies graphisch dar.

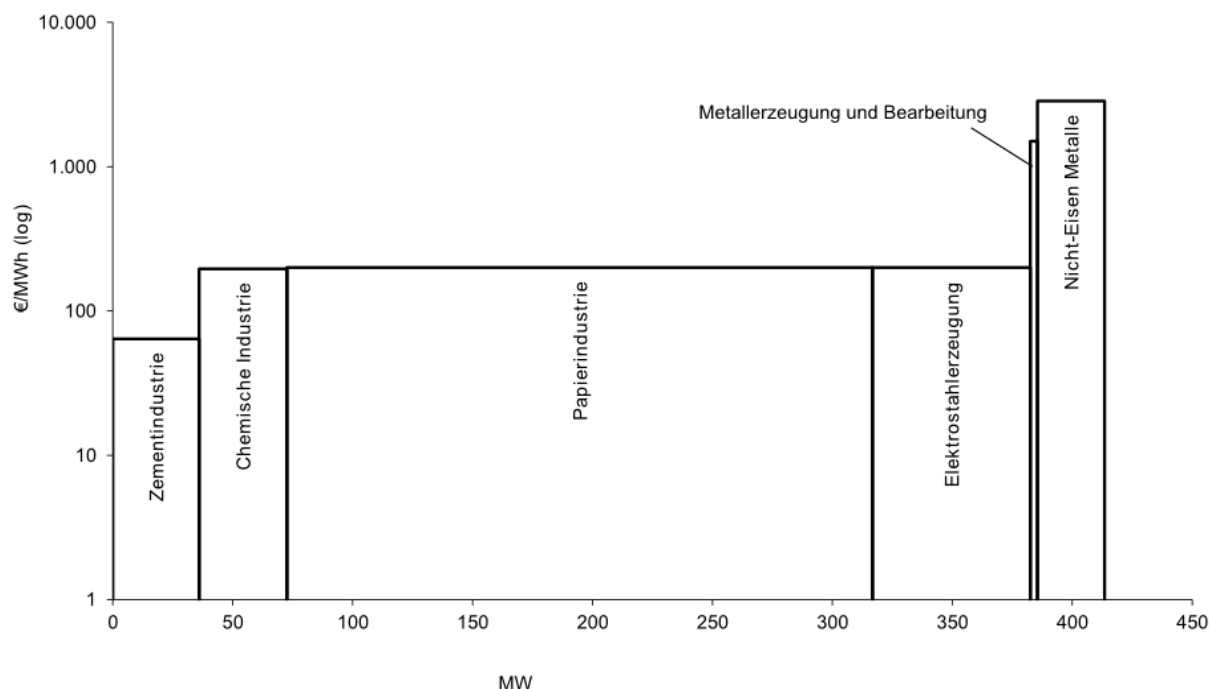


Abbildung 3-8: Kosten und Potenziale österreichischer Industriebetriebe für Lastverschiebung

Quelle: Bruyn et al. (2014)

Diese sind mit den Kosten verschiedener Ausprägungen von Versorgungsunterbrechungen zu vergleichen. Dies geschieht in Kapitel 3.3.3.4. Vor dem Hintergrund einer politikauglichen Technikfolgenabschätzung stellt dies eine intuitive Datengrundlage für Entscheidungsträger bereit. Vorab werden allerdings rechtliche und marktspezifische Aspekte von Lastverschiebung im österreichischen Elektrizitätssystem analysiert.

3.3.3.1 Rechtslage

AP3 untersucht primär ökonomisch/technische Rahmenbedingungen verbraucherseitiger Maßnahmen, stellt allerdings auch die in Österreich geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Hinblick auf Lastverschiebung (de Bruyn, 2014) kurz vor. Es wird somit erhoben, ob die zeitliche Verschiebung der Leistungsabgabe durch die Netzbenutzer⁴⁰/Kunden⁴¹, also sowohl der Industrie (Netzebene 3), des Gewerbes

⁴⁰ Ein Netzbenutzer ist jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt, § 7 Abs. 1 Z 49 EIWOG 2010. Personenbezogene Bezeichnungen werden aus Gründen der besseren Lesbarkeit zumeist nur in männlicher Form angeführt. Sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

(Netzebene 5) als auch der Haushaltskunden (Netzebene 7), nach geltender Rechtslage möglich ist.⁴²

Factbox: Exkurs rechtliche Rahmenbedingungen

Als unterbrechbar wird die Leistung nach der Legaldefinition in § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2015 dann bezeichnet, wenn der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Dieser unterbrechbare Tarif kann aktuell bereits dann auf Wunsch des Entnehmers in allen Netzbereichen der Netzebene 7 verrechnet werden, sofern eine unterbrechbare Lieferung z.B. für elektrische Warmwasseraufbereitung, Elektroheizung oder Wärmepumpen beim jeweiligen Entnehmer möglich ist. Denkbar und sinnvoll scheint es allerdings darüber hinaus auch, dass sich der Netzbetreiber und der Entnehmer, der z.B. ein Kühlhaus oder ein Elektrofahrzeug hat, vertraglich einigen, dass der Netzbetreiber (in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz) entweder jederzeit oder aber zu festgelegten Zeiten für eine zuvor vereinbarte Zeitspanne auf die Einrichtungen des Netzbenutzers zugreifen darf, um mittels eines möglichen Lastabwurfs eine Lastspitze zu vermeiden. Voraussetzung für die Verrechnung des unterbrechbaren Tarifs ist somit zunächst eine Berechtigung des Netzbetreibers, also eine vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Entnehmer hinsichtlich der zeitlichen Unterbrechbarkeit (jederzeit oder nur zu vorherbestimmten Zeiten)⁴³, das Vorhandensein einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung sowie das Vorhandensein einer zusätzlichen technischen Zähler- und Schalteinrichtung, über die der Netzbetreiber die entsprechende Einrichtung ansteuern kann. Dieser Tarif ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potenziellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber und die daraus resultierende mögliche Unterbrechung der Stromzufuhr ergibt. Ob der Netzbetreiber allerdings tatsächlich auf die Verbrauchseinrichtung zugreift, ist nicht ausschlaggebend für die Verrechnung des Tarifs, da es nur auf die Einräumung des möglichen Zugriffs ankommt.⁴⁴ Allerdings rechnet sich dieser Tarif aufgrund der Kosten für einen eventuell notwendigen zweiten Zähler erst ab einem gewissen Mindestverbrauch wirtschaftlich.

3.3.3.2 Marktsituation

Die jährlichen Ausgaben für Ausgleichs- und Regelenergie belaufen sich auf rund 150 Millionen Euro, was auf einen großen Markt für zukünftige Lastverschiebungsansätze hinweist. Die Entwicklung von Geschäftsmodellen wird für die nächsten Jahre erwartet, sofern organisatorische, technische und rechtliche Rahmenbedingungen (z.B. via den TOR) entsprechend adaptiert werden. Die darüber hinaus bestehende Infrastruktur und deren Eignung für eine bestmögliche Bereitstellung von Regelenergie wurde in den durchgeführten Experteninterviews prononciert bestätigt.

⁴¹ Kunden sind Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen, § 7 Abs. 1 Z 40 ElWOG 2010.

⁴² Das Projekt Loadshift untersucht daher die Potenziale und Kosten von Lastverschiebungsmaßnahmen anhand verschiedener Zeitintervalle. Die Trennung wurde gewählt und aufbauende politikaugliche Technikfolgenabschätzungen bereitstellen zu können.

⁴³ So muss z.B. garantiert sein, dass das Kühlhaus nicht so lange unterbrochen wird, dass die Ware verdirbt und dass das Elektroauto wieder aufgeladen ist, wenn es gebraucht wird.

⁴⁴ Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 11 Rz. 20.

3.3.3.3 Spezifika des österreichischen Energiemarktes

Wie bereits skizziert bestehen bei Lastverschiebungsmaßnahmen Zeiträume sowohl vor der vollständigen Aktivierung des Gesamtpotenzials als auch in Hinblick auf mögliche Dauern der Verschiebung. Da die Frist bis zur vollständigen Aktivierung bei den meisten Anwendungen oft mehrere Minuten dauern kann (siehe Kollmann, Moser, & Schmidthaler (2014)), kann somit die Lastverschiebung vor allem im Bereich der Tertiärregelung eingesetzt werden.

Die Bereitstellung der Tertiärregelleistung in der gesamtösterreichischen Regelzone der APG erfolgt seit 1. Jänner 2012 mittels Ausschreibung, bei der nach technischer Präqualifikation für Bezug bzw. Lieferung von Tertiärregelreserve teilgenommen werden kann. Die ausgeschriebenen üblichen Mengen in der Regelzone der APG sind +280 MW Leistungserhöhung (d.h. der Anbieter liefert an das Netz) und -125 MW Leistungsreduktion (d.h. Anbieter entnimmt Energie aus dem Netz). Somit ist für bestimmte Verbrauchseinheiten eine Teilnahme an diesem Ausschreibungsverfahren möglich, sofern die geforderten Leistungsgradienten, Arbeitsverfügbarkeiten, Mindestleistungen und informationstechnischen Anbindungen gegeben sind.

Dies ist insofern von hoher Relevanz für Lastverschiebungsmaßnahmen, da eine direkte wirtschaftliche Vergleichbarkeit gegeben sein muss.⁴⁵ Ähnliches gilt für den erforderlichen Umfang der Lastverschiebung, weshalb in Hinblick auf die Versorgungssicherheit mittelfristig von einem Bedarf in etwa der gleichen Größenordnung (+280 bis -125 MW) ausgegangen werden kann.

Eine entsprechende Eignung muss allerdings nachgewiesen werden. Dies ist sowohl in Hinblick auf technische Charakteristika wie auch Kurzfristigkeit der Implementierung besonders wichtig, schränkt allerdings den potenziellen Anbieterkreis deutlich ein. Ähnliches gilt für den Regelenenergiemarkt in Österreich, der sehr strikte Präqualifikationskriterien vorsieht. Tabelle 3-5 gibt einen Überblick der aktuell am österreichischen Regelenenergiemarkt zugelassenen Anbieter. Die Unterscheidung erfolgt anhand der bereitgestellten Regelenenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve).

⁴⁵ Sofern keine signifikant abweichenden technischen Eigenschaften und Vorteile bestehen.

Tabelle 3-5: Übersicht der aktuell präqualifizierten Teilnehmer am Regenergiemarkt Österreichs

Anbieter	PRL	SRL	TRL
Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH	X	X	
EVN AG	X		X
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	X		
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	X	X	X
Linz Strom GmbH			X
Norske Skog Bruck GmbH *)			
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation	X	X	X
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG		X	
VERBUND Trading AG	X	X	X
Vorarlberger Kraftwerke AG			X
Wien Energie GmbH			X

*) wünscht in Bezug auf die angebotene Regenergieart keine Veröffentlichung

Quelle: APG, Netzregelung, (2014)

Eine weitere Zunahme der Anbieter ist für die Zukunft nicht auszuschließen. Da neue Technologien und Marktteilnehmer (z.B. Aggregatoren) ebenfalls antizipiert werden, werden spezielle regulatorische Rahmenbedingungen eine große Rolle hinsichtlich der Schwerpunktlegung zum Lastausgleich in Österreich spielen.

3.3.3.4 Opportunitätskosten – Ökonomische Bewertung der Versorgungssicherheit

Um – auch in Anlehnung an die für Deutschland durchgeführte Analyse der Opportunitätskosten im Fall von Versorgungsunterbrechungen – auch für Österreich die Kosten von DSM-Maßnahmen einen entsprechenden Nutzen gegenüberzustellen, bietet Abbildung 3-9 einen Überblick einer Österreich-Auswertung des vom Projektteam entwickelten online Ausfallkostenanalysetools www.blackout-simulator.com. Dieses ermöglicht eine Abschätzung der in Österreich auftretenden wirtschaftlichen Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen für Haushalte, Unternehmen und die öffentlich-administrativen Einheiten.

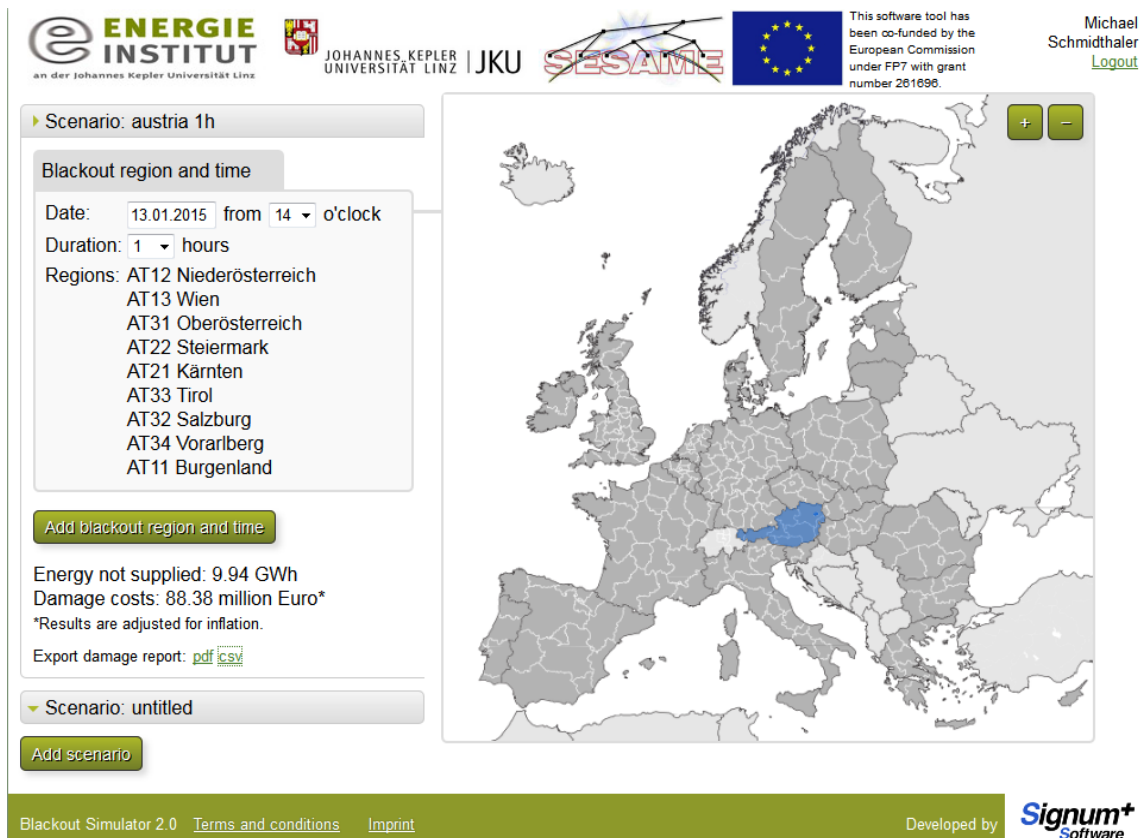


Abbildung 3-9: Analyse österreichweiter Ausfallskosten im Falle einstündiger Versorgungsunterbrechungen

Quelle: Reichl et al. (2014)

Nach erfolgter Auswahl ermöglicht die Auswertung eine Gegenüberstellung der sektoral disaggregierten Ausfallkosten mit den zu erwartenden Aufwendungen für institutionalisierte Lastverschiebungsmaßnahme, deren Kosten wiederum von der deutschen AbLaV abgeleitet werden können.

Tabelle 3-6: Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Hochlastfall

Sektor (NACE- code)	Sektorbeschreibung	Nicht versorgte Energienmenge (in GWh)	Gesamt- schäden durch den Ausfall (in Mio. Euro)
A	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	0,13	1,70
BDE	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden Energieversorgung, Wasserversorgung	0,76	2,18
C	Herstellung von Waren	4,32	42,80
F	Bau	0,14	2,63
GHI	Handel; Instandhaltung und Reparatur Von Kraftfahrzeugen, Verkehr und Lagerei, Beherbergung und Gastronomie	0,97	4,90
J	Information und Kommunikation	0,07	1,29
K	Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	0,09	4,37
LMN	Grundstücks- und Wohnungswesen, Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen	0,45	8,58
OPQRS	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung, Erziehung und Unterricht, Gesundheits- und Sozialwesen, Kunst, Unterhaltung und Erholung, Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	0,97	15,39
HH	Haushalte	2,06	4,54
	SUMME aller Sektoren und Haushalte	9,94	88,38

Wie in Tabelle 3-6 dargestellt, sind die Kosten von Versorgungsunterbrechungen insbesondere werktags während üblicher Betriebszeiten sowie in Wintermonaten auch volkswirtschaftlich bedeutend. Alternative, versorgungssicherheitserhaltende Maßnahmen, die eine monetäre Kompensation von netzstabilisierenden Dienstleistungen vorsehen, wie dies beispielsweise bei DSM-Maßnahmen der Fall ist, müssen diese Opportunitätskosten berücksichtigen. Diese belaufen sich in Österreich auf bis zu 88 Mio. € je Stunde⁴⁶

⁴⁶ Die Schadensfunktion folgt allerdings einem nicht-linearem Trend, sodass nachfolgend mit einer „decreasing marginal damage rate“ zu rechnen ist.

insbesondere dann, wenn Nutzeneinbußen von Haushaltskunden – die eine bedeutsame und besonders sensible Kundengruppe darstellen – entsprechend bewertet werden.

Die Auswirkungen einer Versorgungsunterbrechung im Niederlastfall sind in Tabelle 3-7 dargestellt. Wiederum treten hinsichtlich der Ausfallkosten substantielle sektorale Unterschiede auf.

Tabelle 3-7: Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Niederlastfall

Sektor (NACE- code)	Sektorbeschreibung	Nicht versorgte Energienmenge (in GWh)	Gesamt- schäden durch den Ausfall (in Mio. Euro)
A	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	0,06	0,89
BDE	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Energieversorgung, Wasserversorgung	0,72	2,18
C	Herstellung von Waren	2,29	23,78
F	Bau	0,03	0,55
GHI	Handel; Instandhaltung und Reparatur Von Kraftfahrzeugen, Verkehr und Lagerei, Beherbergung und Gastronomie	0,44	2,33
J	Information und Kommunikation	0,06	1,29
K	Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	0,01	0,66
LMN	Grundstücks- und Wohnungswesen, Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen	0,06	1,30
OPQRS	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung, Erziehung und Unterricht, Gesundheits- und Sozialwesen, Kunst, Unterhaltung und Erholung, Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	0,30	4,97
HH	Haushalte	2,68	3,67
	SUMME aller Sektoren und Haushalte	6,66	41,62

Tabelle 3-7 stellt die erwarteten finanziellen und energierelevanten Auswirkungen einer einstündigen Versorgungsunterbrechung im gesamten österreichischen Staatsgebiet im

Niedriglastfall dar. Trotz deutlicher Unterschiede zur vorab präsentierten Hochlastanalyse sind die zu erwartenden Schäden bedeutend.

Zusammenfassend kann in Hinblick auf die hohen Opportunitätskosten im Falle von Versorgungsunterbrechungen die bedeutende Stellung einer gesicherten Versorgung mit elektrischer Energie in und für Österreich festgehalten werden. Verbraucherseitige Maßnahmen können somit bei Ausschöpfung sämtlicher angebotsseitiger Potentiale in Engpasssituationen auch ökonomisch vorteilhaft sein.

Nachfolgend wird insbesondere auf Verantwortlichkeiten für die Versorgungsleistung an sich, auf die bestehende Rahmenbedingungen und auf angedachte verbraucherseitige Maßnahmen eingegangen.

3.3.3.5 Netzsicherheit – Verantwortlichkeiten in Österreich

Die rechtlichen Rahmenbedingungen weisen klare Verantwortlichkeiten für die Netzsicherheit auf. Die Aufrechterhaltung der (qualitätsgesicherten) Versorgung mit elektrischer Energie in Österreich obliegt dem Regelzonenführer. Dessen Aufgaben wurden von Elbe & Schmutzner (2014) sehr intuitiv festgehalten:

„Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, also des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, müssen die festgelegten Fahrpläne eingehalten werden. Fällt ein Kraftwerk aus oder erzeugt eine Anlage mehr als prognostiziert, muss die Differenz mithilfe von Regelkraftwerken ausgeglichen werden. Dabei muss die Netzfrequenz mit einem Sollwert von 50 Hz in einem engen Toleranzband geregelt werden. Überwiegt die Erzeugung dem Verbrauch steigt die Frequenz (Generatoren werden schneller), wird weniger erzeugt als verbraucht sinkt die Frequenz (Generatoren werden langsamer).“

Abbildung 3-10 stellt den gesamten Verantwortungskreis für die Aufrechterhaltung der Versorgung mit elektrischer Energie graphisch dar.

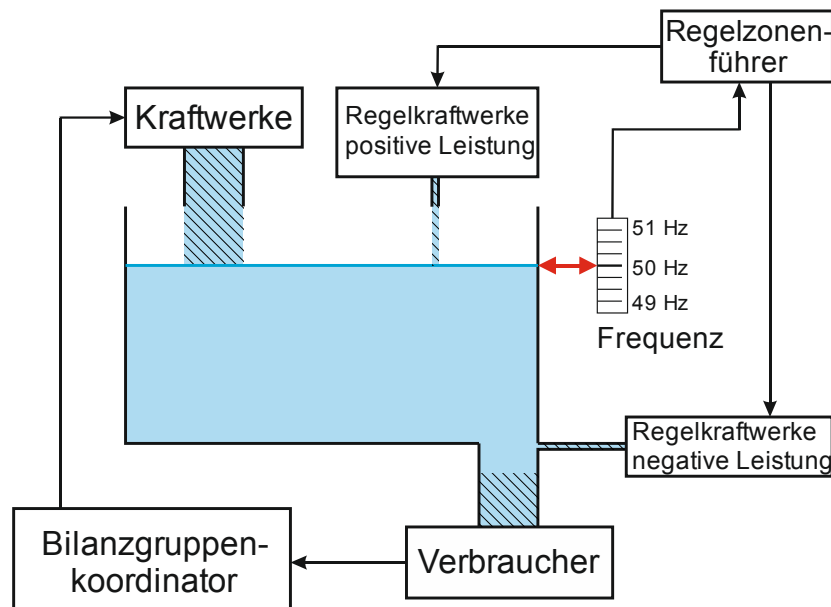


Abbildung 3-10: Schema der Netzregelung

Quelle: (Elbe & Schmutzner, 2014).

Die in diesem Arbeitspaket diskutierten verbraucherseitigen Maßnahmen basieren in verschiedenen europäischen Ländern auf bilateraler vertraglicher Basis zwischen Groß-Verbraucher und Netzbetreiber mit dem übergeordneten Ziel eine adäquate Versorgung für die benötigten Lasten sowie die Frequenz zu gewährleisten.

3.3.3.6 Ausgleichs- und Regelenenergie als primäre *Balancing Methode* in Österreich

In Österreich wurden verbraucherseitige Maßnahmen historisch nur in sehr geringem Umfang eingesetzt. Dies ist vor allem der sehr vorteilhaften österreichischen Topographie, einer entsprechenden Ausstattung mit regelfähigen Kraftwerken, einer vorausschauenden Energie- und Wirtschaftspolitik sowie sehr engagiertem Personal in Österreichs Energielandschaft zu verdanken. Die benötigte – positive – Regelenenergieleistung unterliegt einem bewährten Regime. Sekundär- und Tertiärregelenenergiebereitstellung sorgen verlässlich für den Abgleich von Verbrauch und Bereitstellung. Dies ist relevant da sich (zumindest in der Theorie und bei Vorhandensein entsprechender Kapazitäten von Erzeugung, Transport und Verteilung) sämtliche Lastverschiebungsansätze mit dem Regelenenergiemarkt messen müssen. Tabelle 3-8 repräsentiert die Eckdaten der Sekundär- bzw. Tertiärregelung in Österreich.

Tabelle 3-8: Eckdaten zur Sekundär- bzw. Tertiärregelung

Eckdaten zur Sekundärregelung:

Technische Präqualifikationsbedingungen:

- Mindestregelband je technischer Einheit: ± 2 MW
- Mindestleistungsgradient je technischer Einheit: 2 % der Nennleistung pro Minute
- Maximal 5 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 5 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für sechs verschiedene Produkte erfolgen:

- Peak-Woche: 08:00 - 20:00 Mo. - Fr. (Peak+ für positive RL, Peak- für negative RL)
- Off-Peak-Woche: 20:00 - 08:00 Mo. - Fr.
- Wochenende: 00:00 - 24:00 Sa. - So.
- jeweils positiv und negativ

Eckdaten zur Tertiärregelung:

Technische Präqualifikationsbedingungen:

- Mindestregelband je technischer Einheit: $\pm 0,5$ MW
- Maximal 10 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 10 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für zwölf verschiedene Produkte erfolgen:

- Montag - Freitag (jeweils im 4 Stunden Intervall)
- Samstag - Sonntag (jeweils im 4 Stunden Intervall)

Quelle: Elbe & Schmutzner (2014)

In der energiewirtschaftlichen Praxis zeigt sich, dass der österreichische Markt für Ausgleichs- und Regelenergie aus Versorgungssicherheitssicht gut funktioniert.⁴⁷ Um dennoch eine bestmögliche Einbettung etwaiger verbraucherseitiger Maßnahmen sicherzustellen wird nachfolgend auf verschiedene Lösungen, die in den unterschiedlichen Mitgliedsländern der Europäischen Union (EU) getroffen wurden, eingegangen.

⁴⁷ Die vielfach geäußerten Kritikpunkte der hohen Kostenintensität wird hier nicht beurteilt.

3.3.4 Lastverschiebung in den Niederlanden

Im niederländischen Energiemarkt ist Demand Response bereits teilweise umgesetzt und wird in naheliegender Zukunft eine wichtige Rolle einnehmen. *Demand Response* ist bei „*Frequency Restoration Reserve*“ und bei „*Replacement Reserve*“ erlaubt. Konkret beläuft sich die Ausgleichsenergie derzeit auf 500 GWh pro Jahr. Dabei sind etwa 95 % auf „*Frequency Restoration Reserves*“ zurückzuführen.

Die von den Netzbetreibern veranschlagte DSM Leistung beläuft sich auf 250 MW. Stromabnehmer mit einem Verbrauch von über 60 MW sind veranlasst den verschiebbaren Anteil den Netzbetreibern zu Verfügung zu stellen.

Die Mindestleistung für die Teilnahme an DR beträgt 20 MW für den Primärregelmarkt (mit 97 % bzw. 100 % Verfügbarkeit in Abhängigkeit von manueller- oder automatischer Umschaltung). Im Allgemeinen wird DR für 15 Minuten aufgerufen und maximal bis zu 30 min verlängert werden. Die Vergütung erfolgt nur auf Basis der tatsächlich verbrauchten Leistung. Es gibt keinen monatlichen oder jährlichen Leistungspreis wie etwa in Deutschland (Smart Energy Demand Coalition, 2014).

Factbox: Lastverschiebung in den Niederlanden

Die Niederlande weisen ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit auf. Die gewählten Ansätze im Bereich Lastverschiebung zielen primär darauf ab, Effizienzsteigerungen zu ermöglichen. Versorgungssicherheitsrelevante Überlegungen sind nicht die Hauptmotivation für historisch implementierte DSM-Maßnahmen.

3.3.5 Lastverschiebung in Großbritannien

Großbritannien gilt als Vorreiter bei der Öffnung des Strommarktes für Konsumenten in Europa. Die Firma kiWi Power, welche 2009 mit dem Fokus der Kommerzialisierung des DR Marktes und der Umsetzung von *Smart Grids* gegründet wurde, stellt dabei einen der vielen Aggregatoren dar. Diese setzte im Sommer 2013 DR Pilotprojekte mit Industriellen, Gewerbe (Supermärkte & Hotelketten) und Institutionen (Krankenhäuser, Wasserwerke) um. Ziel ist es den Demand Response Market welcher 2014 eingeführt wurde, bis 2018 voll einsatzfähig zu machen.

Im Jahr 2011/2012 wurden £ 70,4 Mio. in das STOR (Programm welches als Versuchs/Vorprogramm vor der nationalen Umsetzung von DSM durchgeführt wurde) investiert. Die durchschnittlichen Kosten beliefen sich dabei auf 9,13 £/MWh für die Bereitstellung bzw. 232,37 £/MWh bei der Nutzung der Energie (Smart Energy Demand Coalition, 2014), (KiWi Power, 2013).

Factbox: Lastverschiebung in Großbritannien

Großbritannien zählt als Vorreiter bei der Öffnung des Strommarktes und plant bis 2018 auf der Basis verschiedener Projekte einen voll funktionsfähigen Demand Response Marktplatz zu schaffen.

3.3.6 Lastverschiebung in Belgien

Belgien hat in letzter Zeit bemerkenswerte Schritte in Richtung der Öffnung der Reserve Märkte für Demand Response unternommen. Die derzeitige Herausforderung für eine höhere Beteiligung an Demand Response, ist den Aggregatoren Zugriff auf die Spot Märkte ohne der vorherigen Zustimmung der Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen.

Im Jahr 2013 wurden 261 MW für Demand Response aufgewendet. Für 2014 wird mit einer Steigerung von etwa 90 MW gerechnet.

Die Tarifgestaltung unterscheidet sich zwischen einem reinen leistungsgebundenen Bereitstellungsentgelt für Demand Response im Primärregelmarktsegment (R1), sowie einem leistungs- und arbeitsgebundenen Ansatz im Tertiärmarkt (ICH), (febeliec, 2013) (Smart Energy Demand Coalition, 2014).

Factbox: Lastverschiebung in Belgien

Belgien hat einen bemerkenswerten Schritt in der Öffnung des Energiemarktes für Demand Response gemacht. Die Herausforderung in den nächsten Jahren wird die Öffnung von Spotmärkten für Aggregatoren sein.

3.3.7 Lastverschiebung in Spanien

Demand Response hat zurzeit keinen Zugriff auf Netzdienstleistungen ausgenommen sind dabei Lastabschaltprogramme. Anträge zur Öffnung des Energiemarkts sind aktuell in Konsultation und können zu Änderungen in den Jahren 2014 und 2015 führen.

An Demand Response dürfen nur großindustrielle Betriebe mit einem Lastverschiebungspotenzial von 5 MW oder mehr teilnehmen. Aggregatoren sind derzeit nicht gestattet. Die maximale verfügbare Kapazität zur Spitzenlastreduktion beträgt 2.000 MW. Spanien stellt 500 Millionen Euro im Jahr 2014 für DR zur Verfügung. Jeder Anbieter erhält in Abhängigkeit vom Verbrauch maximal € 20/MWh plus einer Zulage bei „Peak hours“. (Smart Energy Demand Coalition, 2014).

Factbox: Lastverschiebung in Spanien

Aktuell werden Aggregatdienstleistungen in Spanien nicht angeboten. Demand Response ist in Spanien grundsätzlich möglich jedoch eingeschränkt. Es wird erwartet, dass die projektierten Änderungen bis 2015 den Markt deutlich beleben werden.

3.3.8 Lastverschiebung in Frankreich

Vor der Marktliberalisierung in Frankreich wurden DSM-Programme unter der Führung von Électricité de France durchgeführt. Es handelte sich dabei sowohl um spezielle Haushaltstarife als auch industrielle Lastmanagementprogramme.

Ein neues Gesetz 2014 ermöglicht experimentelle Regeln für Verteilernetzbetreiber (NEBEF) welches sowohl die Verantwortung für jeden Akteur als auch die Vergütungsregelungen zwischen den Betreibern und Lieferanten definiert. Es bietet Verbrauchern in Frankreich die Möglichkeiten selbst als Demand Side Management Operator (DMSO) aufzutreten und gezielt zur Lastspitzenreduktion beizutragen. Ein entsprechendes Pilotprojekt wird im Winter 2013/2014 umgesetzt. 2016 soll ein gemeinsamer Markt sowohl für die Stromerzeugung als auch für DSM geöffnet werden.

Die finanzielle Vergütung liegt je nach Reserve-Type zwischen 10.000 und 40.000 €/MW/Jahr. Die minimale Leistung zur Verfügung Stellung von DS liegt für „Frequency Restoration Reserve“ bei 50 MW. Dies wird im April auf 10 MW wie bei den tertiären Reserven (siehe Abbildung 3-11) sinken.

- Primäre Reserve ca. 700 MW < 30 s
- Sekundäre Reserve ca. 500-1.000 MW < 15 min
- Tertiäre Reserve ca. 1.000 MW < 13 min + ca. 500 30 min

	Power purchased by RTE	Direction	Notification period	Allowed bidders	Participation
PRIMARY RESERVE (automatic)	Ap. 700 MW	↕	< 30s	Generators	Mandatory
SECONDARY RESERVE (automatic)	500-1000 MW	↕	< 15 min	Generators	Mandatory
TERTIARY RESERVE	Ap. 1000 MW	↕	< 13 min	Generators & DR	Tenders
	Ap. 500 MW	↕	30 min	DR	Tenders
	XXX MW	↕	< 2h	DR	Tenders
BALANCING MARKET		↕	Variable	Generators & DR	Merit order

Source : www.cre.fr

- No access for DR before mid-2014
- DR allowed
- Dedicated to DR until the implementation of the capacity market 2016

Abbildung 3-11: DSM Reserven in Frankreich

Quelle: Chamoy (2013), Smart Energy Demand Coalition (2014), Réseau de transport d'électricité (2013).

Factbox: Lastverschiebung in Frankreich

Ein 2014 erlassenes Gesetz ermöglicht Verbrauchern in Frankreich selbst als Demand Side Management Operator aufzutreten. Die Größen der jeweiligen Leistungsreservestufen und entsprechenden Entgelte wurden bereits festgelegt.

3.3.9 Lastverschiebung in Italien

Es wurden zwei Verordnungen (eine für das Festland und eine für Sardinien und Sizilien) zur Stromabschaltung von des italienischen Übertragungsnetzbetreibers (TERNA S.p.A) umgesetzt. Großhändler können nun als *Demand Response* Aggregatoren agieren. Es gibt derzeit aber noch keine unabhängigen Aggregatoren unter anderem aufgrund des noch nicht vorhandenen rechtlichen Rahmens.

Die Verordnung AEEG Order n. 187/10 (2011-2013) definiert eine durchschnittliche abschaltbare Last: 3.900 MW/Jahr für Italien. Die Preisgestaltung erfolgt über einen Referenzpreis (höherer Preis für sofort zuschaltbare Lasten) und einem Bonus/Malus Mechanismus (zusätzliche €/MW falls mehr als 10 Unterbrechungen erfolgen bzw. Rückzahlung falls weniger als 10 Abschaltungen erfolgen).

Aufgrund der schwachen elektrischen Übertragungsleitungen zwischen Sizilien bzw. Sardinien mit dem Festland, der unzureichenden lokalen Netzinfrastruktur und dramatisch ansteigende schwankende Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern wurde diesbezüglich eine eigene Verordnung beschlossen (AEEG Order n.15/10 – *Scheme for Sicily and Sardinia*). Die maximale abschaltbare Last beträgt ca. 500 MW pro Insel. Die Preisgestaltung erfolgt über einen Referenzpreis (€/MW/Jahr, doppelter Preis gegenüber der „allgemeinen“ Regel) und einem zusätzlichen Bonussystem (zusätzliche €/MWh für jede zusätzliche Abschaltung falls die Anzahl der Abschaltungen >20) (Pavan, 2013), (Autorita Energia, 2007), (Smart Energy Demand Coalition, 2014)

Factbox: Lastverschiebung in Italien

Die Grundlage für DR wurde in Italien bereits in den Jahren 2011 bis 2013 gelegt. Ein Kapazitätsmarkt soll 2017 folgen. Derzeit besteht jedoch kaum ein Interesse das DR Potenzial auszunutzen. Die beiden Verordnungen weisen gemeinsam eine abschaltbare Gesamtleistung von 4.318 MW auf (Juni 2012). Die Mindestgebotsgrenze beträgt 1 MW. Ein Kapazitätsmarkt von vorerst reiner Erzeugungsseite wird voraussichtlich im Jahr 2017 durch Terna eingeführt.

3.4 Kriterienkatalog für Österreich

Im Gegensatz zu unterbrechbaren Tarifen, die in Österreich primär auf Netzebene 7 vor allem Haushaltskunden betrifft, sind die Möglichkeiten von DSM-Maßnahmen – in Anlehnung an internationale Rahmbedingungen – auf die Reduktion industrieller Lasten (Großverbraucher) hin zu analysieren.

Intention der analysierten bilateralen vertraglichen Möglichkeiten ist es, Besonderheiten in Hinblick auf Prozessketten für die Sicherstellung einer gesicherten Versorgung für alle weiteren Stromkunden zu gewährleisten. Diese volkswirtschaftlich wichtige (und bei hohen Kosten für Versorgungsunterbrechungen sowie geringen Nutzenverlusten bei Teilnahme kosteneffiziente) Möglichkeit der Netzstabilisation wird in diesem Kapitel für Österreich untersucht.

3.4.1 Notwendigkeit und Marktsituation in Österreich

In Anbetracht der international vorgeschlagenen Möglichkeiten, die Belastung der Netze im Bedarfsfall zu reduzieren, wird in BlackÖ.2 eine für Österreich einzigartige Potenzialanalyse der möglichen *demand-side*-Ansätze im Bereich der Nicht-Haushalte durchgeführt. Es besteht ein vergleichsweise klarer Konsens darüber, dass unter aktuellen Marktbedingungen die Notwendigkeiten als gering einzustufen sind. Nachfolgend erfolgt eine intensive Auseinandersetzung mit dieser Thematik im Zuge der Experteninterviews, die nochmals gesondert auf den Bedarf von DSM-Maßnahmen in Österreich eingeht.

3.4.2 Experteninterviews – Stakeholder-Beteiligung

Auf Basis eines im Zuge von AP3 entwickelten Fragenkatalogs konnte gemeinsam mit ausgewiesenen Experten und *Stakeholdern* gemeinsam der Frage nachgegangen werden, ob verbraucherseitige Maßnahmen in Österreich einen bedeutsamen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, welche Formen für solche Ansätze adäquat erscheinen sowie wer Träger von Kosten und Nutzen sein könnte.

Der nachfolgende Fragekatalog basiert auf Empfehlungen für standardisierte Interviews und stellt gleichsam das Rahmenwerk dieser Erhebung dar. Im Zuge der inhaltlichen Diskussionen wurden darüber hinaus jedoch weiterreichende Aspekte berücksichtigt.

Tabelle 3-9: Fragestellungen der Experteninterviews - Interviewleitfaden

a) Besteht grundsätzlich in Österreich Bedarf für verbraucherseitiges Lastmanagements zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie? i. Wie ist die technisch Sicht der Netzzuverlässigkeit zu beantworten? ii. Wie sieht die Wirtschaftlichkeit insbesondere in Anbetracht signifikanter Ausfallkosten (siehe BlackÖ.1 SESAME) aus?
b) Welche Vergütung wäre für Österreich notwendig/betriebswirtschaftlich interessant? i. Unterscheidung in Leistungs- und Energiekomponenten zielführend? ii. Anlehnung an den Markt für Regelernergie?
c) Gibt es abseits der Diskussion um Versorgungssicherheit eine Notwendigkeit für Österreich? i. Wie steht es um die Entwicklung des Leistungspreises? ii. Wie sollten kapazitätsgebundene Systeme (bspw. Netze) primär bepreist werden? iii. Auf Seite der Bereitstellung: Kapazitätsmärkte sinnvoll?
d) Im Vergleich zu Deutschland: Größenordnung Faktor 10 relevant? Für Österreich 300 MW sinnvoll? i. Wo liegen die strukturellen Unterschiede zu Deutschland? ii. Welche Spannungsebenen sollten angesprochen werden? (110 kV?)
e) Welche Größe/Anschlussgrößen müssten Unternehmen aufweisen um administrativ überschaubaren Aufwand zu erzeugen, sowie einen signifikanten Beitrag zu leisten? i. Wie AbLaV in Deutschland, wo 50 MW auch über pooling aus maximal 5 Unternehmen bereitgestellt werden können. ii. Wie viele dieser Unternehmen würde es in Österreich geben?
f) Gibt es in Österreich bereits (bilaterale, nicht vertragliche) Formen der freiwilligen Abschaltung? i. Wie sähe ein optimaler administrativer Ablauf einer AbLaV-ähnlichen Ausschreibung aus? ii. Welche Nutzer/Netzbetreiber sind sehr an einer Implementierung interessiert?
g) Welche Anreize von Politik/Regulator Seite wäre möglich/wünschenswert? i. Ist das Verordnungsformat zielführend? ii. Wie sehr/gut/umfangreich können bilaterale Verträge gesetzliche Regelungen ersetzen?
h) Im Falle einer Implementierung in Österreich, welche Wechselwirkungen sind mit dem (Sekundär- und Tertiär-) Regelergiemarkt zu erwarten? i. Preise? Welche Auswirkungen auf die Ausschreibungen sind zu erwarten? (Gesamt volumen des Tertiärregelmärktes liegt laut Experten bei rund 20 Mio. €/Jahr, ist dies korrekt?) ii. Steht die AbLaV in Konkurrenz zum Ausgleichs- und Regelergiemarkt? (v.a. hinsichtlich Volumina?)

3.5 Deliverables und Milestones

In diesem Kapitel wird auf die projektrelevanten Zielsetzungen in Arbeitspaket 3 „Europäische Ansätze von Demand Side Management: komparative Analyse verbraucherseitiger Maßnahmen im Lichte der Versorgungssicherheit“ eingegangen. Erklärtes Ziel dieses Forschungsprojektes ist es, einen wertvollen Beitrag für relevante Stakeholder zu liefern. Daher werden die nachfolgenden Kapitel getrennt dargestellt und können zur weiteren Verwendung effizient weitergegeben und disseminiert werden.

3.5.1 M3.1 Inventar bestehender europäischer Modelle zur bedarfsorientierten Abschaltung großer Lastabnehmer in netzkritischen Situationen

Kapitel 3.3 bietet eine Zusammenfassung möglicher Lastverschiebungs- und Abschaltungsregime. Diese komparative Analyse bestehender Systeme in Europa und weltweit mit Schwerpunkt Österreich, vergleicht insbesondere die vorhandenen Regime in Deutschland, Niederlande, Spanien, Belgien, Großbritannien und Italien. Eine Darstellung der Hauptcharakteristika von DSM-Ansätzen in diesen Ländern ist in

Tabelle 3-10 angeführt.

Tabelle 3-10: Zusammenfassung analysierter Lastverschiebungs- und Abschaltungsregime

Land	Kapazität	Vergütung
Deutschland	Für Unternehmen und Cluster ab 50 MW	2.500 €/MW/Monat + leistungsabhängige Arbeitspreisvergütung
Österreich	Für Unternehmen und Cluster ab 5 MW (Sekundärregelung) bzw. 10 MW (Tertiärregelung)	k.A.
Niederlande	Für Unternehmen und Cluster ab 20 MW	+ 70 €/MWh verglichen mit dem day ahead Markt
Großbritannien	Für Unternehmen und Cluster ab 50 MW	9.13 £/MWh für Bereitstellung, 232.37 £/MWh für Nutzung
Spanien	Für Unternehmen mit einem Lastverschiebungspotenzial ab 5 MW	20 €/MWh + zusätzliche Zahlungen bei „Peak hours“
Frankreich	Für Unternehmen und Cluster ab 10 MW	10.000-40.000 €/Jahr
Italien	Für Unternehmen und Cluster ab 1 MW	k.A.

Quellen: Smart Energy Demand Coalition (2014), Elbe & Schmutzner (2014).

Es zeigt sich, dass große Unterschiede in Hinblick auf angesprochene Unternehmen, Vergütungsstrukturen und Einsatzzwecke bestehen.

3.5.2 D3.1 Bedarfsanalyse eines Modells zur freiwilligen ökonomisch effizienten Abschaltung von Großverbrauchern (bei Entschädigung) in Österreich

Die Analyse des objektivierbaren Bedarfs beruht einerseits auf einer metaanalytischen Literaturanalyse, wie in Kapitel 3.3 und 3.4 dargestellt, sowie auf darauf aufbauenden Interviews mit Mitgliedern aus dem Stakeholder-Board, sowie externen Experten andererseits.

Tabelle 3-11 gibt einen Überblick über die Problemstellungen die sich bei einer Bedarfsanalyse für freiwillige Lastreduktion von Großverbrauchern zeigten.

Tabelle 3-11: Zusammenfassung der Bedarfsanalyse für freiwillige Lastreduktion von Großverbrauchern

Problemstellung	Relevanz/Anmerkung
Situation mit kritischen Netzzuständen im Übertragungsnetz	Kritische Netzzustände sind die Realität; es wurden Adaptionen der Marktregeln angeregt.
Einbindung von Photovoltaik- (PV) und Windenergieanlagen im Verteilnetz	Aktuelle Situation ist zu bewältigen; es wird allerdings eine Optimierung der Informationen der Netzzustände angeregt (Funktionalität von Smart Meter).
Notwendigkeit einer Implementierung von DSM-Ansätzen ist ähnlich der in Deutschland zu beobachtenden Fragestellung	Situation sei nicht vergleichbar; Deutschland weist eine spezielle Situation aufgrund der im Verteilnetz hohen Anteile fluktuierender Energieträger auf. Darüber hinaus sind Pumpspeicherkraftwerke in Österreich vorhanden. Regionale Notwendigkeiten im Osten Österreichs ggf. gegeben, tendenziell von Einspeiser ausgehende Notwendigkeit.
Analyse der Eignung des Marktmodells für verbraucherseitige Lastverschiebungsansätze	Die aktuelle Trennung in Leistungs- und Arbeitspreis grundsätzlich wird als ausreichend beschieden, allerdings sind die Höhe der Leistungskomponente zu niedrig; tendenziell wird sich auch im Haushaltsbereich nach oben bewegen (Grundpreis)
Fragestellung ob der Bedarf für Lastverschiebung von Belastung des Übertragungsnetzes ausgeht	Grundsätzlich ist die Anzahl der notwendigen Eingriffe zu hoch. Sollten die Netzausbaumaßnahmen wie geplant durchgeführt werden, sollte dies ausreichen.
Analyse welche Rolle zukünftige Marktteilnehmer (bspw. Aggregatoren) hinsichtlich DSM spielen werden?	Größere Beteiligung von neuen Playern wird allgemein erwartet. Im Haushaltssektor werden über Rundsteueranlagen schrittweise mit Smart Meter Steuerungen ersetzt. Thermische Trägheiten sind hier in großem Ausmaß vorhanden.
Eignung von DSM für Anwendungen in Gewerbe und Industrie	Diese sind vor allem bei Kühl- und Heizapplikationen relevant. Dienstleistungsspeicher und Vorhaltung (Silos,...) sind teilweise zu teuer.

Die involvierten *stakeholder* sehen trotz aller Ähnlichkeiten zum deutschen Energiemarkt substantielle Unterschiede in Hinblick auf Notwendigkeiten und Umsetzungsoptionen.

3.5.3 D3.2 Kriterienkatalog für ein Modell freiwilliger Abschaltungen von Großverbrauchern gegen Entschädigungen

Unter Beteiligung aller im Projekt vertretenen Stakeholder aus dem Bereich Übertragungs- und Verteilernetz sowie aus der öffentlichen Administration wurden die vorab skizzierten Fragestellungen aktuell und speziell für Österreich analysiert. Die sich ergebende Schnittmenge bildet Fragestellungen von D3.1 und D3.2 ab und wird nachfolgende skizziert.

Nachfolgend werden die Kernpunkte der durchgeführten Experteninterviews wiedergegeben. Dies erfolgt im Frage-Antwort Format um ein intuitives Verständnis der Kernaussagen zu ermöglichen.

Fragestellung: Besteht grundsätzlich in Österreich Bedarf für verbraucherseitiges Lastmanagements zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie?	
VNB	Aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers ist die Versorgungssicherheitsproblematik in Österreich mit deutscher Diskussion nicht vergleichbar, da die Erzeugung in Österreich geringere Fluktuationen aufweist. Topographische und energiewirtschaftliche Vorteile Österreichs (Pumpspeicherkraftwerke,...) sind hierzulande auf Erzeugerseite ein Garant für Stabilität und minimieren die Notwendigkeit für DSM-Ansätze. Dennoch bestehen auch in Österreich regionale Notwendigkeiten des verbesserten Ausgleichs insbesondere aufgrund des sehr dynamischen Wachstums erneuerbarer Energien und regionaler Notwendigkeiten. Die Last-, Verbrauchs- und Einspeiseentwicklung in Österreich ist vor allem in Osten dynamisch. Niederösterreich und Burgenland weisen eine sehr rasche Entwicklung des Windenergieausbaus auf. Vorteile verbraucherseitiger Maßnahmen sind, dass die Bereitstellung von positiver sowie auch negativer Regelernergie technisch möglich sei. DSM kann helfen, die Aufgaben des Regelzonenführers und VNB zu erfüllen. Die geographische Situation in Österreich ist zu berücksichtigen, da manche Netzbetreiber darauf ausgelegt sind, von außen versorgt zu werden. Kritische Situationen sehen bereits heute eine Berücksichtigung der Last vor. Konkret erlaubt das EIWOG die Abschaltung von Lasten. Großkunden sind meist an 110 kV angeschlossen und dahingehend zu priorisieren. Aktuell befinden sich die <i>Network Codes</i> in Überarbeitung. Diese sehen für den ÜNB mehr Durchgriffsrechte vor. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) muss grundsätzlich die vollständige Information und die vollständige Netzkontrolle des Netzes in seinem Verantwortungsbereich haben. Lasten im Netz des VNB dürfen nicht ohne Zustimmung des verantwortlichen VNB zu DSM verwendet werden.
Admin	Modelle wie die in Deutschland implementierte AbläV für Institutionen des Krisenschutzes sind in Österreich als bilaterale Vertragsregelung zwischen ÜNB und relevanten Unternehmen denkbar. Aktuell keine immanente Notwendigkeit auszumachen. Die dahingehende Diskussion findet vor allem auf Seiten der E-Wirtschaft statt (nicht politisch).
ÜNB	Aktuell besteht wenig Bedarf, da Netzausbau priorisiert wird. Die Erhebung der Potenziale und des Bedarfs wurde durchgeführt, fand jedoch vor Fertigstellung der Steiermarkleitung statt. Zu diesem Zeitpunkt war Bedarf gegeben (regional). Vorrangig sei der Netzausbau zu priorisieren. Lastmanagement ist in einer Schnittmenge mit Engpassmanagement zu bewerten. Dieses findet beim Regelzonenführer aktiv statt.

Fragestellung: Wie ist die technisch Sicht der Netzzuverlässigkeit zu beantworten?	
VNB	Es gilt festzuhalten, dass Österreich sehr hohe Verfügbarkeiten aufweist. Aus Sicht des Netzbetriebs ist ein Ausbau der Information über Betriebszustände bedeutsam und wünschenswert. Dieses Mehr an Informationen über Netzzustände sind gegenüber konkreten Überlegungen in Richtung Abschaltverordnung zu priorisieren. Smart Meter-Projekte sind diesbezüglich im Verteilernetz insbesondere bei Einspeisung erneuerbarer Energien (Photovoltaik als relevante Größe vor allem in ländlichen Bereich) relevant. Ein zu beachtender Aspekt ist allerdings die ungewisse Zukunft der Rundsteuerung. Diese wird in Verteilnetzen in beträchtlichem Maße zur Verbrauchssteuerung eingesetzt. DSM über Rundsteuerung ist darüber hinaus altbewährt. Einzelne VNB steuern mittels Rundsteueranlagen rund 300 MW, was in Anbetracht der föderalen Struktur bedeutsam ist. Der ÜNB ist verantwortlich für verbraucherseitiges Lastmanagement im Fall von Problemen im Übertragungsnetz. Grundsätzlich gilt, dass falls ein Problem in der Regelzone besteht, der ÜNB verantwortlich ist. Die Netzsicherheit innerhalb des Verteilernetzes betrifft den VNB. Für ausreichende Abstimmung (insbesondere Datenaustausch, Netzsicherheitsprüfung im Verteilernetz) ist im Vorhinein Sorge zu tragen. Ausfallkosten sind primär volkswirtschaftlich relevant. Der Netzbetreiber hat an sich „keine Kosten“, sieht sich aber in der Verpflichtung, größtmögliche Anstrengungen zur Erhaltung einer bestmöglichen Netzqualität zu unternehmen. Daher stellt sich auch für die Regulierung die Frage, ob es Sinn macht, dass ein Netzbetreiber, der aus Qualitätssicht im Benchmarking schlecht bewertet wurde und Geld für Verbesserungen benötigen würde, im Zuge der Tarifierung weniger Mittel zur Verfügung gestellt bekommt.
Admin	Die mit Krisenintervention beschäftigten Einheiten der österreichischen Verwaltung sieht die Debatte um Versorgungssicherheit und neue Ansätze dahingehend aus politischer Sicht. Im BKA beschäftigen sich auch andere Sektionen/Abteilungen mit energiewirtschaftlichen Aspekten, wobei diese wiederum spiegelbildlich mit den Ministerien aufgebaut sind. Es besteht aktuell ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit, dies ist bestmöglich zu unterstützen. Es gibt daher auch eine Reihe verfassungsrechtlicher Aspekte der Energiewirtschaft. Von der sicherheitspolitische Seite betrachtet, ist es notwendig, sowohl präventive wie auch interventionistische Maßnahmen zu koordinieren. Sicherheitspolitik sieht die Entwicklung der Versorgungssicherheit im zeitlichen Verlauf als zumindest gleichbleibend an. Die Energiewirtschaft war immer schon sehr gut vertreten. Es gäbe volkswirtschaftlich Vorteile von einer gut funktionierenden Versorgung mit elektrischer Energie. Von anderen Abteilungen eher wird der Thematik mehr Bedeutung zugemessen (nicht primär sicherheitspolitisch, sondern eher europäisches Energierecht. Bedrohungskulisse hat sich vermehrt aufgefächert. Mentalität „wenn es läuft, läuft es von selbst“. Dabei ist proaktives Denken wichtig (nur bedingt Fragestellungen der Energielenkungen). Die Gefährdungen haben sich verändert (EU Verbund, in den letzten 10 Jahren als neue Fragestellung, Russland, erneuerbare Energien, Internationale Krisen, Ausfall in Italien 2003, etc.).
ÜNB	Netzzuverlässigkeit ist in Österreich hoch. Es besteht eine gute Zusammenarbeit über verschiedene Netzebenen und hohe Kompetenz im Bereich Engpassmanagement und der Bewältigung kritischer Netzsituationen.

Fragestellung: Wie sieht die Wirtschaftlichkeit insbesondere in Anbetracht signifikanter Ausfallkosten (siehe BlackÖ.1 SESAME) aus?	
VNB	Angaben zur Wirtschaftlichkeit von DSM-Maßnahmen sind aufgrund fehlender konkreter Überlegungen nicht möglich. Für VNB ist jedenfalls entscheidend, dass der Netzzutritt von fluktuierenden Erzeugungsanlagen (allen voran PV-Anlagen) in Zukunft besser geregelt wird. Denkbar wäre ein dynamischer netzgeführter Bewilligungsprozess, wie dies auch in Forschungsprojekten evaluiert wurde. Bei Reduktion einigen Spitzenbelastungen sind zukünftig höhere PV-Penetrationen möglich. Dies alles geschieht vor dem Licht einer zunehmenden Auflösung der klassischen Teilung in Produzenten- und Verbraucherseite. Die Wirtschaftlichkeit ist schwer einzuschätzen. Beim VNB bestehen lokal Möglichkeiten der Regelung von Lasten. Allerdings weichen diese von den in Deutschland implementierten Lösungen ab. In Österreich werden gegebenenfalls bilaterale Vereinbarungen getroffen (bspw. im Zuge von Windenergieanbindungen). Trafos werden teilweise bereits redundant genützt (im Zuge von Verträgen vorgesehen). Aktuell wird zur Thematik auch eine Reihe von Forschungsprojekten durchgeführt. Etwaige Geschäftsmodelle ließen sich davon ggf. ableiten. Verträge/Engpassthematik → Investitionen; dieser Konnex ist regulatorisch zu berücksichtigen. Auf VNB-Level sind Abschaltungen möglich, werden aber kaum angewendet. In der Praxis werden eher bereits im Zuge der Netzzutrittsregeln Spezialvereinbarungen getroffen → Abschaltung bei speziellen Belastungssituationen (unterbrechbare Tarife). Diese sind allerdings großteils statisch und unterliegen den Notwendigkeiten der schnellen Anpassung in einem sich rapide wandelnden Markt. Zu Bedenken ist, dass das Setzen von Mindeststandards die Netzqualität verschlechtern kann.
Admin	Die Bedeutung von Strom hat gesellschaftlich betrachtet deutlich zugenommen. Früher war Strom v.a. in der Industrie und bei Prozessen kritisch bzw. relevant und ist seit der IKT Revolution auch bis in niedrige Ebenen von hoher wirtschaftlicher Relevanz. Dadurch ist die Versorgungssituation sehr sensibel geworden (Industrie und Wirtschaftsprozesse haben sich deutlich geändert). Es besteht eine große Divergenz zwischen VWL Schäden und Schaden für die E-Wirtschaft (Multiplikator in der E-Wirtschaft ist im Schadensfall sehr groß). Im Vergleich zu den anderen Infrastrukturen ist daher ein hohes Versorgungssicherheitsniveau essentiell.
ÜNB	Die Bedeutung einer gesicherten Versorgung mit elektrischer Energie wurde in BlackÖ.1 erstklassig erhoben. Netzausbau und Steuerungskompetenzen sind Lastverschiebungsansätzen (verbraucherseitigen Maßnahmen wie AbLaV) ebenbürtig. Untersuchungen wurden bei Großkunden vor Fehlen des Steiermarkringschlusses durchgeführt mit dem Ergebnis eines sehr geringen Potenzials.

Fragestellung: Ist eine Unterscheidung in Leistungs- und Energiekomponenten zielführend?	
VNB	Eine Unterteilung der Kompensationsmechanismen bei DSM Maßnahmen ist sinnvoll und wird auch in Hinblick auf Versorgungssicherheitsaspekte begrüßt. Generell wird eine Überholung der Netztarifkomponente angeregt. Diese sei auf Basis von etwa 1998 festgelegt worden. – Jetzt ist eine Version 2.0 notwendig da die hohen Investitionen in Kapazität entsprechend abzugelten sind. Die Regelung für verbraucherseitige Maßnahmen sollte sich am Ausgleichsenergiemarkt orientieren, d.h. eine Trennung ist zielführend. Leistungskomponenten müssten primär abgegolten werden. Leitungskapazitäten sind meist leistungs- und nicht energiebeschränkt. Die Primärregelung zielt nur auf den Leistungspreis, die Tertiärregelung auf den Arbeitspreis, die Sekundärregelung auf beides.
Admin	Wirtschaftlich betrachtet sei die Regelung einer Abschaltverordnung aktuell für Unternehmen noch wenig attraktiv. Siehe Tertiärregelenergiemarkt. Nur ein großer Papierproduzent stellt Kapazitäten bereit. Bei dynamischerer Entwicklung des Verbrauchs, des Preises sowie der Gesamtwirtschaft ist eine Regelung allerdings denkbar.

Fragestellung: Anlehnung an den Markt für Regelennergie?	
VNB	Eine Anlehnung der Kompensationsmechanismen an bestehende Regelwerke ist zu befürworten. Moderne Technologien erlauben darüber hinaus bestmögliche Leistungsmessung mittels Smart Meter auch auf Haushaltsebene und wird vor allem zukünftig relevanter. Es wird allgemein erwartet, dass ab 2020 nahezu 100 % Smart Meter-Dichte bei Haushalten besteht und diese somit in verbraucherseitige Regime aufgenommen werden können. Der Regelenenergiemarkt ist gut etabliert und stellt effizient Rahmenbedingungenbereit. Eine Anlehnung der diskutierten verbraucherseitigen Maßnahmen an den Regelenenergiemarkt ist daher sinnvoll.
Admin	Die öffentliche Administration empfiehlt eine Anlehnung an den Tertiärregelenergiemarkt. Haushalte gilt als letzte Demand Response (DR) Kundengruppe, eine intelligente Schnittstelle sei notwendig bzw. Smart Meter seien nicht zwingend notwendig.

Fragestellung: Gibt es abseits der Diskussion um Versorgungssicherheit eine Notwendigkeit für Österreich?	
VNB	Die Trennung in Leistung und Arbeit ist verstärkt zu diskutieren und die Notwendigkeit der Abgeltung von kapazitätsinduzierten Investitionen zu thematisieren. Netzausbau und auch Netzurückbau finden in Österreich statt. Nicht jede zusätzliche Querverbindung bringt mehr Versorgungssicherheit, weil das zu einer Steigerung der Komplexität des Gesamtsystems führt (jede zusätzliche Komponente trägt zuverlässigkeitstechnisch zur Ausfallhäufigkeit bei). Änderungen am Netz werden meist so spät wie notwendig durchgeführt (im Sinne eines Rückbaus, v.a. am Ende der technischen Lebensdauer). Nicht-Erneuerung ist in der Praxis relevanter als akzentuiert stattfindender Rückbau. Nicht vergessen werden darf auf den notwendigen Abbau des Reinvestitionsberges, die Erneuerung des massiven Ausbaus der österreichischen Netze, welcher um die 70er Jahre stattfand.
Admin	Dies ist in Anlehnung der Fragestellung in Deutschland zu beantworten. In Österreich herrscht ein anderes Bewusstsein. Firmen mit überdurchschnittlichem Stromverbrauch können einen Beitrag leisten. Konzerne in Deutschland haben dies verstärkt kommuniziert. Bedarfsseitig ist die Frage von Unternehmen und Versorgern zu beantworten.
ÜNB	Dies ist gegebenenfalls für Energiemanagementsysteme im KMU- & Gewerbebereich relevant.

Fragestellung: Bedeutung und Entwicklung des Leistungspreises	
VNB	Tendenziell werden kapazitätsbezogene Preiskomponenten wichtiger. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien und intelligenter Technologien im Netzbereich. Im Lichte einer zunehmenden Bedeutung dezentraler Erzeuger (PV Anlagen werden in Zukunft eine hohe Penetration aufweisen) besteht ein größeres Interesse an Leistungskomponenten im Netztarif. Für diese werden hohe Leitungskapazitäten benötigt. Die Preise sind allerdings solidarisiert zu tragen. Änderungen seien auf regulatorischer Seite anzudenken. Der Netzausbau ist in Ballungszentren genehmigungstechnisch weniger problematisch als bspw. im Übertragungsnetz der APG. Kunde zahlt für die Bereitstellung. Aus Netzsicht ist anzumerken, dass Kapazitäten mit dem Leistungspreis abgegolten werden sollen (als weiteres Vergütungselement). Es gab darüber hinaus in Hinblick auf Netzausbau im Verteilnetz gute Erfahrungen mit Bürgerpartizipation, insbesondere bei rechtzeitiger Einbindung aller Beteiligten.
Admin	Politisch ist diese Fragestellung nicht auf der Agenda.

Fragestellung: Auf Seite der Bereitstellung: Kapazitätsmärkte sinnvoll?	
VNB	Wenn ein Netzausbau möglich ist, besteht geringerer Bedarf an Kapazitätsmärkten. Darüber hinaus kaum kapazitives Problem vorhanden. Projekte werden zielgerichtet realisiert. Tendenziell werden die Kapazitäten der gesicherten Kraftwerke geringer → je weniger Kraftwerke, desto weiter muss Energie transportiert werden. Doch Kraftwerke sind im Bedarfsfalle eine „Chance wieder aufzustehen“.⁴⁸ Eventuell erforderlicher Netzausbau und Engpassmanagement ist in Netztarifen abzugelten.
Admin	Dies ist nicht ausschließlich marktgetrieben sondern eine gebietskörperschaftsübergreifende Problemstellung. Wirtschaftsministerium ist beispielsweise Eigentümer des „Verbunds“, hat somit auch Rechte und Pflichten. Gleichzeitig ist das BMWFW verantwortlich für die Sicherheit der Stromversorgung. Bündelung in einer Person. In Deutschland ist das anders. Dort ist die öffentliche Hand nicht Eigentümer von E.ON, RWE, Vattenfall. Als vorteilhaft ist dennoch die direkte staatliche Einflussnahme auf langfristige Fragestellungen. Dennoch ist sogar in Österreich trotz Eigentümerfunktion keine reibungslose Sicherstellung von Kapazitäten durchführbar (Mellach wird trotzdem eingemottet). In Deutschland wiederum haben Konzernchefs nicht die primäre Verantwortung für Versorgungssicherheit.
ÜNB	Über den Sommer gibt es in Österreich nur geringe thermische Kapazitäten, dennoch bestehen im Netz große Reserven. Bedarf daher nicht zwingend gegeben.

⁴⁸ Diesbezüglich sind Schätzung zu Ausfallkosten relevant. So wird für den Ausfall in Italien 2003 von Schäden für Lebensmittel im Wert von 4 Mrd. € ausgegangen.

Fragestellung: Im Vergleich zu Deutschland: Größenordnung Faktor 10 relevant? Für Österreich 300MW sinnvoll?	
VNB	Im Falle einer Implementierung in Österreich ist ein Faktor in der Größenordnung von 8-10 zielführend. Pooling – wie in Deutschland bei 50MW – ist eine Möglichkeit Marktteilnehmer geringerer Größe zu inkludieren. Neue Akteure sind noch nicht identifiziert. Österreich weist einen hohen Anteil an beständiger Wasserkrafterzeugung auf. Die Fragestellung weicht daher von Deutschland, wo viele thermische KW (langsame Prozesse) vorhanden sind, ab. Kaprun kann beispielsweise in 15-20 Sekunden Sekundärregelung bereitstellen (für min. 5 min). Thermische Anlagen benötigen 5 Minuten, um aktiviert zu werden. Es bestehen bei thermischen Einheiten darüber hinaus noch weitere Probleme bei schnellen Leistungssteigerungen. Emissionsgrenzen sind bspw. zu beachten. Betriebskennlinien dürfen nicht überschritten werden. Durch die Einbindung sehr großer Mengen von erneuerbarer Energieerzeugung (PV, Wind) ins Netz liegen in Deutschland andere Rahmenbedingungen (organisatorisch) als in Österreich vor. Aktuell in Österreich: Primärregelung ca. 70 MW +/- Gesamt Sekundärregelung ca. 300 MW +/- Größenordnungen in Deutschland Faktor 10 höher, daher Vergleich auch für DSM sinnvoll.
Admin	Andere Ausgangslage (siehe vorige Fragestellung). Auch industriepolitisch ist Österreich unterschiedlich aufgestellt. ÖIAG hat andere Funktion. Verbund ist in diesem Konnex zu betrachten. ÖIAG verwaltet sich selbst. Politische Kontrolle geht verloren. Im Verkehrsbereich ist das anders. Asfinag ist bspw. noch im direkten Einflussbereich der Ministerien.

Fragestellung: Welche Spannungsebene sollten angesprochen werden? (110kv ?)	
VNB	Aktuell ist die zukünftige Entwicklung von DSM-Ansätzen schwer absehbar. Grundsätzlich sind technologische Weiterentwicklungen in der Lage die Spannungsebene in Richtung kleinerer Kundengruppen zu verschieben. Auch neue Marktanbieter, wie Aggregatoren, ermöglichen diese Entwicklung. Dennoch eine passende Kommunikationsinfrastruktur ist notwendig – Smart Meter! Es gibt allerdings Bewegung im Markt: Cyber Grid wurde von Toshiba übernommen.⁴⁹ 110 kV wäre für den Fall einer Implementierung von Industrie-Gewerbe-DSM Maßnahmen sinnvoll. Jedoch sind auch Gruppenkunden in der Mittelspannungsebene relevante Verbrauchergruppen. Laststeuerung ist dennoch ein zentrales Element von Smart Grid (SG)-Lösungen.
Admin	Regelzonenführer braucht die Instrumente für Steuerung. Bessere Abstimmung innerhalb des ehemals vertikal integrierten „Verbunds“ wird notwendig werden. Kein Auftrag ohne Mittel. Siehe auch Bundesheer. Militär wird Aufträge ohne Mittel nicht annehmen.
ÜNB	Ein Ansprechen der 110kv Ebene (und darüber) wird als sinnvoll erachtet.

⁴⁹ [Anm.: Kontakt mit Cybergrid CEO wurde im Projekt Blackoutprävention und –intervention hergestellt.]

Fragestellung: Wie viele dieser Unternehmen würde es in Österreich geben?	
VNB	Anwendungen wie Kühlen und Heizen sind sinnvoll für DSM-Einbindung. Thermische Trägheiten sind vorteilhaft. (Klimaanlagen und andere Anwendungen, siehe auch pooling-Debatte). Zukünftig ist DSM auch für den Haushaltsbereich vorstellbar. Die Gesamtanzahl von Unternehmen mit DSM-Relevanz ist aktuell jedoch schwer abzuschätzen.
ÜNB	Interessant für Zementwerke, Metallverarbeitung, Papierfabriken und Shoppingcenter
Admin	Dimension ist nicht abschätzbar. Kleinere Abnehmer sind schwieriger zu aktivieren. Dennoch ist die Berücksichtigung von Haushalten auch in der Versorgungsdiskussion wichtig. Untersuchung im Projekt Loadshift gibt Aufschluss darüber. Früher war die Situation grundsätzlich anders: Waldbrunner Verordnung: Ranshofen war der größte Stromverbraucher in Österreich. Wenn Ranshofen abgedreht worden wäre, wäre genug Überschuss für alle anderen Bundesländer. Heute: Schmelzen und Formen ist heute Hauptaufgabe von Ranshofen, nicht Elektrolyse. (ursprünglich größte Aluschmelze in Europa). Klassisches DSM aus 50/60er Jahre funktioniert heute nicht mehr, da heute eine große Anzahl an Verbrauchern notwendig ist um ähnliche Größenordnungen zu aktivieren.

Fragestellung: Gibt es in Österreich bereits (bilaterale, nicht vertragliche) Formen der freiwilligen Abschaltung?	
VNB	Primär wurde in Österreich die Erzeugungsseite fokussiert. Im liberalisierten Markt sind Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle weiter zu klären. Jeder Kunde genießt grundsätzlich gleich Rechte. Tendenziell sind bilaterale Verträge daher schwierig. Dies wird aktuell nicht verwendet. Wichtig könnte in Hinkunft die Gruppe der Kettenkunden werden. Neue Anforderungen bei bestehenden Kettenkunden, auch Eigenproduktion wie z.B. PV, unterbrechbare Tarife.
Admin	Öffentliche Administration ist hier nicht der richtige Ansprechpartner, sieht allerdings problematische Konstellationen bei unterschiedlicher Anschlussqualität von Kundengruppen.

Fragestellung: Wie sähe ein optimaler administrativer Ablauf einer AbLaV-ähnlichen Ausschreibung aus?	
VNB	Fluktuierende Erzeugung primär im Osten als Thema und entsprechend regionale Notwendigkeiten für verbraucherseitige Maßnahmen (nicht für Gesamtösterreich). Konkrete Überlegungen sind noch nicht durchgeführt worden und aktuell am Markt nicht abzulesen. Thematik wird großteils als Thema des ÜNB gesehen. Dennoch ist die Einbindung des VNB betreffend Netzkapazität von immanenter Wichtigkeit.
Admin	Nachtstrom in Agglomerationen als großes Potenzial. Warmwasser als integrierter Wärme-Strom Markt. Hochwertiger Strom wird allerdings für Warmwasserproduktion „nicht bestmöglich verwendet“. Gewisse EU-Mitgliedsstaaten sehen daher Verbote vor. Dennoch bedingt durch den Umstand, dass der Wärmemarkt nicht 24h bedient werden muss, besteht eine Eignung als DSM-Markt.

Fragestellung: Welche Anreize von Politik/Regulator Seite wäre möglich/wünschenswert?	
VNB	Gesamtes Marktmodell müsste überarbeitet werden. Fragestellungen: Welche Rolle spielt der Markt? Was ist reguliert? Dies ist zu klären.
Admin	Märkte haben sich drastisch geändert. Regionale Unterschiede. Bundesland Vorarlberg ist beispielsweise Vorreiter in Sachen Nachhaltigkeit. Hohe Sensibilität auch gegenüber zentralen Verordnungen. Auch bei sicherheitspolitischen Fragestellungen. Verordnungsformat ggf. zielführend. In Person des Wirtschaftsministers. Aus energiewirtschaftlicher Sicht sind genügend Erzeugungseinheiten vorhanden. Thermische Kapazitäten als Problemfall (Regulatorisch zu lösen).

Fragestellung: Preise? Welche Auswirkungen auf die Ausschreibungen sind zu erwarten?	
ÜNB	In Deutschland sind über die AbLaV rund 90 Millionen Euro p.a. an Bereitstellungsentgelten vorgesehen. Nachdem in Österreich andere Voraussetzungen herrschen, ist die Frage aktuell nicht relevant.

Factbox Kriterienkatalog und Bedarfserhebung in BlackÖ.2:

Der österreichische Regelenenergiemarkt befindet sich in einer bedeutenden Phase der Neuausrichtung. Da bis dato Aggregation von Lasten nicht möglich war, stellten Demand Response Maßnahmen bislang keine Option dar. Die jährlichen Ausgaben für Ausgleichs- und Regelenenergie belaufen sich auf rund 203 Millionen Euro, was auf einen großen Markt für zukünftige Lastverschiebungsansätze hinweist. Die Weiterentwicklung von Geschäftsmodellen wird für die nächsten Jahre erwartet, sofern organisatorisch, technische und rechtliche Rahmenbedingungen (z. B. via den TOR) entsprechend adaptiert werden.

Die Frage der Vergütung wurde im Zuge des Experteninterviews nicht als Kernaspekt, sondern erst nach Klärung der Notwendigkeit thematisiert. Es stellte sich jedoch heraus, dass eine Anlehnung an die in Deutschland getroffenen Regelungen sinnvoll erscheint.

Tabelle 3-12 enthält Kriterien für ein Modell freiwilliger Abschaltung von Großverbrauchern gegen Entschädigung in Österreich.

Dies beinhaltet eine Zusammenfassung der Expertenmeinungen zum Themenkomplex „verbraucherseitige Maßnahmen im Lichte der Versorgungssicherheit“ von vier zentralen Stakeholdern im Projekt sowie darüber hinaus von einem jungen in Österreich tätigen Unternehmen, das spezielle Softwareanwendungen und Implementierungsstrategien für verbraucherseitige Maßnahmen anbietet (Aggregator).

Tabelle 3-12: Kriterienkatalog für ein Modell freiwilliger Abschaltungen von Großverbrauchern gegen Entschädigungen

Kriterium	Situation in Österreich
Notwendigkeit in Österreich	Tenor aller Experteninterview: In Österreich besteht keine akute Notwendigkeit. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energieträger und Netze sind entscheidend
Benötigte finanzielle Abgeltung	Anlehnung an dt. AbLaV ist sinnvoll, aktuell jedoch bedarfsseitig nicht notwendig
Kann ein relevanter Beitrag zur Versorgungssicherheit erreicht werden?	Österreich verfügt über topographische und energiewirtschaftliche Vorteile gegen über Deutschland und den meisten EU Ländern. Vorab sollten diese Stärken zukunftsfit gemacht werden.
Opportunitätskosten	Aktuelle Studien geben Aufschluss über die Kosten bei Versorgungsunterbrechungen. Diese reichen im Spitzenfall auf bis zu 88 Mio. € für einen einstündigen Ausfall im gesamten Bundesgebiet und rechtfertigen bestmögliche Vorbereitungen gegen diesen Ernstfall.
Verteilung des Nutzens von DSM-Maßnahmen	Geschäftsmodelle sind noch zu entwickeln. Rentenverteilung muss den Mehraufwand/Nutzeneinbußen auf Konsumentenseite adäquat vergüten.
Allokation der Kosten, Träger?	Neue Marktteilnehmer sind vorstellbar, jedoch gibt es noch Klärungsbedarf hinsichtlich notwendigem Datenschutz und –austausch.
Rahmenbedingungen von DSM-Ansätzen	AbLaV in Deutschland bietet eine Blaupause für zukünftige Implementierungen in Europa. Individuelle Lösungen sind gerade aufgrund der heterogenen energiewirtschaftlichen Voraussetzungen unabdingbar.

3.6 Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Arbeitspaket 3 des KIRAS Sicherheitsforschungsprojekts *Blackoutprävention und –intervention* (BlackÖ.2) untersucht die Notwendigkeit, die Potenziale und die Kosten von verbraucherseitigen Lastverschiebungsmaßnahmen in Österreich mit dem Ziel innovative Ansätze für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit aufzuzeigen. Übergeordnetes Ziel ist es auftretende Verbrauchsspitzen in Verbrauchstäler zu verlagern und gleichzeitig antizipierte Zunahmen des Dargebots erneuerbarer Energieträger, unter Wahrung des hohen Niveaus an Versorgungssicherheit, ökonomisch effizient in bestehende Netzinfrastrukturen einzubinden.

Im Zuge dessen werden Experteninterviews mit Bedarfsträgern aus der E-Wirtschaft, der Industrie und Verbrauchervertretung durchgeführt. Eine metaanalytische Literaturanalyse untersucht europäische Ansätze und leitet Handlungsempfehlungen für Österreich ab.

In Hinblick auf die eingangs dargelegten Forschungsfragen konnten vielfach Lösungen skizziert werden, wobei festzuhalten ist, dass die Eignung und Notwendigkeit von und für DSM Maßnahmen in Österreich als relativ gering dargestellt wird.

Tabelle 3-13: Forschungsfragen und Ergebnisse in AP3 von Blackoutprävention- und intervention

Forschungsfragen	Beantwortung der Forschungsfrage möglich? Aussage?
Besteht in Österreich Bedarf für ein System verbraucherseitigen Lastmanagements und kann es einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern?	Ja; tendenziell wird kein aktueller Bedarf festgestellt.
Welche Opportunitätskosten sind zu erwarten? Wie hoch sind die Kosten für ein derartiges System; welcher Nutzen ist zu erwarten; und wie sind anfallende Kosten zu allokalieren?	Ja, siehe Blackout-simulator.com; im <i>worst case</i> sind Ausfallkosten von bis zu 88 Mio. € pro Stunde zu erwarten. Proaktive Vermeidungsmöglichkeiten sind auszuschöpfen
Welche Rahmenbedingungen sind für die diskutierte Abschaltverordnung notwendig? Wie haben Kompensationsmechanismen auszusehen um 1.) kosteneffizient zu sein und 2.) einen echten Beitrag zur Versorgungssicherheit in Krisenmomenten leisten zu können?	Bedingt; Erhöhte Notwendigkeit vorausgesetzt können bei ähnlichen Rahmenbedingungen wie in Deutschland substantielle Lasten verschoben werden. Diese beinhalten eine leistungs- und arbeitsabhängige Vergütung.

Ziel dieses Arbeitspakets war es die aktuelle Situation in Mitteleuropa, insbesondere Deutschland und den Stand der Forschung bestmöglich abzubilden und die synergetische Einbindung von Ergebnissen parallel stattfindender Forschungsprojekte zum Thema zu ermöglichen. Hemmnisse, die einer weitreichenden Implementierung von versorgungssicherheitsrelevanten DSM-Ansätzen im Wege stehen wurden insbesondere anhand folgender Kriterien festgehalten:

- Komplexität der Prozesstechnik
- Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb
- Hürden im Marktbereich
- Kenntnisstand über Lastmanagement
- Organisatorische und systemische Herausforderungen
- Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung
- Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz

Die in diesem Arbeitspaket untersuchten DSM-Ansätze lehnen sich an den in Deutschland implementierten Lösungen an. Diese benötigen bedeutsame Mindestlastgrößen, weshalb nahezu ausschließlich industrielle Anwendungen praxisrelevant sind. In Anlehnung an vorangegangene Forschungsergebnisse (siehe Elbe et al., 2014) werden daher grundsätzlich folgende Anwendungen als lastverschiebungstauglich eingestuft:

Anwendung	Eignung
Lüftungsanlagen, Pumpen- und Druckluftsysteme	In vielen Betrieben vorhanden, Potenzial hoch
Mühlenanwendungen (bspw. Zement- oder Rohmehlmühlen in der Baustoffindustrie)	Sehr spezielle Anwendung, Feldversuche in Salzburg
Chlorherstellung in der chemischen Industrie	Cl-Alkali Elektrolyse, geringes Potenzial nur ein Standort in Österreich
Holzschleifer in der Holzstoffproduktion	Potenzial vorhanden, da Dienstleistungsspeicher bestehen
Zellstoffherstellung oder Altpapieraufbereitung in der Papierindustrie	Hohes Potenzial, jedoch nur bei ausreichender Abgeltung
Strombetriebene Wärmeerzeuger (z. B. Öfen)	Potenzial durch thermische Trägheiten hoch (insbesondere Haushalte)
Härtereiofen in der metallverarbeitenden Industrie	Geringes Potenzial ohne Eingriff in die Produktion
Pumpen, Blockheizkraftwerke (BHKW), Druckluftanwendungen	Heterogene Struktur, Potenzial schwer hebbar
Weitere Anwendungen mit thermischen Trägheiten oder Stoffspeichermöglichkeiten	Im aktuellen Marktumfeld nicht realisierbar

Es zeigt sich, dass insbesondere die wirtschaftlichen Voraussetzungen vielfach nicht für Lastverschiebung als Versorgungssicherheitskomponente gegeben sind. Dies hängt maßgeblich von politisch induzierten Rahmenbedingungen ab, wobei der allgemeine Tenor von Stakeholdern keine eindeutige Präferenz für verbraucherseitige Maßnahmen erkennen ließ. Eine Implementierung von der deutschen AbLAV ähnlichen Verlagerungsmechanismen wird in Österreich aktuell für nicht notwendig – und marktfähig – befunden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass in Anbetracht der kostengünstigen Bereitstellung und ausreichenden Menge von Regelenergiesdienstleistungen die Wirtschaftlichkeit von Lastverschiebung aktuell nicht gegeben ist, es jedoch insbesondere bedingt durch den raschen Wandel in der Elektrizitätswirtschaft zu einer Notwendigkeit der Neubewertung in absehbarer Zeit kommen kann.

Zusammenfassung von AP3 des Projekts Blackoutprävention und -intervention

Arbeitspaket 3 des Projekts Blackoutprävention und -intervention untersucht die Möglichkeiten verbraucherseitiger Maßnahmen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Österreich weist ein sowohl historisches als auch im europäischen Vergleich sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit auf. Verbraucherseitige Lastverschiebungsansätze wurden historisch nur in geringem Umfang eingesetzt, da eine *beyond-state-of-the-art* Ausstattung mit regelbaren Erzeugungskapazitäten und in jüngerer Vergangenheit Flexibilisierungsmöglichkeiten des Verbrauchs existieren.

DSM-Maßnahmen können dennoch in Situationen erhöhter Netzbelastung dazu beitragen, eine gesamtwirtschaftlich effizientere und sicherere Versorgung mit elektrischer Energie bereitzustellen. Verbrauchs- und Bereitstellungsinteraktionen werden in Zukunft vermehrt an Bedeutung gewinnen (*prosumer*-Gedanke), wobei Österreich erste Schritte in diese Richtung unternimmt.

Die Analysen in AP3 wurden auf Basis von Sekundärquellen und Experteninterviews durchgeführt. Kernaussage der beteiligten Stakeholder und der durchgeführten sekundäranalytischen Verfahren ist, dass im derzeitigen Marktumfeld keine urgente Notwendigkeit für verbraucherseitige Lastverschiebungsmaßnahmen besteht.

In Anbetracht sich rasch ändernder Rahmenbedingungen ist allerdings die Kenntnis über Potenziale und Kosten förderlich, um im Bedarfsfall kurzfristig und auf bilateralem Wege entsprechende vertragliche – und strikt freiwillige – Vereinbarungen realisieren zu können.

Literaturverzeichnis AP3

- APG. (26. 6 2014). *Netzregelung*. Von <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung> abgerufen
- Autorita Energia. (26. 09 2007). www.autorita.energia.it. Von www.autorita.energia.it/docs/06/292-06all.pdf abgerufen
- Berger, H., Eisenhut, T., Polak, S., & Hinterberger, R. (2013). *Demand Response Potenzial of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht*. Wien.
- De Bruyn, K. d. (2014). *Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage; Arbeitspapier aus dem Projekt Loadshift*. Linz: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- De Bruyn, K. d, Kollmann, A., Moser, S., Schmidthaler, M., Amann, C., Elbe, C., Schmutzner, E.; Kraussler, A., Reinhofer-Gubisch, M., Pucker, J., Frantes, B. (2014): *Hemmniskatalog Projektbericht 9/9, Projekt Loadshift*.
- Chamoy, A.-S. (15. 10 2013). *Institute for Energy and Transport*. Abgerufen am 03. 07 2014 von http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/sites/energyefficiency/files/files/documents/vents/4_energy_pool_15102013.pdf
- Cohen, J., J. Reichl, J., Schmidthaler M. (2014). Re-focussing research efforts on the public acceptance of energy infrastructure: A critical review, *Energy* 76. P4-6.
- Elbe, C., & Schmutzner, E. (2014). *Netztechnische Betrachtung - Projekt Loadshift*. Graz.
- Elbe, C., Frank, F. Kollmann, A., Kraussler, A. Rebhandl, L., Schmutzner, E., Schmidthaler, M. (2014): *Lastverschiebung in der Industrie. Projektbericht 4/9 – Projekt Loadshift*.
- energie.sia. (10. 04 2014). *energie.sia*. Abgerufen am 03. 07 2014 von <http://energie.sia-partners.com/20140410/nebef-une-reglementation-pour-rendre-leffacement-competitif-sur-le-marche/>
- Entelios. (26. 6 2014). *SEDC: Demand Response Aktionsplan für Europa*. Von <http://entelios.de/sedc/> abgerufen
- Gutschi, C. (2007). *Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung. Dissertation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik TUG*. Graz.
- Gutschi, C., & Stigler, H. (2008). Potenziale und Hemmnisse für Power Demand-Side Management in Österreich. *Beitrag beim 10. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 13.-15. Feb. 2008*. Graz.
- Hinterberger, R., & Polak, S. (2011). Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe - Chancen und Potenziale in zukünftigen Smart Grids. *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. wien.

- Hütter, D., Schüppel, A., & Stigler, H. (2013). Mögliche Anwendungen von industriellen DSM Potenzialen und deren Auswirkungen. *Beitrag bei der 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. Wien.
- KiWi Power. (15. 10 2013). *Joint Research*. Von http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/sites/energyefficiency/files/files/documents/vents/3_kiwi_15102013_.pdf abgerufen
- Kollmann, A., Moser, S., & Schmidthaler, M. (2014). *Endbericht: Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur*. Linz.
- Konstantin, P. (2007). *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Berlin: Springer.
- Mihm, A. (24. 01 2012). *faz.net*. Abgerufen am 03. 07 2014 von <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/folgen-der-energiewende-60-000-euro-fuers-stromabschalten-11620477.html>
- Moser, S. (2014). *Literaturvergleich - Projektbericht Loadshift*. Linz.
- Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand-Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7 (3), August 2011.
- Pavan, M. (15. 10 2013). *European Commision*. Abgerufen am 2014. 07 03 von <http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/workshop/workshop-demand-response-status-member-states-mapping-through-real-case-experiences>
- PLAN.T Consulting. (1998). *Aufschlüsselung der Lastganglinien nach Endenergie-Anwendung (Strom, Gas uNd Fernwärme)*.
- Reichl, J., Schmidthaler, M. and Schneider F. (2012). The value of Supply Security: the Costs of Power Outages to Austrian Households, Firms and the Public Sector, *Energy Economics* (2012), <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.044>.
- Réseau de transport d'électricité. (2013). *Réseau de transport d'électricité*. Abgerufen am 03. 07 2014 von http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_distributeurs/services_clients/effacements.jsp
- Schmautzer, E., Aigner, M., Fickert, L., & Anaca, M. (2011). Leistungseinsparpotenziale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarter Technologien. 7. *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. Wien.
- Schmidthaler, M., Reichl, J. and Schneider F (2012). Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1468-2516.2012.00398.x/abstract>
- Schmidthaler, M., Reichl, J. (2014). Economic Valuation of Electricity Supply Security Ad-hoc cost assessment tool for power outages, *Electra* 276 - October 2014.

Smart Energy Demand Coalition. (04 2014). *Smart Energy Demand Coalition*. Abgerufen am 03. 07 2014 von http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04111.pdf

Technisches Büro Becker, F. W.–C. (2009). *Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz*.

US Department of Energy. (Februar 2006). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them.

Wikipedia. (26. 6 2014). *Regelleistung*. Von http://de.wikipedia.org/wiki/Regelleistung_%28Stromnetz%29#cite_note-4 abgerufen

4 AP4: Analyse intervenierender, technischer Maßnahmen zur Wiederherstellung der Elektrizitätsversorgung

Dr. Hans-Peter Vetö

Dipl.-Ing. Gertrud Rossa-Weber

4.1 Einleitung und Zielsetzung

Während langanhaltender Versorgungsunterbrechungen kann es zu einer ernsten Gefährdung für die Bevölkerung kommen, wenn die Grundversorgung zusammenbricht und die Einsatzfähigkeit von Blaulichtorganisationen und sonstigen Einsatz- und Verwaltungseinheiten in Folge der Nicht-Verfügbarkeit von elektrischer Energie stark eingeschränkt ist. Mit Hilfe des NotCluster-Konzeptes soll es möglich sein, bestimmte (beispielsweise zuvor mittels Notversorgungsplan definierte) Netzabschnitte mit elektrischer Energie zu versorgen, um aus diesen Abschnitten heraus die Grundversorgung der Bevölkerung aufrecht zu erhalten bzw. wieder herzustellen.

Das übergeordnete Ziel dieses Arbeitspakets liegt in der Erhöhung der Resilienz strategisch wichtiger Infrastrukturbereiche gegenüber dem Eintritt großflächiger, langfristiger Blackout-Ereignisse. Dadurch sollen die gesellschaftlichen-, sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen bei Ausfall von kritischen Infrastrukturen, wie strategisch wichtigen Unternehmen, Behörden, NGO's und Zivilschutzeinrichtungen so gering als möglich gehalten werden.

Zentrales Ziel in diesem Arbeitspaket ist es, Konzepte für eine regionale Sicherheitsebene mittels Notversorgungscluster in Mittelspannungsnetzen zu entwickeln. Ziel ist ebenfalls die Erhebung der österreichweiten Potentiale bereits bestehender steuerbarer Erzeugungseinheiten. Darauf aufbauend sollen die Potentiale eines flächendeckenden „NotCluster“-Netzes entworfen werden.

KAPITEL A (Potentialanalysen)

4.2 Methodik NotCluster

4.2.1 Räumliche Verteilung dezentraler Energieerzeugung in Österreich

Dezentrale Energieerzeugung basiert sehr häufig, aber nicht notwendigerweise auf erneuerbaren Energieträgern. Zu den erneuerbaren Energieträgern zählen Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, 2015). Kleinwasserkraftanlagen gelten bis zu einer Engpassleistung von einschließlich 10 MW als Ökostromanlagen. Als mittlere Wasserkraftanlagen werden anerkannte Anlagen mit einer Engpassleistung von über 10 MW bis einschließlich 20 MW bezeichnet. (Ökostromgesetz 2012, 2015) Als Großanlagen werden im Ökostrom-Bericht 2014 der E-Control Anlagen mit einer Engpassleistung größer 10 MW bezeichnet.

Ökostromanlagen speisen zumeist dezentral in das Verteilnetz ein, daher wurden unter anderem die Ökostromanlagen als Grundlage für die Recherche der dezentralen Erzeugungsanlagen herangezogen. Die Einspeisung durch die dezentralen Energieerzeuger erfolgt zumeist auf der Mittelspannungs- oder Niederspannungsebene (Netzebenen 5, 6 und 7).

Abweichungen im Vergleich zum Ökostrombericht 2014 (Energie-Control, 2014), zur Statistikbroschüre 2014 (Energie-Control) oder zu anderen Datenquellen (u.a. Statistik Austria) sind in den folgenden Recherchen möglich.

4.2.2 Auswertung Kartenmaterial und Statistiken

Im Ökostrombericht 2014 (Energie-Control, 2014) werden pro Bundesland die von der jeweiligen Landesregierung anerkannten Anlagen aufgelistet. Diese Anerkennung trifft keine Aussage darüber, ob die Anlage bereits errichtet wurde bzw. sich bereits in Betrieb befindet oder noch in Planung steht. Die zweite Aufzählung erfolgt nach jenen Anlagen, welche in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen.

In der grafischen Auswertung wird die Anzahl der aktiven anerkannten Anlagen für ganz Österreich angegeben (Energie-Control, 2014).

Es stehen verschiedene elektronische, im Internet frei abrufbare Karten (IG-Windkraft, ITO-World, Google Street View, ...) zur Auswertung zur Verfügung. Diese beinhalten unterschiedlich detaillierte Informationen über Erzeugungsanlagen und ihre räumlichen Verteilungen. (auf die Auswertung der einzelnen Karten wird in Kapitel 4.2.1 näher eingegangen)

Die Anzahl und die installierte Leistung der derzeit bestehenden Windkraftanlagen wurden durch Auswertung der im Internet verfügbaren Karte der IG-Windkraft (IG-Windkraft, [https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1055/](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055/), November 2014) ermittelt. Dabei wurden mittels einer entsprechenden Software alle Markierungen in der Karte gemeinsam mit deren Leistungen und der durch sie repräsentierten Anzahl der Anlagen erhoben. Mittels der zu den Markierungen ebenfalls vorhandenen GPS-Koordinaten erfolgte eine Zuweisung in die einzelnen Gemeindegebiete und damit später eine Zuordnung zu den politischen Bezirken.

Angaben zur Anzahl der Kraftwerke wurden der Bestandstatistik, dem Ökostrombericht und den Angaben der Interessensgemeinschaften (IG-Wind, Kleinwasserkraft, ...) entnommen.

Diese weichen zum Teil stark voneinander ab. Mittels Internetrecherchen wurden die Erzeugungsanlagen mit Standort und Leistung ermittelt. Für Anlagen, für welche die Leistung nicht ermittelt werden konnte, wurde die Leistung der Anlagen über Daten wie Fallhöhe, Durchfluss, usw. abgeschätzt. Einzelnen Anlagen wurde eine durchschnittliche Leistung von z.B. Trinkwasserkraftwerken zugewiesen.

4.2.3 Geographische Aufteilung

Da es keine öffentlich zugänglichen Informationen über alle Verteilnetze und ihr genaues Versorgungsgebiet gibt, wurden die Ökostromerzeuger, soweit die Angaben vorhanden waren, den einzelnen politischen Bezirken zugeordnet, um dadurch eine geographische Verteilung der Notcluster zu erstellen.

Je nach Detailgrad der Recherche war eine Zuordnung der Anlagen von Gemeindeebene bis Bundeslandebene möglich. Da viele Daten in ihrer Gesamtheit nur auf Bundeslandebene recherchiert werden konnten, war eine genaue Zuordnung aller Erzeugungseinheiten auf Bezirksebene nicht möglich.

4.2.4 Betrachtung Energie vs. Leistung

Für die Versorgung der Kunden ist im Blackout Fall sowohl die Deckung der Leistung von Interesse, aber ebenso die Energie, die über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung gestellt werden kann. Vor allem wird dieser Aspekt tragend, wenn Speicherkraftwerke, Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen beteiligt sind.

Speicherkraftwerke können nicht unendlich lange elektrische Energie erzeugen, abhängig vom Speichervolumen steht die mittlere Leistung zwischen 30 Minuten und in seltenen Fällen mehreren Tagen zur Verfügung. Im Fall eines Jahresspeichers steht üblicherweise ein größeres Speichervolumen zur Verfügung, welches abhängig vom natürlichen Zufluss aber nicht rasch wieder befüllt werden kann. Dies kann mehrere Wochen bis Monate dauern.

Photovoltaikeinspeisung hängt in großem Maß von der Tageszeit und wie Windkraft von meteorologischen Einflüssen ab. Je nach Wasserführung speisen Wasserkraftwerke abhängig von der Jahreszeit mehr oder weniger Energie ein.

4.2.5 Durchschnittlich verfügbare Leistung

Erneuerbare Energiequellen speisen auf Grund der oben genannten Einflüsse nicht immer mit der Engpassleistung (installierten Leistung) ein. Bei konventionellen Einheiten kommt es auf Grund von z.B. Revisionen zu Stillstandzeiten. Daher steht nicht immer die gesamte installierte Leistung zur Verfügung.

Abhängig von vielen Parametern (Energiequelle, Standort, meteorologische Effekte) ist die Volllaststundenzahl der Erzeuger sehr unterschiedlich. Im Ökostrombericht (Energie-Control, 2014) und in der Statistikbroschüre 2014 (Energie-Control) werden die Volllaststunden der Ökostromerzeuger ausgegeben. Dabei werden die Volllaststunden nach der Engpassleistung gedrittelt, es werden die Volllaststunden des besten, mittleren und schlechtesten Drittels sowie die Volllaststunden aller Anlagen angegeben.

Um einen österreichweiten Vergleich geben zu können wurde die Engpassleistung mit der Volllaststundenzahl aller Anlagen auf eine durchschnittlich zur Verfügung stehende Leistung korrigiert.

$$P_{\text{Durchschnitt}} = \frac{P_{\text{installiert}}}{8760h} \cdot t_{\text{Volllast}}$$

4.3 Ergebnisse Potentiale NotCluster

4.3.1 Windkraftanlagen

Die Verteilung der Windkraftanlagen wurde mittels Auswertung des Kartenmaterials der IG-Windkraft erstellt. Es wurden 940 Anlagen erhoben.

Windkraft stellt eine sehr volatile Energiequelle dar, daher steht nicht zu jedem Zeitpunkt die gesamte installierte Leistung zur Verfügung. So wurde die maximale Engpasseleistung über die Volllaststunden auf eine durchschnittlich zur Verfügung stehende Leistung korrigiert. Die Volllaststundenzahl aller Anlagen beträgt 1644 h/a.

4.3.1.1 Ergebnisse für Windkraft

Zu erkennen ist, dass vor allem im Burgenland und in Niederösterreich das Dargebot bestehender Anlagen groß ist. Die räumliche Verteilung zeigt eine vermehrte Einspeisung außerhalb der Ballungsräume.

Daher würde die Anbindung der Windkraftanlagen an Verbrauchsschwerpunkte neue Potentiale für diese im Blackout Fall ergeben und so einen eingeschränkten Inselbetrieb ermöglichen. Problematisch kann in diesem Zusammenhang die Nicht-Steuerbarkeit des Windes sein.

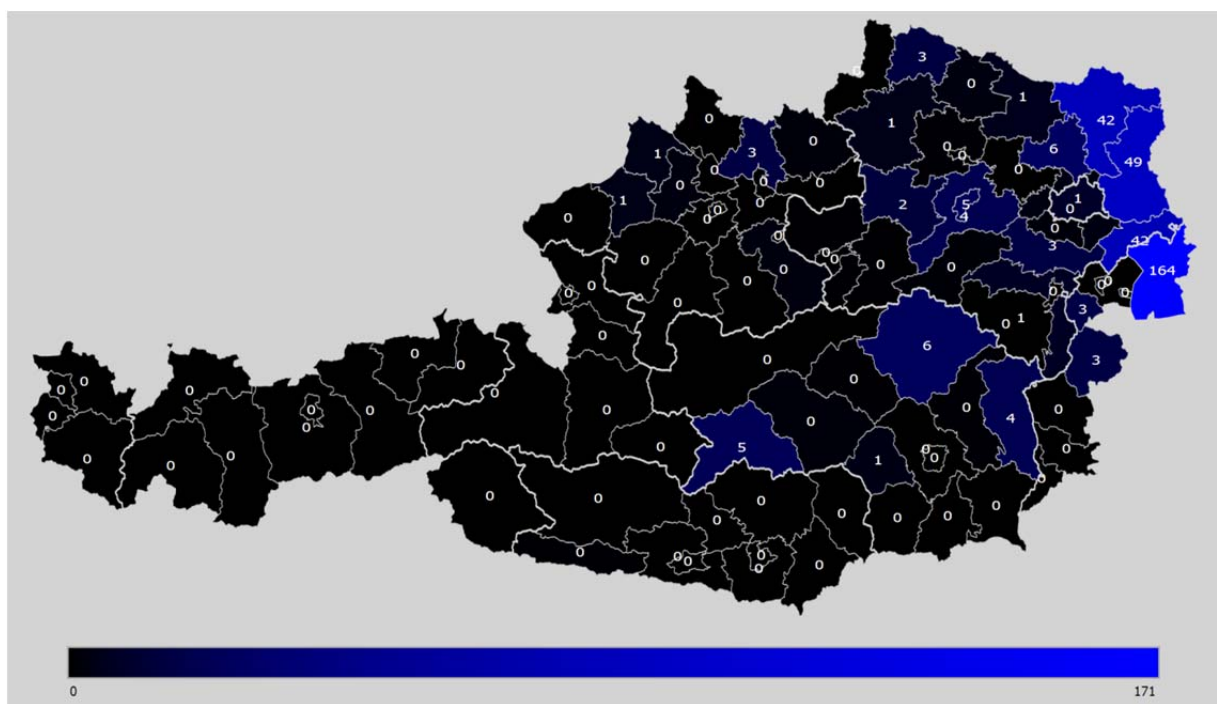


Abbildung 4-1: Verteilung Windkraftanlagen, durchschnittliche Leistung in MW

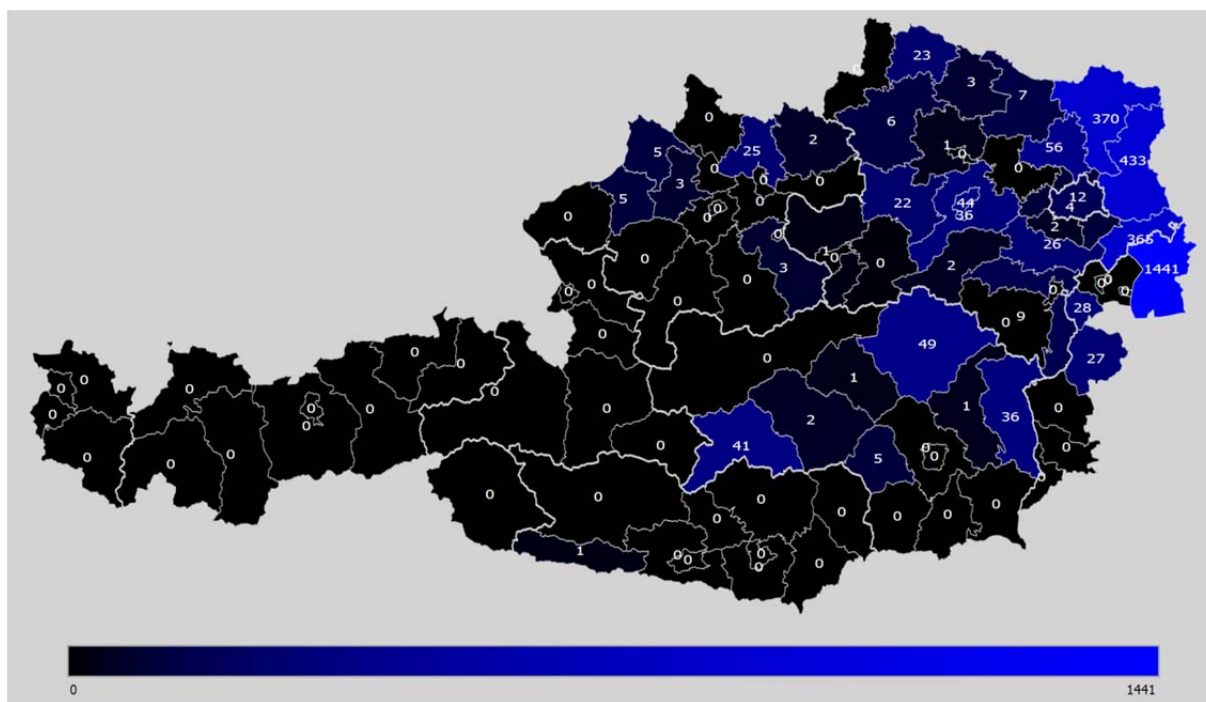


Abbildung 4-2: Verteilung Windkraftanlagen, Jahresenergieerzeugung in GWh

4.3.2 Kleinwasserkraft

Eine genaue Erhebung der aktiven Anlagen ist hier nur in Vorarlberg und Wien möglich. In Vorarlberg wurden 127 Kleinwasserkraftwerke erhoben. Für Vorarlberg wurde die Liste „Folder_Kleinwasserkraftwerke“ (Kleinwasserkraft V.) als Grundlage für die Recherche herangezogen. In Wien konnten 5 der 7 Kleinwasserkraftwerke mittels des Artikels „Klein, aber in Wien“ (Kleinwasserkraft, 2010) zugewiesen werden.

Da keine weiteren koordinierten Angaben bezüglich Kleinwasserkraftanlagen gefunden werden konnten, beziehungsweise die Daten nicht zur Verfügung gestellt werden konnten, war eine genauere Auflistung in den anderen Bundesländern nicht möglich. Die Anzahl der Kleinwasserkraftwerke beträgt, je nach Datengrundlage, über 2900 Anlagen in Österreich. Es konnten über 400 Kleinwasserkraftanlagen gefunden werden, diese stellen aber nur einen kleinen Anteil der Gesamtzahl aller Anlagen dar.

Die Wasserführung in den Flüssen und die natürlichen Zuflüsse der Speicherseen sind saisonal abhängig und können auch im Verlauf mehrerer Jahre sehr unterschiedlich sein, daher steht nicht während des ganzen Jahres die gesamte installierte Engpassleistung zur Verfügung. Um eine Aussage über die durchschnittlich zur Verfügung stehende Leistung treffen zu können wurde hier ebenfalls mit der Volllaststundenzahl aller Anlagen korrigiert. Diese betrug 2013 lt. Ökostrombericht 4080 h/a. Für die Speicherkraftwerke in Vorarlberg wurde lt. Bestandsstatistik eine Volllaststundenzahl von 3496 h/a angenommen.

Die Schwankungen der Wasserführung sind zumeist geringer als jene des Winddargebots, mit dieser Betrachtung ermöglichen Kleinwasserkraftanlagen eine kontinuierlichere und verlässlichere Erzeugung.

4.3.2.1 Ergebnisse Kleinwasserkraft

Vor allem in den süd-westlichen Bundesländern sind vermehrt Kleinwasserkraftanlagen vorhanden.

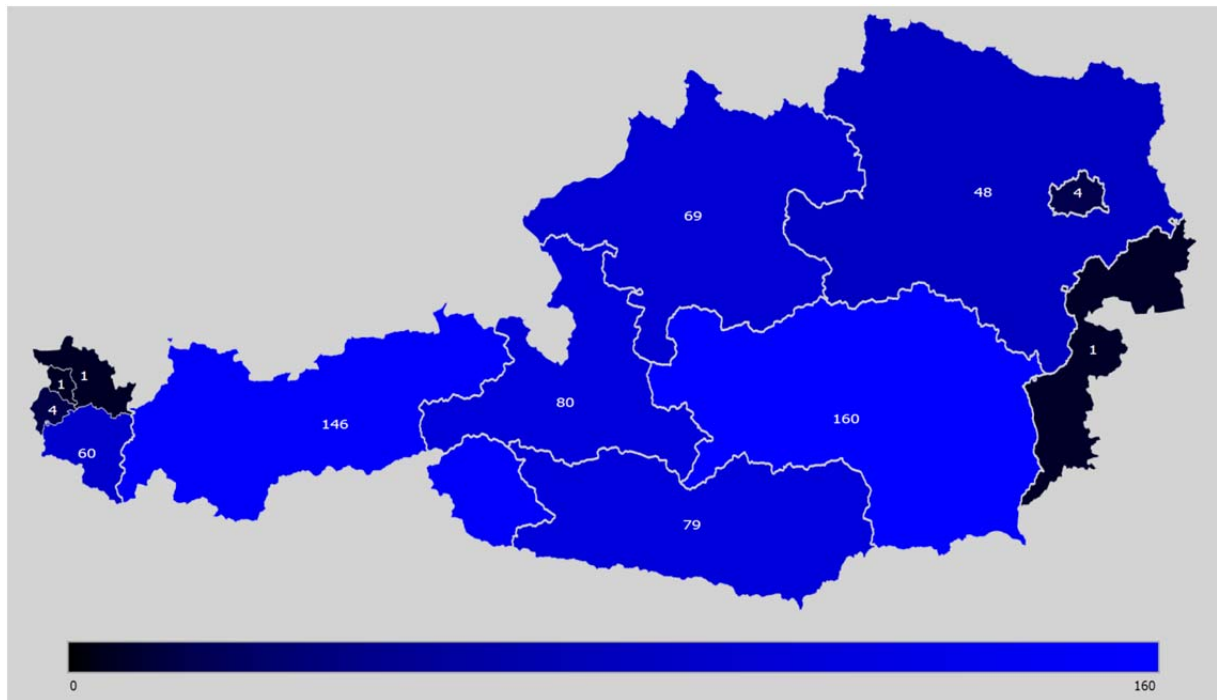


Abbildung 4-3: Verteilung Kleinwasserkraft, durchschnittliche Leistung in MW

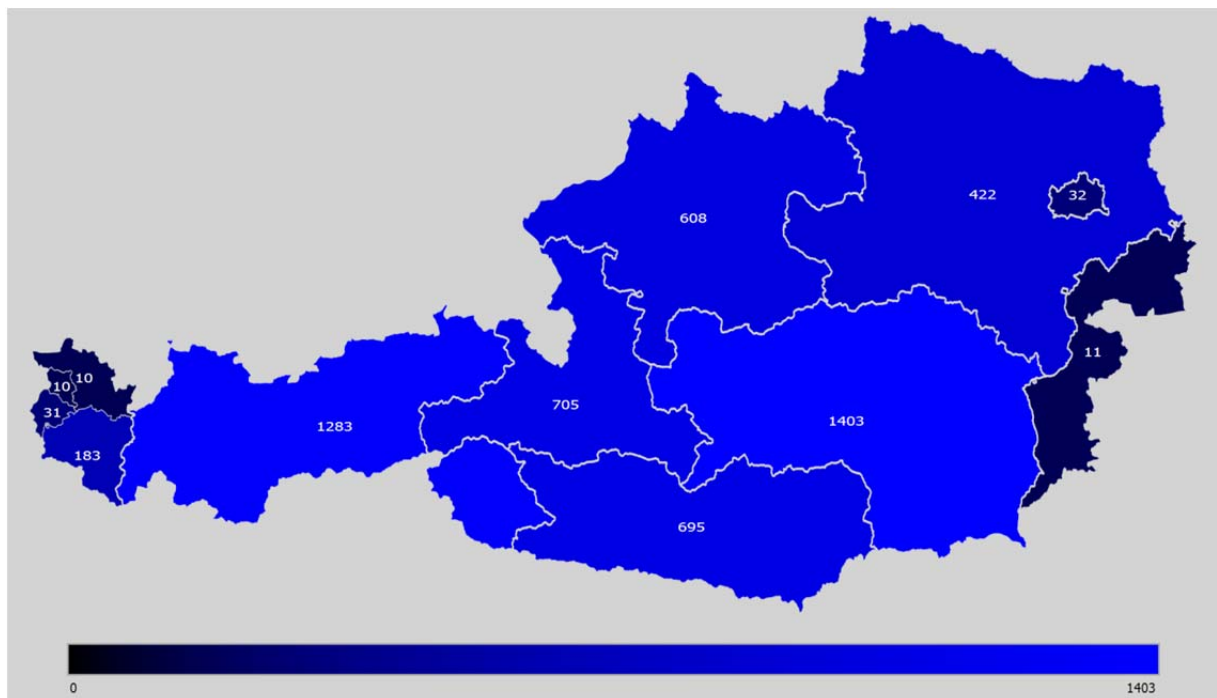


Abbildung 4-4: Verteilung Kleinwasserkraft, Jahresenergieerzeugung in GWh

4.3.3 Photovoltaik

Photovoltaikanlagen sind zumeist, bis auf wenige Großanlagen, kleinere Anlagen und im privaten Bereich (u.a. auf Hausdächern) installiert.

Seit 01.07.2012 benötigen Kleinanlagen unter 5 kWp keinen Ökostrom-Anerkennungsbescheid mehr. Damit werden immer weniger kleine Anlagen in der Bescheid-Statistik erfasst. (Energie-Control, 2014)

Da, wie bereits erwähnt, die Anlagen zumeist im privaten Bereich installiert sind, können die genaue Anzahl und Engpassleistung der einzelnen Anlagen nicht durch Recherche einzelner Daten erfasst werden.

In diesem Fall wurden die im Ökostrombericht 2014 veröffentlichten Angaben zur Untersuchung herangezogen. Um eine Aussage über die durchschnittlich zur Verfügung stehende Leistung treffen zu können wurde hier ebenfalls mit der Volllaststundenzahl für ganz Österreich korrigiert. Diese betrug im Jahr 2013 816 h/a.

4.3.3.1 Ergebnisse Photovoltaik

Die ermittelten Ergebnisse liegen damit unter jenen, welche in der Statistikbroschüre 2014 (Energie-Control) veröffentlicht wurden. Die Photovoltaikanlagen stellen einen vergleichbar kleinen Anteil an der Leistungs- bzw. Energieeinspeisung der erneuerbaren Energieträger dar. Bei der energetischen Betrachtung sind neben jahreszeitlichen auch tageszeitliche Schwankungen und der große Einfluss meteorologischer Effekte zu beachten.

Die Verteilung mit einer größeren Einspeisung in den östlichen Bundesländern (Ausnahme Wien) ist wahrscheinlich auf die geographischen Gegebenheiten und die Bevölkerungs- bzw. die Bebauungsstruktur zurückzuführen.

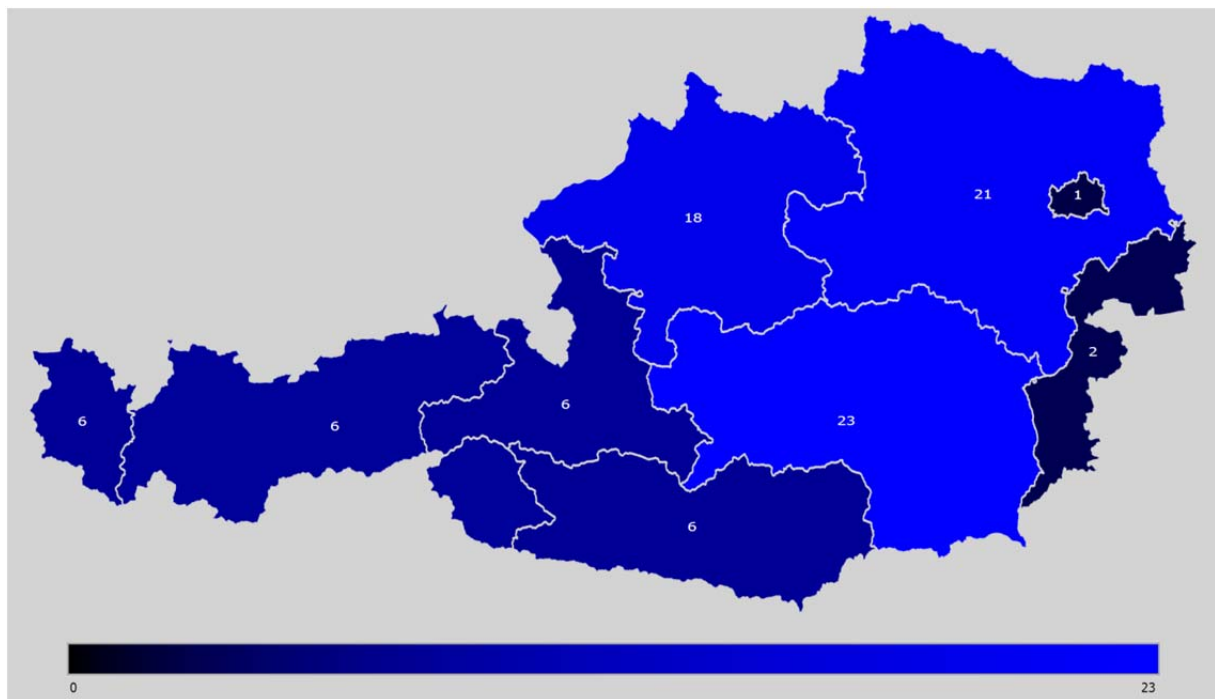


Abbildung 4-5: Verteilung Photovoltaik, durchschnittliche Leistung in MW

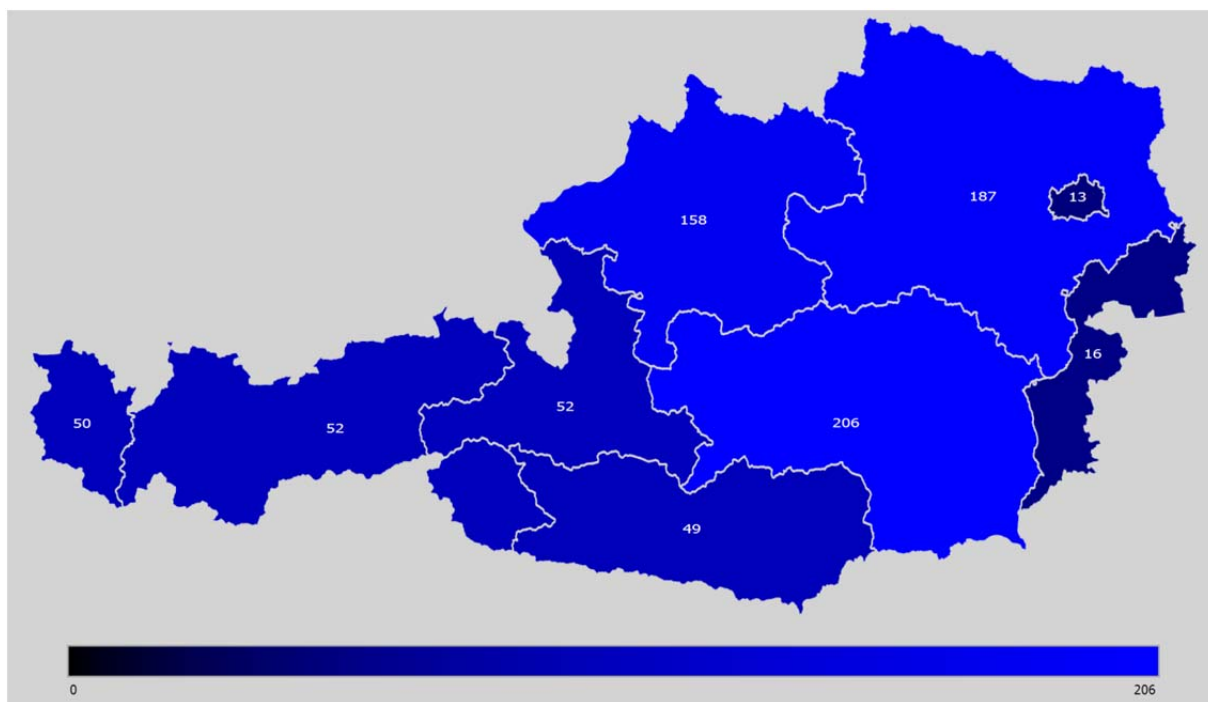


Abbildung 4-6: Verteilung Photovoltaik, Jahresenergieerzeugung in GWh

4.3.4 Biogene Brennstoffe

Hier wurde eine detaillierte Internetrecherche der einzelnen Anlagen angestrebt, diese war aber nicht möglich. Die Anzahl der Biomasse (fest und flüssig) sowie Biogas-, Klär- und Deponiegasanlagen beträgt 493. Viele Anlagen sind Anlagen auf kommunaler oder privater Ebene, entsprechende Informationen über die Anlage selbst sowie den Ort und Betreiber der Anlage sind nicht immer in öffentlich zugänglichen Datenquellen erfasst. Bei Anlagen, deren Daten öffentlich zugänglich sind, wird oft nur die Gesamtleistung (thermische und elektrische Leistung) angegeben. Bei vielen Anlagen wird die elektrische Leistung nicht getrennt ausgewiesen. Daher konnten nur 26 Anlagen erfasst werden.

Aus vorhin genannten Gründen wurden auch hier die Daten aus dem Ökostrombericht herangezogen.

4.3.4.1 Ergebnisse Biomasse

In der Karte werden hierbei zur einfacheren Darstellung die Brennstoffe Biomasse fest, flüssig und gasförmig sowie Deponie- und Klärgas zusammengefasst. Die Biomasseanlage in Wien Simmering mit 24 MW wurde hierbei nicht berücksichtigt, da sie direkt in das 110-kV-Netz einspeist.

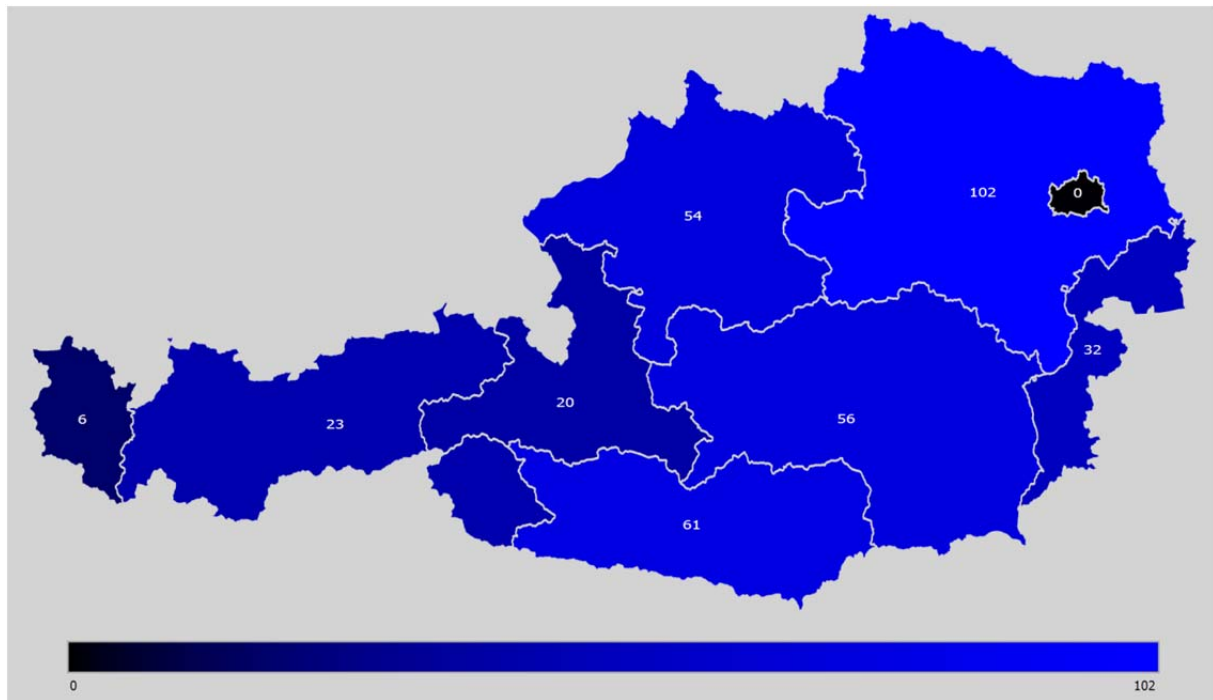


Abbildung 4-7: Verteilung Biomasse durchschnittliche Leistung in MW

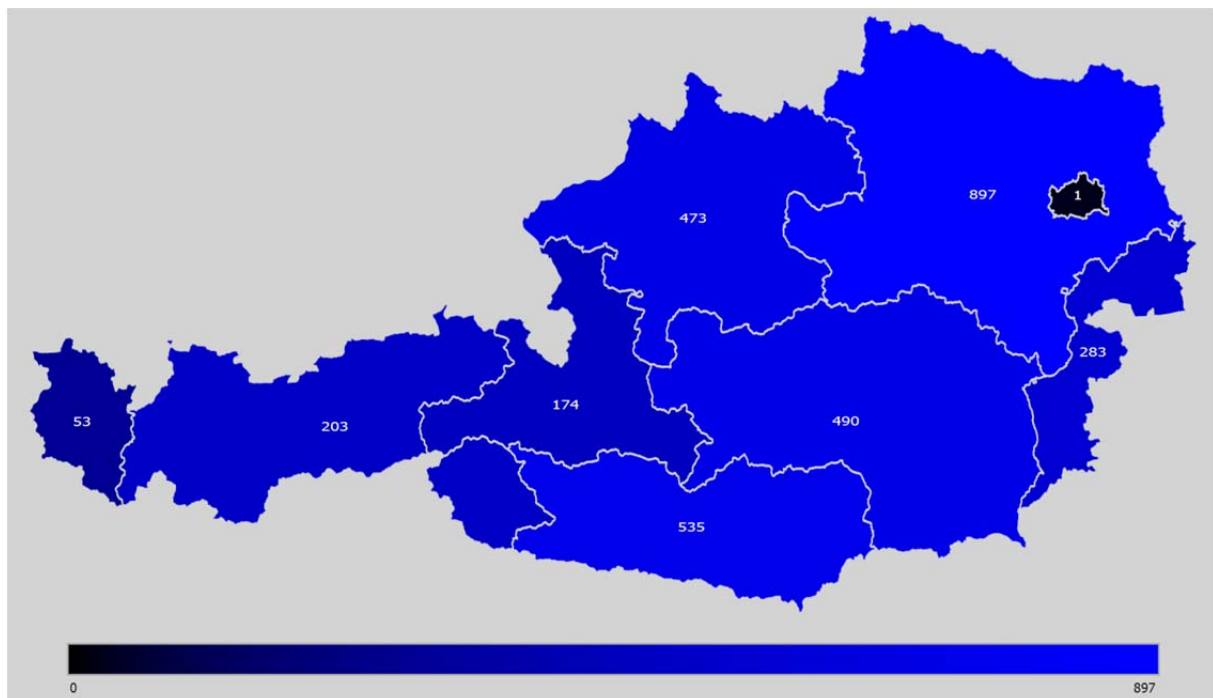


Abbildung 4-8: Verteilung Biomasse Jahresenergieerzeugung in GWh

4.3.5 Geothermie

Die zwei bestehenden Anlagen sind mit einer Gesamtleistung von 0,92 MW und einer jährlich eingespeisten Energie von 0,31 GWh im Ökostrombericht (Energie-Control, 2014) angegeben.

Die Recherche ergab, dass eine Anlage sich in Altheim in Oberösterreich befindet, diese Anlage weist rund 1 MW_{el} auf. Die zweite Anlage in Blumau in der Steiermark hat eine installierte Leistung von 180 kW_{el}.

Da diese Leistung bzw. Energie sehr klein gegenüber der gesamten Leistung bzw. Energie aller anderen Energieträger ist, wurde diese Energiequelle vernachlässigt.

4.3.6 Weitere dezentrale Energieerzeuger (z.B. Diesel, kleine thermische Kraftwerke, z.B. Blockheizkraftwerke)

Die Anzahl der thermischen Kraftwerke auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Derivate, Erdölprodukte und Erdgas werden in der Bestandstatistik der E-Control (E-Control, Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2013, 2014) mit 85 Anlagen ausgewiesen. Andere Brennstoffe, außer Biomasse fest, flüssig sowie gasförmig und Klär- und Deponiegas, werden mit 24 Anlagen angegeben.

Ebenso werden in der Bestandstatistik der E-Control (E-Control, Engpassleistung nach Größenklassen zum 31. Dezember 2013, 2014) alle thermischen Anlagen (auch jene mit biogenen Brennstoffen) über 10 MW mit 72 Anlagen ausgegeben. Unter 10 MW Engpassleistung sind 530 Anlagen erfasst.

Ein Teil der Anlagen, vor allem jene mit einer Leistung von über 10 MW, konnten erfasst werden. Jene 5 Anlagen die erfasst wurden und unterhalb der 110-kV-Ebene einspeisen, werden hier ausgewiesen.

4.3.6.1 Ergebnisse weitere dezentrale Energieerzeuger

Die Angaben zu den dezentralen Energieerzeugern repräsentieren nicht sämtliche in Österreich bestehenden Anlagen. Diese Anlagen werden ebenfalls nochmals gemeinsam mit den thermischen Einheiten in Kapitel 4.6 angegeben, da die erfassten Anlagen eine Engpassleistung von mindestens 10 MW aufweisen.

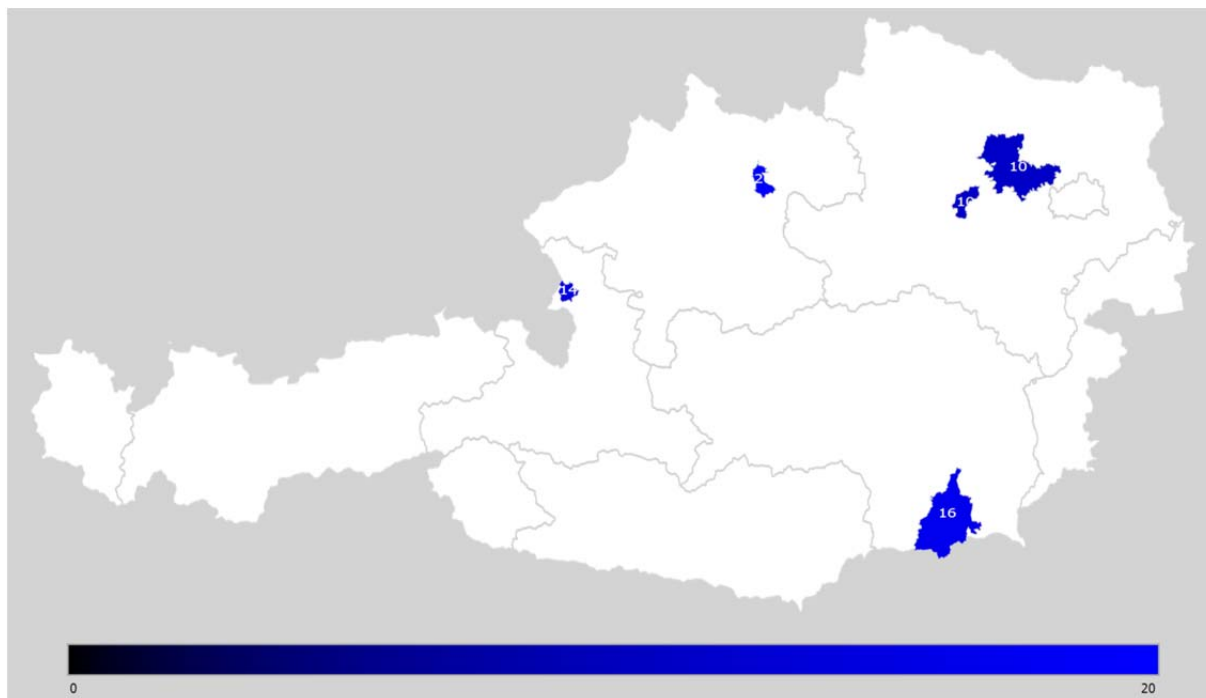


Abbildung 4-9: Sonstige dezentrale Energieerzeuger, Engpassleistung in MW

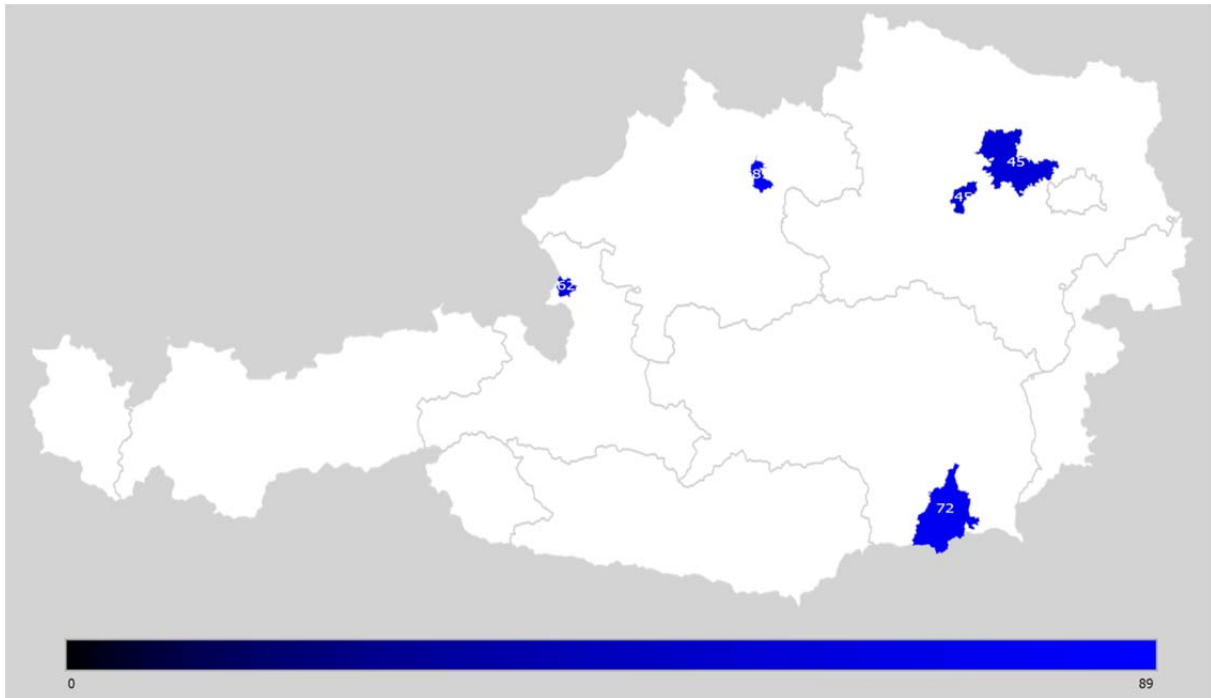


Abbildung 4-10: Verteilung dezentrale Energieerzeuger, Jahresenergieerzeugung in GWh

4.3.7 „Steuerbare Einheiten“

Als regelbare Einheiten im Sinne der Primärregelung sind meist Kraftwerke mit einer Engpassleistung über 100 MW ausgelegt, diese speisen üblicherweise in die 110-kV, 220-kV oder 380-kV-Netze ein. Welche Anlagen bereits regelbar ausgelegt sind kann nicht erfasst werden.

Als Basis für die steuerbaren Einheiten wurden Wasserkraftanlagen und thermische Anlagen betrachtet. Dabei wurde angenommen, dass steuerbar auslegbare Einheiten Kraftwerke mit einer Engpassleistung von mindestens 10 MW sind, da diese theoretisch mit entsprechender Adaptierung entsprechend gesteuert werden könnten.

Welche Wasserkraftwerke zur Primärregelung geeignet sind, hängt von verschiedenen baulichen und technischen Faktoren ab. Manche Kraftwerke können nur zur Sekundärregelung herangezogen werden.

Wärme- und Wasserkraftwerke können üblicherweise bis zu ihrer Engpassleistung betrieben werden und stellen eine verlässliche Einspeisung zur Verfügung. Wärme- und Wasserkraftwerke sind je nach Regelstrategie und Brennstoff zur Primärregelung oder nur zur Sekundärregelung geeignet. Für die zur Verfügung stehende Einlieferleistung ist auf Revisionszeiten zu achten, in denen das Kraftwerk nicht zur Verfügung steht.

Bei den mittleren und großen Wasserkraftwerken konnten 150 von insgesamt 160 Kraftwerken erfasst werden. Bei den thermischen Anlagen mit einer Engpassleistung über 10 MW konnten 28 und damit etwas mehr als ein Drittel der 72 Anlagen in Österreich erfasst werden. Dabei wurde nicht zwischen den unterschiedlichen Brennstoffen unterschieden. Weiters wurde, soweit grafisch zuordenbar, die Spannungsebene erfasst, auf welcher die Kraftwerke einspeisen.

Für die Bildung eines Notclusters werden, wie bereits erwähnt, jene Anlagen, die in Netze mit einer Spannung unter 110-kV einspeisen, herangezogen.

Die einzelnen Wasserkraftwerke werden in diesem Bericht mit ihrer Engpassleistung angegeben. Dies stellt keine Aussage über die Einlieferleistung dar, welche, vor allem bei Wasserkraftwerken abhängig von der Wasserführung, stark von der installierten Leistung abweichen kann.

Bei manchen der erfassten Einheiten handelt es sich um Speicherkraftwerke, welche bis zu ihrer Engpassleistung einspeisen können. Dabei ist jeweils auf den genauen Speicherinhalt zu achten. Speicherkraftwerke können nur für eine bestimmte Zeit Energie liefern. Bei Tagesspeichern ist das Speichervolumen zum Beispiel nach weniger als einer halben Stunde erschöpft, während bei Jahresspeichern das Speichervolumen bis zu mehreren Tagen zur Verfügung stehen kann. Ebenso nimmt die Leistung mit sinkendem Wasserstand und damit mit niedrigerer Fallhöhe ab.

Die durchschnittliche Leistung der Laufkraftwerke wurde ebenfalls über die Volllaststundenzahl aller Anlagen korrigiert. Diese betrug 2013 lt. Bestandsstatistik 5.662 h/a. Für die Speicherkraftwerke wurde ebenfalls über die Bestandsstatistik eine Volllaststundenzahl von 1.899 h/a angenommen, sowie für die thermischen Einheiten eine Volllaststundenzahl von 4500 h/a.

4.3.7.1 Ergebnisse „steuerbare Einheiten“

Nicht in allen politischen Bezirken stehen größere steuerbare Einheiten zur Verfügung.

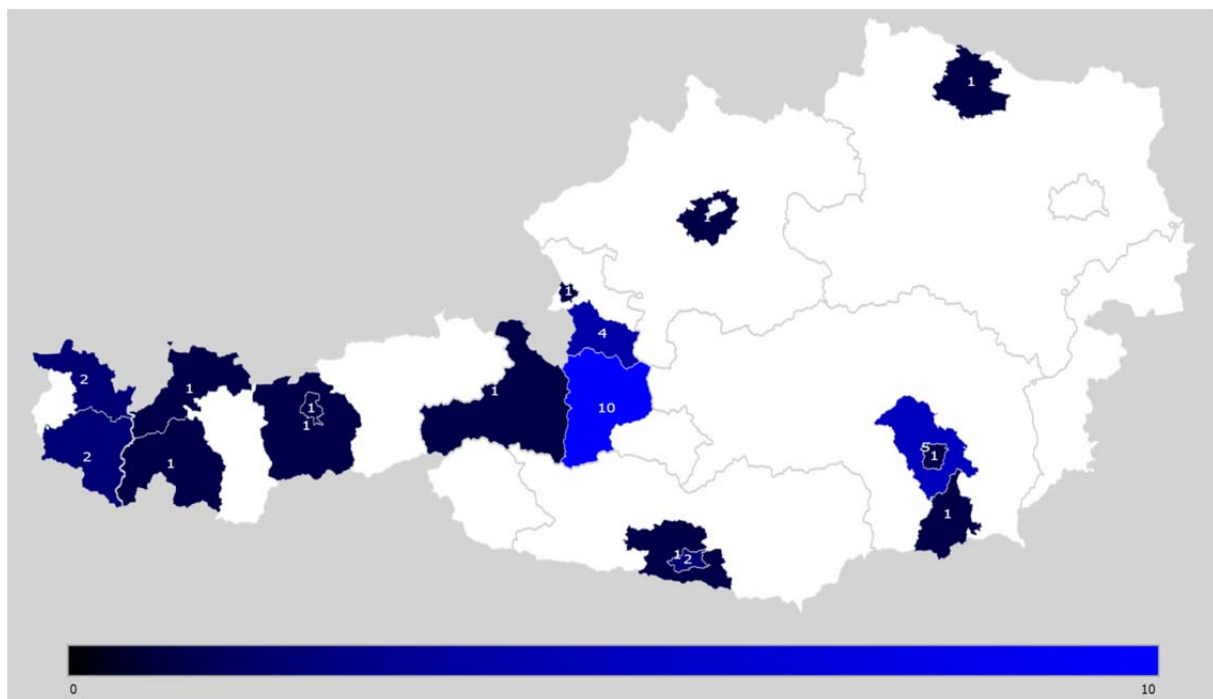


Abbildung 4-11: Verteilung Wasserkraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Anzahl

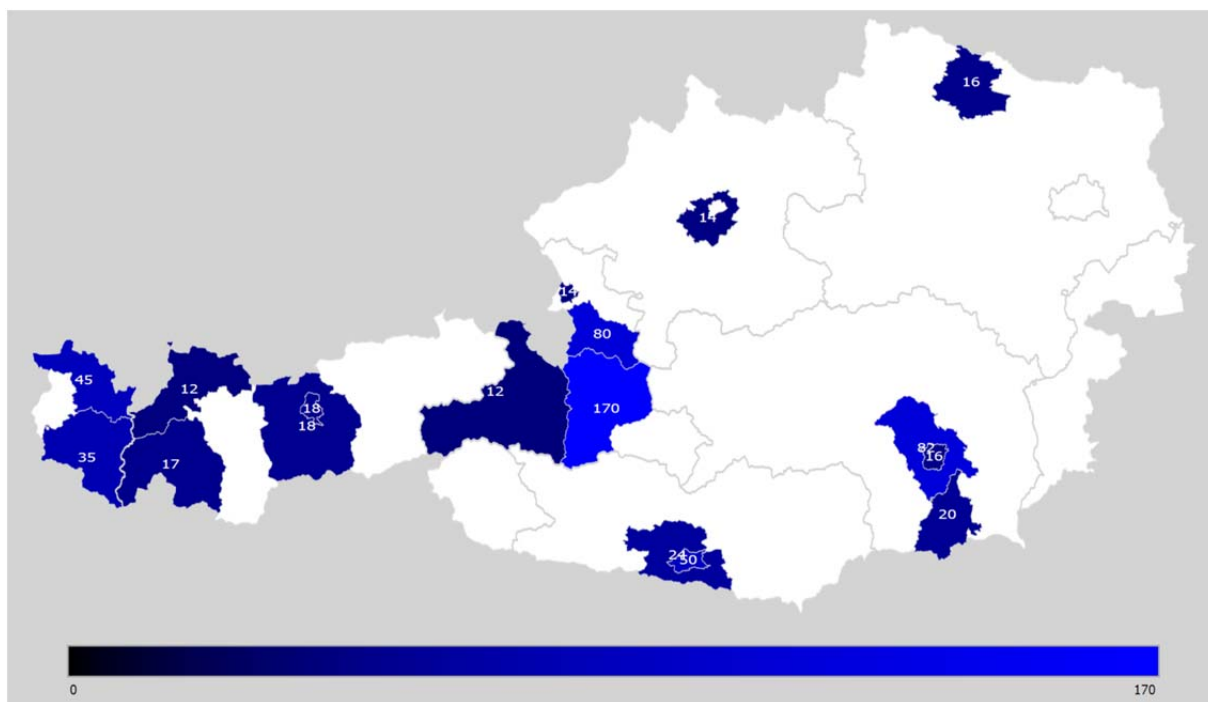


Abbildung 4-12: Verteilung Wasserkraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Engpassleistung/ durchschnittliche Leistung in MW

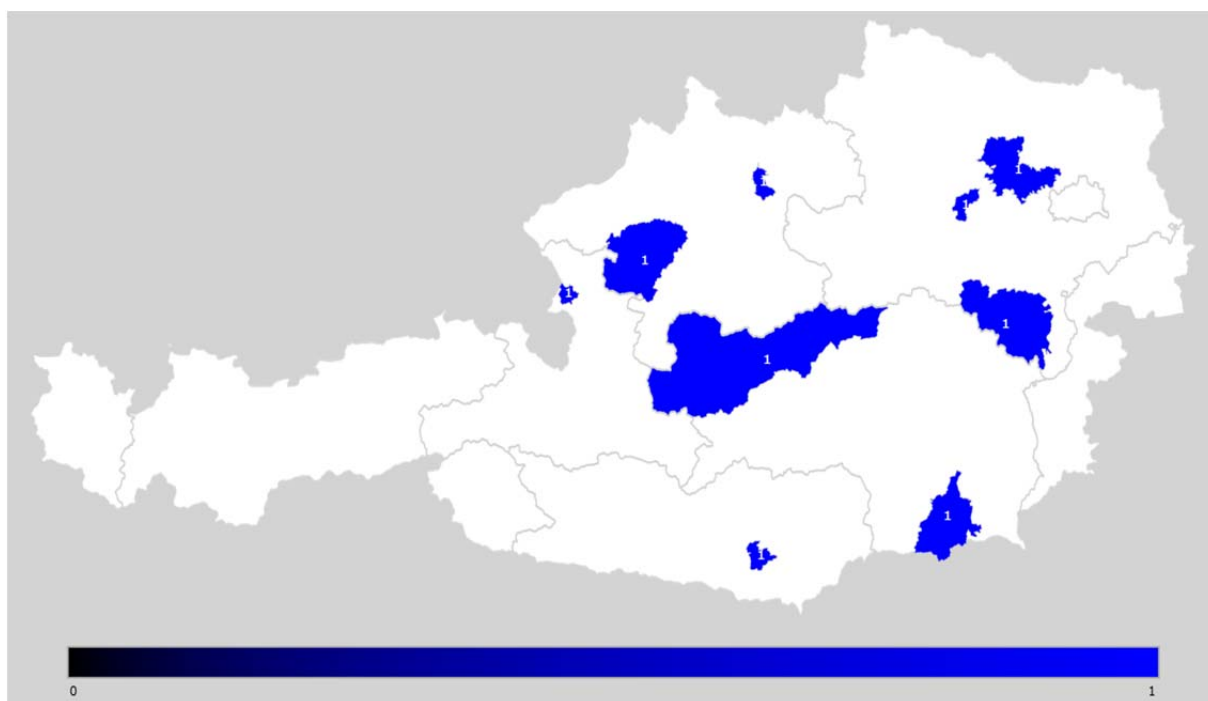


Abbildung 4-13: Verteilung thermischer Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Anzahl



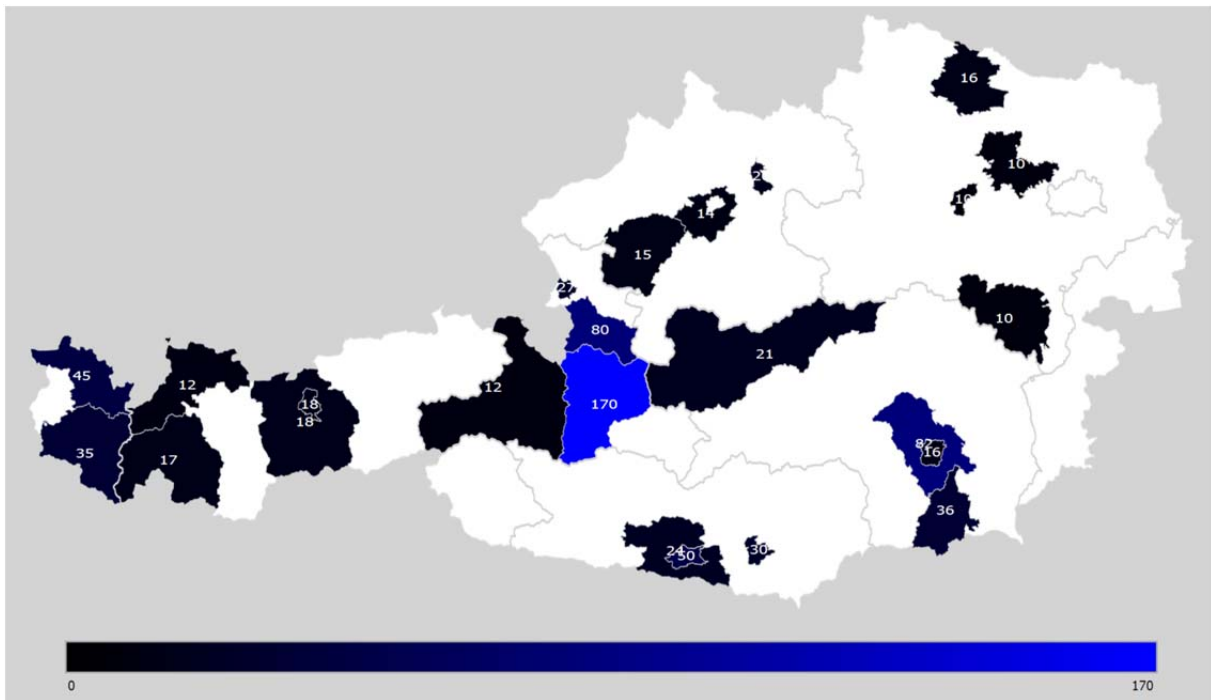


Abbildung 4-16: Verteilung thermische und Wasser-Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Leistung in MW

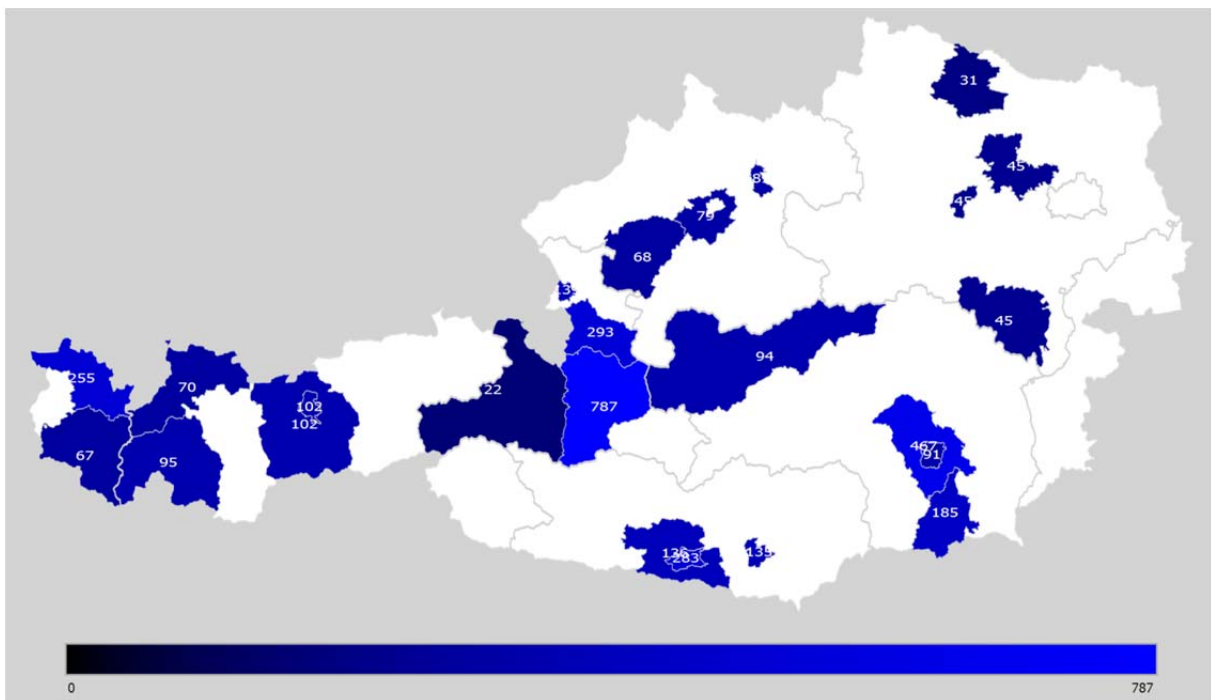


Abbildung 4-17: Verteilung thermische und Wasser-Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Jahresenergieerzeugung in GWh

4.3.8 Leistung / Verbrauch

Die Jahresabgabemenge an den Endkunden betrug laut Statistikbroschüre 2014 (Energie-Control) für das Jahr 2013 56.841 GWh. Zu den Endkunden zählen: Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie. Wird auch der nicht-elektrische Energiesektor betrachtet so wird der Jahresverbrauch mit 64.528 GWh angegeben.

Die Aufteilung nach Bundesländern ist nachfolgender Tabelle zu entnehmen. Die Angaben der Energie pro Bundesland für 56.841 GWh wurden der Statistikbroschüre 2014 der E-Control entnommen. Die durchschnittliche Momentanleistung wurde über die Jahresstundenzahl von 8760 festgelegt.

$$P_{\text{Momentan}} = \frac{E_{\text{Jahr}}}{8760h}$$

Die Energie von 64.538 GWh wurde mittels Bevölkerungszahlen den einzelnen Bundesländern zugewiesen.

Tabelle 4-1: Verbraucherstruktur – Abgabe an Endkunden nach Bundesländer in GWh (Energie-Control), Leistung 1 (Berechnung, exklusive nicht-elektrischer Energiesektor), Abgabemenge 2 (Berechnung, inclusive nicht-elektrischer Energiesektor), Leistung 2 (Berechnung, inclusive nicht-elektrischer Energiesektor) Bevölkerungszahl (Statistik Austria)

Bundesland	Abgabemenge GWh	Durchschnittliche Momentanleistung 1 MW	Abgabemenge 2 GWh	Durchschnittliche Momentanleistung 2 MW	Bevölkerung Anzahl Einwohner
Burgenland	1.694	182	2.179	249	287.542
Kärnten	4.153	469	4.232	483	558.541
Niederösterreich	8.025	891	12.320	1.406	1.626.006
Oberösterreich	10.801	1124	10.788	1.232	1.423.864
Salzburg	3.632	409	4.074	465	537.733
Steiermark	8.536	947	9.246	1.056	1.220.322
Tirol	5.577	632	5.451	622	719.478
Vorarlberg	2.604	293	2.831	323	373.621
Wien	10.212	1.383	13.406	1.530	1.769.353
Statistische Differenz	-333				
Gesamt	56.841	6.329	64.528	7.366	287.542

Über die Bevölkerungsanzahl in den einzelnen politischen Bezirken wurde die Energie beziehungsweise Leistung auf die einzelnen Bezirke aufgeteilt. Eine genaue Recherche über Verteilungen von Industrieschwerpunkten war nicht möglich, ebenso wenig die Erfassung der Verbraucher mit Eigenbedarfsanlagen.

4.3.9 Ergebnisse Leistung/Verbrauch

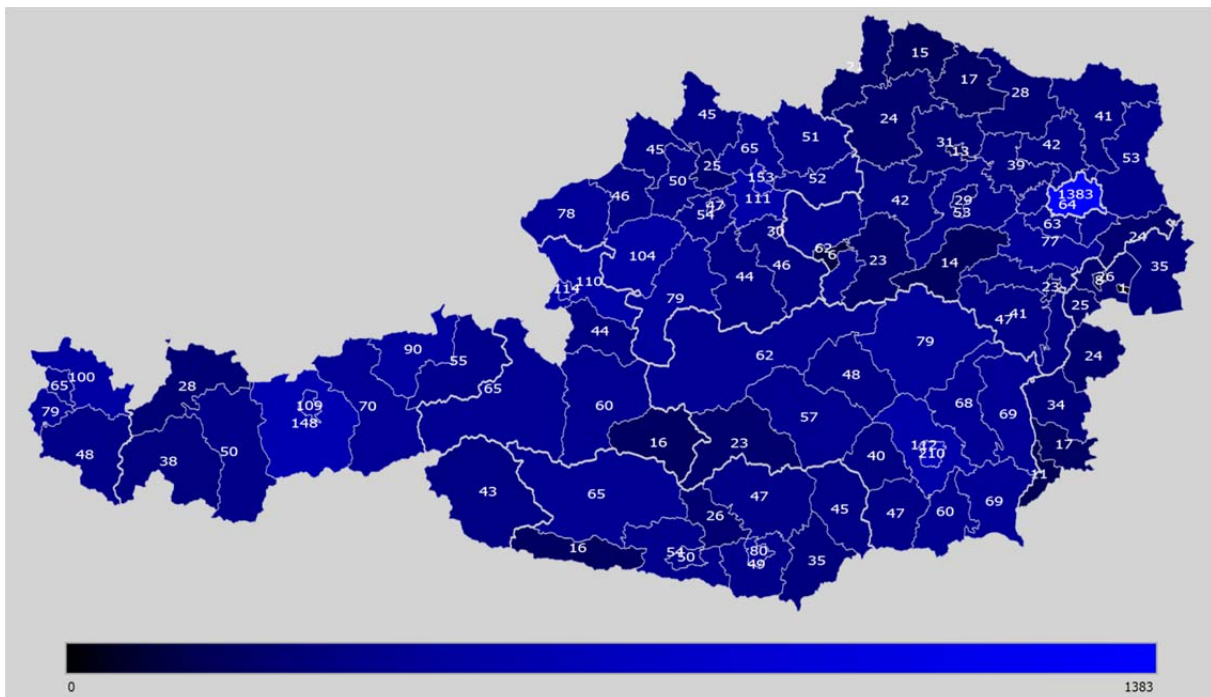


Abbildung 4-18: Durchschnittliche Leistung – Bezirksebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in MW

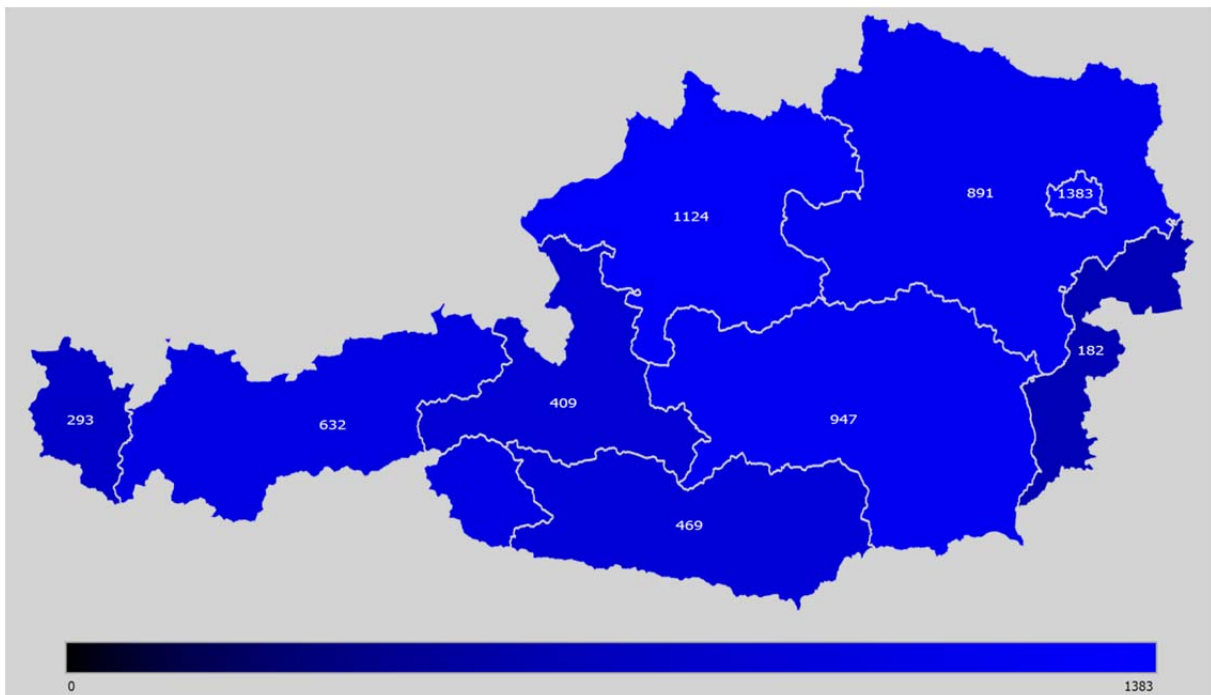


Abbildung 4-19: Durchschnittliche Leistung – Bundeslandebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in MW

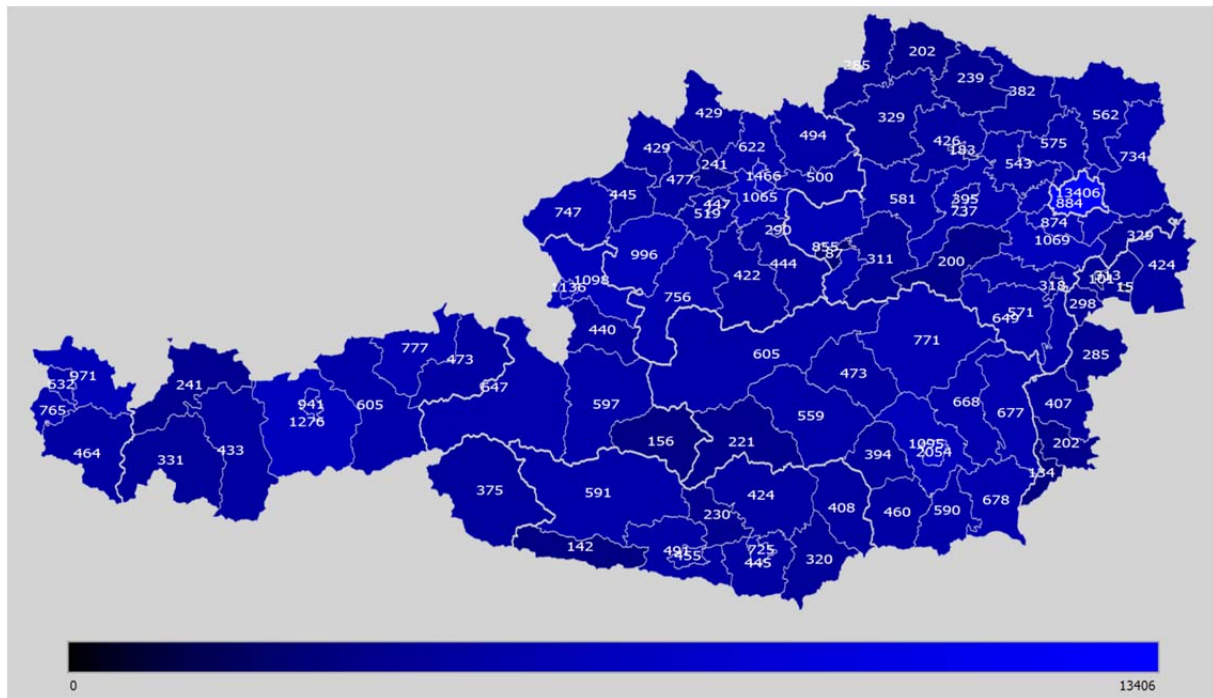


Abbildung 4-20: Jahresenergieverbrauch – Bezirksebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in MWh

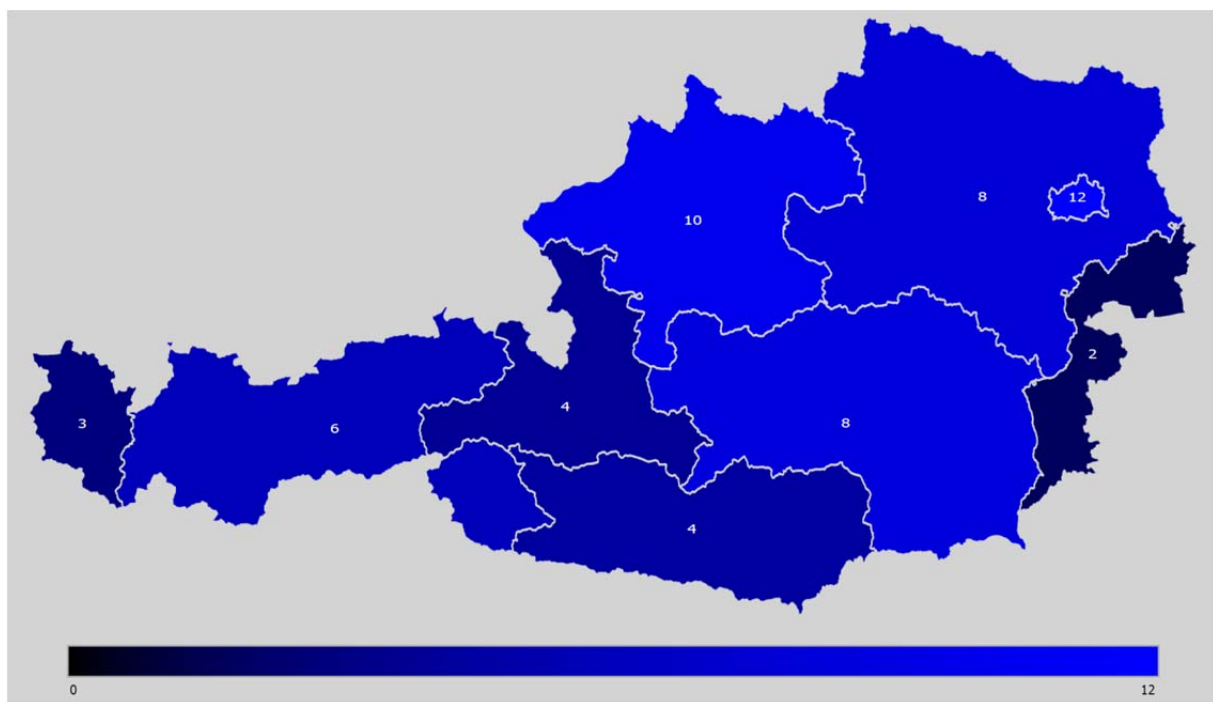


Abbildung 4-21: Jahresenergieverbrauch - Bundeslandebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in TWh

4.3.10 Potentiale für NotCluster

Um die Potentiale von NotClustern bestimmen zu können, wurden die Daten der oben angeführten Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur zusammengeführt. Die angeführte geographische Verteilung ergab sich auf Grund des unterschiedlich variierenden Detailgrades der erfassten Daten.

4.3.10.1 Ergebnisse Potentiale für NotCluster

Bei der Betrachtung der durchschnittlichen Leistung, exklusive dem nicht-elektrischen Energiesektor, ist aus Abbildung 4-22 erkennbar, dass nur das Burgenland mehr dezentrale installierte Leistung als durchschnittliche Last aufweist.

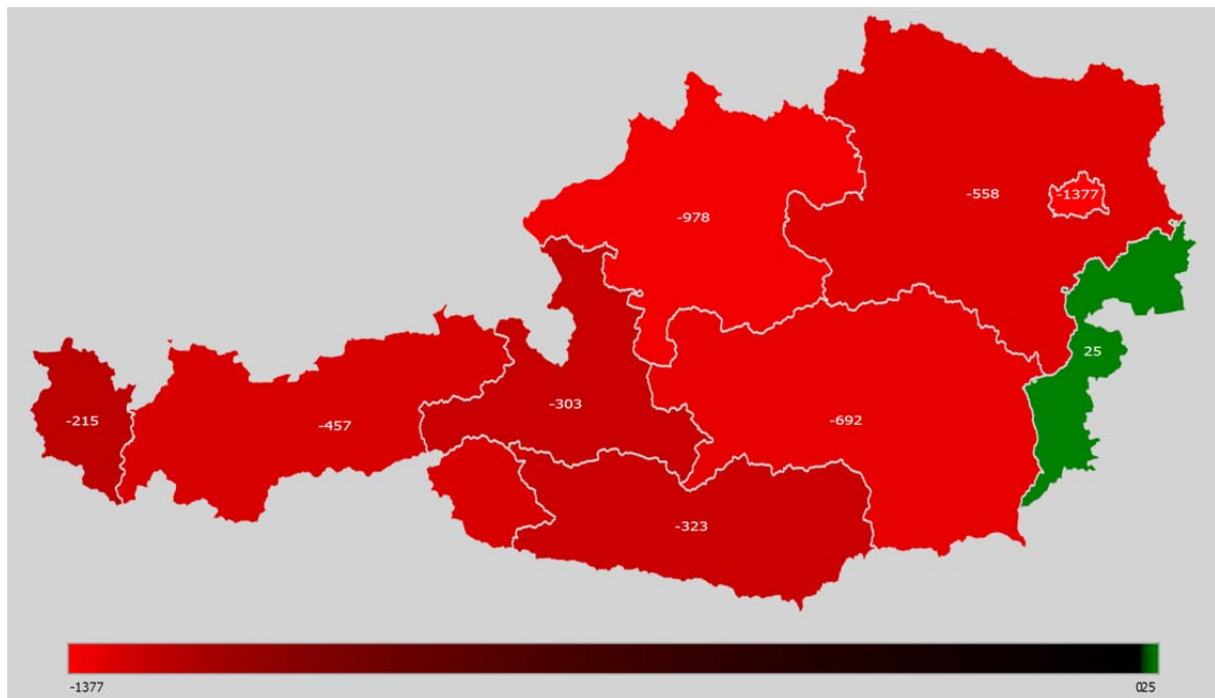


Abbildung 4-22: Potential NotCluster bei mittlerer Leistung exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung, ohne Wasserkraftanlagen > 10 MW und thermische Kraftwerke > 10 MW, < 110 kV in MW

Betrachtet man nun noch die größeren steuerbaren Einheiten so ergibt sich Abbildung 4-23.

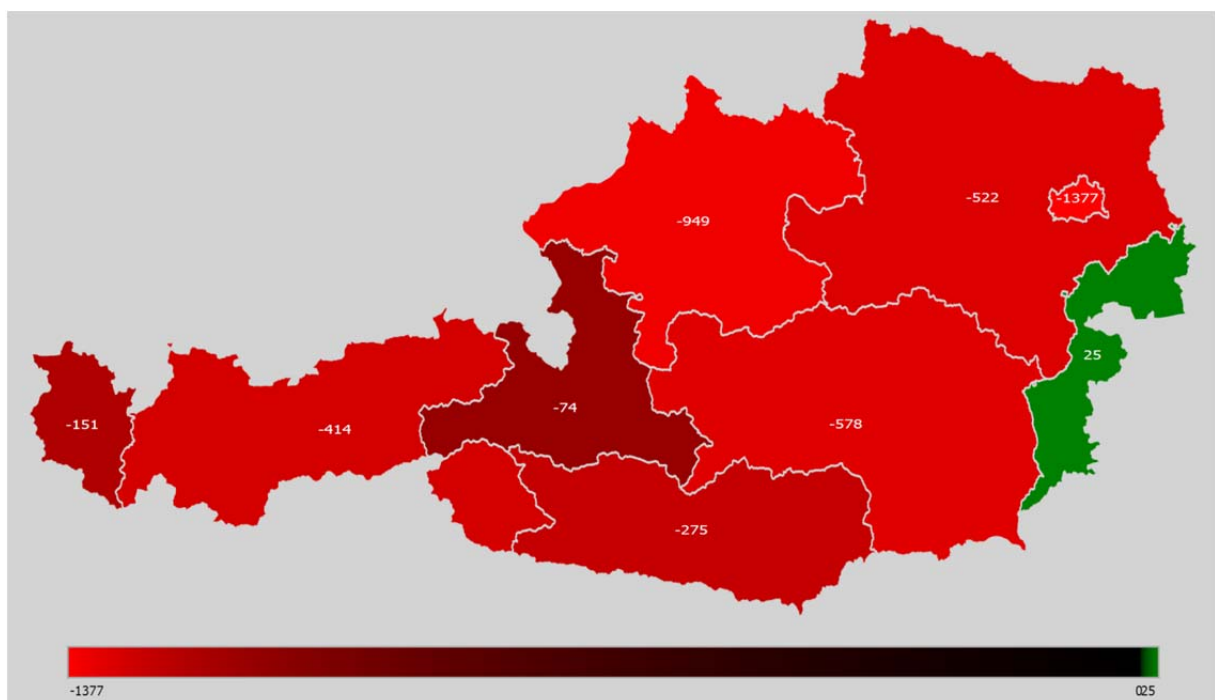


Abbildung 4-23: Potential NotCluster bei mittlerer Leistung exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung

In Zeiten in denen keine Windenergie und Photovoltaik einspeist, gibt es kein Bundesland, welches durch dezentrale Energieerzeuger die Last decken könnte.

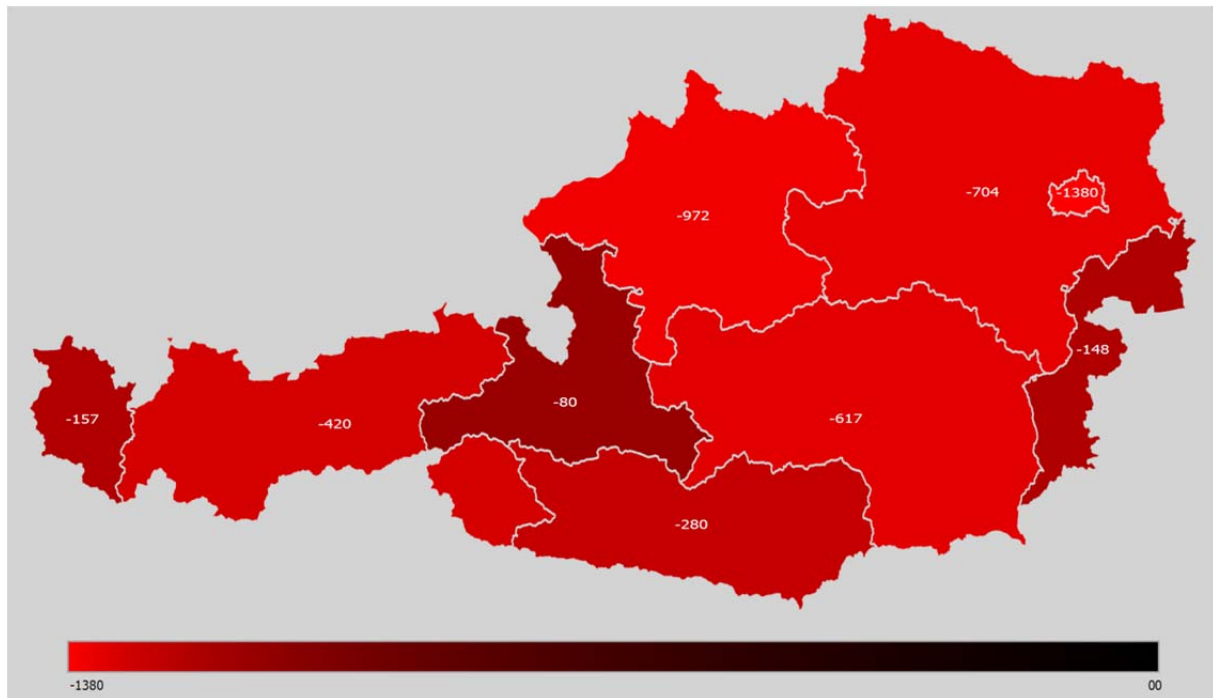


Abbildung 4-24: Potential NotCluster bei mittlerer Leistung exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung ohne Wind und PV-Einspeisung

Neben der Betrachtung der Leistungsdeckung ist auch die Energiebetrachtung sehr wichtig. Hier wurde für die NotCluster die Jahresenergieerzeugung betrachtet, um einen Überblick zu erhalten. In Abbildung 4-25 ist zu erkennen, dass nur im Burgenland der Jahresenergieverbrauch gleich groß wie die Jahresenergieerzeugung durch dezentrale Energieerzeuger ist.

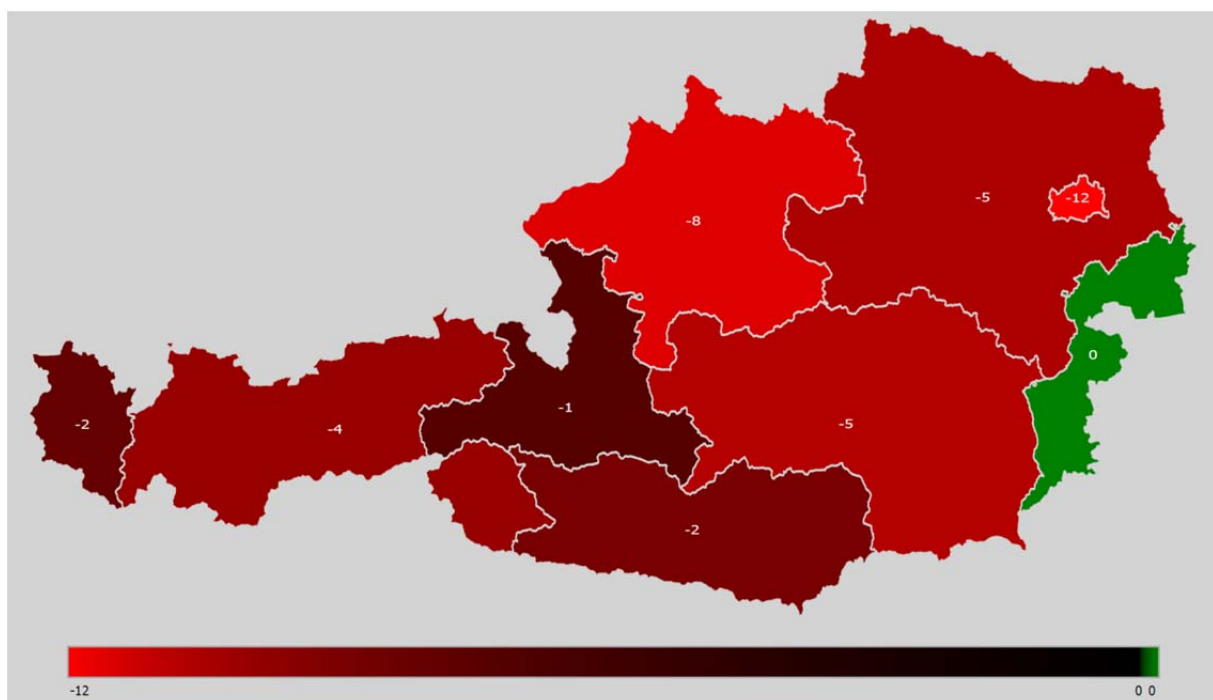


Abbildung 4-25: Energetisches Potential NotCluster, Jahresenergieverbrauch exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung

Bei Betrachtung einschließlich des nicht-elektrischen Energiesektors ist der Jahresenergieverbrauch höher und übersteigt deshalb in jedem Bundesland die Erzeugung durch dezentrale Anlagen.

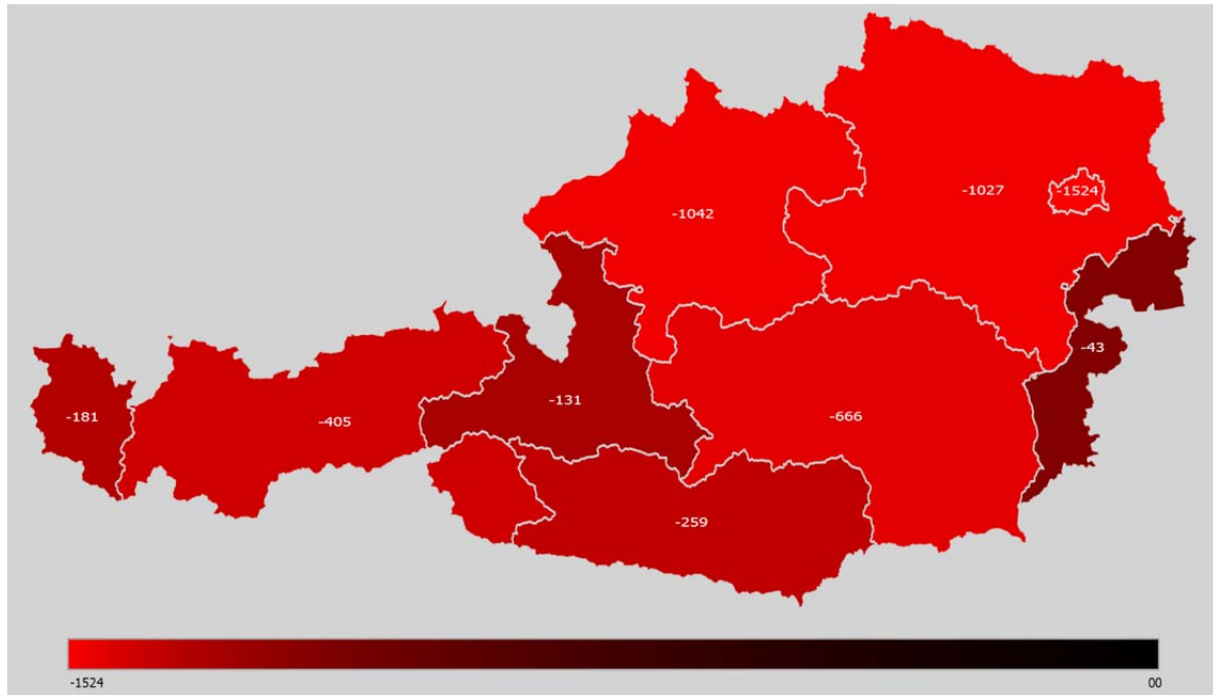


Abbildung 4-26: Energetisches Potential NotCluster, Jahresenergieverbrauch inklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung

Dadurch zeigt sich, dass Demand-Side-Management betrieben werden muss. Es ist nötig Lasten zu priorisieren und Energielenkung zu betreiben. Durch die Einbindung der Erzeuger auf der 110-kV-Ebene würden sich weitere Potentiale ergeben.

4.3.11 Probleme bei der Umsetzung

Die Daten über Anzahl und Engpassleistung liegen bei der E-Control und verschiedenen Interessensgemeinschaften auf, eine Bereitstellung auf Bezirksebene wurde von den Konsortialpartnern anfänglich auch zugesagt. Diese Daten konnten schließlich aber aus datenschutzrechtlichen Gründen nicht zur Verfügung gestellt werden.

Im Ökostrombericht 2014 der E-Control werden pro Bundesland die von der jeweiligen Landesregierung anerkannten Anlagen aufgelistet, diese Anerkennung trifft jedoch keine Aussage darüber, ob die Anlage bereits errichtet wurde bzw. sich in Betrieb befindet oder noch in Planung steht. Die zweite Aufzählung erfolgt nach jenen Anlagen, welche in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen.

In der grafischen Auswertung wird die Anzahl der aktiven anerkannten Anlagen für ganz Österreich angegeben (Energie-Control, 2014). Diese Grafiken können nicht wissenschaftlich ausgewertet werden, da die Auflösung der Karten in PDF-Form nicht für eine Auswertung geeignet ist.

Daten mittels anderer Karten wie Google Street View und Google Maps auszuwerten, ist nicht umsetzbar, da in diesen Karten die Daten nicht in semantischer Form vorliegen, bzw. kein Zugriff auf die Rohdaten selbst möglich ist.

Die Karten von ITO-World können über ihre Rohdaten ausgewertet werden, in diesen ist aber nur ein geringer Teil der Kraftwerke verzeichnet. Damit kann keine genaue Bestandstatistik erstellt werden.

Die Anzahl der dezentralen Anlagen in Österreich beträgt mehrere tausend Anlagen, eine genaue Recherche aller Anlagen ist nicht möglich. Auf Grund der hohen Anzahl an Anlagen und unterschiedlichen oder keinen Angaben über die Anlage selbst, Einspeiseort, Engpassleistung, Jahresenergieerzeugung oder andere technische Parameter in öffentlich zugänglichen Datenquellen, war hier keine detaillierte und genaue Recherche in allen Bundesländern möglich.

Daher kann auch das Potential für Notcluster nur auf Bundeslandebene angegeben werden. Eine detaillierte Angabe ist nur für einzelne Energieträger oder Bundesländer möglich.

Des Weiteren weichen die Angaben zu Anzahl, Leistung und Energie der einzelnen Erzeugungsanlagen je nach Quelle ab.

Zum Vergleich sind untenstehend die Abweichungen für Windkraft und Kleinwasserkraft angegeben.

Tabelle 4-2: Veröffentlichungen Daten Windkraft Österreich 2014

Quelle	Anzahl Windräder	Anzahl Windkraft -anlagen	Installierte Leistung MW	Jahres- energie- erzeugung GWh	Jahr
Statistik Austria				3.151,322	2013
IG-Windkraft (IG-Windkraft, 2014)	1.016		2.095	4.500	Ende 2014
IG-Windkraft (IG-Windkraft, Windkraft in Österreich, Jänner 2014)	872		1.684	3.600	Ende 2013
Ökostrom- bericht – anerkannte Anlagen (E-Control)	1.521		2.642		31.12.2013
Ökostrom- bericht – aktive Anlagen (E-Control)		432	1.960		31.12.2013
Statistik- brochure (E-Control)				3.150	
Bestands- Statistik (E-Control)		351	1.675	3.150	31.12.2013
Auswertung Karte IG – Windkraft	940		1.884	3.098,870	31.11.2014

Tabelle 4-3: Veröffentlichungen Daten Kleinwasserkraft Österreich 2014

Quelle	Anzahl Anlagen	Leistung installiert MW	Jahresenergieerzeugung GWh	Datum
Verein Kleinwasserkraft (Angaben gerundet, nicht nur anerkannte Anlagen)	3528		6.229	Jänner 2014
Ökostrombericht – anerkannte Anlagen (E-Control)	2986	1368,4		31.12.2013
Ökostrombericht – aktive Anlagen (E-Control)	2906	1340,868		31.12.2013
Statistikbroschüre (E-Control)			5.679	
Bestands-Statistik (E-Control)	2722	1247	5.679	31.12.2013
Auswertung		654 (Durchschnittliche Leistung)	5.392,48	

Es konnten bei den Kleinwasserkraftanlagen zwar mehrere hundert Anlagen (über 400) gefunden werden, da aber insgesamt mehrere tausend Anlagen in Österreich aktiv sind, ist hier eine detaillierte Recherche nicht möglich.

Die Daten wurden auch mit den Angaben des Vereins Kleinwasserkraft Österreich verglichen. In dieser Veröffentlichung werden die ungefähre Anzahl der Anlagen des jeweiligen Bundeslandes sowie die gesamte Jahresenergieerzeugung angegeben, dabei werden auch nicht anerkannte Anlagen angeführt.

4.4 Allgemeine Zusammenfassung und Ausblick

Mittels Auswertung von Karten und Listen sowie weiterer Recherchen wurde eine Datenbasis geschaffen in der, je nach Verfügbarkeit der Daten, eine geographische Zuordnung mit einem zwischen Bundeslandebene und Gemeindeebene variierenden Detailgrad möglich war. Dabei wurden die durchschnittliche zur Verfügung stehende Leistung sowie die Jahresenergieerzeugung ermittelt, um bestimmen zu können welche geographischen Gebiete im Krisenfall als Notversorgungsinseln betrieben werden könnten.

Auf Grund unterschiedlicher oder nicht vorhandener öffentlich zugänglicher Datenquellen konnten für bestimmte Regionen keine genauen Aussagen über die Potentiale für NotCluster

getroffen werden. Neben der installierten Leistung (Engpassleistung) sind auch die durchschnittlich verfügbare Leistung sowie die Energiemengen wichtig für die Betrachtungen, da es sich bei größeren Wasserkraftanlagen vielfach um Speicherkraftwerke handelt und diese ein begrenztes Arbeitsvermögen haben. Darüber hinaus sind gerade erneuerbare Energieträger saisonal abhängig bzw. speisen volatil ein.

Die Daten über die dezentralen Erzeugungseinheiten sind nicht vollständig erfassbar, da diese in unterschiedlichen oder keinen öffentlich zugänglichen Datenquellen aufscheinen und mehrere tausende Anlagen umfassen. Ebenso sind die Angaben über die Anzahl der Kraftwerke sowie die Leistungen einzelner erfassbarer Kraftwerke voneinander abweichend. Wichtig ist eine koordinierte und öffentlich zugängliche Datenquelle, in der Typ, installierte Leistung und Örtlichkeit der Erzeugungsanlagen festgehalten sind. Bei Speicherkraftwerken sind die Speichervolumina wichtig, da neben der Leistung auch das Arbeitsvermögen dafür ausschlaggebend ist, für welche Dauer die Notversorgungsinseln betrieben werden könnten. Ebenso sind die Versorgungsgebiete der einzelnen Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze nicht durch öffentlich zugängliche Daten erfassbar.

Mit einer genaueren Datengrundlage wäre es möglich, einerseits detailliert zu erfassen welche Versorgungsgebiete sich für einen Notbetrieb eignen, sowie welche Verbindungen von unterschiedlichen Versorgungsgebieten zu weiteren größeren NotClustern führen könnten. Andererseits wäre es damit auch möglich, die jetzt schon installierten Anlagen mit anderen Forschungsprojekten zu vergleichen um zukünftig Aussagen über die Entwicklung von möglichen NotClustern treffen zu können.

Jeder NotCluster muss individuell überprüft werden, nicht nur in Bezug auf die Erzeugungseinheiten, sondern auch betreffend der Netzstruktur sowie der Verbraucher. In einzelnen Regionen ist das Potential der Erzeugungseinheiten für NotCluster gegeben, zu Problemen kann es aber insbesondere zu Zeiten von Flauten und Nichtverfügbarkeit der PV-Anlagen kommen. Es gibt auch einzelne Regionen ohne größere bzw. zuverlässige Erzeugungseinheiten. Durch Einbindung der 110-kV-Ebene in die NotCluster-Gebiete könnten sich neue Potentiale ergeben.

KAPITEL B (Netzabschnitt)

4.5 Methodik NotCluster Konzept

4.5.1 Allgemeine Betrachtungen

Bei dem betrachteten Netz handelt es sich um ein Mittelspannungsnetz mit zwei größeren Speicherkraftwerken, 6 Kleinwasserkraftanlagen und Photovoltaikeinspeisung auf der Niederspannungsebene.

Die gesamte Engpassleistung im Netz beträgt 39,5 MVA. Davon entfallen ca. 1,5 MVA auf die Photovoltaik welche in 43 Netzanschlusspunkten einspeist und 3,5 MVA auf die Kleinwasserkraftanlagen. Die zwei größeren Wasserkraftwerke besitzen zusammen eine Engpassleistung von rund 34,5 MVA. Das Netz besitzt insgesamt 96 Ortsnetzstationen/Netzanschlusspunkte.

Betrachtet wurden verschiedene Szenarien:

- maximale Last mit minimaler dezentraler Einspeisung (Kleinwasserkraftanlagen und Photovoltaikanlagen)
- maximale Last mit maximaler dezentraler Einspeisung
- durchschnittliche Last mit minimaler dezentraler Einspeisung
- durchschnittliche Last mit maximaler dezentraler Einspeisung
- minimale Last mit minimaler dezentraler Einspeisung
- minimale Last mit maximaler dezentraler Einspeisung

Es wurden Daten des Jahres 2012 zur Verfügung gestellt (Lastgang am HS/MS-Umspanner, Einspeisung Großkraftwerke, Einspeisung Kleinwasserkraftwerke, PV-Einspeisung im gesamten Netzabschnitt normiert und PV-Leistung der einzelnen Einspeisepunkte). Über die Auswertung der Daten wurden die folgenden Parameter für die Analysen im Netzabschnitt festgelegt.

Die Höchstlast in diesem Netzabschnitt beträgt ungefähr 39,3 MVA und die Niedriglast liegt bei rund 8,5 MVA. Diese Zustände treten nur in sehr seltenen Fällen auf. Als maximale Last wurden 30 MW und als minimale Last wurden 15 MW festgelegt. Werte über und unter diesen Grenzen treten nur in jeweils 10 % der Fälle auf. Die Durchschnittslast beträgt 22,4 MW. Die Simulationen wurden mit 22,1 MW durchgeführt, begründet auf der Annahme, dass während des NotCluster-Betriebs zunächst wenige Lasten ihr Verhalten ändern und auf diese Weise die erste Stufe des Demand Side Management betrieben wird.

Die Lasten wurden mit einem $\cos(\varphi)_{\text{induktiv}} = 0,9$ eingestellt. Bei den Kleinwasserkraftwerken wurde davon ausgegangen, dass die Generatoren mit einem $\cos(\varphi) = 0,95$ induktiv sowie kapazitiv betrieben werden können.

Das leistungsstärkere Kraftwerk, die Oberstufe, ist ein Jahresspeicher mit einem Speichervolumen von 2,16 Millionen m³. Das durch die Oberstufe abgearbeitete Wasser speist in den Speichersee der Unterstufe ein. Bei dem Speicher der Unterstufe handelt es sich um einen Tagesspeicher mit einem Speichervolumen von 0,116 Millionen m³.

Die durchschnittliche Volllaststundenzahl beider Kraftwerke betrug im betrachteten Jahr 2883 h/a. Ohne natürlichen Zufluss oder ohne Zufluss des Oberbeckens wären der Speicherinhalt der Oberstufe bei Engpassleistung nach rund 32 Stunden und der Speicherinhalt der Unterstufe nach rund 2 Stunden abgearbeitet.

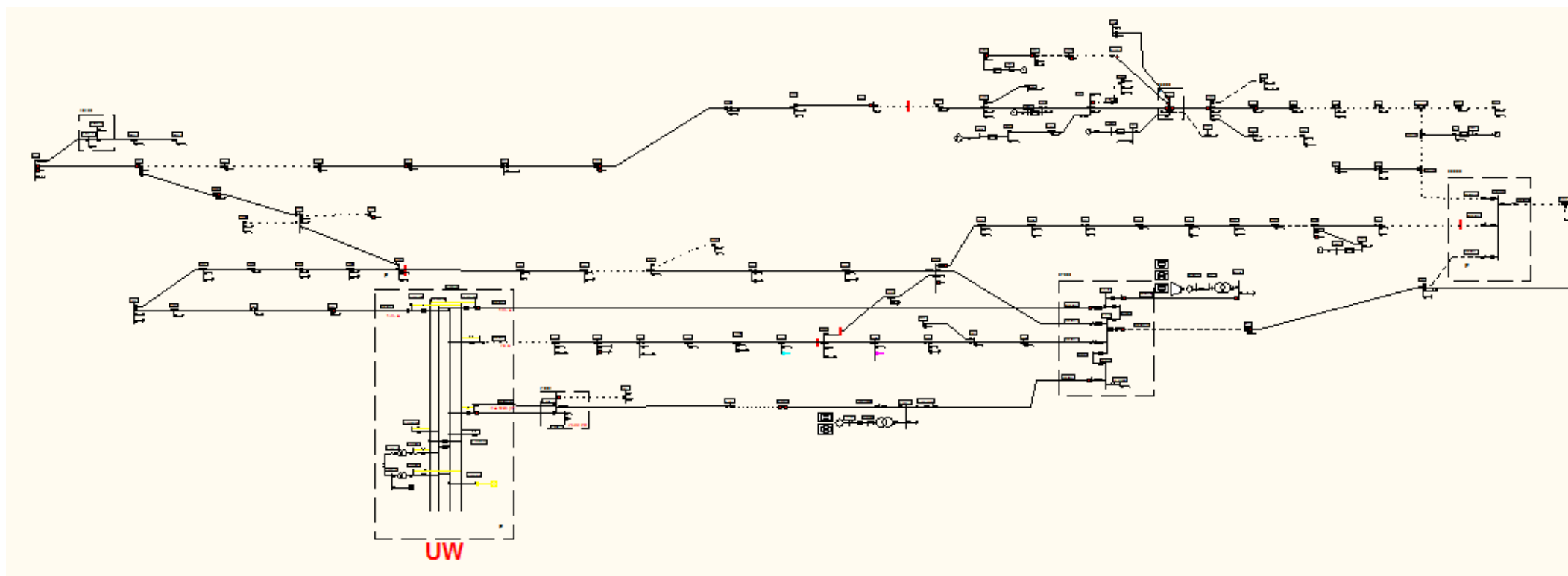


Abbildung 4-27: Untersucher Netzabschnitt

4.5.2 Einstellungen Dynamische Simulationen

Generator:

Alle Generatoren im Netz wurden mittels eines subtransienten Modells implementiert.

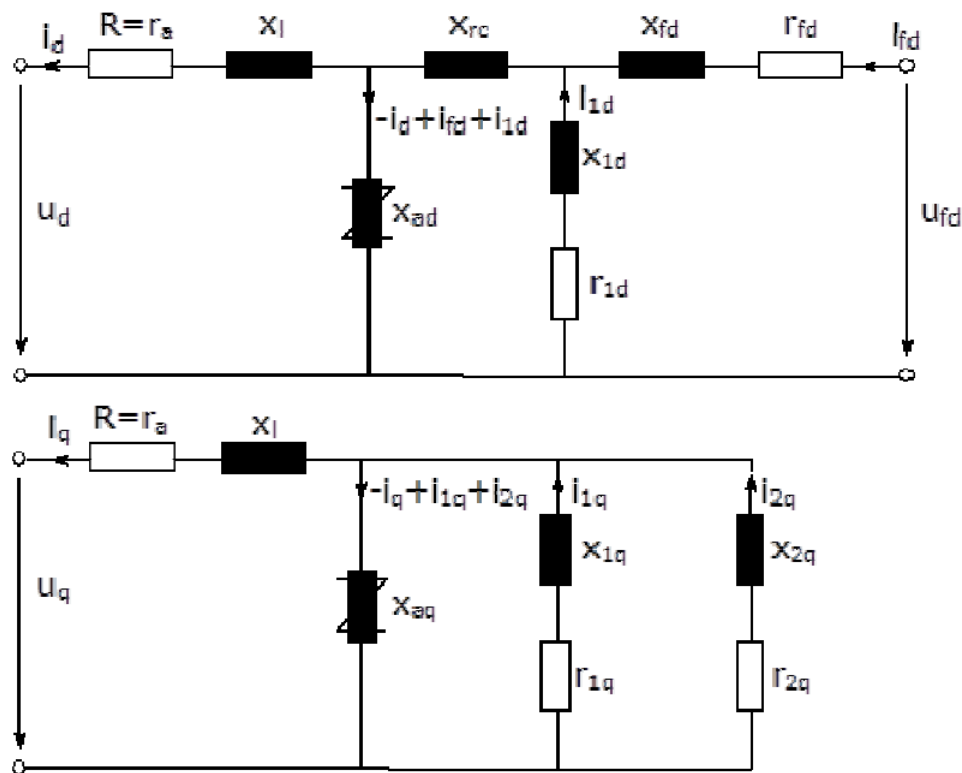


Abbildung 4-28: Subtransientes Modell für dynamische Berechnungen (NEPLAN)

Die Werte für die Impedanzen und Reaktanzen sowie die Zeitkonstanten wurden über Generatoren ähnlicher Leistung und Drehzahl festgelegt. Die Werte hängen stark von Aufbau, Drehzahl, magnetischer Sättigung, Temperatur und vielen weiteren Faktoren ab und können weit differieren.

Bei zwei größeren Generatoren wurden die Sättigungskurven durch eine Standardsättigungskurve beschrieben, dabei wurden die Werte $I_a = 1$, $I_b = 1,1$ und $I_c = 1,6$ angenommen.

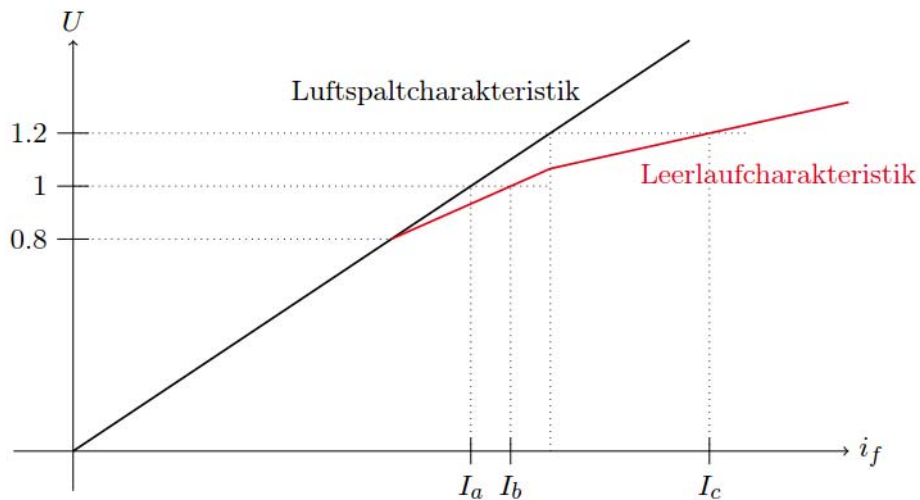


Abbildung 4-29: Sättigungskurve (Lehnen, 2014)

Bei diesen Generatoren wurden ebenfalls der Betriebsbereich (Leistungsbereich) und damit das mögliche Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung mittels Standard-Leistungsdigramm festgelegt. In diesem Fall wurde die Kennlinie für $U = 1,0$ pu gewählt.

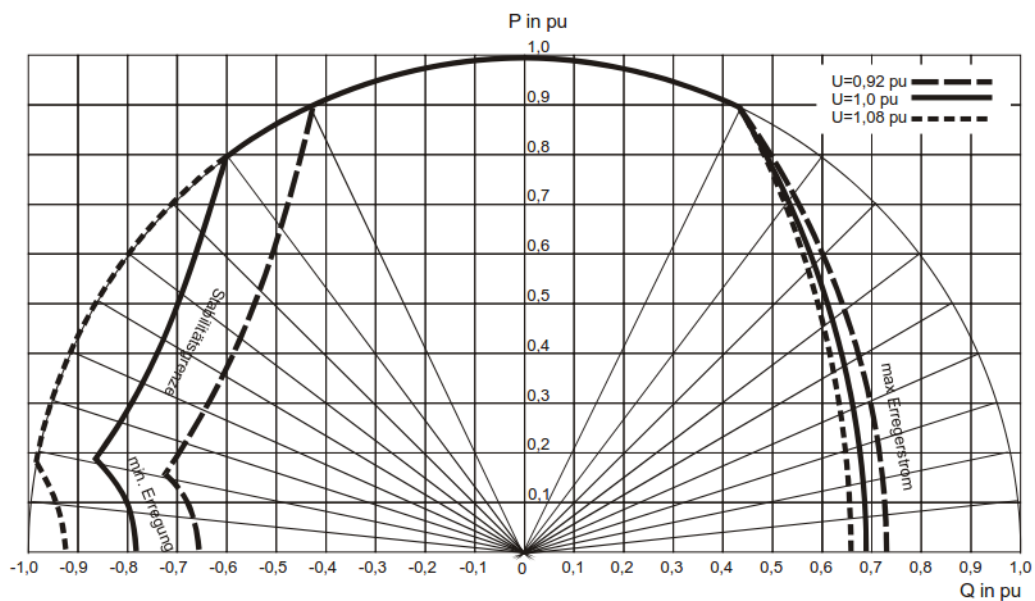


Abbildung 4-30: Betriebsbereich einer Synchronmaschine (Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, 2010)

Tabelle 4-4: Parameter Maschinenmodelle

Bezeichnung	Einheit	Generator OSt	Generator USt	Kleinwasserkraft
		G2	G1	KW1- KW6
H	S	2,4	0,9	0,5
D	MW/Hz	0	0	0
R	pu	0,04	0,007	0
Xd	%	150	140	110
xd'	%	30	35	29
xd''	%	18	30	16
Xq	%	80	80	77
xq'	%	77	84	77
xq''	%	18	15	15
sc	%	10	13	0
xl	%	10	13	0
Td'	s	1,7	0,91	0,9
Td''	s	0,05	0,04	0,04
Tq'	s	0,049	0,049	0,05
Tq''	s	0,011	0,009	0,009
Td0'	s	7,5	3,7	2
Td0''	s	0,05	0,04	0,03
Tq0'	s	0,235	0,1	0,1
Tq0''	s	0,25	0,1	0,08
Tc	s	0,15	0,13	0

TURBINE:

Die Wasserkraftturbine des primärregelbaren Kraftwerkes wurde mit einem vereinfachten Standardmodell nachgebildet, welches in NEPLAN implementiert ist. Die Wasserlaufzeitkonstante bzw. hydraulische Zeitkonstant T_F , die Turbinenverstärkung A_t , die Turbinendämpfung DTRUB und die QNL („No Load Flow“; Durchflussmenge zur Deckung der Leerlaufverluste des Generator-Turbinenblocks) wurden dabei festgelegt.

$$T_F = \frac{L \cdot Q}{A \cdot g \cdot h} \quad (\text{Renner, 2010})$$

$$A_t = \frac{\rho \cdot g \cdot h \cdot Q}{S} \quad (\text{Lehnen, 2014})$$

Die für die Berechnung notwendigen Parameter sind

- L ... Länge der Druckrohrleitung
- Q ... Durchflussmenge
- A ... Querschnittsfläche der Druckrohrleitung
- h ... Fallhöhe
- g ... Erdbeschleunigung
- ρ ... Dichte des Wassers
- S ... Generatornennleistung

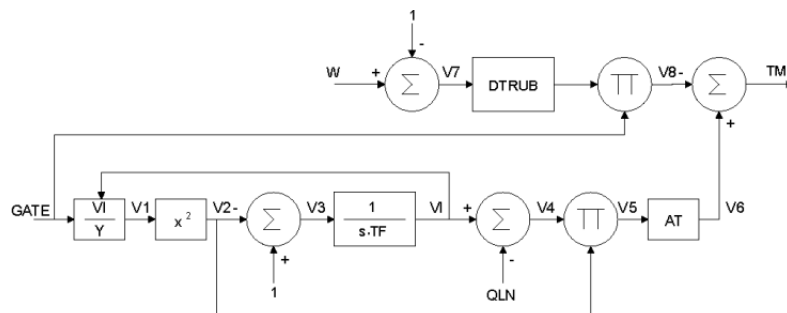


Abbildung 4-31: Blockschaltbild Turbinenmodell (NEPLAN)

Eingangssignale sind die Ventilstellung und die normierte Drehzahl, die Ausgangsgröße ist das mechanische Drehmoment. Das leistungsstärkere Kraftwerk wurde primärregelbar ausgelegt.

Tabelle 4-5: Einstellungen Turbinenmodell Oberstufe

Bezeichnung	Wert OSt	Einheit	Beschreibung
TW	0.5	s	Wasserlaufzeitkonstante
AT	1	p.u.	Turbinenverstärkung
DTURB	1.1	p.u.	Turbinendämpfungsfaktor (von NEPLAN voreingestellt)
QNL	0.1	p.u.	„no Load Flow“ – Durchflussmenge zur Deckung der Leerlaufverluste des Generators

Die Wasserlaufzeitkonstante des zweiten Kraftwerkes beträgt fast 16 Sekunden. In dieser Zeit würde das Kraftwerk gegen die Primärreglung arbeiten, daher wurde dieses Kraftwerk nicht primärregelbar ausgelegt. Das liegt am minimalphasigen Verhalten von Wasserkraftturbinen, die bei einer Verstellung der Ventile zunächst mit einem Leistungssprung in entgegengesetzter Richtung antworten und erst anschließend die Leistung entsprechend der Ventilstellung einstellen.

Turbinen-Regler - Primärregler

Der Turbinenregler wurde mit einem Standardreglermodell (GOVERNOR – SG1) hinterlegt, welches ebenfalls in NEPLAN implementiert ist. Der Vorwärtspfad bildet den Regler, den Steuerservomotor und den Hauptservomotor nach. Der Hauptservomotor übernimmt das Öffnen der Ventile, d.h. die Änderung Ventilstellung welche die Eingangsgröße für das Turbinenmodell ist.

Der Frequenzunterschied zwischen Leerlauf und Vollast wird als Statik bezeichnet und beträgt üblicherweise 5 %. Je kleiner die Statik ist, umso mehr reagiert das Kraftwerk auf die Frequenzabweichung. Damit würden auf kleine Frequenzabweichungen große Leistungsänderungen erfolgen. Mittels der transienten Statik wird erreicht, dass die Düsenöffnung nicht zu abrupt erfolgt, um dem Verhalten der Leistungsänderung in die Gegenrichtung entgegenzuwirken. (Lehnen, 2014)

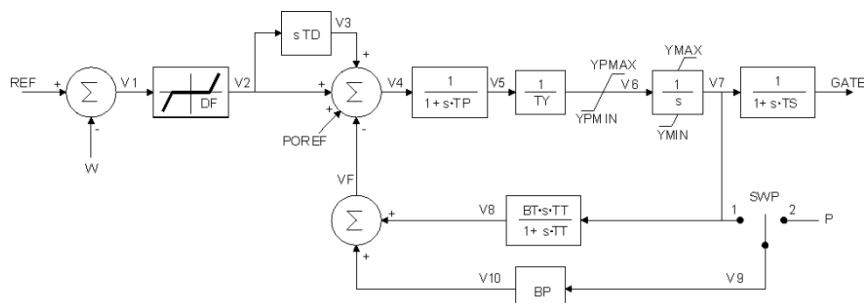


Abbildung 4-32: Blockschaltbild Primärreglermodell (NEPLAN)

Tabelle 4-6: Einstellungen Turbinenregler Oberstufe

Bezeichnung	Wert OSt	Einheit	Beschreibung
SWS	1	Integer	Schalter – Rotorfrequenz wird als Eingangssignal verwendet
SWP	1	Integer	Schalter – Position des Steuerservomotors wird genutzt
SW	0		Anti-Windup Aktivierung
DF	0.0002	p.u.	Frequenz-Totband
TD	0	s	abgeleiteter Zeitwert
TP	0	s	Steuerservomotor-Zeitkonstante
TY	0.02	s	Integral-Zeitkonstante
TS	0.1	s	Hauptservomotor-Zeitkonstante
TT	4	s	Transiente Zeitkonstante
BT	0.55	p.u.	Transiente Verstärkung (Transiente Statik)
BP	0.05	p.u.	Statik
YPMAX	10	p.u.	Begrenzung der Stellgeschwindigkeit des Servomotors
YPMIN	-10	p.u.	
YMAX	2	p.u.	Begrenzung der Ventilöffnung
YMIN	0	p.u.	

Sekundärregler

Beide Generatoren wurden anschließend sekundärregelbar ausgelegt um die verbleibende Regelabweichung der nur bei einem Generator vorhandenen Primärregelung auszugleichen.

Die Einstellung der Werte erfolgte mittels (Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, 2010). Der Regler wurde mit Standard Turbine Load Controller LCFB1 implementiert.

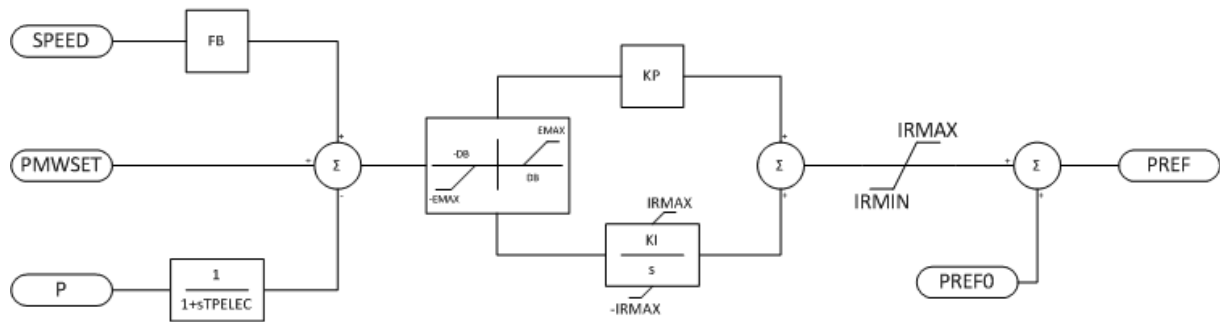


Abbildung 4-33: Blockschaltbild Sekundärreglermodell (NEPLAN)

Tabelle 4-7: Einstellungen Sekundärregler Oberstufe (OSt) und Unterstufe (USt)

Bezeichnung	Wert OSt	Wert USt	Einheit	Beschreibung
FBF	1	1	Integer	Frequenz = Eingangsgröße wenn 1, sonst 0
PBF	0	0	Integer	Leistung = Eingangsgröße wenn 1, sonst 0
FB	-0.9	-0.9	p.u.	Frequenzverstärkung
TPELEC	0.01	0.01	s	Zeitkonstante Stromwandler
DB	0.0002	0.0002	p.u.	Totband
EMAX	0.02	0.02	p.u.	Maximaler Steuerfehler (von NEPLAN voreingestellt)
KP	0.8	0.5	p.u.	Proportionalverstärkung
KI	0.02	0.02	p.u.	Integralverstärkung
KG	0	0	p.u.	„Schleusen-Haupt-Eingang“ (in Neplan nicht verwendet)
IRMAX	999	999	p.u.	Maximale Turbinengeschwindigkeit

Spannungsregler

Da das Erregersystem unbekannt ist, wurde ein DC-Erregersystem angenommen. Der Spannungsregler wurde mit dem in NEPLAN implementierten Modell EXCITER-IEEE1 (Typ 1 Erregersystem) implementiert. Die Rückkopplung (KF) dient zur Stabilisierung des Regelkreises. Die Rückkopplung $SE = f(E_f)$ stellt die Sättigung in der Erregermaschine dar. Nimmt die Erregung zu, so steigt auch die Sättigungsfunktion SE und der Einfluss des Reglers auf die Erregerspannung nimmt ab. (J. Machowski, 1998)

Die Eingangsgröße ist die Sammelschienenspannung V_T welche über einen Spannungswandler zu V_C transformiert wird, die Ausgangsgröße ist die Erregerspannung EFD.

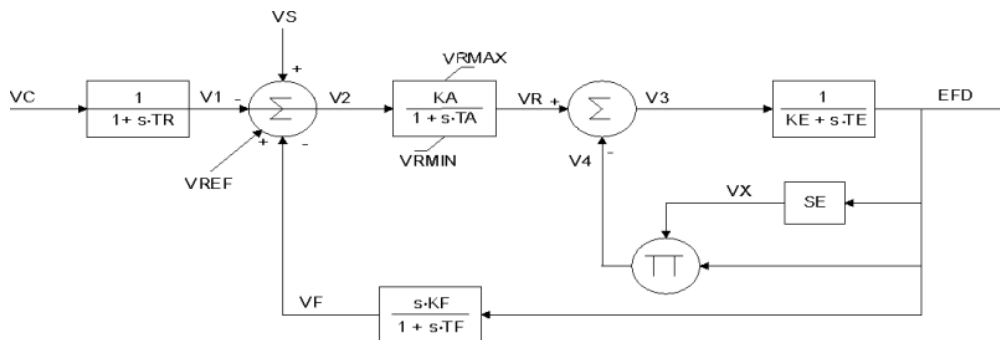


Abbildung 4-34: Blockschaltbild Spannungsregler (NEPLAN)

Tabelle 4-8: Einstellungen Spannungsregler Oberstufe (OSt) und Unterstufe (USt)

Bezeichnung	Wert OSt	Wert USt	Einheit	Beschreibung
TR	0.001	0.001	s	Zeitkonstante Messwandler
KA	20	20	p.u.	Regler-Verstärkung
TA	0.4	0.4	s	Regler-Zeitkonstante
VRMIN	-10	-10	p.u.	min. Spannungsreglerausgang
VRMAX	10	10	p.u.	max. Spannungsreglerausgang
KE	0.1	0.1	p.u.	Erreger-Konstante (bezogen auf die Selbsterregung)
TE	1	1	S	Erreger-Zeitkonstante, Integrationsgrad verbunden mit Selbsterregung
KF	0.2	0.2	p.u.	Rückkopplungsverstärkung
TF	1.5	1.5	s	Rückkopplungszeitkonstante
E1	3.135	3.135	p.u.	Werte Sättigungskurve (Voreingestellter Wert von NEPLAN)
SE1	0.03	0.03	p.u.	Werte Sättigungskurve (Voreingestellter Wert von NEPLAN)
E2	4.18	4.18	p.u.	Werte Sättigungskurve (Voreingestellter Wert von NEPLAN)
SE2	0.1	0.1	p.u.	Werte Sättigungskurve (Voreingestellter Wert von NEPLAN)

Lasten:

Die Lasten wurden als konstant-Z eingegeben, so wird der selbststabilisierende Effekt bei Spannungseinbruch im System beachtet.

Allgemein:

Es wurde in RMS simuliert, da die Simulationen im Zeitbereich von mehreren Sekunden bis Minuten durchgeführt werden. Ebenfalls liegen die Lastdaten nicht höheraufgelöst als in 15-Minuten-Mittelwerten vor.

4.6 Ergebnisse Untersuchungen Netzabschnitt

4.6.1 Einbindung dezentraler Erzeuger

Für dezentrale Erzeugungsanlagen gelten die technischen und organisatorischen Regeln von Betreibern und Benutzern (TOR) Hauptabschnitt D4 (Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen), diese sind ebenfalls in der Norm ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 festgelegt.

Dabei müssen bei Anlagen die Schutzfunktionen für Über- und Unterspannung, sowie Über- und Unterfrequenz eingestellt werden, sowohl für Wechselrichter im Parallelbetrieb als auch für andere Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz.

Die dabei üblicherweise empfohlenen Einstellwerte nach TOR D4 sind für die Trennung vom Netz bei Unter- bzw. Überspannung $0,8 \leq U_N \leq 1,15$, im Mittelspannungsnetz gilt für die Unterspannung $0,7 U_N$ (Abschaltzeit 0 - 2,7 s) bzw. $0,3 U_N$ (Abschaltzeit $\leq 0,15$ s). Für die Frequenzeinstellungen gelten üblicherweise $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$

Bis zu diesen Werten sollten die Anlagen am Netz bleiben und so im Fehlerfall zur Stützung des Netzes beitragen - zum einen zur Spannungs- bzw. Frequenzhaltung, zum anderen um im Kurzschlussfall auf den Fehler zu speisen und so die Kurzschlussleistung zu erhöhen. Im Kurzschlussfall muss bei Spannungseinbrüchen auf Werte bis zu $0,3 U_N$ die Anlage bis zu 700 ms am Netz bleiben, bei Spannungseinbrüchen unter $0,3 U_N$ mit einer Dauer von ≤ 150 ms muss die Erzeugungsanlage ebenfalls am Netz bleiben.

PV-Wechselrichter mit einer Leistung über 4,6 kW dürfen nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Netzbetreibers einphasig angeschlossen werden. Bestrebungen sind die PV-Anlagen 3-phasig einspeisen zu lassen, um so Spannungsunsymmetrien zu begrenzen.

Die Erzeugungsanlagen müssen zur Netzstützung beitragen, unter anderem durch ihr Blindleistungsverhalten zur Spannungshaltung. Dies erfolgt durch automatische Regeleinrichtungen in der Erzeugungsanlage. Die Anlagen müssen daher abhängig von der Leistung und abhängig von den Anforderungen des Netzbetreibers mit einem $\cos(\varphi)$ von $\pm 0,95$ (über- bzw. untererregt) bzw. $\pm 0,9$ betrieben werden können.

Dabei kann vorgegeben werden, dass die Einspeiser mit $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie, $Q(U)$ -Kennlinie, einem festen Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ oder einer festen Blindleistung arbeiten.

Dies ist vor allem im Fall von Kabelnetzen mit vielen dezentralen Erzeugungsanlagen wichtig, da es dabei durch die vermehrte Einspeisung aufgrund der erhöhten kapazitiven Blindleistung im Netz zu einem Überschreiten des Spannungsbandes kommen kann.

Für die Frequenzhaltung müssen Erzeugungsanlagen im Frequenzbereich von 50,2 bis 51,5 Hz die momentan erzeugte Wirkleistung P mit einem Gradienten von 40 % je Hertz absenken (bei Frequenzanstieg) bzw. steigern (bei Frequenzsenkung).

Vor allen in Netzen mit geringer Regelleistung trägt dieses Verhalten der Erzeugungsanlagen zur Frequenzstabilisierung bei.

4.6.2 Schutztechnik

Die Grundanforderungen an die Schutztechnik beinhalten die Selektivität, die Schnelligkeit, die Zuverlässigkeit, die Empfindlichkeit sowie die Genauigkeit. Jede dieser Anforderungen muss auch in Netzen mit zunehmendem Anteil an erneuerbaren Erzeugern sichergestellt sein.

Da Mittelspannungsnetze vielfach als Strahlennetze bzw. offene Ringnetze betrieben werden, die lediglich einseitig gespeist werden, ist eine Richtungserkennung nicht zwingend erforderlich. Durch die Zeitstaffelung einfacher Überstromzeit-Schutzeinrichtungen wird Selektivität sichergestellt. Durch die Netzeinbindung dezentraler Einheiten ändert sich der Netzbetrieb dahingehend, dass die Netze mehrseitig gespeist werden. Der Leistungsfluss ändert sich von einer unidirektionalen zu einer bidirektionalen Richtung. Um Selektivität sicherstellen zu können ist eine Richtungserkennung (vorwärts/rückwärts) erforderlich. Durch den zusätzlichen Kurzschlussstromanteil der Zwischeneinspeiser geht einerseits eine Erhöhung der Kurzschlussleistung, andererseits die Problematik der Schutzüber-, Schutzunterfunktion, sowie der Anregesicherheit einher.

Betriebsmittel sind im Fehlerfall einer höheren mechanischen und thermischen Belastung ausgesetzt und müssen dafür adaptiert oder gänzlich erneuert werden. Dezentrale Erzeugungseinheiten dürfen sich bei Spannungseinbrüchen nicht unmittelbar vom Netz trennen, dies kann jedoch negative Auswirkungen auf die Automatische Wiedereinschaltung haben, sodass eine Kurzunterbrechung keine Lichtbogenlöschung bewirkt. Der Entkopplungsschutz dezentraler Einspeiser muss bei einem Fehler rechtzeitig wirksam werden, sodass die AWE nicht beeinträchtigt wird, bzw. keine zusätzliche Spannungsbeanspruchung für den Leistungsschalter des Netzschutzes entsteht. Grundsätzlich zeigen rotierende elektrische Maschinen, welche über Maschinenumspanner direkt an das Netz angebunden werden ein gänzlich anderes Verhalten im Fehlerfall als statische Umrichter von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen. Der anteilmäßige Kurzschlussstrom von Umrichtern gleicher Leistungsgröße wie jener von elektrischen Maschinen ist wesentlich geringer, weiters ist das Verhalten unterschiedlicher Umrichter Fabrikate nicht gleich. Das Kurzschlussstromverhalten hängt im Wesentlichen von der implementierten Leistungselektronik und dem Regelverfahren ab, worin je nach Art, Type und Hersteller Unterschiede bestehen.

Auch im Inselnetzbetrieb müssen die Grundanforderungen an das Schutzsystem sichergestellt sein. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn sich das Inselnetz dauerhaft in einem definierten Betriebszustand befindet. Dabei muss immer eindeutig zwischen Betriebs- und Fehlerfall seitens der Schutzgeräte unterschieden werden können. Durch den undefinierten Kurzschlussstrombeitrag statischer Umrichter und der begrenzten Kurzschlussleistung ist dies zunehmend schwieriger, da der minimale Fehlerstrom nicht zwangsläufig wesentlich größer sein muss als der maximale Betriebsstrom. Das Thema Anregesicherheit spielt dabei eine zentrale Rolle und ist für die Wirksamkeit der Schutzeinrichtung essentiell. Insbesondere die Erkennung 1poliger Fehler wie Erdschlüsse, welche sich im kompensierten Netz als stromschwache Fehler ausbilden, können sich im Inselnetz, wo der Netzsternpunkt nicht mehr verfügbar bzw. wirksam ist, als problematisch erweisen. Entsprechende Investitionen in die Netzinfrastruktur und in die Schutztechnik sind für einen sicheren und zuverlässigen Inselnetzbetrieb erforderlich.

4.6.3 Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen

Für Österreich sind diese Maßnahmen in den TOR Teil E (Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen) festgelegt. Diese Maßnahmen sind in allen Bereichen des elektrischen Energieversorgungssystems zu realisieren und beschreiben präventive Maßnahmen, Anpassungen der Erzeugung von Wirk- und Blindleistung sowie Maßnahmen zur Netzbenutzerabschaltung, passiv im Netz wie auch aktiv bei Netzbenutzern.

Die Maßnahmen gemäß TOR Teil E sind von jedem Netzbetreiber für Netzebenen ≥ 110 kV, für alle anderen Netzebenen soweit dies technisch möglich ist, durchzuführen. Die Maßnahmen werden in zwei Gruppen unterteilt, in die frequenzabhängigen und in die spannungsabhängigen Maßnahmen.

Der Stufenplan bei Frequenzproblemen (Frequenzplan) sieht einen automatischen Lastabwurf im Falle von Frequenzabweichungen vor.

Tabelle 4-9: Frequenzplan – in Anlehnung an TOR Teil E

49,8 Hz	Automatisch einsetzende Maßnahmen in Kraftwerken
49,0 Hz	1. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast
48,8 Hz	2. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast
48,6 Hz	3. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast
48,4 Hz	4. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung mindestens 50%)
47,5 Hz	Automatisch einsetzende Maßnahmen zur Abstellung von Erzeugungsanlagen
45,0 Hz	Ende der Netzversorgung

Das mehrstufige automatische Lastanpassungskonzept soll bewirken, dass nicht in jedem Fall die gesamte Summe von 50% abgeschaltet wird bzw. letztlich ein vollkommener Netzzusammenbruch verhindert wird. Die Lastanpassung ist so umzusetzen, dass nach geeigneten Verfahren eine Rotation der Zuordnung von Verbrauchern zu den Auslösefrequenzgruppen möglich ist. Das Konzept ist nach dem Solidaritätsprinzip flächendeckend umzusetzen. In Mischnetzen bzw. Netzen mit vorwiegendem Anteil an dezentraler Einspeisung ist bei der Implementierung der frequenzabhängigen Lastanpassung auf ein weitestgehendes Verbleiben dieser zu achten.

Der Frequenzplan stellt eine automatisch einsetzende Maßnahme für große Störungen dar und greift in Notsituationen.

Der Inselbetrieb stellt einen Notbetrieb dar. Im Inselnetz ist aus verschiedenen Gründen eine Lastpriorisierung, Lastlenkung und eine Reservehaltung für etwaige Lastsprünge von Nöten, da im Fall eines Lastsprunges weniger Leistung oder Kraftwerke mit geringerer Regelfähigkeit bzw. Frequenzstabilität zur Verfügung stehen.

Mittels Smart-Meter mit Kommunikation, welche Gerätegruppen nach Reihenfolge bzw. Priorität lenken könnten, oder weiteren Demand-Side-Management Strategien könnten diese Ziele erreicht werden.

In jedem Fall sollten Blaublichtorganisationen, Kommunikationsstrukturen, Informationsmedien, Krankenhäuser, Wasserversorgung etc. mit elektrischer Energie versorgt werden.

4.6.4 Wirk- und Blindleistungshaushalt

Es zeigt sich, dass im Inselssystem die beiden Generatoren der Speicherkraftwerke nicht mehr unabhängig voneinander auf eine fixe Spannung einspeisen können, sondern blindleistungs- und wirkleistungskooridiert betrieben werden müssen.

Grundsätzlich ist eine gänzliche Lastdeckung der mittleren Last durch die beiden Generatoren der Speicherkraftwerke für den untersuchten Lastfall möglich. Bei reinem Wirkleistungsbezug kommt es zu einer unwesentlichen Verletzung des oberen Spannungsbandes von $U > 1,05 \cdot U_N$. Eine Abhilfe dagegen durch eine geänderte Stufenstellung der Maschinentransformatoren ist nicht möglich, da sich diese bereits in Endstellung befinden. Beide Generatoren müssen sich sowohl an der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung als auch an der Spannungs-Blindleistungs-Regelung beteiligen.

4.6.5 Anforderungen an die Regelung

Wichtig sind zwei unterschiedliche Regelstrategien für den Netzparallelbetrieb und den Inselbetrieb. Dabei muss individuell für jeden Netzabschnitt untersucht werden, welche verlässlichen Erzeugungseinheiten zur Verfügung stehen, die auch auf Grund ihrer technischen Eigenschaften die Regelung übernehmen können.

Üblicherweise werden Kraftwerke mit einer Leistung über 100 MW regelbar ausgelegt. Diese speisen üblicherweise nicht in das Mittel- oder Niederspannungsnetz ein. Die Kraftwerke, die im Inselbetrieb die Regelaufgabe übernehmen, sind jene mit geringeren Leistungen, diese speisen meist auf der Mittelspannungsebene ein.

Während im Verbundnetzbetrieb die Regelung nicht greifen sollte, muss im Inselbetrieb unter Umständen die gesamte Regelleistung von einer Regeleinrichtung übernommen werden. Für größere Laststöße muss zumindest ein Kraftwerk mit größerer Leistung primärregelfähig sein. Die Anforderungen an diese Regelung sind ähnlich wie im Verbundbetrieb. Die Kraftwerke müssen in kurzer Zeit ihre Leistung steigern oder reduzieren können um dadurch eine stabile Frequenz garantieren zu können. Ebenso müssen mittels Spannungsreglern die Spannungen im Netz im geforderten Band gehalten werden.

Durch die geringeren Schwungmassen ist eine größere Dynamik der Regler erforderlich. Die Möglichkeiten und Anforderungen hängen sehr stark von den baulichen Gegebenheiten der Kraftwerke, den Parametern der Generatoren, weiteren Schwungmassen im Netz, der Netztopologie und dem Verhalten der Lasten ab. Es können nur individuelle Aussagen für jedes Netz getroffen werden.

4.6.6 Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb / Verkraftbare Laststöße

Der Übergang in den Inselbetrieb kann in kritischen Situationen eine Abhilfemaßnahme vor dem Blackoutfall sein. Dabei sollen an Stelle des klassischen Lastabwurfes kontrolliert Inselnetze gebildet werden, welche geordnet in einen Inselbetrieb übergehen. Zeigen sich Engpasssituationen im Netz, so können selbsterhaltende Inseln zur Entlastung der anderen Netzabschnitte gebildet werden.

Beide großen Kraftwerke können erst nach einem ca. 10 Minuten dauernden Anfahrprozess aus dem Stillstand einspeisen, anschließend muss die Regelstrategie umgestellt und Lastmanagement betrieben werden. Danach kann das Netz vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb übergehen, daher ist hier vorausschauend zu handeln.

Als kritisch kann sich dabei auch eine allenfalls nötige Parameter-Umstellung der Schutzgeräte für den Inselbetrieb erweisen.

Das Spannungsband wurde für den Inselbetrieb mit $\pm 10\%$ festgelegt. Als Unter- bzw. Überfrequenzkriterium zur Netztrennung für die Erzeugungsanlagen wurden 47,5 Hz und 51,5 Hz festgelegt.

Die Spannung an den Generatorklemmen wird zwischen 95 und 105 Prozent eingestellt. In den unten angeführten Testfällen wurden die Generatorspannungen manuell zwischen 95 und 97 % vorgegeben.

Die Wirkleistung bei welcher ein Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb möglich ist hängt vom Belastungszustand der Generatoren, den Schwungmassen im Netz, den Lasten und den Knotenspannungen vor dem Übergang ab.

Nachfolgend werden Szenario 1 und Szenario 10 detaillierter beschrieben.

Szenario 1 stellt den Hochlastfall bei geringer Wasserkraft-Einspeisung (40% vom Nennwert) und keiner PV-Einspeisung dar. Dabei wird Leistung aus dem übergeordneten 110-kV-Netz bezogen.

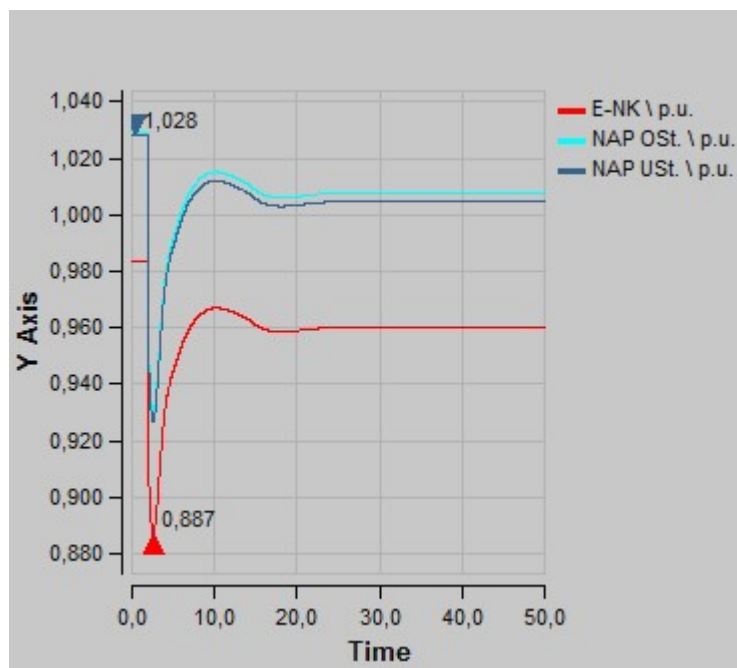


Abbildung 4-35: Szenario 1, Spannungsverläufe beim Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb in p.u. (bezogen auf die Systemspannung) – Netzknoten mit der niedrigsten Spannung (Entferntester Knoten - E-NK), Netzanschlusspunkt Oberstufe (NAP Ost.), Netzanschlusspunkt Unterstufe (NAP USt.)

In Abbildung 4-35 zeigt sich, dass die Spannungen durch die Spannungsregelung auf einen für das Spannungsband im Inselbetrieb zulässigen Wert zurückgeführt werden können. Ebenso kommt es zu keinem Einbruch unter $0,8 U_N$.

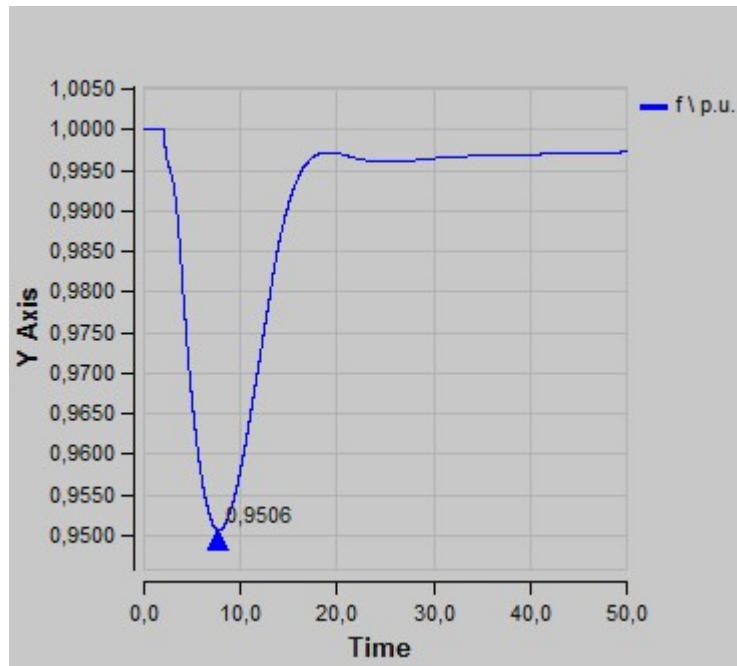


Abbildung 4-36: Szenario 1, Frequenzverlauf in p.u. (bezogen auf die Systemfrequenz)

Die Frequenz bricht auf 47,5 Hz ein, bei einem Frequenzeinbruch darunter würden sich die Erzeugungsanlagen vom Netz trennen und eine Versorgungsunterbrechung wäre die Folge.

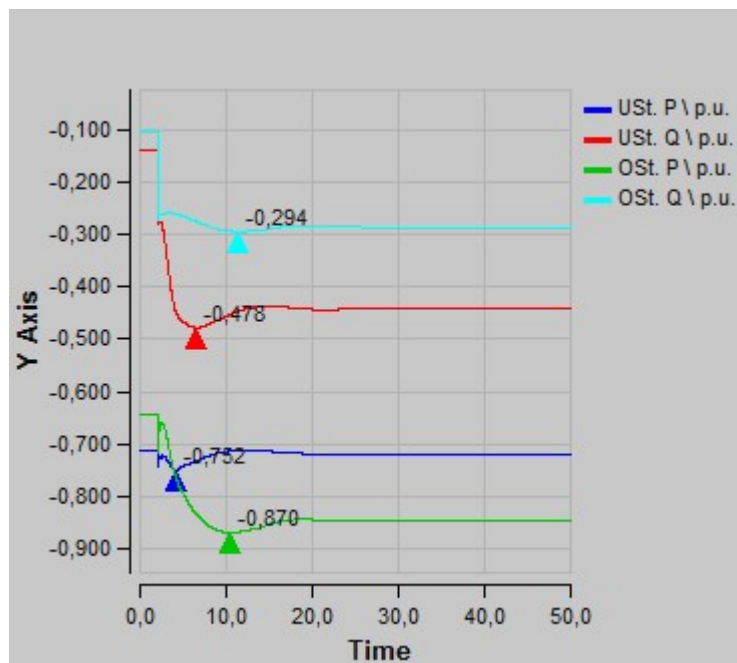


Abbildung 4-37: Szenario 1, Verlauf Wirk- (P) und Blindleistungseinspeisung (Q) Oberstufe (Ost.) und Unterstufe (USt.) (bezogen auf die jeweilige Generator-Nennscheinleistung)

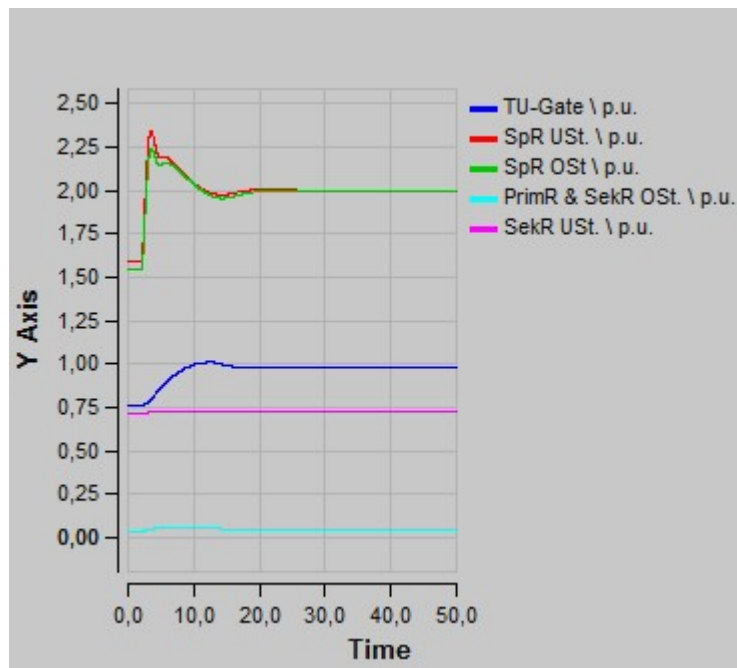


Abbildung 4-38: Szenario 1, Verlauf Regler; Primärregler (PrimR) und Sekundärregler (SekR); Gateöffnung der Turbine (TU-Gate) der Oberstufe; Spannungsregler (SpR) von Oberstufe (Ost.) und Unterstufe (USt.)

Das System wird in einen stabilen Zustand zurückgeführt (Abbildung 4-36 und Abbildung 4-37). Hierbei ist eine Trennung vom übergeordneten Netz bei rund 6 MW Übergabeleistung möglich.

Im Niedriglastfall, Szenario 10, speisen die Generatoren nur noch rund 24 % und 31 % der maximalen Wirkleistung ein, dies wird in Abbildung 4-38 dargestellt. Üblicherweise werden Speicherkraftwerke nicht unter 40 % ihrer Nennleistung betrieben. Ebenso können thermische Kraftwerke nicht unter 40 % Teillast, neuere Kraftwerke nicht unter 25 % Teillast betrieben werden.

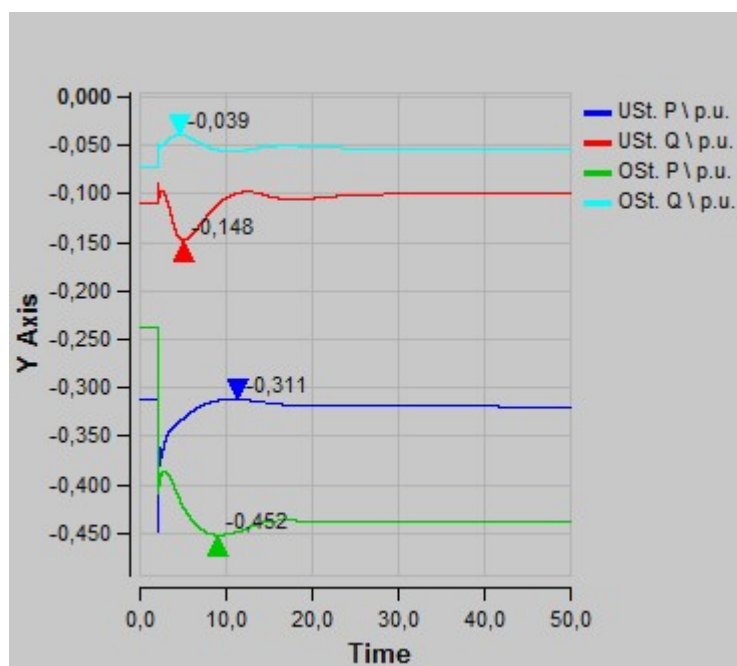


Abbildung 4-39: Szenario 10, Verlauf Wirk- (P) und Blindleistungseinspeisung (Q) Oberstufe (Ost.) und Unterstufe (USt.) (bezogen auf die jeweilige Generator-Nennscheinleistung)

Die Spannung steigt kurzzeitig auf Werte von rund 1,042 U_N. Da die Spannungen in diesem Fall nur auf eine Spannung von rund 0,99 U_N einbrechen, ist der selbststabilisierende Effekt der Lasten geringer und der Generator wird im Vergleich zu Szenario 1 weniger entlastet. Daher ist in diesem Fall eine Netztrennung bei rund 4,7 MW möglich.

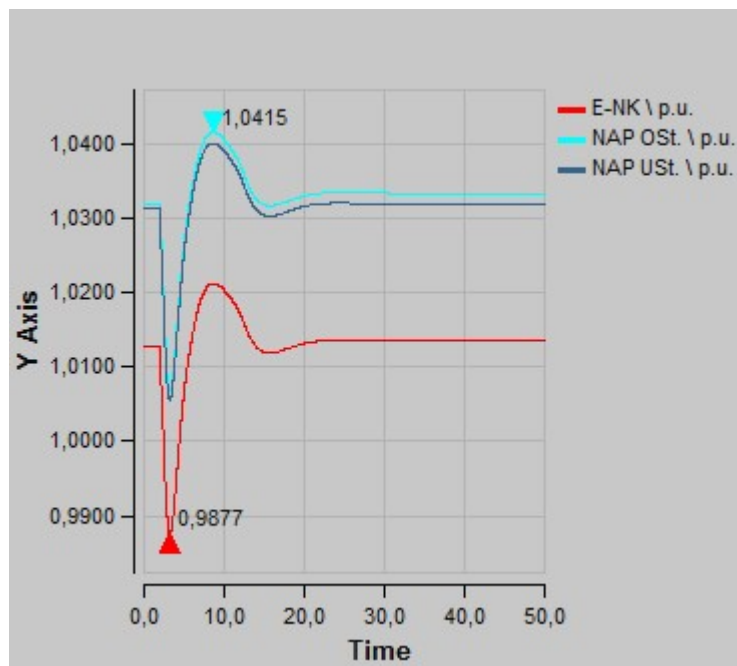


Abbildung 4-40: Szenario 10, Spannungsverläufe beim Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb in p.u. (bezogen auf die Systemspannung) – Netzknoten mit der niedrigsten Spannung (Entferntester Knoten - E-NK), Netzanschlusspunkt Oberstufe (NAP Ost.), Netzanschlusspunkt Unterstufe (NAP USt.)

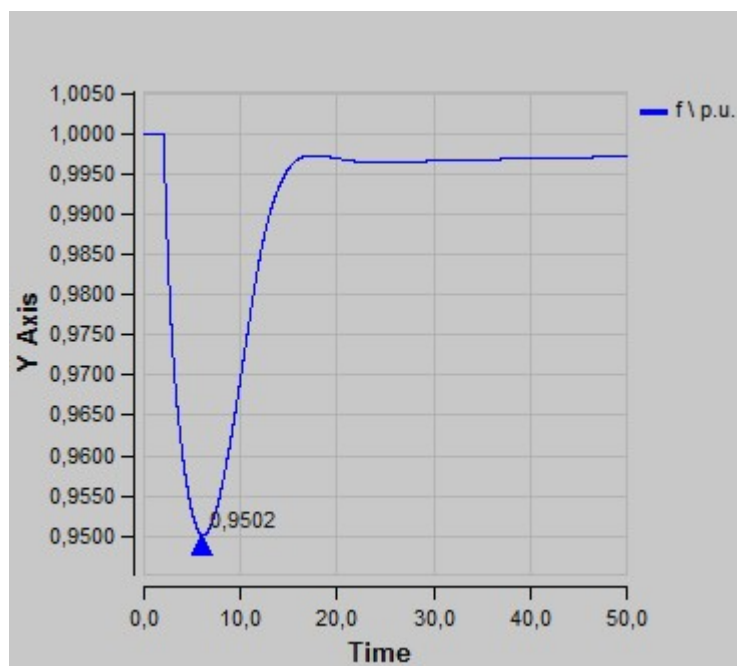


Abbildung 4-41: Szenario 10, Frequenzverlauf in p.u. (bezogen auf die Systemfrequenz)

Tabelle 10 bis Tabelle 12 zeigen die Einstellungen und Ergebnisse für die Szenarien 1 (SZ) bis 13. Ersichtlich sind der Verbrauch bezogen auf den maximalen Verbrauch (VB), die Photovoltaikeinspeisung bezogen auf die maximale Einspeisung der PV-Anlagen (PV), die Einspeisung der Kleinwasserkraftwerke bezogen auf die maximale Einspeisung der Kleinwasserkraftanlagen, die Einspeisung der Oberstufe bezogen auf die maximale Scheinleistung (Prim-Reg. KW) und der Unterstufe bezogen auf die maximale Scheinleistung (Sek-Reg. KW) vor dem Übergang in den Inselbetrieb. Die Übergabeleistung (ÜP) bezogen auf die Verbraucherscheinleistung wird ebenso wie die Übergabeblindleistung (ÜQ) bezogen auf die Verbraucherscheinleistung angegeben. Bei positivem Vorzeichen wird Leistung aus dem übergeordneten 110-kV-Netz bezogen und bei negativem Vorzeichen in das 110-kV-Netz gespeist.

Der maximale Frequenzeinbruch wird mit Δf bezogen auf die Nennfrequenz ausgegeben. Ebenso wird dargestellt wie sich der $\cos(\varphi)$ der Oberstufe (Prim-Reg. KW) beziehungsweise der $\cos(\varphi)$ der Unterstufe (Sek-Reg. KW) nach 50 Sekunden der Regelung einstellen. Diese bewegen sich in zulässigen Betriebsbereichen und sind immer kapazitiv. Das bedeutet, dass die Generatoren immer Blindleistung abgeben.

Tabelle 4-10: Simulationen Hochlastfall für den Einspeisefall, Bezug aus dem übergeordneten 110-kV-Netz (E) und den Rückspeisefall Einspeisung in das übergeordnete 110-kV-Netz (R)

Sz	VB p.u.	PV p.u.	Kl.WK p.u.	Prim-reg. KW p.u.	Sek-reg. KW p.u.	ÜP p.u.	ÜQ p.u.	Δf Hz	Cos(φ) Prim-reg. KW	Cos(φ) Sek-reg. KW
1 – E	1	0	0,4	0,64	0,75	+0,19	+0,21	-2,45	0,95	0,86
2 – E	1	1	1	0,587	0,5	+0,182	+0,196	-2,41	0,94	0,91
3 – R	1	0	0,4	0,89	0,89	-0,043	+0,181	+1,49	0,97	0,81
4 – R	1	1	1	0,85	0,8	-0,033	+0,008	+1,5	0,93	0,89

Für Szenario 9 wurde der $\cos(\varphi)$ von 0,9 auf 0,95 erhöht, um zu zeigen, dass bei diesem $\cos(\varphi)$ Blindleistung in das übergeordnete 110-kV-Netz eingespeist wird, während in Szenario 8 Blindleistung bezogen wird. Dabei unterscheidet sich, dass in Szenario 9 die Spannungen zunächst steigen und dadurch bewirken, dass die Lasten größer sind und so bremsend auf den Generator wirken, während in Szenario 8 die Spannungen zunächst sinken, die Lasten geringer werden und der Generator beschleunigt. Daher ist es in Szenario 9 möglich, sich bei einer höheren Übergabeleistung vom Netz zu trennen.

Tabelle 4-11: Simulationen Bandlastfall für den Einspeisefall, Bezug aus dem übergeordneten 110-kV-Netz (E) und den Rückspeisefall Einspeisung in das übergeordnete 110-kV-Netz (R) ; Szenario 9 $\cos(\varphi)_{\text{Last}} = 0,95$

Sz	VB p.u.	PV p.u.	Kl.WK p.u.	Prim-reg. KW p.u.	Sek-reg. KW p.u.	ÜP p.u.	ÜQ p.u.	Δf Hz	Cos(φ) Prim-reg. KW	Cos(φ) Sek-reg. KW
5 – E	0,73	0	0,4	0,468	0,4	+0,227	+0,162	-2,45	0,97	0,85
6 – E	0,73	1	1	0,353	0,357	+0,2	-0,043	-2,5	0,97	0,84
7 – R	0,73	0	0,4	0,653	0,714	-0,197	+0,092	+1,46	0,96	0,95
8 – R	0,73	1	1	0,619	0,464	-0,0251	+0,0427	+1,49	0,97	0,92
9 – R	0,73	1	1	0,63	0,509	-0,0327	+0,0006	+1,48	0,994	0,987

Im Teillastfall zeigt sich, dass die Generatoren unter 40 % ihrer Nennleistung arbeiten würden, was wie bereits erwähnt nicht bei allen Generatoren möglich ist.

Tabelle 4-12: Simulationen Niedriglastfall für den Einspeisefall, Bezug aus dem übergeordneten 110-kV-Netz (E) und den Rückspeisefall Einspeisung in das übergeordnete 110-kV-Netz (R)

Sz	VB p.u.	PV p.u.	Kl.WK p.u.	Prim-reg. KW p.u.	Sek-reg. KW p.u.	ÜP p.u.	ÜQ p.u.	Δf Hz	Cos(φ) Prim-reg. KW	Cos(φ) Sek-reg. KW
10 – E	0,5	0	0,4	0,238	0,313	+0,284	-0,051	-2,49	0,992	0,95
11 – E	0,5	1	1	0,145	0,179	+0,277	-0,08	+2,48	0,995	0,92
12 – R	0,5	0	0,4	0,513	0,446	-0,19	-0,0015	-1,48	0,989	0,982
13 – R	0,5	1	1	0,37	0,402	-0,22	-0,33	-1,5	0,986	0,99

4.7 Allgemeine Ergebnisse – NotCluster Konzept

Die Auswertung des Netzabschnittes hat ergeben, dass bereits Änderungen einzelner Parameter zu wesentlichen Änderungen im Verhalten führen, sodass alle allgemeinen Aussagen für unterschiedliche Netzabschnitte individuell untersucht werden müssen. Neben der maximalen Einspeisung, welche die Anzahl der versorgbaren Lasten festlegt, wird über die Energie die Zeitspanne festgelegt, über welche diese Lasten versorgt werden können. Die minimale Einspeisung ist in Schwachlastzeiten wichtig, da, wie bereits erwähnt, nicht alle Kraftwerke in jedem Teillastbereich betrieben werden können. Steuerbare und verlässlich verfügbare Einheiten sind essentiell für einen Inselbetrieb.

Ebenso hängen die Ergebnisse stark von der Art der Kraftwerke, deren Bauart sowie der sonstigen vorhandenen dezentralen Einspeiser ab. Abhängig von der Anzahl und der Trägheitskonstanten der rotierenden Massen sowie dem Verhalten der Last und der Knotenspannungen ist es bei verschiedenen Übergabeleistungen möglich geordnet in einen Inselbetrieb überzugehen. Diese Grenzen gelten ebenso für die im Inselbetrieb möglichen Laststöße.

Die Generatoren müssen im Inselbetrieb meist wirk- und blindleistungskooridiert betrieben werden, und können nicht mehr über die Transformatoren auf eine fixe Sollspannung einspeisen.

In anderen Netzen kann es bei geringer Last durch dezentrale Einspeiser zu Problemen bei der Spannungshaltung kommen. Insbesondere bei weitläufigen und gering belasteten Kabelnetzen kann es auf Grund der kapazitiven Blindleistung zu einer Spannungserhöhung kommen wenn nicht Generatoren diese kapazitive Blindleistung aufnehmen können.

Das Schutzkonzept ist wichtig für den Personen- und Betriebsmittelschutz, der jederzeit gewährleistet sein muss.

Daher lässt sich das untenstehende NotCluster-Konzept ableiten:

- Untersuchung des Netzabschnitts nach Engpassleistung und Energie (minimale und maximale Einspeisung)
- Ermitteln steuerbarer und verlässlich verfügbarer Einheiten
- Festlegen der Regelstrategie für Verbundbetrieb und Inselbetrieb
- Bestimmen der Grenze für den Laststoß für einen geordneten Übergang in den Inselbetrieb, sowie für den Betrieb im Inselnetz
- Untersuchung von Wirk- und Blindleistungshaushalt
- Ermittlung und Adaptierung des Schutzkonzeptes
- Festlegen von Lastmanagementstrategien
 - Lastpriorisierung
 - Reservehaltung
 - Energielenkung
- Erweitern der Anforderungen an dezentrale Energieerzeuger

Literaturverzeichnis AP1

- Agora Energiewende. (2013). Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. München: Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft.
- APG. (26. 6 2014). Netzregelung. Von <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung> abgerufen
- APG. (9. 7 2014). Netzregelung. Von <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung> abgerufen
- Autorita Energia. (26. 09 2007). www.autorita.energia.it. Von www.autorita.energia.it/docs/06/292-06all.pdf abgerufen
- Berger, H., Eisenhut, T., Polak, S., & Hinterberger, R. (2013). Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht. Wien.
- Chamoy, A.-S. (15. 10 2013). Institute for Energy and Transport. Abgerufen am 03. 07 2014 von http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/sites/energyefficiency/files/files/documents/events/4_energy_pool_15102013.pdf
- Council of European Energy Regulators. (2012). 5th ceer benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Technical report. Brussels.
- de Bruyn, K. (2014). Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage; Arbeitspapier aus dem Projekt Loadshift. Linz: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- E-Control. (2014). Charakteristische Kennzahlen der Leistung - E-Control. Abgerufen am 1. 7 2014 von http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/xls/strom/2013/MoMeOeN3_TagChar-2013.xls
- E-Control. (2014). Engpassleistung nach Größenklassen zum 31. Dezember 2013.
- E-Control. (2014). Engpassleistung nach Größenklassen zum 31. Dezember 2013.
- E-Control. (2014). Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2013.
- Elbe, C., & Schmutzner, E. (2014). Netztechnische Betrachtung - Projekt Loadshift. Graz.
- Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010. (02. 02 2015). Wien.
- Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010. (02. 02 2015). Wien.
- energie.sia. (10. 04 2014). energie.sia. Abgerufen am 03. 07 2014 von <http://energie.sia-partners.com/20140410/nebef-une-reglementation-pour-rendre-leffacement-competitif-sur-le-marche/>
- Energie-Control. (31. 07 2014). ÖKOSTROMBERICHT 2014. Wien, Österreich.
- Energie-Control. (kein Datum). Statistikbroschüre 2014.

- Entelios. (26. 6 2014). SEDC: Demand Response Aktionsplan für Europa. Von <http://entelios.de/sedc/> abgerufen
- febeliec. (15. 10 2013). Von http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/sites/energyefficiency/files/files/documents/events/9_febeliec_15102013.pdf abgerufen
- Gutschi, C. (2007). Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung. Dissertation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik TUG. Graz.
- Gutschi, C., & Stigler, H. (2008). Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. Beitrag beim 10. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 13.-15. Feb. 2008. Graz.
- Gutschi, C., & Stigler, H. (2008). Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. 10. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 13.-15. Feb. 2008.
- Hinterberger, R., & Polak, S. (2011). Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe - Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. wien.
- Hütter, D., Schüppel, A., & Stigler, H. (2013). Mögliche Anwendungen von industriellen DSM Potentialen und deren Auswirkungen. Beitrag bei der 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- IG-Windkraft. (Jänner 2014). Windkraft in Österreich.
- IG-Windkraft. (November 2014). [https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1055/](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055/).
- IG-Windkraft. (Dezember 2014). <https://www.igwindkraft.at/>. Von [https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1047;Windkraft%20in%20%D6sterreich,%20Europa%20und%20weltweit](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1047;Windkraft%20in%20%D6sterreich,%20Europa%20und%20weltweit) abgerufen
- J. Machowski, J. B. (1998). Power System Dynamics and Stability. John Wiley & Sons.
- KiWi Power. (15. 10 2013). Joint Research. Von http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/sites/energyefficiency/files/files/documents/events/3_kiwi_15102013_.pdf abgerufen
- Kleinwasserkraft. (04 2010). www.kleinwasserkraft.at. Von http://www.kleinwasserkraft.at/sites/default/files/16_17_korr_kwk.pdf abgerufen
- Kleinwasserkraft, V. (kein Datum). http://cdn3.vol.at/2007/05/Folder_Kleinwasserkraftwerke.pdf.
- Klobasa, M. (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und

- Kostengesichtspunkten. Ph.D. dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich.
- Kollmann, A., Moser, S., & Schmidthaler, M. (2014). Endbericht: Lastverschiebung in Haushalten, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Linz.
- Konstantin, P. (2007). Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin: Springer.
- Lehnen, D. (27. 11 2014). Simulation und Analyse der dynamischen Wechselwirkung von Synchronmaschinen im Axpo-Verteilnetz. Baden, Schweiz.
- Mihm, A. (24. 01 2012). faz.net. Abgerufen am 03. 07 2014 von <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/folgen-der-energiewende-60-000-euro-fuers-stromabschalten-11620477.html>
- Moser, S. (2014). Literaturvergleich - Projektbericht Loadshift. Linz.
- NEPLAN. (kein Datum).
- Oberhofer, M. (2013). Demand-Side-Management in Industrie und Gewerbe in Österreich. Masterarbeit TU Graz, Graz.
- Ökostromgesetz 2012. (02. 02 2015). Österreich.
- Österreich, K. (kein Datum). www.kleinwasserkraft.at.
- Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. IEEE Transactions on Industrial Informatics 7 (3), August 2011.
- Pavan, M. (15. 10 2013). European Commission. Abgerufen am 2014. 07 03 von <http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/workshop/workshop-demand-response-status-member-states-mapping-through-real-case-experiences>
- PLAN.T Consulting. (1998). Aufschlüsselung der Lastganglinien nach Endenergie-Anwendung (Strom, Gas und Fernwärme).
- Renner, H. (2010). Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme. Graz, Österreich.
- Renner, H. (2010). Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme. Graz, Österreich.
- Réseau de transport d'électricité. (2013). Réseau de transport d'électricité. Abgerufen am 03. 07 2014 von http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_distributeurs/services_clients/effacements.jsp
- Schmautzer, E., Aigner, M., Fickert, L., & Anaca, M. (2011). Leistungseinsparpotentiale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarter Technologien. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Schmidthaler, M., Reichl, J., & Schneider, F. (2012). Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle - eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den

"öffentlichen {S}ektor. Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13(4), 308-336. Von <http://dx.doi.org/10.1111/j.1468-2516.2012.00398.x> abgerufen

Smart Energy Demand Coalition. (04 2014). Smart Energy Demand Coalition. Abgerufen am 03. 07 2014 von http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2014/04/SEDC-Mapping_DR_In_Europe-2014-04111.pdf

Technisches Büro Becker, F. W.–C. (2009). Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz.

US Department of Energy. (Februar 2006). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them.

VDEW, V. d. (August 2007). DistributionCode 2007.

VDEW, V. d. (August 2007). TransmissionCode 2007.

Weixelbraun, M. (juni 2007). Dynamische Simulation eines 110-kV-Netzes im Inselnetzbetrieb. Graz, Österreich.

Wikipedia. (26. 6 2014). Regelleistung. Von http://de.wikipedia.org/wiki/Regelleistung_%28Stromnetz%29#cite_note-4 abgerufen

Windenergie, B. (9. 07 2014). EEG-Aktuell. Von <http://www.eeg-aktuell.de/> abgerufen

Windkraft, I. (aufgerufen November 2014). [https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1055/](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055/).

5 AP5: Rechtliche Grundlagen im Zusammenhang mit einem Blackout

Dr. Kathrin de Bruyn

Herbert Saurugg MSc

5.1 Einleitung

Dem Themenkomplex Versorgungssicherheit⁵⁰ kommt gerade seit dem Atomausstieg in Deutschland und der damit verstärkt in den Fokus geratenen schnelleren Umsetzung der „Energiewende“ eine immer größer werdende Bedeutung zu, sodass nicht ein Tag vergeht, an dem sich die Medien nicht damit beschäftigen. Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen, die im Gegensatz zu konventionell erzeugter Energie weniger planbar ist, wird die Zunahme von großflächigen Stromausfällen (sog. Blackouts) befürchtet.

Daher wird im Rahmen der folgenden Untersuchung zunächst die Veränderung der klassischen Elektrizitätsversorgung aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen kurz umrissen, wobei diesbezüglich die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nicht außer Acht gelassen werden darf. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden im Anschluss ausgewählte Maßnahmen juristisch analysiert, die geeignet erscheinen, einen Blackout zu verhindern. Sollte es dennoch zu einem Zusammenbruch der Versorgungssicherheit kommen, stellt sich die Frage, wer gesetzlich für deren Wiederherstellung verpflichtet ist. Da vorliegend aufgrund des großflächigen Stromausfalls von dem Zustand einer Katastrophe ausgegangen wird, werden in diesem Zusammenhang auch die Katastrophenschutzgesetze der Länder untersucht sowie ein Kommunikationsweg von den Netzbetreibern über die Behörden bis hin zur Öffentlichkeit vorgeschlagen. Abschließend wird die Frage nach möglichen Haftungsansprüchen aufgeworfen.

5.1.1 Wie funktioniert die Elektrizitätsversorgung?

An dieser Stelle soll zunächst dargestellt werden, wie die „klassische“ Elektrizitätsversorgung abläuft und welche Änderungen sich aufgrund der zunehmenden Einspeisung durch volatile Erzeuger einstellen.

5.1.1.1 Aufbau des „klassischen“ Elektrizitätsnetzes

Der Begriff des Elektrizitätsnetzes⁵¹ wird gesetzlich nicht definiert. Jedoch versteht man in Österreich darunter ein Netz, das aus einer oder mehreren miteinander verbundenen elektrischen Leitungsanlagen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz, Schalt-, Umspann- und Umrichteranlagen besteht, das in der Verfügungsbefugnis eines einzigen Betreibers steht, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes erforderlichen Maßnahmen zu treffen.⁵² Das Minimum für ein Netz ist somit ein beherrschbarer Zusammenhang von Einspeisung, Leitung und Verbindung zu mehreren Abnehmern⁵³, zumal die Elektrizitätsversorgung nur leitungsgebunden erfolgen kann.⁵⁴ Das Elektrizitätsnetz stellt das Bindeglied zwischen der

⁵⁰ Einzelne Teile dieser Ausführungen basieren auf dem Projekt SmaRAGd und wurden projektbezogen weiter ausgeführt und auch in den Projekten Loadshift, Flex Tarife, GebEn und SORGLOS verwendet.

⁵¹ Oft wird das Energieversorgungsnetz auch als „System“ bezeichnet.

⁵² Vgl. TOR-Teil A, Version 1.8, S. 40; Oberndorfer, in: Hauer/Oberndorfer, ElWOG, § 25 Rz. 9.

⁵³ Aus Gründen der besseren Lesbarkeit werden personenbezogene Bezeichnungen im folgenden Gutachten überwiegend in männlicher Form angeführt. Sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

⁵⁴ Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, S. 41; Raschauer, Handbuch, S. 60.

Erzeugung der Elektrizität in Kraftwerken und dem Verbraucher dar.⁵⁵ Es ist essentiell, um den Stromtransport durchführen zu können. Dabei unterteilt sich das Elektrizitätsnetz in Übertragungs- und Verteilernetze.

Das Übertragungsnetz ist ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie⁵⁶ von den großen Kraftwerken zu den Verbrauchsschwerpunkten dient. Aufgrund der hohen Spannung können Leistungsverluste deutlich reduziert werden. Da Strom derzeit nicht in volkswirtschaftlich relevanten Mengen gespeichert werden kann und der Strombedarf, abhängig von den unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten, großen Schwankungen ausgesetzt ist, müssen die Stromerzeuger immer die Menge an Elektrizität erzeugen und ins Übertragungsnetz einspeisen, die aus dem Verteilernetz entnommen wird, ohne in Zeiten schwächerer Nachfrage auf Vorrat produzieren zu können.⁵⁷ Dieses Gleichgewicht gewährleistet den sicheren Betrieb des Stromnetzes, für den der Betreiber des Übertragungsnetzes als Regelzonenführer verantwortlich ist.⁵⁸

Das Verteilernetz dient nach der Grundsatzbestimmung⁵⁹ des § 7 Abs. 1 Z 77 EIWOG 2010⁶⁰ dem Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsverteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung. Im Gegensatz zum Betrieb eines Übertragungsnetzes bedarf der Betrieb eines Verteilernetzes einer Konzession⁶¹, die jedoch nur erteilt werden kann, wenn für das vorgesehene Gebiet noch keine solche Konzession vergeben worden ist.⁶² Diese Konzession vermittelt dem Netzbetreiber das Recht zum ausschließlichen Anschluss des Gebietes, das sein Verteilernetz abdeckt,⁶³ was dazu führt, dass der Inhaber einer Verteilernetzkonzession ein auch rechtlich gesichertes Gebietsmonopol innehat.⁶⁴

Das Elektrizitätsnetz⁶⁵ ist des Weiteren vertikal in sieben Netzebenen unterteilt.⁶⁶ Unter einer Netzebene versteht man einen im Wesentlichen durch das Spannungsniveau bestimmten Teilbereich des Netzes.⁶⁷ Zunächst existieren vier Spannungsebenen, wobei jede einzelne

⁵⁵ Steffek/Schmelz/Mayer, EIWOG, S. 154.

⁵⁶ § 7 Abs. 1 Z 69 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

⁵⁷ Vgl. Pfaffenberger, Elektrizitätswirtschaft, S. 29; Riechmann, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 1 Rz. 6; Büdenbender, Recht der öffentlichen Energieversorgung, JuS 1978, 150 (151).

⁵⁸ Dittmann, in: Germer/Loibl, Energierecht, S. 233; Konstantin, Energiewirtschaft, S. 409.

⁵⁹ Es werden im Rahmen der folgenden Begutachtung nur die relevanten Regelungen im Rahmen der Landesausführungsgesetze angegeben.

⁶⁰ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I 2013/174.

⁶¹ Die Befugnis zur Erteilung dieser Konzession liegt bei den Ländern.

⁶² Vgl. z.B. § 33 Abs. 2 Z 1 Oö. EIWOG 2006; § 53 Abs. 2 Z 2 NÖ EIWG 2005; § 42 TEG 2012.

⁶³ Vgl. Pauger, Elektrizitätswirtschaft, ÖZW 1998, 97 (101).

⁶⁴ Hauer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 26 Rz. 10.

⁶⁵ Die Frequenz liegt im gesamten Elektrizitätsnetz bei 50 Hz.

⁶⁶ Vgl. § 63 EIWOG 2010. Ausführlich dazu u.a.: Höfer-Zygan/Oswald/Heidrich, Smart Grid, S. 8 ff.; Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, S. 41; Konstantin, Energiewirtschaft, S. 394 f.; Müller, Elektrizitätswirtschaft, S. 163 f.; Nill-Theobald/Theobald, Energiewirtschaftsrecht, S. 73 ff.; Pfaffenberger, Elektrizitätswirtschaft, S. 49 f.; Theobald, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 1 Rz. 6 ff.; Zander et al., Strombeschaffung, S. 24 ff.; Büdenbender, Energierecht, in: Schulte/Schröder, Handbuch des Technikrechts, S. 612 f.; Oesterreichs Energie, Stromtransport.

⁶⁷ § 7 Abs. 1 Z 52 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

Spannungsebene eine bestimmte Funktion erfüllt. Die Höchstspannungsebene⁶⁸ (Netzebene 1) mit einer Betriebsspannung von 380 bzw. 220 kV dient dem großräumigen, europaweiten Energietransport von den Großkraftwerken zu den Umspannungsebenen in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte. Direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden Kraftwerke, die auf dieser Netzebene einspeisen. Die Hochspannungsebene (Netzebene 3) mit einer Betriebsspannung von 110 kV ist für den regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen zuständig. An die Hochspannungsebene werden Großabnehmer (z.B. Industriekunden), aber auch kleinere Kraftwerke als Einspeiser angeschlossen. Die regionale Verteilung über mehrere Kilometer innerhalb der einzelnen Stadt- oder Landbezirke wird über die Mittelspannungsebene⁶⁹ (Netzebene 5) mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV vorgenommen. Aus der Mittelspannungsebene werden Kleinindustrie- und große Gewerbekunden mit elektrischer Energie versorgt. Die Niederspannungsebene⁷⁰ (Netzebene 7) dient hingegen der örtlichen Verteilung und der Belieferung von Kleinverbrauchern (Haushalte, kleine Gewerbebetriebe, Landwirtschaft), die die überwiegende Anzahl der Netzbenutzer ausmachen. Die Betriebsspannung liegt bei 0,4 kV. Die einzelnen Spannungsebenen werden mittels drei Umspannungsebenen verbunden, die die elektrische Energie auf das Spannungsniveau der nächsten Spannungsebene transformieren. Es gibt folglich eine Umspannungsebene von Höchst- auf Hochspannung (Netzebene 2), eine Umspannungsebene von Hoch- auf Mittelspannung (Netzebene 4) und eine Umspannungsebene von Mittel- auf Niederspannung (Netzebene 6). Der Netzanschluss kann sowohl an einer der Spannungsebenen, als auch an den Umspannungsebenen erfolgen, wobei die Anschlussstelle entscheidend für die Berechnung der Netznutzungsentgelte ist.⁷¹

Die konventionellen Stromnetze, die hierarchisch aufgebaut sind, sind auf die traditionellen fossilen Brennstoffe bzw. in Österreich vor allem auf große Wasserkraftwerke und somit große lastnahe Produktionszentren sowie auf billige, in großen Mengen zur Verfügung stehende Energie ausgelegt. Strom wurde ursprünglich an zentralen Punkten in den großen und mittelgroßen konventionellen Kraftwerken bedarfsgerecht erzeugt und in das Höchst- bzw. in das Hochspannungsnetz eingespeist (1. Stufe der Wertschöpfungskette). Es folgte der weiträumige Transport über Hochspannungsleitungen und die kleinräumige Verteilung über Mittel- und Niederspannungsnetze (2. Stufe der Wertschöpfungskette). Schließlich erfolgten der Verkauf sowie der Verbrauch (3. Stufe der Wertschöpfungskette). Der Transport des erzeugten Stroms vom Kraftwerk zum einzelnen Verbraucher geschieht folglich leitungsgebunden, was nur mittels eines festinstallierten Netzes, bestehend aus Leitungen für den eigentlichen Transport und Transformatoren für die Umspannung der Elektrizität zwischen den einzelnen Netzebenen, möglich ist.⁷² Die Schaffung eines solchen Leitungsnetzes ist sehr kapitalintensiv, da jeder Abnehmer und jeder Einspeiser daran angeschlossen werden muss.⁷³ Früher ging der Energiefluss immer gleichmäßig in dieselbe Richtung, wie bei einer Einbahnstraße: Von oben (von den Erzeugern) nach unten (zu den

⁶⁸ 2010 hatte Österreich rund 17.500 km Höchstspannungsnetze.

⁶⁹ 2010 hatte Österreich über 66.000 km Mittelspannungsnetze.

⁷⁰ 2010 hatte Österreich knapp 165.000 km Niederspannungsnetze.

⁷¹ § 62 Abs. 1 S. 1 ElWOG 2010; *Konstantin*, Energiewirtschaft, S. 396. Ausführlich dazu auch: *Büdenbender*, Wechsel zu einem Anschluss in Mittelspannung, RdE 2005, 285 ff.

⁷² Dazu auch: *Riechmann*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 1 Rz. 10.

⁷³ *Büdenbender*, Energierecht, in: Schulte/Schröder, Handbuch des Technikrechts, S. 606.

Verbrauchern); also von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen. Dabei sind bisher nur die Übertragungsnetze bereits „intelligent“, also mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ausgestattet, die Mittelspannungsnetze jedoch nur teilweise. Im Niederspannungsnetz findet sich hingegen kaum bis gar keine mess- und automatisierungstechnische Ausrüstung. Folglich ist in diesem Bereich keine aktive Steuerung durch die Leitsysteme möglich und der Netzzustand ist nicht bekannt. Im Gegensatz zum Höchst- und Hochspannungsbereich, deren Leitungsverbindungen nahezu durchgehend aus Freileitungen bestehen, werden die Leitungen der Mittel- und Niederspannungsebene zumeist per Erdkabel verlegt.

5.1.1.2 Veränderungen am klassischen Elektrizitätsnetz durch volatile Einspeisung

Als Zielbestimmung sieht die Erneuerbare Energien-Richtlinie 2009 (EE-RL 2009)⁷⁴ eine vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und dementsprechend eine schnelle Genehmigung des Anschlusses dieser Anlagen vor. Gemäß Art. 3 Abs. 1 der EE-RL 2009 muss daher bis 2020 min. 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Das nationale Gesamtziel Österreichs sieht sogar vor, diesen Anteil bis 2020 i.S.d. burden sharing auf 34 % zu steigern.⁷⁵

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins klassische Elektrizitätsnetz bringt jedoch einige Veränderungen mit sich: Im Gegensatz zu den verhältnismäßig wenigen großen konventionellen Kraftwerken speisen die vielen kleinen Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer Anlagengröße nicht ins Übertragungsnetz sondern ins Verteilernetz ein. Dies bedeutet eine große Herausforderung für das Verteilernetz, da dieses ursprünglich als reines Ausspeise- nicht jedoch auch als Einspeisenetz konzipiert wurde. Zudem ist im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken keine bedarfsgerechte Produktion möglich, da die regenerativen Energiequellen vom Wetter abhängig und somit volatil sind und dann produzieren und einspeisen, wenn z.B. die Sonne scheint oder der Wind weht.

Daher sieht Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung von Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vor, dass die Mitgliedstaaten geeignete Schritte zu ergreifen haben, um die gesamte Netzinfrastruktur, intelligente Netze und Speicheranlagen auszubauen. Zudem steht die Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen unter dem Vorbehalt der Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes.⁷⁶

5.1.2 Liberalisierung

Vor der Liberalisierung wurde die Elektrizitätsversorgung v.a. durch staatliche Unternehmen im Wege der „Rundumversorgung“ vorgenommen, was bedeutet, dass diese Unternehmen zunächst die Elektrizität in eigenen Kraftwerken erzeugten, anschließend via eigener

⁷⁴ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 2009/140, 16 ff.

⁷⁵ Im Jahr 2005 lag der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch noch bei 23,3 %.

⁷⁶ Art. 16 Abs. 2 EE-RL 2009.

Leitungen übertragen und sodann an die Endverbraucher verkaufen.⁷⁷ Damit war nur dieses jeweilige Unternehmen dafür verantwortlich, dass „der Strom fließt“.⁷⁸ Aufgrund des Strebens nach mehr Wettbewerb und günstigeren Preisen setzten zunächst mit der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 1996⁷⁹ sowie den folgenden Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinien von 2003⁸⁰ und 2009⁸¹ und den damit verbundenen Umsetzungen in das nationale Recht der einzelnen Mitgliedstaaten die maßgeblichen Schritte zur Liberalisierung ein. Man entschied sich dabei für eine Funktionstrennung: Die erste und die dritte Stufe der Wertschöpfungskette im Rahmen der Elektrizitätsversorgung, also die Erzeugung (vorgelagerter Markt) sowie der Handel und Vertrieb (nachgelagerter Markt) wurden in den freien Wettbewerb überführt, während die zweite Stufe der Wertschöpfungskette, also die Elektrizitätsnetze zum Zwecke des Transports (Stromübertragung und Stromverteilung) als sog. natürliches Monopol erhalten blieben. Das bedeutet, dass die Netze als solche nicht dem eigentlichen Wettbewerb unterfallen, zumal ihre Duplizierung volkswirtschaftlich unsinnig wäre. Aufgrund der nunmehr wettbewerblich organisierten Funktionen von Erzeugung, Handel und Vertrieb, findet die Elektrizitätsversorgung nicht mehr durch einen einzelnen „Rundumversorger“, sondern durch zahlreiche (neue) Marktteilnehmer statt.

Obwohl die Elektrizitätsnetze natürliche Monopole darstellen, gilt es dennoch, auf diesen bestehenden Netzen, den Wettbewerb zu simulieren. Das Kerninstrument dafür stellt der diskriminierungsfreie und regulierte Netzzugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen dar.⁸² Unter dem Netzzugang versteht man die tatsächliche Nutzung dieses Netzsystems⁸³, sodass die neuen Erzeuger und Lieferanten, die dem Wettbewerb unterfallen, die Netze der Netzbetreiber zwecks Einspeisung und Vertriebs nutzen und somit ihre Leistungen auf dem Markt anbieten können. Allerdings vollzog sich die Liberalisierung, also die Öffnung des Elektrizitätsmarktes und die freie Lieferantenwahl, in drei Stufen, sodass nicht direkt sämtliche Endverbraucher auch sog. zugelassene Kunden waren. Zugelassene Kunden waren ab 1999 nur Großverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 40 GWh. Ab 2000 galt dies auch für Kunden mit einem Jahresverbrauch von 20 GWh und ab 2003 für solche mit einem Jahresverbrauch von 9 GWh (Art. 19 EitRL 1996). In Österreich war am 01.10.2001 ein Marktzugang für alle Kunden, also eine Voll liberalisierung erreicht. Alle Kunden konnten somit ab diesem Zeitpunkt von einem Lieferanten ihrer Wahl

⁷⁷ Hauer, Elektrizitätsrecht, in: Hauer/Leitl-Staudinger/Mayrhofer/Pabel, Wirtschaftsverwaltungsrecht, S. 136.

⁷⁸ Hauer, Elektrizitätsrecht, in: Hauer/Leitl-Staudinger/Mayrhofer/Pabel, Wirtschaftsverwaltungsrecht, S. 149.

⁷⁹ Richtlinie 96/96/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 1997/27, 20.

⁸⁰ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. L 2003/176, 37.

⁸¹ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 2009/211, 55.

⁸² Nach § 15 ElWOG 2010 haben die Ausführungsgesetze die Netzbetreiber zu verpflichten, Netzzugangsberechtigten den Netzzugang zu den durch die Regulierungsbehörde genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren.

⁸³ § 7 Abs. 1 Z 53 ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

versorgt werden.⁸⁴ Da die Nutzung der Netze durch den vor- und nachgelagerten Markt einen Eingriff in die Eigentumsrechte der Netzbetreiber darstellt, erhalten diese als Gegenleistung ein durch die Regulierungsbehörde⁸⁵ per Verordnung festgelegtes (also reguliertes) Systemnutzungsentgelt. Mittels der Regulierung der Systemnutzungsentgelte soll u.a. ein Missbrauch der Monopolstellung, also der marktbeherrschenden Stellung der Netzbetreiber, verhindert und Wettbewerb auf den Netzen geschaffen werden. Trotz regulierten Netzzugangs würde nämlich ansonsten die Forderung von überhöhten Systemnutzungsentgelten den Netzzugang für Wettbewerber unwirtschaftlich machen bzw. ausschließen, zumal sie für das Angebot ihrer Leistung auf die Nutzung des Netzes angewiesen sind. Um einen diskriminierungsfreien Netzzugang und einen fairen Wettbewerb auf dem Netz auch tatsächlich gewährleisten zu können, waren die Netzbetreiber zur Entflechtung gezwungen, sofern sie zu einem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen gehörten. Unter einem solchen vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen versteht man ein Unternehmen, das neben der Funktion Übertragung oder Verteilung, also der Monopolfunktion, noch mindestens eine Wettbewerbsfunktion auf dem vor- oder nachgelagerten Markt (Erzeugung, Handel oder Vertrieb) unter seinem Dach vereint, wie es auch früher beim sog. „Rundumversorger“ der Fall war.⁸⁶ Mit der Entflechtung ist die Trennung des regulierten Netzbereichs von den wettbewerblichen Funktionen eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens mittels der buchhalterischen, der informationellen sowie der gesellschaftsrechtlich-organisatorischen bzw. der eigentumsrechtlichen Entflechtung verbunden.

Essentielle Instrumente zur Förderung des Wettbewerbs stellen somit die Einführung einer Regulierungsbehörde dar sowie der regulierte Netzzugang, die regulierten Systemnutzungsentgelte und die Entflechtungsvorschriften.

5.1.3 Ziel: Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, trotz der zunehmenden Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen die Versorgungssicherheit weiterhin aufrecht zu erhalten, auch wenn dies im liberalisierten System mit zahlreichen Akteuren und Marktteilnehmern schwieriger sein dürfte, als im alten System mit wenigen Monopolisten, also „Rundumversorgern“, bei dem diese jeweils die alleinige Verantwortung für die gesamte Elektrizitätsversorgung inne hatten, was einen geringen Koordinationsaufwand beinhaltet.⁸⁷ Das Niveau der Versorgungssicherheit ist in ganz Europa, speziell aber auch in Österreich, hoch. So betrug die gesamte österreichische Versorgungsunterbrechung (also sowohl die geplanten als auch die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) für das Jahr 2013 nur 50,18 Minuten (davon betrugen die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen 33,61 Minuten).⁸⁸

⁸⁴ Ziel ist es, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen, § 4 Z 1 ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

⁸⁵ Die E-Control mit Sitz in Wien wurde am 01.03.2001 als Regulierungsbehörde eingerichtet.

⁸⁶ Vgl. § 7 Abs. 1 Z 78 ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung); Hauer, Elektrizitätsrecht, in: Hauer/Leitl-Staudinger/Mayrhofer/Pabel, Wirtschaftsverwaltungsrecht, S. 142 f.

⁸⁷ Das liberalisierte System dürfte somit per se verhältnismäßig störanfälliger sein.

⁸⁸ E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik, S. 2, abrufbar unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung2014_v1.0.pdf.

5.1.3.1 Zusammenfassung einiger unionsrechtlicher Definitionen und Vorgaben hinsichtlich der Versorgungssicherheit

Zunächst gilt es, einige unionsrechtliche Vorgaben im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit im Strombereich in chronologischer Reihenfolge überblicksartig zusammenzufassen.

5.1.3.1.1 ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSICHERHEITS-RICHTLINIE 2005

Die Elektrizitätsversorgungsrichtlinie⁸⁹ 2005 (EVS-RL 2005)⁹⁰ versteht unter der „Sicherheit der Elektrizitätsversorgung“ die Fähigkeit eines Elektrizitätssystems, die Endverbraucher gemäß dieser Richtlinie mit Elektrizität zu versorgen (Art. 2 lit. b der EVS-RL 2005) und unter der „Betriebssicherheit des Netzes“ den unterbrechungsfreien Betrieb des Übertragungs- und gegebenenfalls des Verteilernetzes unter vorhersehbaren Bedingungen (Art. 2 lit. c der EVS-RL 2005).

Nach der EVS-RL 2005 ist die Festlegung klarer Rollen und Zuständigkeiten für die jeweiligen Behörden und Mitgliedstaaten sowie für die betroffenen Marktteilnehmer⁹¹ von wesentlicher Bedeutung, um u.a. die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und ein erfolgreiches und reibungsloses Funktionieren des Binnenmarktes zu gewährleisten.⁹² Der vorrangige Zweck der einschlägigen technischen Regeln und Empfehlungen (z.B. das ENTSO-E RG CE Operation Handbook) liegt darin, den technischen Betrieb der zusammen geschalteten Netze zu unterstützen und damit dazu beizutragen, den notwendigen unterbrechungsfreien Betrieb des Netzes bei einem Systemausfall an einer oder mehreren Stellen im Netz aufrecht zu erhalten und die entstehenden Kosten auf ein Minimum zu beschränken.⁹³ Sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilernetzbetreiber müssen in Zeiten der Versorgungsunterbrechung hochwertige Dienstleistungen für die Endverbraucher erbringen.⁹⁴ Daher ist es wichtig, dass die Mitgliedstaaten einen klaren, angemessenen und stabilen gesetzlichen Rahmen schaffen, der zum einen die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung erleichtert und zu Investitionen in Erzeugungskapazität und Bedarfssteuerungstechniken führt und zum anderen den Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern bei ihren Investitionsentscheidungen (u.a. hinsichtlich der Wartung und Erneuerung der Netze) hilft.⁹⁵

⁸⁹ Richtlinien sind nach Art. 288 Abs. 3 AEUV an die Mitgliedstaaten gerichtet. Sie sind hinsichtlich des vorgegebenen Ziels verbindlich, müssen aber ansonsten von den Mitgliedstaaten in innerstaatliches Recht umgesetzt werden.

⁹⁰ Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.01.2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, Abl. L 2006/33, 22.

⁹¹ Darunter fallen u.a. die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, die Elektrizitätserzeuger, die Versorgungsunternehmen sowie die Endverbraucher.

⁹² Erwägungsgrund 3 und Art. 3 Abs. 1 der EVS-RL 2005.

⁹³ Erwägungsgrund 8 der EVS-RL 2005.

⁹⁴ Erwägungsgrund 9 der EVS-RL 2005.

⁹⁵ Erwägungsgrund 12 und Erwägungsgrund 15 der EVS-RL sowie Art. 3 Abs. 2 lit. b der EVS-RL 2005.

5.1.3.1.2 RICHTLINIE ÜBER EUROPÄISCHE KRITISCHE INFRASTRUKTUREN 2008

Die Richtlinie über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen (RL-EKI 2008)⁹⁶ definiert die „kritische Infrastruktur“ als eine in einem Mitgliedstaat gelegene Anlage, ein System oder ein Teil davon, die von wesentlicher Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen, der Gesundheit, der Sicherheit und des wirtschaftlichen oder sozialen Wohlergehens in der Bevölkerung sind und deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen auf einen Mitgliedstaat hätte, da diese Funktionen nicht aufrechterhalten werden könnten (Art. 2 lit. a der RL-EKI 2008). Eine „europäische kritische Infrastruktur“ liegt hingegen vor, wenn die Störung oder Zerstörung einer in einem Mitgliedstaat gelegenen kritischen Infrastruktur erhebliche Auswirkungen in mindestens 2 Mitgliedstaaten hätte (Art. 2 lit. b der RL-EKI 2008). Unter den „Schutz“ fallen nach Art. 2 lit. e RL-EKI 2008 alle Tätigkeiten zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit, der Kontinuität und der Unversehrtheit kritischer Infrastrukturen sowie zur Abwendung, Minderung oder Neutralisierung einer Bedrohung, eines Risikos oder einer Schwachstelle.

Nach der Richtlinie gibt es in der Gemeinschaft eine Reihe wichtiger Infrastrukturen, deren Störung bzw. Zerstörung erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen hätte.⁹⁷ Zum Schutz dieser kritischen Infrastrukturen sollte ein gemeinschaftsweiter Ansatz entwickelt und umgesetzt werden, der den Eigenheiten der einzelnen Sektoren und der dementsprechenden bestehenden Maßnahmen sowie relevanter grenzüberschreitender Abkommen über gegenseitige Hilfe Rechnung trägt und den Privatsektor mit einbezieht.⁹⁸ In allen europäischen kritischen Infrastrukturen sollten Sicherheitsbeauftragte ernannt werden, um die Zusammenarbeit und die Kommunikation mit den für den Schutz kritischer Infrastrukturen zuständigen nationalen Behörden zu erleichtern.⁹⁹ Ein wirksamer Schutz europäischer kritischer Infrastrukturen setzt Kommunikation, Koordination und Kooperation sowohl auf nationaler als auch auf Gemeinschaftsebene voraus.¹⁰⁰ Zudem ist nach Art. 7 RL-EKI 2008 eine Bedrohungsanalyse durchzuführen. Aufgrund der Liste in Anhang I der RL sind Infrastrukturen und Anlagen zur Stromerzeugung und -übertragung in Bezug auf die Stromversorgung als europäische kritische Infrastrukturen einzustufen, zumal eine Störung eine europäische Dimension einnimmt, da zwei Mitgliedstaaten betroffen sind.

⁹⁶ Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 08.12.2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern, Abl. L 2008/345, 75.

⁹⁷ Erwägungsgrund 7 der RL-EKI 2008.

⁹⁸ Erwägungsgrund 8 der RL-EKI 2008.

⁹⁹ Erwägungsgrund 13 der RL-EKI 2008.

¹⁰⁰ Erwägungsgrund 17 der RL-EKI 2008.

5.1.3.1.3 MITTEILUNG DER KOMMISSION ÜBER DEN SCHUTZ KRITISCHER INFORMATIONSTRUKTUREN 2009

Laut einer Mitteilung der Kommission¹⁰¹ ist die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) immer mehr mit dem Alltagsleben verflochten. Einige dieser IKT-Systeme, -Dienste, -Netze und Infrastrukturen sind ein unverzichtbarer Teil der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft, zumal sie entweder Güter und Dienste von grundlegender Bedeutung bereitstellen oder die Grundlage für andere kritische Infrastrukturen bilden. Da bei einer Störung wichtige gesellschaftliche Funktionen ernsthaft beeinträchtigt wären, gelten sie auch als kritische Informationsinfrastrukturen (KII). Jedoch sind die durch menschliche Einwirkungen, Naturkatastrophen oder technische Pannen resultierenden Risiken noch nicht vollständig bekannt bzw. noch nicht hinreichend analysiert worden. Somit haben Cyberangriffe ein bisher unbekanntes Maß an Komplexität erreicht, zumal Viren, Würmer und andere Schadprogramme stetig zunehmen. Aufgrund der starken Abhängigkeit von den KII, ihrer grenzüberschreitenden Vernetzung und Verknüpfung mit anderen Infrastrukturen sowie ihrer Anfälligkeit und Bedrohungen, ist es dringlich erforderlich, die Sicherheit und Robustheit dieser Infrastrukturen systematisch zu verbessern und sich damit an vorderster Front gegen Ausfälle und Angriffe zu verteidigen. Dazu bedarf es gesamteuropäischer Anstrengungen, da unterschiedliche Strategien und das Fehlen einer systematischen grenzübergreifenden Zusammenarbeit die Wirksamkeit der nationalen Gegenmaßnahmen einschränken. Die Kommission fordert die Mitgliedstaaten u.a. dazu auf, nationale Notfallpläne zu erstellen und regelmäßige Übungen durchzuführen, um die Reaktionsfähigkeit auf Netzsicherheitsverletzungen großen Ausmaßes und das Katastrophenmanagement zu erproben und damit auf eine engere europaweite Koordinierung hinzuarbeiten.

5.1.3.1.4 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT-RICHTLINIE 2009

Auch in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009 (EltRL 2009) wird der Begriff der Versorgungssicherheit nicht explizit definiert, sondern nur die Begriffe der „Versorgung“ (dies ist nach Art. 2 Z 19 EltRL 2009 der Verkauf einschließlich der Weiterverkauf von Elektrizität an Kunden) und der „Sicherheit“ (darunter fällt nach Art. 2 Z 28 EltRL 2009 sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch der Betriebssicherheit).

Nach dem Erwägungsgrund 25 ist die Sicherheit der Energieversorgung ein Kernelement der öffentlichen Sicherheit. Da die Versorgung der Bürger mit Elektrizität nur über die Netze erfolgen kann, sind funktionsfähige Strommärkte und im Besonderen die Netze sowie andere mit der Stromversorgung verbundene Anlagen von wesentlicher Bedeutung für die öffentliche Sicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft und das Wohl der Unionsbürger. Die Gemeinschaft ist der Ansicht, dass der Stromübertragungsnetzsektor von großer Bedeutung ist und daher zusätzliche Schutzmaßnahmen hinsichtlich der Aufrechterhaltung der Energieversorgungssicherheit erforderlich sind, um eine Bedrohung der öffentlichen Ordnung und der öffentlichen Sicherheit in der Gemeinschaft und des Wohlergehens der Bürger der Union zu vermeiden. Art. 3 Abs. 2 EltRL 2009 sieht vor, dass den Elektrizitätsunternehmen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen

¹⁰¹ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über den Schutz kritischer Informationsstrukturen, „Schutz Europas vor Cyber-Angriffen und Störungen großen Ausmaßes: Stärkung der Abwehrbereitschaft, Sicherheit und Stabilität“, vom 30.03.2009, KOM(2009) 149 end., 2 ff.

hinsichtlich der Sicherheit (inkl. der Versorgungssicherheit) auferlegt werden können. Nach Art. 4 der EltRL 2009 sorgen die Mitgliedstaaten für eine Beobachtung der Versorgungssicherheit. Diese Beobachtung betrifft neben dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt u.a. die erwartete Nachfrageentwicklung und auch Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger. Die zuständigen Behörden veröffentlichen alle zwei Jahre einen Bericht ihrer Erkenntnisse und Maßnahmen und übermitteln ihn der Kommission.

Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist nach Art. 12 lit. a EltRL 2009 dafür verantwortlich, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen. Zudem ist er vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit verpflichtet, für eine entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zu sorgen (Art. 12 lit. c EltRL 2009). Schließlich sind die Übertragungsnetzbetreiber nach Art. 22 EltRL 2009 verpflichtet, der Regulierungsbehörde jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes sowie der Versorgungssicherheit enthält.

Auch die Verteilernetzbetreiber trifft aufgrund von Art. 25 Abs. 1 EltRL 2009 die Verantwortung, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen und in seinem Gebiet zu wirtschaftlichen Bedingungen ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz zu betreiben, zu warten und auszubauen.

Schließlich kann ein Mitgliedstaat nach Art. 42 EltRL 2009 vorübergehend die notwendigen Schutzmaßnahmen treffen, wenn plötzliche Marktkrisen im Energiesektor auftreten oder die Sicherheit von Personen, Geräten oder Anlagen bzw. die Unversehrtheit des Netzes gefährdet ist.¹⁰² Allerdings dürfen diese Maßnahmen nur die geringst möglichen Störungen im Funktionieren des Binnenmarktes hervorrufen und nicht über das zur Behebung der plötzlich auftretenden Schwierigkeiten unbedingt erforderliche Maß hinausgehen. Der betreffende Mitgliedstaat hat die Maßnahmen unverzüglich den anderen Mitgliedstaaten sowie der Kommission mitzuteilen. Diese kann sodann beschließen, dass der betreffende Mitgliedstaat diese Maßnahmen zu ändern oder aufzuheben hat, soweit sie den Wettbewerb verfälschen und den Handel in einem Umfang beeinträchtigen, der dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. Diese Schutzmaßnahmen dürfen jedoch nur in den genannten Ausnahmefällen und nur für den dafür erforderlichen Zeitraum ergriffen werden.¹⁰³

5.1.3.1.5 ENTSCHEIDUNG DES RATES HINSICHTLICH DER NETZ- UND INFORMATIONSSICHERHEIT 2009

Laut der Entscheidung des Rates über ein kooperatives Vorgehen im Bereich der Netz- und Informationssicherheit¹⁰⁴ kommen den informations- und kommunikationstechnologischen

¹⁰² Allerdings definiert die EltRL 2009 nicht, was unter „Schutzmaßnahmen“ und „Marktkrisen“ zu verstehen ist.

¹⁰³ So auch *Sternig*, Versorgungssicherheit, S. 59.

¹⁰⁴ Entscheidung des Rates vom 18.12.2009 über ein kooperatives europäisches Vorgehen im Bereich der Netz- und Informationssicherheit (NIS), Abl. C 2009/321, 1.

Systemen, Infrastrukturen und Diensten einschließlich des Internets eine lebenswichtige Rolle für die Gesellschaft zu, deren Störung somit schwere wirtschaftliche Schäden verursachen, was die Wichtigkeit von Maßnahmen zur Erhöhung des Schutzes und der Stabilität, mit denen die ununterbrochene Bereitstellung kritischer Dienste gewährleistet werden soll, noch unterstreicht.¹⁰⁵ Die Vollendung und das Funktionieren des Binnenmarktes erfordern es, dass Netzeigentümer und Dienstanbieter grenzüberschreitend zusammenarbeiten, da allfällige Störungen in einem Mitgliedstaat auch andere Mitgliedstaaten und die Europäische Union insgesamt in Mitleidenschaft ziehen können (Aspekt II.6 der EntschlieÙung).

5.1.3.1.6 VERORDNUNG ZU LEITLINIEN FÜR DIE TRANSEUROPÄISCHE INFRASTRUKTUR 2013

Als „Energieinfrastruktur“ wird jede materielle Ausrüstung oder Anlage verstanden, die unter die Energieinfrastrukturkategorien fällt und sich in der Union befindet oder die Union mit einem oder mehr als einem Drittland verbindet (Art. 2 Z 1 der Verordnung¹⁰⁶).¹⁰⁷ Auf der Tagung des Europäischen Rates am 04.02.2011 wurde die Notwendigkeit, die europäische Energieinfrastruktur zu modernisieren und auszubauen, herausgestellt. Dadurch sollen sich u.a. die erneuerbaren Energiequellen entwickeln können. Nach 2015 soll die Energieversorgungssicherheit in keinem Mitgliedstaat mehr aufgrund mangelhafter Verbindungen gefährdet sein.¹⁰⁸ Die Energieinfrastruktur der Union sollte auch deshalb aufgerüstet werden, um technisch bedingten Ausfällen vorzubeugen und die Belastbarkeit der Infrastruktur gegenüber solchen Ausfällen sowie gegenüber natürlichen oder von Menschen verursachten Katastrophen und negativen Auswirkungen des Klimawandels und Bedrohungen hinsichtlich ihrer Sicherheit zu stärken.¹⁰⁹ Ziel dieser Verordnung ist somit auch die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Gerade vor dem Hintergrund der Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen gilt es, die Spannungs- und Frequenzstabilität weiter aufrecht zu erhalten.¹¹⁰

5.1.3.1.7 VORSCHLAG FÜR EINE RICHTLINIE ZUR NETZ- UND INFORMATIONSSICHERHEIT

Schließlich gibt es einen Vorschlag für eine Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung einer hohen gemeinsamen Netz- und Informationssicherheit.¹¹¹ Ziel dieses Vorschlags ist es laut der Erwägungsgründe, die Sicherheit des Internets, der privaten Netze und der Informationssysteme zu erhöhen bzw. zu gewährleisten, da diese eine zentrale Rolle in der Gesellschaft spielen, sodass sie verlässlich und sicher sein müssen. Zunehmende Sicherheitsvorfälle auch aufgrund krimineller Handlungen stellen eine erhebliche Bedrohung

¹⁰⁵ Aspekt II.2 der EntschlieÙung.

¹⁰⁶ Verordnung (EU) Nr. 34 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17.04.2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009, ABl. L 2013/115, 39.

¹⁰⁷ Verordnungen haben nach Art. 288 Abs. 2 AEUV allgemeine Geltung. Sie sind in allen ihren Teilen verbindlich und gelten unmittelbar in jedem Mitgliedstaat, sodass sie anders als Richtlinien keiner Umsetzung ins nationale Recht bedürfen.

¹⁰⁸ Erwägungsgrund 4 der Verordnung.

¹⁰⁹ Erwägungsgrund 9 der Verordnung.

¹¹⁰ Erwägungsgrund 14 der Verordnung.

¹¹¹ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung einer hohen gemeinsamen Netz- und Informationssicherheit in der Union, COM (2013) 48 final.

dar, zumal sie die Ausübung wirtschaftlicher Tätigkeiten beeinträchtigen, finanzielle Verluste verursachen und das Vertrauen der Nutzer erschüttern, da auch personenbezogene Daten davon betroffen sein können. Um die Meldung der gravierendsten Sicherheitsvorfälle sicherzustellen, bedarf es der Einführung von Mindestsicherheitsanforderungen auf Unionsebene, die für alle Netze und Informationssysteme gelten.

5.1.3.1.8 ZWISCHENERGEBNIS

Trotz des Hinzutretens vieler kleiner Ökostromerzeugungsanlagen und der damit verbundenen schwer prognostizierbaren und steuerbaren Erzeugung im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken hat der Netzbetreiber auch weiterhin für ein Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromnachfrage zu sorgen, um die Stabilität und die Betriebssicherheit des Netzes zu garantieren und somit die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, auch wenn der Aufwand dafür größer wird. Schon das deutsche Bundesverfassungsgericht hat die Sicherstellung der Energieversorgung als „ein Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges“ bezeichnet, wobei es sich um ein „absolutes“ Gemeinschaftsgut handle.¹¹² Damit ist die Energieversorgung als Teil der Daseinsvorsorge „zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich“¹¹³. Unter der Sicherheit der Energieversorgung ist jedoch nicht nur die umfassende Deckung des Bedarfs der Verbraucher mit Energie über alle Wertschöpfungsebenen zu verstehen, sondern auch die technische Sicherheit des Netzsystems.¹¹⁴ Da es sich jedoch bei den Elektrizitätsnetzen um natürliche Monopole und um eine kritische Infrastruktur handelt, liegt es aufgrund unionsrechtlicher Vorgaben trotz Liberalisierung in der Hand des Staates, einen stabilen gesetzlichen Rahmen für die Versorgungssicherheit zu schaffen.¹¹⁵ Dabei sind die Besonderheiten, die die Versorgung mit Elektrizität beinhaltet, zu berücksichtigen. Dazu gehören z.B. die Leitungsgebundenheit, die nur begrenzte Speichermöglichkeit sowie die hohen und unumkehrbaren Investitionskosten. Gerade im Übertragungsnetzbereich bedarf es zusätzlicher Schutzmaßnahmen, um die Energieversorgung aufrecht zu erhalten. Allerdings wird auch erkannt, dass diese Infrastruktur von immer neuen und zunehmenden Risiken bedroht wird, wovon auch Angriffe auf das Netz umfasst sind, sodass eine europaweite Zusammenarbeit erforderlich ist. So bedarf es u.a. nationaler Notfallpläne und regelmäßiger Übungen, um die Behebung von Netzsicherheitsverletzungen und das Katastrophenmanagement zu erproben.

5.1.3.2 Zusammenfassung nationaler rechtlicher Vorgaben und Pflichten hinsichtlich der Versorgungssicherheit

An dieser Stelle werden nun die nationalen Vorgaben Österreichs im Rahmen der Versorgungssicherheit zusammengetragen. Dabei ist zu beachten, dass das Elektrizitätswesen nach Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG¹¹⁶ grds. in der Grundsatzgesetzgebung Bundes- und in der Ausführungsgesetzgebung sowie in der Vollziehung Landessache ist.

¹¹² BVerfGE 30, 292, 323 f.

¹¹³ BVerfGE 66, 248, 258.

¹¹⁴ Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, S. 203.

¹¹⁵ So auch Raschauer, Versorgungssicherheit, in: Hauer, Aktuelle Fragen 2007, S. 158.

¹¹⁶ Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG), BGBl. I 2014/102.

5.1.3.2.1 ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTS- UND -ORGANISATIONSGESETZ 2010 (GRUNDSATZGESETZ)

Obwohl der Begriff der Versorgungssicherheit im EIWOG 2010 nicht explizit definiert wird¹¹⁷, ist es eines der Ziele dieses Gesetzes, durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen die Netz- und Versorgungssicherheit zu erhöhen und nachhaltig zu gewährleisten.¹¹⁸ Daher haben die Ausführungsgesetze die Elektrizitätsunternehmen im öffentlichen Interesse anzuhalten, an Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mitzuwirken (§ 5 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010).

Der **Regelzonenführer** ist verpflichtet, Engpässe in den Übertragungsnetzen zu ermitteln, Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in den Übertragungsnetzen durchzuführen und die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten (§ 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010). Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit ist er weiteres verpflichtet, in Zusammenarbeit mit anderen Regelzonenführern eine regionale Bewertung bzw. Prognose vorzunehmen.¹¹⁹

Die **Übertragungsnetzbetreiber** sind zunächst verpflichtet, die von ihnen betriebenen Netze sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten.¹²⁰ Das Erfordernis der Sicherheit umfasst aufgrund der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 63 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch die Betriebssicherheit. Da es die Aufgabe des Lieferanten ist, eine ausreichende und nachhaltige Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten, umfasst die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung in diesem Fall die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen.¹²¹ Dies bedeutet, dass das Übertragungsnetz in der Lage sein muss, eine regelmäßige und möglichst unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung zu ermöglichen und auch den Spitzenbedarf ohne Spannungsabfälle zu ermöglichen.¹²² Da die Stromversorgung nur über festinstallierte Netze möglich ist, kommt diesem Aspekt eine besondere Bedeutung zu. Die Betriebssicherheit meint hingegen die technische Anlagensicherheit, also die Einhaltung technischer Standards zum Schutz der Allgemeinheit sowie der Mitarbeiter vor Schäden.¹²³ Die Anforderungen der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010 werden wohl dann erfüllt sein, wenn jeder Übertragungsnetzbetreiber die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) einhält.¹²⁴ Ferner müssen die Übertragungsnetze zuverlässig und leistungsfähig sein. Das Kriterium der Zuverlässigkeit zielt dabei vor allem darauf ab, Netzausfälle zu vermeiden, während die Leistungsfähigkeit bezweckt, die hohe

¹¹⁷ Definiert werden, wie in der EltRL 2009 auch, nur die Begriffe „Versorgung“ (dies ist der Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden, § 7 Abs. 1 Z 75 EIWOG 2010) und „Sicherheit“ (davon umfasst ist sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch die Betriebssicherheit, § 7 Abs. 1 Z 63 EIWOG 2010).

¹¹⁸ § 4 Z 4 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹¹⁹ § 23 Abs. 2 Z 21 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²⁰ § 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²¹ § 7 Abs. 1 Z 70 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²² *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 23 Rz. 8; *Stötzl*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 13; *Theobald*, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 11 Rz. 14.

¹²³ *Stötzl*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 12.

¹²⁴ *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 23 Rz. 8.

Verfügbarkeit zu einem bestimmten qualitativen Standard zu erbringen.¹²⁵ Allerdings kommt diesen Erfordernissen keine überragende eigenständige Bedeutung zu, wenn man sie als Teilaspekte der Versorgungssicherheit versteht.¹²⁶ Der Aspekt des Umweltschutzes soll an dieser Stelle nicht thematisiert werden. Zur Betriebspflicht des Übertragungsnetzes gehören sämtliche Erfordernisse, die für den Transport von Elektrizität notwendig sind (z.B. Frequenz- und Spannungshaltung). Schließlich müssen die Übertragungsnetze nicht nur betrieben, sondern auch erhalten, also gewartet, werden. Dies umfasst einerseits die regelmäßige Überprüfung der Betriebsbereitschaft und der Betriebssicherheit und andererseits die notwendige Einstellung von Anlagen (z.B. Pflege, Reinigung und Justierung, aber auch vorbeugender Austausch von Teilen, um drohende Schäden zu vermeiden).¹²⁷ Die gewissenhafte Instandhaltung und Wartung der Netze gewährleistet deren laufenden Betrieb sowie die Einhaltung eines angemessenen technischen Zustands und trägt dazu bei, das Risiko eines verschleißbedingten Ausfalls des Netzes zumindest zu reduzieren.¹²⁸

Die Sicherstellung der zum Betrieb des Netzes erforderlichen technischen Voraussetzungen sind in gem. § 40 Abs. 1 Z 2 EIWOG 2010¹²⁹ geregelt und in Österreich in den TOR festgehalten. (Zusätzlich gelten die Richtlinien und Empfehlungen des ENTSO-E RG CE Operation Handbook).

Die grundsätzliche Verpflichtung nach § 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010 wiederholt zwar weitestgehend die soeben dargestellte aus § 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010, weitet diese jedoch einerseits dahingehend aus, dass auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität langfristig sicherzustellen ist und andererseits, dass das Übertragungsnetz zu wirtschaftlichen Bedingungen auszubauen ist. Der erste Aspekt ist in Zusammenhang mit § 40 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010 zu sehen, der die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, mittels entsprechender Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Das hat zur Folge, dass das Übertragungsnetz derart zu konzipieren ist, dass sowohl die prognostizierte Nachfrage als auch die Übertragung der Primärregel-, Sekundärregel- und der Minutenreserveleistung gewährleistet ist.¹³⁰ Allerdings ist dieses Erfordernis langfristig sicherzustellen, sodass Veränderungen im Rahmen der Nachfrageentwicklung zu berücksichtigen sind. Das Erfordernis des Netzausbaus, das im Gegensatz zum Betrieb und zur Erhaltung über den aktuellen status quo hinausgeht, wird in einem eigenen Kapitel ausführlich behandelt.¹³¹

Zudem haben sie ebenfalls Engpässe im Netz zu ermitteln und (ggf. unter Hinzuziehung des Regelzonenführers) Maßnahmen zu setzen, um diese zu vermeiden oder zu beseitigen und die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹²⁵ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 16 f.

¹²⁶ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 15.

¹²⁷ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 30.

¹²⁸ Abel et al., Versorgungssicherheit, JRP 2008, 219 (233).

¹²⁹ Grundsatzbestimmung.

¹³⁰ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12 Rz. 30.

¹³¹ Siehe Kapitel 5.2.1.

Schließlich haben die Übertragungsnetzbetreiber jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan auszuarbeiten, dessen Ziel auch die Versorgungssicherheit ist, § 37 Abs. 3 EIWOG 2010.

Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern sind die **Verteilernetzbetreiber** aufgrund der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 6 EIWOG hingegen allein zum Betrieb und zur Instandhaltung des Netzes verpflichtet. Dabei haben auch sie die Einhaltung der technischen Sicherheit des Netzes zu prüfen¹³² sowie Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden.¹³³

Den Landesregierungen obliegt es, die Versorgungssicherheit hinsichtlich Zuverlässigkeit und Qualität des Netzes sowie die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistungen zu überwachen (§ 88 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010) genauso, wie die Investitionen in Erzeugungskapazitäten mit Blick auf die Versorgungssicherheit (§ 88 Abs. 1 Z 6 EIWOG 2010).

5.1.3.2.2 LANDESAUSFÜHRUNGSGESETZE ZUM EIWOG 2010

Sämtliche Landesausführungsgesetze zum EIWOG 2010 haben die Zielbestimmung, durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen die Netz- und Versorgungssicherheit zu erhöhen und nachhaltig zu gewährleisten¹³⁴ genauso übernommen, wie die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung, dass die Elektrizitätsunternehmen an Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen und an Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mitwirken.¹³⁵

Allerdings ist lediglich in § 2 Z 79 Oö. EIWOG 2006 der Begriff der „Versorgungssicherheit“ explizit definiert¹³⁶ als die Fähigkeit eines Gesamtsystems von Kraftwerken und Netzen, Endverbrauchern elektrische Energie physikalisch mit definierter Zuverlässigkeit und Qualität nachhaltig zur Verfügung zu stellen.¹³⁷ Das bedeutet, dass kontinuierlich, also idealerweise zu 100% der Zeit, so viel an Elektrizität durch die Erzeuger ins Netz eingespeist werden muss, wie zur Deckung der Nachfrage durch die Endverbraucher benötigt wird.¹³⁸ Somit sind folgende Aspekte für die Versorgungssicherheit relevant¹³⁹: Zunächst müssen Primärenergieträger in ausreichendem Maß vorhanden sein. Zudem bedarf es der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten sowie sicherer Übertragungs- und Verteilernetze und eines angepassten Verbraucherverhaltens. Damit wird angestrebt, den

¹³² § 45 Z 7 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹³³ § 45 Z 12 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

¹³⁴ § 1 Abs. 3 Z 3 Bgld. ElWG 2006; § 2 lit. d K-EIWOG; § 1 Abs. 3 Z 3 NÖ ElWG 2005; § 3 Z 8 Oö. ElWOG 2006; § 2 Z 8 Salzburger LEG; § 1 Z 5 Stmk. ElWOG 2005; § 1 Abs. 5 lit. c TEG 2012; § 1 Abs. 3 lit. d VlbG. ElWOG; § 1 Abs. 3 Z 3 WEIWG 2005.

¹³⁵ Umgesetzt in § 3 Abs. 2 Z 2 Bgld. ElWG 2006; § 4 Abs. 2 lit. b K-EIWOG; § 3 Abs. 2 Z 2 NÖ ElWG 2005; § 5 Abs. 2 Z 2 Oö. ElWOG 2006; § 4 Abs. 1 Z 2 Salzburger LEG; § 3 Abs. 2 Z 2 Stmk. ElWOG 2005; § 2 Abs. 2 lit. b TEG 2012; § 3 Abs. 2 lit. b VlbG. ElWOG; § 3 Abs. 2 Z 2 WEIWG 2005.

¹³⁶ Die anderen Landesausführungsgesetze definieren, wie die EltRL 2009 und das EIWOG 2010 auch, nur die Begriffe der „Versorgung“ und der „Sicherheit“.

¹³⁷ Vgl. auch Glavitsch, Gutachten, S. 6.

¹³⁸ Zu dem Begriff der Versorgungssicherheit u.a.: Hauer, Elektrizitäts-Versorgungssicherheit, in: FS Wimmer, S. 178 f.; Glavitsch, Gutachten, S. 6.

¹³⁹ Ausführlich dazu: Hauer, Elektrizitäts-Versorgungssicherheit, in: FS Wimmer, S. 184 ff.; Holoubek/Segalla, Versorgungssicherheit, S. 79.

Zustand einer Versorgungsunterbrechung zu vermeiden.¹⁴⁰ Folglich ist der Begriff der „Versorgungssicherheit“ formal doppelt ausgestaltet: Zum einen umfasst er die technische Anlagensicherheit und zum anderen die ausreichende Deckung des jeweiligen Bedarfs der Energieverbraucher ohne Versorgungsunterbrechungen.¹⁴¹ Es ist verwunderlich, dass die Versorgungssicherheit zunehmend thematisiert und als Zielbestimmung aufgenommen, aber – außer im Oö. EIWOG 2006 – nicht definiert wird.

Allerdings sehen manche Landesausführungsgesetze dennoch einige Verpflichtungen der Netzbetreiber hinsichtlich der Versorgungssicherheit vor: So sind diese z.B. im Rahmen der Allgemeinen Bedingungen angehalten, diese so zu gestalten, dass u.a. die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird.¹⁴² Zudem dürfen die vertraglich zugesicherten Leistungen grds. nur zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs unterbrochen oder eingestellt werden.¹⁴³ Das Wiener-Landesausführungsgesetz schreibt sogar vor, dass der Netzbetreiber bei vorübergehenden mangelnden Netzkapazitäten (Engpässen) sowie zur Vermeidung von instabilen Netzzuständen berechtigt ist, „sämtliche“ Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anzuordnen (§ 38 WEIWG 2005). Schließlich sieht das oberösterreichische EIWOG vor, dass per Verordnung technische Mindestanforderungen festgelegt werden können, die bei der Errichtung, dem Betrieb und der Erhaltung der Netze einzuhalten sind.

Ansonsten haben die Landesausführungsgesetze die Vorgaben des EIWOG 2010 hinsichtlich der Pflichten des Regelzonenführers, der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber weitgehend wörtlich übernommen, ohne diese großartig weiter zu konkretisieren oder zu ergänzen.

5.1.3.2.3 TECHNISCHE UND ORGANISATORISCHE REGELN FÜR BETREIBER UND BENUTZER VON NETZEN (TOR)

Die TOR-Teil A definieren die „Versorgungszuverlässigkeit“ als die Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.¹⁴⁴

Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber u.a. für die Bereitstellung der Systemdienste Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, Betriebsführung inkl. Engpassmanagement sowie für die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität verantwortlich.¹⁴⁵ Für die Spannungshaltung in ihren Netzen sind die Verteilernetzbetreiber ebenso verantwortlich.¹⁴⁶ Während eines störungsbehafteten Netzbetriebs sind die Netzbetreiber zudem verpflichtet, Maßnahmen zur Wiederherstellung des Normalbetriebs zu setzen. Dafür können sowohl der Kraftwerkseinsatz als auch Schaltzustände verändert werden. Sind diese gesetzten Maßnahmen jedoch nicht erfolgreich und besteht die Gefahr

¹⁴⁰ Glavitsch, Gutachten, S. 7.

¹⁴¹ Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht, S. 203; Ehrlicke, Versorgungssicherheit, ZNER 2004, 211 (212) m.w.N.

¹⁴² § 27 Abs. 2 Bgld. ElWG 2006; § 28 Abs. 2 S. 1 Salzburger LEG; § 23 Abs. 2 S. 1 Stmk. ElWOG 2005; § 36 Abs. 1 S. 1 TEG 2012; § 23 Abs. 3 lit. c VlbG. ElWOG; § 33 Abs. 1 S. 1 WEIWG 2005.

¹⁴³ § 30 Bgld. ElWG 2006; § 46 Abs. 1 lit. c K-ElWOG; § 36 NÖ ElWG 2005; § 27 Stmk. ElWOG 2005; § 27 lit. c VlbG. ElWOG; § 36 WEIWG 2005.

¹⁴⁴ TOR-Teil Teil A, Version 1.8, S. 63.

¹⁴⁵ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 9.

¹⁴⁶ TOR-Teil C, Version 2.0, S. 7.

einer Störungsausweitung, sind sie auch berechtigt, Netzbenutzer vorübergehend ganz oder teilweise abzuschalten.¹⁴⁷

5.1.3.2.4 ERGEBNIS UND ÄNDERUNGSVORSCHLAG

Der Begriff der Versorgungssicherheit¹⁴⁸ ist doppelt besetzt: So bedarf es zunächst der Möglichkeit, so viel Elektrizität produzieren zu können, wie zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. Sodann sind Netzkapazitäten in ausreichendem und sicherem Maß für den Transport notwendig. *Der Begriff der Versorgungssicherheit sollte jedoch nicht nur im oberösterreichischen EIWOG, sondern auch im Grundsatzgesetz sowie in den anderen Landesausführungsgesetzen definiert werden, um der zunehmenden Bedeutung der Versorgungssicherheit gerecht zu werden.*

5.2 Ausgewählte Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit VOR einem Blackout

An dieser Stelle werden einige ausgewählte Maßnahmen dargestellt und juristisch untersucht, die geeignet erscheinen, zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und damit zur Verhinderung eines Blackouts beitragen zu können. Darunter fallen nicht nur langfristige Maßnahmen wie z.B. der Netzausbau, sondern auch Maßnahmen zur kurzfristigen Beseitigung möglicher Engpässe durch den Netzbetreiber kurz vor dem Netzzusammenbruch.

5.2.1 Netzausbau

Aufgrund der zuvor dargestellten Änderung hinsichtlich der Erzeugerstruktur sowie des stets steigenden Energiebedarfs, ist es notwendig, dass das bestehende Elektrizitätsnetz, das teilweise schon recht alt ist, leistungsfähiger wird, was u.a. mit Netzausbaumaßnahmen zu erreichen ist. Diese Ausbaumaßnahmen betreffen jedoch nicht nur das Verteilernetz, sondern auch das Übertragungsnetz. Laut *Windtner* ist der Netzausbau „die zwingende Ergänzung der Energiewende.“¹⁴⁹

5.2.1.1 Unionsrechtliche Vorgaben zum Netzausbau

Zunächst gilt es, die diesbezüglichen (ausgewählten) unionsrechtlichen Vorgaben zum Thema Netzausbau chronologisch zu erheben.

5.2.1.1.1 ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSICHERHEITS-RICHTLINIE 2005

Die EVS-RL 2005 gibt vor, dass die Mitgliedstaaten einen gesetzlichen Rahmen zu schaffen haben, der sowohl den Übertragungs- als auch den Verteilernetzbetreiber wirtschaftliche

¹⁴⁷ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 25; TOR-Teil C, Version 2.0, S. 12.

¹⁴⁸ Dazu auch die Begriffsbestimmung zur Versorgungssicherheit in *Oesterreichs Energie*, Energie-Lexikon: Versorgungssicherheit trägt dem Anspruch der Kunden auf eine lückenlose Energieversorgung Rechnung. Durch vertragliche Regelungen sind Verantwortungsbereiche für Netzbetreiber und Stromerzeuger festgelegt. Doch nur das perfekte Zusammenspiel von Netzinfrastruktur und Erzeugung gewährleistet auch tatsächlich die Versorgungssicherheit. Der Netzbetreiber ist für den ordnungsgemäßen Betrieb seines Netzes und somit für die Versorgungssicherheit zuständig, abrufbar unter: <http://oesterreichsenergie.at/daten-fakten/e-lexikon-und-schulunterlagen/energie-lexikon.html>.

¹⁴⁹ Interview im Kurier, abrufbar unter: <http://kurier.at/wirtschaft/unternehmen/leo-windtner-desaster-fuer-die-energiepolitik/18.671.593>.

Anreize bietet, dass sie ihre Netze nicht nur instand halten oder erneuern, sondern auch ausbauen, um die vorhersehbare Marktnachfrage zu decken (Art. 6 Abs. 1 EVS-RL 2005).

5.2.1.1.2 ERNEUERBARE ENERGIEN RICHTLINIE 2009

Ziel der EE-RL 2009 ist die Unterstützung und anhaltende Steigerung der Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen in das Übertragungs- und Verteilernetz, ohne dass dabei die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes beeinträchtigt wird.¹⁵⁰ Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 sieht daher vor, dass die Mitgliedstaaten die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligente Netze und das Elektrizitätssystem auszubauen haben, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen, während der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen Rechnung getragen wird. Diesbezüglich bedarf es der beschleunigten Genehmigungsverfahren für Netzinfrastrukturen sowie der diesbezüglichen Koordination mit den Verwaltungs- und Planungsverfahren. Ferner haben die Netzbetreiber die Übertragung bzw. Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten sowie einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vorzusehen, sofern dies unter Wahrung der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes möglich ist.¹⁵¹ Damit stehen diese Verpflichtungen unter dem Vorbehalt der Wahrung sicherer Netze.

5.2.1.1.3 ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT-RICHTLINIE 2009

Da die Stromversorgung der Bürger mit Elektrizität nur über ein festinstalliertes Stromnetz erfolgen kann, sind sowohl die Leitungen als auch andere mit der Stromversorgung verbundene Anlagen von wesentlicher Bedeutung für die öffentliche Sicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft und das Wohl der Bürger.¹⁵² Somit unterstützen die Mitgliedstaaten die Modernisierung der Verteilernetze (z.B. durch intelligente Netze), damit dezentrale Energieerzeugung und Energieeffizienz gefördert werden.¹⁵³ Sowohl der Aufbau als auch der Erhalt der notwendigen Netzinfrastuktur soll zu einer stabilen Elektrizitätsversorgung beitragen.¹⁵⁴ Daher sind die Netzbetreiber nach Art. 12 lit. a bzw. Art. 25 Abs. 1 EltRL 2009 verpflichtet, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung bzw. Verteilung von Elektrizität zu befriedigen und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze zu betreiben, zu warten und auszubauen. Dafür müssen die Tarife so gestaltet werden, dass die notwendigen Investitionen in die Netze vorgenommen werden können.¹⁵⁵

Nach Art. 22 EltRL 2009 sind die Übertragungsnetzbetreiber ferner verpflichtet, der Regulierungsbehörde jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Dieser Netzentwicklungsplan muss wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Versorgungssicherheit enthalten. Die Durchführung des Netzentwicklungsplans wird von der Regulierungsbehörde überwacht und evaluiert.

¹⁵⁰ Vgl. Erwägungsgründe 57 und 61 der EE-RL 2009.

¹⁵¹ Art. 16 Abs. 2 lit. a und b der EE-RL 2009.

¹⁵² Erwägungsgrund 25 der EltRL 2009.

¹⁵³ Erwägungsgrund 27 der EltRL 2009.

¹⁵⁴ Erwägungsgrund 44 der EltRL 2009.

¹⁵⁵ Art. 37 Abs. 6 lit. a EltRL 2009.

5.2.1.1.4 VERORDNUNG FÜR DIE TRANSEUROPÄISCHE ENERGIEINFRASTRUKTUR 2013

Im Rahmen dieser Verordnung wird die erste Definition für ein „intelligentes Stromnetz“ vorgenommen. Dabei handelt es sich nach Art. 2 Z 7 der Verordnung um ein Stromnetz, das auf kosteneffiziente Weise das Verhalten und die Handlungen der Nutzer – einschließlich der Erzeuger, Verbraucher und Akteure, die sowohl Erzeuger als auch Verbraucher sind – integrieren kann, damit ein wirtschaftlich effizientes und nachhaltiges Stromnetz mit geringen Verlusten, hoher Qualität, großer Versorgungssicherheit und hoher technischer Sicherheit gewährleistet wird.

Die schnellere Modernisierung der bestehenden sowie eine schnellere Realisierung neuer Energieinfrastruktur wird als maßgeblich erachtet, die Ziele der Energie- und Klimapolitik der Union zu erreichen, was u.a. die Vollendung des Energiebinnenmarktes sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit umfasst.¹⁵⁶ Die Umsetzung und Planung dieser Infrastrukturvorhaben sollte mit den Bereichen Verkehr und Kommunikation koordiniert werden, um Synergien zu erzeugen und Sicherheitsaspekte zu berücksichtigen.¹⁵⁷ Am 14.10.2013 verabschiedete die Europäische Kommission eine Liste mit 248 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten.¹⁵⁸ Ausgewählt wurden diese Projekte von zwölf regionalen Gruppen, die gemäß den neuen Leitlinien für transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E) eingesetzt worden sind.¹⁵⁹ Da diesen Vorhaben der Status "Projekt von gemeinsamem Interesse" (Project of Common Interest – PCI)¹⁶⁰ zuerkannt wurde, werden sie von rascheren und effizienteren Genehmigungsverfahren und besseren regulatorischen Bedingungen profitieren.¹⁶¹ Diesbezüglich muss jeder Mitgliedstaat eine zuständige Behörde zwecks Koordinierung und Erleichterung der Genehmigungsverfahren dieser Vorhaben benennen. Die Gesamtdauer des Genehmigungsverfahrens darf unter frühzeitiger Beteiligung der Öffentlichkeit (bevor der formelle Genehmigungsantrag eingereicht wird) grds. max. drei Jahre und sechs Monate dauern. Zudem müssen die Netzentgelte angemessene Investitionsanreize bieten.¹⁶²

5.2.1.1.5 ZWISCHENERGEBNIS

Aufgrund unionsrechtlicher Vorgaben der EE-RL 2009 sowie der EltRL 2009 müssen sowohl die Übertragungsnetze als auch die Verteilernetze ausgebaut und modernisiert werden, um die steigende Stromnachfrage zu decken, die Marktintegration zu fördern und die bestehende Netzsicherheit aufrechtzuerhalten, aber vor allem auch, um den aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom, der sich von 2007 bis 2020 mehr als verdoppeln dürfte, zu transportieren und Schwankungen auszugleichen. Allerdings steht der Netzausbau unter dem Aspekt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit für den Netzbetreiber. Dieser ist dann erfüllt, wenn der Netzbetreiber seine getätigten Investitionen in das

¹⁵⁶ Erwägungsgrund 7 und 9 der Verordnung.

¹⁵⁷ Erwägungsgrund 27 der Verordnung.

¹⁵⁸ Delegierte Verordnung Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14.10.2013 zur Änderung der Verordnung Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamen Interesse, ABl. L 2013/349, S. 28.

¹⁵⁹ Art. 3 der Verordnung.

¹⁶⁰ Art. 2 Z 4 der Verordnung.

¹⁶¹ Erwägungsgrund 32 sowie Art. 8 ff. der Verordnung.

¹⁶² Erwägungsgrund 38 sowie Art. 13 der Verordnung.

Netzsystem langfristig über die Netzentgelte der Netzbetreiber amortisiert bekommt. Daher bedarf es der Schaffung notwendiger finanzieller Anreize für die Netzbetreiber, dass sie dem Netzausbau nachkommen können, aber auch der Verkürzung der Genehmigungsverfahren. Dies gilt v.a. für die Projekte von gemeinsamem Interesse, deren Beschleunigung eine einzige nationale Behörde koordinieren soll. Schließlich setzt ein funktionierender Binnenmarkt leistungsstarke transeuropäische Netze voraus, damit die am Markt tätigen Unternehmen ihre Ware Strom europaweit anbieten können.

5.2.1.2 Nationale Vorgaben zum Netzausbau

An dieser Stelle ist die Umsetzung der Vorgaben zum Netzausbau in nationales Recht zu untersuchen.

5.2.1.2.1 ELWOG 2010 (GRUNDSATZGESETZ)

Die Grundsatzbestimmung des § 5 Abs. 3 ElWOG 2010 sieht die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Errichtung und Erhaltung einer für die inländische Elektrizitätsversorgung oder für die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichender Netzinfrastuktur im Allgemeininteresse vor.

Im Dienste der Umsetzung des Art. 12 lit. a EltRL 2009 ist nunmehr in der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 7 ElWOG 2010 verankert, dass die **Übertragungsnetzbetreiber** auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität sicher zu stellen haben und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen haben. Im Gegensatz zum alten ElWOG¹⁶³, wo es vorwiegend um die optimale Erhaltung und Ausnutzung der bestehenden Netze ging, wurde damit eine vergleichsweise „harte“, möglicherweise auch eine unmittelbar durchsetzbare Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzausbau eingeführt.¹⁶⁴ Im Gegensatz zum Betrieb und zur Wartung der Übertragungsnetze, die sich auf die bestehenden Netze beziehen, geht die Netzausbaupflichtung darüber hinaus und zwingt die Übertragungsnetzbetreiber zu hohen Investitionen, sodass an dieser Stelle am stärksten in die unternehmerische Freiheit der Netzbetreiber eingegriffen wird, was allerdings seitens der Regulierungsbehörde mit der Monopolstellung begründet wird.¹⁶⁵

Zu klären ist in diesem Zusammenhang insbesondere, was unter einer „angemessenen Nachfrage“ und unter „wirtschaftlichen Bedingungen“ zu verstehen ist, da beide Begriffe gesetzlich nicht definiert werden. Die Bezugnahme auf eine „angemessene“ Nachfrage ist weniger als Auftrag zur staatlich-planwirtschaftlichen Bewertung gesellschaftlicher Konsuminteressen, sondern umgekehrt nur als gesetzliche Anerkennung jener Einschränkung zu verstehen, dass der Übertragungsnetzbetreiber nicht jegliche Nachfrage befriedigen muss. In dieser negativen Funktion liegt die eigentliche Bedeutung dieses Gesetzeskriteriums. Somit liegt es nahe, dass die Übertragungsnetzbetreiber zwar prinzipiell jede gesamtgesellschaftlich gewünschte Übertragungsleistung bereitzustellen haben, jedoch

¹⁶³ Vgl. § 23 Z 1, 7, 8, 11 des Bundesgesetzes, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz –ElWOG), BGBl. I 1998/143 i.d.F. BGBl. I 2008/112.

¹⁶⁴ Vgl. Oberndorfer, in: Hauer/Oberndorfer, ElWOG, § 23 Rz. 14.

¹⁶⁵ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 31.

nur im Rahmen des voraussehbaren Umfanges. Darin dürfte die eigentliche Bedeutung des Gesetzeskriteriums der „angemessenen“ Nachfrage liegen, nämlich dass die Übertragungsnetzbetreiber nur verpflichtet werden können, voraussehbare Nachfrageentwicklungen zu bedienen (was angesichts der technikimmanenten Zeitverzögerung zwischen Planung und Realisierung von Übertragungsleitungsprojekten nicht gering zu schätzen ist). Es bedarf somit einer Bedarfsprognose und einer Ausbauplanung¹⁶⁶. Bei der Bedarfsprognose sind u.a. die Höhe des Energiebedarfs und dessen regionale Verteilung sowie die Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.¹⁶⁷ Bedarfsgerecht ist der Netzausbau dann, wenn der Netzbetreiber grds. in der Lage ist, die Nachfrage aller Netzbenutzer (Erzeuger, Händler, Letztverbraucher) langfristig zu erfüllen.¹⁶⁸ Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit und des erheblichen Ausbaus der Energieerzeugung aus fluktuierenden Quellen ist eine Beschränkung des Netzbetriebs lediglich auf den aktuell bereits bestehenden Bedarf nicht ausreichend.¹⁶⁹ Sind die Netzbetreiber mit den bestehenden Netzen langfristig nicht in der Lage, den zu erwartenden Bedarf decken zu können und zeichnet sich dadurch eine Netzüberlastung ab, müssen sie neue Netzkapazitäten im Wege des Netzausbaus schaffen.¹⁷⁰ Allerdings steht diese Verpflichtung aufgrund der hohen Investitionen unter dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit. Ein Netzausbau wäre zum einen dann für den Netzbetreiber wirtschaftlich unzumutbar, wenn die Bedarfsprognose ergibt, dass es für den ihnen abverlangten Ausbau gar keinen Bedarf gibt, da es sowohl an einspeisenden als auch an ausspeisenden Kunden fehlt.¹⁷¹ Zum anderen liegt eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit dann vor, wenn der Netzbetreiber die Kosten für den Netzausbau auch langfristig nicht über die Netzentgelte der Netzbenutzer amortisiert bekäme. Daher ist die Regulierungsbehörde gehalten, den Netzbetreibern die wirtschaftliche Möglichkeit zum Netzausbau einzuräumen.¹⁷² Es bedarf also einer angemessenen Gegenleistung (angemessenen Verzinsung auf das eingesetzte Kapital) für die getätigten Investitionen: Ohne ausreichende Einnahmen kein Ausbau.¹⁷³ Die Komponente der Wirtschaftlichkeit zielt folglich auf die Vermeidung von technisch und gesamtwirtschaftlich nicht erforderlichen Netzerweiterungen ab.

Eine sichere Energieversorgung setzt ein hohes Maß an qualitativ hochwertiger Leistungskapazität voraus. Die Anforderungen an den Netzbetrieb, die -wartung und den -ausbau sollen daher gewährleisten, dass es beim Auftreten von Störungen nicht zu einem

¹⁶⁶ Diese erfolgt bei Netzen mit einer Nennspannung von ≥ 110 kV anhand des (n-1)-Kriteriums, TOR-Teil B, Version 2.0, S. 17.

¹⁶⁷ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 35; ausführlich dazu ebenfalls Rauch, Ausbauverpflichtung, IR 2008, 218 ff.

¹⁶⁸ Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 1, § 11 Rz. 24; Kühling/Pisal, Investitionspflichten, ZNER 2011, 13 (14).

¹⁶⁹ Vgl. Büdenbender, EnWG, § 4 Rz. 20; Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 33.

¹⁷⁰ Dabei muss der Übertragungsnetzbetreiber seine Ausbauplanung danach ausrichten, dass er hinsichtlich der vereinbarten bzw. prognostizierten Übertragungsaufgaben unter Berücksichtigung der Lastprognosen ein ausreichend dimensioniertes Netz vorhält, das einen sicheren und zuverlässigen Betrieb mit der entsprechenden Spannungsqualität ermöglicht, Punkt 4,1 der TOR-Teil B, Version 2.0, S. 17.

¹⁷¹ Salje, Energiewirtschaftsgesetz, § 11 Rz. 23.

¹⁷² So auch Hauer, Elektrizitäts-Versorgungssicherheit, in: FS Wimmer, S. 196; Holoubek/Segalla, Versorgungssicherheit, in: Nowotny/Parak/Scheucher, Energiewirtschaft, S. 87.

¹⁷³ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 17 Rz. 19.

Zusammenbruch der Versorgungssicherheit kommt.¹⁷⁴ Dennoch kann ein überobligatorischer und unwirtschaftlicher Netzausbau, der die Inanspruchnahme der Infrastrukturdienstleistungen auch für die Netzbetreiber unverhältnismäßig verteuern würde¹⁷⁵, vom Netzbetreiber nicht verlangt werden, zumal die Netze keine rein öffentlichen Güter sind, sondern auch im Privateigentum der Netzbetreiber stehen.¹⁷⁶

Im Zusammenhang mit dem Netzausbau legt die Grundsatzbestimmung des § 37 EIWOG 2010¹⁷⁷ auch die Rahmenbedingungen für den jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu erstellenden Netzentwicklungsplan dar.¹⁷⁸ Im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans sollen die Marktteilnehmer darüber informiert werden, welche wichtigen Übertragungsnetze in den nächsten zehn Jahren errichtet bzw. ausgebaut werden müssen. Ziel dieses Netzentwicklungsplans ist es u.a., ein hohes Maß an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu erreichen und der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen. Bei der Erarbeitung legt der Übertragungsnetzbetreiber die voraussichtliche Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs sowie des Stromaustauschs mit anderen Ländern zugrunde. Der Netzentwicklungsplan ist der Regulierungsbehörde nach Konsultation der relevanten Marktteilnehmer zur Genehmigung und Überwachung vorzulegen.¹⁷⁹

Hinsichtlich der Pflicht des **Verteilernetzbetreibers** ist auf die grundsätzliche Bestimmung des § 45 EIWOG 2010 zu verweisen. An § 45 EIWOG 2010 fällt auf, dass er keine vergleichbare ausdrückliche Netzausbaupflichtung wie § 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010 für die Übertragungsnetzbetreiber enthält. Ob die Legaldefinition des § 7 Z 76 EIWOG 2010 dafür einen hinreichenden Ausgleich bietet, ist fraglich. Dort heißt es zwar, dass ein Verteilernetzbetreiber eine Person ist, die „verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet“, doch ist an dieser Bestimmung schon grundlegend zu kritisieren, dass eine Legaldefinition wohl nicht der angemessene Ort zur Auferlegung von Rechtspflichten ist. Der mögliche Einwand hingegen, dass die Netzausbaupflichtung nicht hinreichend konkretisiert wäre, greift nicht, handelt es sich doch sowohl bei § 7 als auch bei § 45 EIWOG 2010 um Grundsatzbestimmungen, die sich nicht an den legalitätsrechtlichen Anforderungen des Art. 18 Abs. 1 B-VG messen lassen müssen, sondern lediglich Vorgaben für die Landes-Ausführungsgesetzgeber machen. Im hier in Rede stehenden Zusammenhang ist des weiteren § 45 Z 22 EIWOG 2010¹⁸⁰ bemerkenswert, wonach der Verteilernetzbetreiber bei seiner Netzausbauplanung auch Energieeffizienzmaßnahmen, Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen hat, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte. In dieser Bestimmung kommt ein tragender Gedanke, der auch dem Konzept der Smart Grids

¹⁷⁴ Stötzl, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 2.

¹⁷⁵ Ziel des § 4 Z 1 EIWOG 2010 ist es, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität zur Verfügung zu stellen.

¹⁷⁶ So auch Angenendt/Boesche/Franz, Smart Grids, RdE 2011, 117 (121); Säcker, Netzausbau- und Kooperationsverpflichtungen, RdE 2009, 305 (307).

¹⁷⁷ Damit werden die Vorgaben des Art. 22 EltRL 2009 umgesetzt.

¹⁷⁸ Den Verteilernetzbetreiber trifft diese Pflicht hingegen nicht.

¹⁷⁹ §§ 38 f. EIWOG 2010. Ausführlich dazu: Storr, Investitionsverpflichtung, in: Storr, Energiewirtschaft, S. 81 ff.

¹⁸⁰ Grundsatzbestimmung.

zugrunde liegt, zum Ausdruck, nämlich der Gedanke, dass teure Netzverstärkungen und -ausbauten durch intelligente Alternativen wie Energieeffizienzmaßnahmen oder Nachfragesteuerungsmaßnahmen¹⁸¹ ersetzt werden können. Ob dies auch für „dezentrale Erzeugungsanlagen“ zutrifft, wie der Gesetzestext insinuiert, sei dahingestellt, weil es gerade auch die Tendenz zur Dezentralisierung sein kann, die zur Verstärkung und zum Ausbau dezentraler, ehemals eher extensiv genutzter Spannungsebenen des Netzes zwingen könnte.

Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei den Rechtsvorschriften des § 40 und des § 45 EIWOG 2010 ohnehin nur um grundsatzgesetzliche Bestimmungen, sodass im Folgenden noch die landesgesetzlichen Vorschriften auf – unmittelbar anwendbare und sohin die Netzbetreiber unmittelbar verpflichtende – Netzausbaupflichten hin zu untersuchen sind.

5.2.1.2.2 LANDESAUSFÜHRUNGSGESETZE ZUM ELWOG 2010

Für die **Übertragungsnetzbetreiber** ist normiert, dass sie unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze zu betreiben, zu warten und auszubauen haben.¹⁸² Es zeigt sich also, dass die Landesausführungsgesetze – wie sie das auch sonst in aller Regel zu tun pflegen – die bundesgrundsatzgesetzlichen Vorschriften hinsichtlich der Netzausbaupflicht der Übertragungsnetzbetreiber wörtlich übernehmen, ohne sie weiter zu konkretisieren.

Ähnliches gilt für die **Verteilernetzbetreiber**: Für die Verteilernetzbetreiber in Kärnten, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol und Wien wird die Pflicht, wie in der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 22 EIWOG 2010 auch, nur indirekt normiert, indem geregelt ist, dass bei der Planung des Verteilernetzausbaus gewisse Faktoren wie Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen sind.¹⁸³ In Oberösterreich ist jedoch zusätzlich in § 47 Abs. 2 Oö. EIWOG 2006 geregelt, dass per Verordnung technische Mindestanforderungen festgelegt werden können. Sofern es diese technischen Mindestanforderungen erfordern, kann zudem auch die Errichtung neuer Leitungsanlagen sowie die Verstärkung bestehender Leitungsanlagen mittels Bescheid angeordnet werden. Allerdings gibt es bisher eine derartige Verordnung nicht, die die technischen Mindestanforderungen festlegt, sodass auf dieser Grundlage auch keine Netzausbaupflicht mittels Bescheid angeordnet werden kann. Die Verteilernetzbetreiber im Burgenland und in Niederösterreich sind jedoch hingegen verpflichtet, die von ihnen betriebenen Netze bedarfsgerecht auszubauen, um auf lange Sicht die Fähigkeit der Verteilernetze sicherzustellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung zu befriedigen.¹⁸⁴ Vergleichbares gilt auch für die Verteilernetzbetreiber aus Vorarlberg.¹⁸⁵ Allerdings ordnen sämtliche Legaldefinitionen der einzelnen Bundesländer zum Begriff des „Verteilernetzbetreibers“ an, dass diese nicht nur für den Betrieb und die Wartung des Verteilernetzes verantwortlich sind, sondern auch für den erforderlichen Ausbau dieses

¹⁸¹ § 7 Abs. 1 Z 13 EIWOG 2010.

¹⁸² Z.B. § 41 Abs. 1 Z 2 NÖ EIWG 2005; § 29 Abs. 1 Z 7 Oö. EIWOG 2006; § 32 Abs. 1 Z 7 Stmk. EIWOG 2005; § 40 Abs. 1 lit. g TEG 2012; § 29 Abs. 1 lit. h VlbG. EIWOG.

¹⁸³ § 43 lit. v K-EIWOG; § 40 Z 19 Oö. EIWOG 2006; § 19 Abs. 1 Z 22 Salzburger LEG; § 29 Z 22 Stmk. EIWOG 2005; § 50 Abs. 1 lit. v TEG 2012; § 38 Abs. 1 Z 23 WEIWG 2005.

¹⁸⁴ § 32 Abs. 1 Z 2 Bgld. EIWG 2006; § 38 Abs. 1 Z 2 NÖ EIWG 2005.

¹⁸⁵ § 34 Abs. 1 lit. a VlbG. EIWOG.

Netzes.¹⁸⁶ Allerdings dienen diese Definitionen als Auslegungshinweise, jedoch nicht als klaren gesetzlichen Auftrag hinsichtlich der Netzausbaupflicht der Verteilernetzbetreiber.¹⁸⁷

5.2.1.2.3 ENTWURF ZUM ENERGIEINFRASTRUKTURGESETZ

Mittels des Energieinfrastrukturgesetzes¹⁸⁸ soll künftig die europäische Energieinfrastruktur aufgerüstet werden, um u.a. technisch oder natürlich bedingten Ausfällen sowie von Menschen verursachten Katastrophen vorzubeugen und ein stabiles Stromnetz trotz zunehmender Einspeisung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten. Eines der Ziele des Gesetzesentwurfs ist somit auch die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Als zuständige nationale Behörde zur Koordinierung, Erleichterung und Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens für Vorhaben von gemeinsamem Interesse im Sinne der Verordnung für die transeuropäische Energieinfrastruktur 2013 wird der Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW) benannt. Zudem kann diese nationale Behörde per Verordnung bestimmte Gebiete für fünf Jahre für den Bau notwendiger Leitungen reservieren.

5.2.1.2.4 ERGEBNIS UND ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

Die Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 7 ElWOG 2010 legt fest, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität sicher zu stellen haben und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen haben. Dafür müssen die Übertragungsnetzbetreiber zuvor eine Bedarfsprognose und eine Ausbauplanung erstellen. Trotz des Ziels der Steigerung der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen muss dem Netzbetreiber (dies gilt nicht nur für den Übertragungs-, sondern auch für den Verteilernetzbetreiber) der Netzausbau jedoch auch wirtschaftlich zumutbar sein, was dann der Fall ist, wenn er die Kosten für den Netzausbau über die Netznutzungsentgelte der Netzbenutzer amortisiert bekommt. Sowohl die Errichtung als auch der Betrieb von Leitungen müssen sich für die Netzbetreiber „rechnen“.¹⁸⁹

Für die Verteilernetzbetreiber ergibt sich hingegen – mit Ausnahme der Landesausführungsgesetze Burgenland, Niederösterreich und Vorarlberg – keine ausdrückliche gesetzliche Pflicht zum Netzausbau, sofern man nicht die Legaldefinitionen des Begriffs „Verteilernetzbetreiber“¹⁹⁰ als solche ansehen möchte, sondern nur einer indirekten, bei der gewisse Faktoren zu berücksichtigen sind. *Dies bedürfte somit vor dem Hintergrund der unionsrechtlichen Vorgaben (Art. 25 Abs. 1 EltRL 2009) einer ausdrücklichen gesetzlichen Klarstellung im Rahmen der Grundsatzbestimmung des § 45*

¹⁸⁶ § 2 Abs. 1 Z 73 Bgld. ElWG 2006; § 3 Abs. 1 Z 76 K-ElWOG; § 2 Abs. 1 Z 73 NÖ ElWG 2005; § 2 Z 81 Oö. ElWOG 2006; § 5 Z 77 Salzburger LEG 1999; § 2 Z 71 Stmk. ElWOG 2005; § 4 Abs. 78 TEG 2012; § 2 Z 66 VlbG. ElWOG; § 2 Abs. 1 Z 79 WEIWG 2005.

¹⁸⁷ Vgl. dazu auch Hauer, Elektrizitäts-Versorgungssicherheit, in: FS Wimmer, S. 194 f.

¹⁸⁸ Bundesgesetz, mit dem das Bundesgesetz über die Schaffung einer transeuropäischen Energieinfrastruktur erlassen und das Gaswirtschaftsgesetz 2011 geändert wird – Entwurf vom 23.12.2014. Damit sollen die verfahrensrechtlichen Bestimmungen der Verordnung Nr. 347/2013 innerstaatlich geregelt werden.

¹⁸⁹ Raschauer, Versorgungssicherheit, in: Hauer, Aktuelle Fragen 2007, S. 153. Dazu auch Abel et al., Versorgungssicherheit, JRP 2008, 219 (233 ff.).

¹⁹⁰ § 7 Abs. 1 Z 76 ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

EIWOG 2010 und der Landesausführungsgesetze, zumal diese Netzausbauverpflichtung indirekt auch aus § 6 ÖSG 2012¹⁹¹ resultiert, wonach jede Ökostromanlage ausnahmslos, also ohne, dass der Netzbetreiber sich auf ein Netzanschlussverweigerungsrecht berufen kann, das Recht hat, an das Netz angeschlossen zu werden. Die Pflicht zum Netzausbau ist, auch wenn sie einen Eingriff in die unternehmerische Freiheit des Netzbetreibers darstellt, vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit gerechtfertigt.

„Dass Leitungskapazitäten zunächst und in erster Linie der Sicherung der Versorgung der Allgemeinheit dienen, sollte nicht in Nebensätzen anklingen, sondern oberstes energierechtliches Prinzip sein.“¹⁹² Dazu zählt nicht nur die Instandhaltung der bestehenden Netze, sondern auch deren weiterer Ausbau.¹⁹³ Da die Stromnetze schon heute in Spitzenzeiten an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen, müssen sie zur Integration der erneuerbaren Energien rasch ausgebaut werden, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten und dies benötigt stabile Rahmenbedingungen inklusive eines Beschleunigungsprogramms wie in Deutschland.¹⁹⁴ Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass die Netzbetreiber teilweise in staatlichem Eigentum stehen. Bei der Planung des Netzausbaus müssen die Netzbetreiber Überkapazitäten einplanen, um auch künftig Netzbetreiber anschließen zu können.¹⁹⁵ Allerdings muss beim Ausbau der Netze trotz Netzanschlusspflicht auch berücksichtigt werden, dass es ökonomisch, ökologisch und politisch nicht in jedem Fall vertretbar ist, die Netze derart zu konzipieren, dass jede der angeschlossenen Anlagen jederzeit 100 % ihrer Erzeugung ins Netz einspeisen kann und keine Netzengpässe entstehen. *Sinnvoller wäre es, neben einer effektiven Netznutzung, einen gesetzlichen Rahmen zu schaffen, wonach nur die Einspeisung von bis zu 95 % der Erzeugung garantiert wird, um den Netzausbau im Zusammenhang mit der Integration der Erneuerbaren erheblich reduzieren zu können.* Die eingesparten Kosten könnten dann volkswirtschaftlich sinnvoller z.B. in intelligente Technik investiert werden. Es muss erreicht werden, dass der Netzausbau nicht exorbitant wächst, sondern durch begleitende Maßnahmen in einem effektiven und wirtschaftlichen Rahmen gehalten wird.¹⁹⁶

Sofern es politisch gewünscht ist, dass sich auch sämtliche Einspeiser an den Kosten des Netzes (Errichtung, Ausbau, Instandhaltung, Betrieb) in Form des Netznutzungsentgeltes beteiligen, zumal sie das Netz ebenfalls nutzen und durch die zunehmende Einspeisung in das Verteilernetz, wofür dieses ursprünglich nicht konzipiert war, auch zum Ausbau des Netzes beitragen, bedürfte dies zunächst einer gesetzlichen Klarstellungen in § 52 EIWOG 2010 und sodann einer entsprechenden Umsetzung in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung durch die Regulierungsbehörde.

¹⁹¹ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012-ÖSG 2012), BGBl. I 2011/75. Dazu auch *Poltschak*, Netzanschluss, ZTR 2012, 201 ff.

¹⁹² *Raschauer*, Versorgungssicherheit, in: Hauer, Aktuelle Fragen 2007, S. 159.

¹⁹³ *Abel et al.*, Versorgungssicherheit, JRP 2008, 219 (232).

¹⁹⁴ So DI Dr. Peter Layr, Präsident von Österreichs Energie beim Trendforum von Österreichs Energie am 14.06.2012, <http://oesterreichsenergie.at/veranstaltungen/oesterreichs-energie-trendforum/unterschaetztes-risiko-blackout.html>. Vgl. auch *Schanda*, Netzzutritt für Ökostromanlagen, ZTR 2013, 2 ff.

¹⁹⁵ *Lugmaier/Brunner*, Leitfaden, S. 15.

¹⁹⁶ Vgl. in diesem Zusammenhang zum Grundsatz der gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung das Urteil des LG Itzehoe vom 23.12.2005, Az. 2 O 254/05.

Zudem müssen die *Genehmigungsverfahren für Netzinfrastrukturen möglichst verkürzt¹⁹⁷ und vereinfacht sowie die Bürger früher in die Planungen einbezogen werden, um die Akzeptanz und das Vertrauen in den Netzausbau zu erhöhen*. Daher bedarf es zum einen der Schaffung gesetzlicher Regelungen, die es ermöglichen, dass Netzausbauprojekte schneller umgesetzt werden¹⁹⁸ und zum anderen verlässlicher Rahmenbedingungen, die den Netzbetreibern die Investitionsbedingungen erleichtern. Fehlen derartige gesetzliche Regelungen, werden die bestehenden Netze nicht mehr lange mit dem massiven Zuwachs an erneuerbaren Energien und der zukünftigen Lastentwicklung mithalten können, was wiederum die Versorgungssicherheit gefährdet. Mit jedem Jahr verzögerten Netzausbau und steigender Lastflüsse nimmt das Risiko, kritische Situationen nicht mehr beherrschen zu können und das Risiko von Blackouts zu.¹⁹⁹

5.2.2 Freiwillige Lastverschiebung durch die Verbraucher

Eine Möglichkeit, Lastspitzen zu vermeiden und aufgrund einer gleichmäßigen Netzauslastung den kostenintensiven Netzausbau zu verringern und die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, besteht darin, eine Verhaltensänderung der Netzbutzer sämtlicher Netzebenen zu bewirken, sodass sich in Zukunft die Stromnachfrage möglichst nach dem Angebot an Strom aus regenerativen Quellen richtet. Dabei handelt es sich um eine vergleichsweise kostengünstige Maßnahme für den Netzbetreiber, da keine hohen Investitionskosten in Anlagen erforderlich sind, sondern lediglich die Verbrauchernachfrage beeinflusst werden soll.²⁰⁰ Je besser sich die Netzbutzer an die volatile Erzeugung anpassen, desto besser wird die Integration der erneuerbaren Energiequellen in das Versorgungssystem gelingen.²⁰¹ Die Laststeuerung wird zudem als wichtige Maßnahme im Rahmen der Energieeffizienzverbesserung angesehen, da sie es den Verbrauchern bzw. von diesen beauftragten Dritten ermöglicht, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden: So kann der Energieverbrauch entweder verringert oder verlagert werden, was einerseits zu Energieeinsparungen beim Verbraucher selber und andererseits bei der Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung führt, da Netze und Erzeugungskapazitäten besser genutzt werden können.²⁰² Dabei kann die Laststeuerung auch mittels Preissignalen gefördert werden: Daher sollten die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Netztarife einerseits Anreize für Verbesserungen bei der Energieeffizienz bieten und andererseits eine dynamische Tarifierung die Laststeuerungsmaßnahmen durch die Kunden unterstützt.²⁰³ Darunter fallen z.B. nutzungszeitspezifische Tarife, Tarifierungen in kritischen Spitzenzeiten, Echtzeit-Tarifierungen und Spitzenzeitenrabatte.²⁰⁴ Aber auch bei diesen neuen Tarifförmungen müssen die Verbraucher über die geltenden tatsächlichen Preise sowie den tatsächlichen

¹⁹⁷ Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 sowie Art. 8 ff. Verordnung für die transeuropäische Energieinfrastruktur 2013.

¹⁹⁸ Wobei der Entwurf zum Energieinfrastrukturgesetz einen ersten Schritt in diese Richtung darstellt.

¹⁹⁹ Austrian Power Grid AG, APG-Masterplan 2020, S. 11.

²⁰⁰ Berger, Stromerzeugung, VEÖ Journal, 11-12/2008, 36 (38).

²⁰¹ B.A.U.M., Smart Energy made in Germany, S. 20.

²⁰² Erwägungsgrund 44 der Energieeffizienzrichtlinie 2012 (EnEff-RL 2012), Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. L 2012/315, 1.

²⁰³ Erwägungsgrund 45 und Art. 15 Abs. 4 der EnEff-RL 2012.

²⁰⁴ Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

Energieverbrauch klar und verständlich informiert werden. Derartige Tarife, die sich z.B. nachteilig auf die Energieeffizienz auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung verhindern können, sollen von den Mitgliedstaaten beseitigt werden (Art. 15 Abs. 4 EnEff-RL 2012).

Vor diesem Hintergrund sind die Verteilernetzbetreiber bei der Planung des Netzausbaus gehalten, auch Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen (Art. 25 Abs. 7 EltRL 2009 und § 45 Z 22 ElWOG 2010²⁰⁵). Art. 2 Z 29 EltRL 2009 und § 7 Abs. 1 Z 13 ElWOG 2010²⁰⁶ verstehen unter Energieeffizienz und Nachfragesteuerung ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazitäten eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen. Folglich fallen unter die Nachfragesteuerung derartige Maßnahmen des Netzbetreibers, die das Verbrauchsverhalten der Kunden beeinflussen und damit zu einer Verlagerung eines Teils des Verbrauchs in die Schwachlastzeiten und somit zu einer abnehmenden Schwankung bei der Verbrauchskurve führen, wie z.B. der Nachtstromverbrauch mittels einer entsprechenden Tarifgestaltung erreicht werden kann.²⁰⁷

Eine freiwillige Verhaltensänderung der Verbraucher kann auf zwei verschiedene Arten geschehen: Einerseits über eine aktive Verhaltensänderung durch die Netzbenutzer selber in Form der Eigensteuerung bzw. mittels automatisierter Geräte andererseits aufgrund vorheriger vertraglicher Regelungen zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber durch den Netzbetreiber, indem dieser ferngesteuert auf die Verbrauchseinrichtungen der Verbraucher zugreifen darf. Obwohl es dem Netzbenutzer natürlich unbenommen ist, freiwillig eine Verschiebung seiner Lasten durchzuführen, wird es jedoch für die breite Masse der Netzbenutzer der monetären Anreize bedürfen.²⁰⁸ Daher stellt sich die Frage, ob derartige finanzielle Anreize im Rahmen der Systemnutzungsentgelte und/oder der Strompreise darstellbar sind.

Um jedoch überhaupt für den eigenen Stromverbrauch sensibilisiert zu werden und diesen sodann reduzieren oder verlagern zu können, muss sowohl der Netzbenutzer Kenntnis über seinen jeweils aktuellen Stromverbrauch haben als auch der Netzbetreiber und der Lieferant müssen das Abnahmeverhalten des einzelnen Verbrauchers im Detail kennen, um variable bzw. reduzierte Netzentgelte und Strompreise anbieten bzw. abrechnen zu können. Voraussetzung für die Durchführung eines nachfrageseitigen Lastmanagements ist daher die Nutzung von intelligenten Stromzählern (Smart Meter).²⁰⁹

²⁰⁵ Grundsatzbestimmung.

²⁰⁶ Grundsatzbestimmung.

²⁰⁷ Theobald, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, § 14 Rz. 39.

²⁰⁸ So auch Erwägungsgrund 45 der Energieeffizienzrichtlinie 2012.

²⁰⁹ Benz, Intelligente Stromzähler, ZUR 2008, 457 (458); Kudlicza, Intelligente Balance, VEÖ Journal, 03/2010, 38 (38); Wiesemann, IT-rechtliche Rahmenbedingungen, MMR 2011, 355.

Unter einem Smart Meter, also einem intelligenten Messgerät, versteht man nach der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 als Grundsatzbestimmung eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt. Nach § 1 Abs. 1 IME-VO²¹⁰ hat jeder Netzbetreiber im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 min. 95 % seiner Kunden (sofern diese nicht über einen Lastprofilzähler gemessen werden) mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Die Auswahl, welche Kunden mit den neuen Zählern ausgestattet werden, liegt im Ermessen des Netzbetreibers.²¹¹ Allerdings hat der Netzbetreiber nunmehr gem. § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 im Rahmen dieser Vorgaben den Wunsch des Kunden, kein intelligentes Messgerät erhalten zu wollen, zu berücksichtigen (sog. Opt-out-Möglichkeit). Die Anforderungen, denen diese Zähler zu entsprechen haben, ergeben sich aus § 3 IMA-VO 2011²¹² sowie aus § 83 Abs. 2 EIWOG 2010.²¹³ Wenn diesbezüglich die Möglichkeit einer Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne vorausgesetzt wird, so zielt diese Unterbrechungsmöglichkeit nicht auf eine Laststeuerung wie z.B. bei dem unterbrechbaren Tarif im Rahmen der Netznutzungsentgelte ab, sondern v.a. auf Umzüge (beim Einzug kann der Verbraucher den Smart Meter durch einen Anruf beim Kundenservice freischalten und beim Auszug ausschalten lassen), und erfolglose Mahnverfahren.²¹⁴ Sofern der Energieverbrauch mittels eines Smart Meters gemessen wird, ist der Netzbetreiber verpflichtet, zumindest die täglichen Verbrauchswerte, nach Zustimmung des Kunden bzw. aufgrund vertraglicher Vereinbarung aber auch die Viertelstundenwerte, spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung dem Kunden in einem Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen, § 84 Abs. 2 EIWOG 2010. Werden die Verbrauchswerte also um 24 Uhr ausgelesen, müssen sie um 12 Uhr des Folgetages im Webportal stehen. Aufgrund der Möglichkeit des Kunden, seine Daten selber abzurufen bzw. den aktuellen Zählerstand abzulesen, wird er – im Gegensatz zum klassischen Stromzähler – zeitnah über seinen tatsächlichen Energieverbrauch informiert. Wenn die Verbraucher auf diesem Weg häufig über ihre Energiekosten informiert werden, schafft dies Anreize für weitere Energieeinsparungen bzw. Lastverschiebungen, da sie eine direkte Rückmeldung hinsichtlich der Auswirkung von Investitionen in Energieeffizienz und Verhaltensänderungen erhalten.²¹⁵ Die Auslesung und Verwendung der Viertelstundenwerte der Verbraucher durch den Netzbetreiber setzt allerdings dessen ausdrückliche Zustimmung oder einen auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag voraus (§ 84a Abs. 1 EIWOG 2010). Das

²¹⁰ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II 2014/323.

²¹¹ § 1 Abs. 5 S. 1 IME-VO.

²¹² Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011-IMA-VO 2011), BGBl. II 2011/339.

²¹³ So müssen die intelligenten Messgeräte u.a. in der Lage sein Zählerstände, Leistungsmittelwerte oder Energieverbrauchswerte in einem 15-Minuten-Intervall zu messen und zu speichern. Zudem muss ein täglicher Verbrauchswert gespeichert werden können. Sämtliche bis Mitternacht erfassten Daten haben sodann bis 12 Uhr des darauffolgenden Tages über eine Kommunikationsschnittstelle an den Netzbetreiber gesendet zu werden, sodass es keiner jährlichen Auslesung der Zählerdaten vor Ort mehr bedarf. Ferner sollen diese Daten bis zu 60 Tage im Gerät abgelegt werden. Es bedarf der Möglichkeit, den Maximalbezug der Kundenanlage an elektrischer Leistung zu begrenzen.

²¹⁴ ErläutRV IMA-VO 2011 zu § 3 Z 8, S. 7.

²¹⁵ Erwägungsgrund 50 der EltRL 2009. So auch Anhang I Z 1 lit. a der EltRL 2009.

gleiche gilt für die folgende Übermittlung der Daten an den Lieferanten.²¹⁶ Wichtig ist somit, dass der Verbraucher nachweislich transparent und verständlich darüber zu informieren ist, wenn sein Tarif eine Auslesung seiner Verbrauchswerte über den täglichen Verbrauchswert hinausgeht.²¹⁷ Der Lieferant ist schließlich verpflichtet, Smart-Meter-Kunden monatlich eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation, die entweder auf den Tages- oder Viertelstundenwerten basiert, zukommen zu lassen, § 81a Abs. 1 EIWOG 2010.

5.2.2.1 Monetäre Anreize für die Netzbenutzer zur Lastverschiebung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte

Zunächst wird die bestehende Rechtslage dahingehend untersucht, ob sich im Rahmen der Systemnutzungsentgelte Anreize für die Netzbenutzer finden lassen, ihre Verbräuche entweder selber oder aber durch den Netzbetreiber in lastärmere Zeiten zu verlagern und damit das Netz zu entlasten und einem Blackout vorzubeugen.

Nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 haben alle Netzbenutzer für die Erbringung aller Leistungen der Netzbetreiber und des Regelzonenführers ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Dieses setzt sich gem. § 52 Abs. 2 EIWOG 2010 aus folgenden Komponenten zusammen:²¹⁸

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen
- ggf. Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gem. § 113 Abs. 1 EIWOG 2010.

Diese einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten werden (bis auf das Netzzutrittsentgelt und das Entgelt für internationale Transaktionen) durch die Regulierungsbehörde per Verordnung²¹⁹ als Festpreise²²⁰ oder Höchstpreis²²¹ festgelegt, wobei die Entgelte in Euro

²¹⁶ Näher dazu: DAVID-VO 2012 (Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden, Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012-DAVID-VO 2012, BGBl. II 2012/313).

²¹⁷ § 84a Abs. 4 EIWOG 2010.

²¹⁸ Ausführlich zu den Systemnutzungstarifen im „alten“ EIWOG *Würthinger*, Systemnutzungstarife, 26 ff.

²¹⁹ Derzeit gilt die Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2015, SNE-VO 2012-Novelle 2015), BGBl. II 2014/369.

²²⁰ Als Festpreise werden das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Netzbereitstellungsentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen festgelegt. Mit Festpreisen soll im Vergleich zu Höchstpreisen allfälligen Missbräuchen entgegen gewirkt werden, sodass ausgeschlossen ist, dass manche Netzbenutzer Tarife zahlen, die unter den jeweiligen Höchstpreisen liegen. Damit wird im öffentlichen Interesse zur Funktionsfähigkeit eines fairen und transparenten Netzbetriebs beigetragen, *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 41.

²²¹ Das Entgelt für Messleistungen wird als Höchstpreis bestimmt.

bzw. Cent je Verrechnungseinheit anzugeben sind. Die Höhe der jeweiligen Systemnutzungsentgelte bemisst sich danach, an welcher Netzebene und in welchem Netzbereich die Anlage des Netzbenutzers angeschlossen ist. Eine über die aufgelisteten Entgelte hinaus gehende Verrechnung in unmittelbaren Zusammenhang mit dem Netzbetrieb ist, sofern das EIWOG 2010 nicht gesonderte Regelungen vorsieht, unzulässig und würde eine Preistreiberei nach § 102 EIWOG 2010 darstellen.²²² Zudem hat das Systemnutzungsentgelt nach § 51 Abs. 1 S. 4 EIWOG 2010 dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Netzbenutzer, der Kostenorientierung und der weitest gehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen und zu gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt und das Volumen der verteilten oder übertragenen elektrischen Energie nicht unnötig erhöht wird. Allerdings soll an dieser Stelle nur auf das Netznutzungsentgelt eingegangen werden, da es die einzige Entgeltkomponente ist, die Bezug zur Lastverschiebung aufweist.

Das **Netznutzungsentgelt** nach § 52 EIWOG 2010, das nur von den Entnehmern²²³ und nicht von den Einspeisern zu entrichten ist, hat den Sinn, dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abzugelten. Es ist entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Die Regulierungsbehörde hat nunmehr seit der Neuerlassung des EIWOG 2010 erstmalig die Möglichkeit, unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen, das Netznutzungsentgelt zeitvariabel und/oder lastvariabel zu gestalten.²²⁴ Das Gesetz lässt jedoch offen, was es genau unter einem zeit- bzw. lastvariablen Netznutzungsentgelt versteht.

²²² § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010.

²²³ Ein Entnehmer ist aufgrund der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010 ein Endverbraucher oder ein Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt.

²²⁴ § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010.

In § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2015 differiert das Netznutzungsentgelt der Haushaltskunden, der kleinen Gewerbetriebe sowie der Landwirtschaft, also der **Netzebene 7** je Netzbereich, grds.²²⁵ nach gemessener Leistung (Lastprofilzähler), nicht gemessener Leistung (Standartlastprofil) sowie nach unterbrechbarer Leistung. Die Tarife bemessen sich nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT)²²⁶, Sommer Niedertarifzeit (SNT)²²⁷, Winter Hochtarifzeit (WHT)²²⁸ und Winter Niedertarifzeit (WNT)²²⁹ als verbrauchsabhängiger Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Zusätzlich fällt bei der gemessenen und nicht gemessenen Leistung ein Leistungspreis in Cent/kW (bei der gemessenen Leistung) bzw. eine Jahresfixpauschale (bei nicht gemessener Leistung) an.

Als zeitvariabel kann die Unterteilung in SHT, SNT, WHT und WNT angesehen werden, sodass innerhalb eines Jahres max. vier unterschiedliche Preise je Netzbereich für das Netznutzungsentgelt möglich sind, also quasi ein „Sommertagestarif“, ein „Sommernachttarif“, ein „Wintertagestarif“ und ein „Winternachttarif“. Damit differiert die Zeitvariabilität nach Jahreszeit (Winter/Sommer) und Tageszeit (06.00 Uhr bis 22.00 Uhr / 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr). Allerdings finden sich nur im Rahmen der gemessenen Leistung (wenn auch nicht in allen Netzbereichen) tatsächlich preisliche Schwankungen, die zu einer Lastverlagerung motivieren könnten, während die nicht gemessene Leistung durchweg starr und damit nicht schwankend festgesetzt ist.²³⁰ Im Rahmen des unterbrechbaren Tarifs sind hingegen wiederum in manchen Netzbereichen preisliche Schwankungen zu verzeichnen.

Eine lastvariable Tarifgestaltung findet sich allerdings für die Netzebene 7 im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2015 nicht.

Als unterbrechbar wird die Leistung nach der Legaldefinition in § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2015 dann bezeichnet, wenn der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Dieser unterbrechbare Tarif kann aktuell bereits dann auf Wunsch des Verbrauchers in allen Netzbereichen der Netzebene 7 verrechnet werden, sofern eine unterbrechbare Lieferung z.B. für elektrische Warmwasseraufbereitung, Elektroheizung oder Wärmepumpen beim jeweiligen Verbraucher möglich ist. Denkbar und sinnvoll scheint es allerdings darüber hinaus auch, dass sich der Netzbetreiber und der Verbraucher, der z.B.

²²⁵ Die Netzbereiche Steiermark, Graz, Tirol und Vorarlberg sehen noch einen Doppeltarif für nicht gemessene Leistung vor und Vorarlberg darüber hinaus auch noch einen Doppeltarif für gemessene Leistung. Dieser Doppeltarif ist vergleichbar mit dem unterbrechbaren Tarif, ohne dass dabei jedoch die Leistung tatsächlich unterbrochen wird.

²²⁶ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01.04. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preissätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 3 SNE-VO 2012-Novelle 2015.

²²⁷ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preissätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 4 SNE-VO 2012-Novelle 2015.

²²⁸ Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preissätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2015.

²²⁹ Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preissätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 6 SNE-VO 2012-Novelle 2015.

²³⁰ Mit Ausnahme der Netzbereiche Steiermark, Graz, Tirol und Vorarlberg, in denen ein Doppeltarif verordnet wurde.

ein Kühlhaus oder ein Elektrofahrzeug hat, vertraglich einigen, dass der Netzbetreiber entweder jederzeit (in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz) oder aber zu festgelegten Zeiten für eine zuvor vereinbarte Zeitspanne auf die Einrichtungen des Verbrauchers zugreifen darf, um eine ausgewogene Netzauslastung zu erreichen. Voraussetzung für die Verrechnung des unterbrechbaren Tarifs ist somit zunächst eine Berechtigung des Netzbetreibers, also eine vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Verbraucher hinsichtlich der zeitlichen Unterbrechbarkeit (jederzeit oder nur zu vorherbestimmten Zeiten)²³¹, das Vorhandensein einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung sowie das Vorhandensein einer zusätzlichen technischen Zähler- und Schalteinrichtung, über die der Netzbetreiber die entsprechende Einrichtung ansteuern kann. Dieser Tarif ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potentiellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber und die daraus resultierende mögliche Unterbrechung der Stromzufuhr ergibt. Sinn und Zweck dieser Nachfragesteuerungsmaßnahme ist es, „dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll“²³² und damit evtl. zur Reduzierung des Netzausbaus beitragen zu können. Im Gegenzug dazu erhält der Verbraucher einen unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ anreizfördernd auch günstiger sein sollte.²³³ Ob der Netzbetreiber allerdings tatsächlich auf die Verbrauchseinrichtung zugreift ist nicht ausschlaggebend für die Verrechnung des Tarifs, da es nur auf die Einräumung des möglichen Zugriffs ankommt.²³⁴ Allerdings wird sich dieser Tarif aufgrund der Kosten für den notwendigen zweiten Zähler erst ab einem gewissen Mindestverbrauch wirtschaftlich rechnen.

Das Netznutzungsentgelt für die Verbraucher der **Netzebene 5** (Kleinindustrie und große Gewerbebetriebe) bemisst sich nach § 4 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2015 je Netzbereich. Es wird allerdings nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich zwischen gemessener und unterbrechbarer Leistung unterschieden. Die anderen Netzbereiche sehen ausschließlich die gemessene Leistung vor. Die Tarife richten sich, wie bei der Netzebene 7 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Hinzu kommt der Leistungspreis bei der gemessenen Leistung (nicht hingegen beim unterbrechbaren Tarif).

Sofern bei den Netznutzungsentgelten eine preisliche Zeitvariabilität tatsächlich dahingehend gegeben ist, dass die Niedertarifzeiten (22.00 Uhr bis 06.00 Uhr) günstiger sind, als die Hochtarifzeiten (06.00 bis 22.00 Uhr), könnte dies für die Netzbewerber motivierend wirken, einen Teil ihrer verschiebbaren Lasten in dieses Zeitfenster zu verlagern. Gibt es diese Zeitvariabilität jedoch nicht und ist das Netznutzungsentgelt durchgehend einheitlich bemessen, ergeben sich für die Netzbewerber dieser Netzbereiche auch keine monetären Anreize zur Lastverschiebung.

Eine lastvariable Tarifgestaltung findet sich jedoch – genauso wie bei den Tarifen für die Netzebene 7 – auch bei der Netzebene 5 nicht.

²³¹ So muss z.B. garantiert sein, dass das Kühlhaus nicht so lange unterbrochen wird, dass die Ware verdirbt, und dass das Elektroauto wieder aufgeladen ist, wenn es gebraucht wird.

²³² ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

²³³ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

²³⁴ *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 11 Rz. 20.

Ein unterbrechbarer Tarif i.S.v. § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2015 ist bisher lediglich für zwei Netzbereiche vorgesehen.

Das Netznutzungsentgelt der Verbraucher, die an **Netzebene 3** angeschlossen sind, also die Großindustrien, bemisst sich nach § 4 Z 3 SNE-VO 2012-Novelle 2015 ebenfalls nach dem jeweiligen Netzbereich. Allerdings wird bei dieser Netzebene ausschließlich die gemessene Leistung verrechnet. Die Tarife richten sich, wie bei den Netzebenen 7 und 5 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als verbrauchsabhängiger Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Hinzu kommt der Leistungspreis in Cent/kW.

Auch auf der Netzebene 3 besteht eine Motivation zur eigenständigen Lastverschiebung, in den Netzbereichen, in denen eine zeitvariable Ausgestaltung der einzelnen Tarife diese auch fördert. Gilt hingegen ein durchgehender Jahrespreis, ohne jegliche Preisschwankungen, ist ein finanzieller Anreiz für die Netzbewerber zur Lastverschiebung nicht gegeben.

Eine lastvariable Tariffestlegung findet sich auch bei der Netzebene 3 nicht.

Ein unterbrechbarer Tarif i.S.v. § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2015 ist für die Verbraucher der Netzebene 3 generell nicht vorgesehen.

5.2.2.1.1 ERGEBNIS HINSICHTLICH DER FINANZIELLEN ANREIZE ZUR FREIWILLIGEN LASTVERSCHIEBUNG DURCH DIE VERBRAUCHER IM RAHMEN DES NETZNUTZUNGSENTGELTS

Das Netznutzungsentgelt, das regelmäßig von sämtlichen Verbrauchern aller Netzebenen zu entrichten ist, wird durch die Regulierungsbehörde in Abhängigkeit des Netzbereichs und der Netzebene in der jeweils geltenden SNE-VO verbindlich in Form eines Festpreises festgelegt. Diese transparente Vorgabe ist notwendig, da es sich bei den Netzen um sog. natürliche Monopole handelt. Daher ist es den Netzbetreibern nicht möglich, das Netznutzungsentgelt eigenständig zu ermitteln, sodass sich die Vertragsparteien auch nicht z.B. auf einen niedrigeren Preisansatz verständigen können. Der geltende Rechtsrahmen des § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 stellt es jedoch ausdrücklich in das Ermessen („kann“) der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt in der Verordnung unabhängig vom Netzbereich und von der Netzebene zeitvariabel und/oder lastvariabel auszugestalten.

Dieser Möglichkeit ist die Regulierungsbehörde bisher jedoch nur in Form des zeitvariablen Netznutzungsentgeltes (SHT, SNT, WHT und WNT) nachgekommen. Allerdings bietet diese „zeitvariable“ Ausgestaltung für die Verbraucher der Netzebene 7, deren Leistung zumeist nicht gemessen verrechnet wird, keinen finanziellen Anreiz, ihr Verbrauchsverhalten im Sinne einer Verschiebung zu ändern, da die Tarife in keinem Netzbereich²³⁵ variieren, also schwanken, sondern durchweg starr ausgestaltet sind. Sofern der Verbrauch der Verbraucher der Netzebene 7 jedoch nach gemessener Leistung abgerechnet wird, bieten zumindest manche Netzbereiche aufgrund von preislich begünstigten Niedertarife in der Zeit von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr eine Motivation, zumindest einen verschiebbaren Teil der Lasten in dieses lastschwache nächtliche Zeitfenster zu verlagern. Das gleiche gilt für die Verbraucher der Netzebene 5 in manchen Netzbereichen sowie für die Verbraucher der Netzebene 3 in einigen Netzbereichen.

²³⁵ Außer in den Netzbereichen mit einem Doppeltarif: Tirol, Vorarlberg, Steiermark und Graz.

Eine lastvariable Tarifgestaltung findet sich hingegen für keine Netzebene und für keinen Netzbereich.²³⁶

Neben der eigenständigen Verlagerung der Verbräuche durch die Verbraucher selber von den Hochlastzeiten in die Niedriglastzeiten besteht auch die Möglichkeit, dass die Verbraucher diese Verlagerung ihrer Lasten dem Netzbetreiber überlassen, indem sie sich vertraglich darüber verständigen, dass der Netzbetreiber, sofern er technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit bzw. zu vorherbestimmten Zeiten unterbrechen kann. Dieser unterbrechbare Tarif wird für die Verbraucher der Netzebene 7 in allen Netzbereichen angeboten. Dieser Tarif ist ein gesonderter, fester, aber mehrheitlich nicht schwankender Tarif und ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potentiellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber ergibt, was zur Folge hat, dass der Verbraucher mit seinen unterbrechbaren Lasten in dieser Zeit von der Stromzufuhr abgeschaltet wird. Dieser preisliche Vorteil stellt somit, sofern sich dieser Tarif wegen der Notwendigkeit eines zweiten Zählers wirtschaftlich für den Verbraucher rechnet, einen Anreiz dar, dem Netzbetreiber die Zugriffsmöglichkeit auf seine Verbrauchseinrichtung (z.B. Stromspeicherheizung oder Wärmepumpe) aufgrund vertraglicher Vereinbarung zu gestatten, damit dieser den Verbrauch bei hoher Netzauslastung steuern und reduzieren kann. Für die Verbraucher der Netzebene 5 ist der unterbrechbare Tarif jedoch bisher nur in zwei Netzbereichen möglich. Für die Verbraucher der Netzebene 3 ist der unterbrechbare Tarif gar nicht vorgesehen. Dies könnte u.a. daran liegen, dass diese Netzbenutzer kein Interesse an einem derartigen Tarif haben, da sie über sehr stromsensible Anlagen verfügen und somit eigenständig für ein geeignetes Strommanagement sorgen, ohne dem Netzbetreiber den Zugriff gestatten zu wollen.

5.2.2.1.2 ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE ZU DEN FINANZIELLEN ANREIZEN ZUR FREIWILLIGEN LASTVERSCHIEBUNG DURCH DIE VERBRAUCHER IM RAHMEN DES NETZNUTZUNGSENTGELTS

Sowohl das zeit- als auch das lastvariable Netznutzungsentgelt könnten einen finanziellen Anreiz darstellen, dass die Verbraucher animiert werden, ihr Verbrauchsverhalten freiwillig und selbständig dementsprechend zu ändern, dass sie ihre Verbräuche in nachfrageschwache Zeiten verlagern.

Dies würde allerdings *beim zeitvariablen Netznutzungsentgelt zumindest voraussetzen, dass die Preisgestaltung innerhalb der SHT, SNT, WHT und WNT auch tatsächlich auf allen Netzebenen und in allen Netzbereichen variiert, damit die Verbraucher einen finanziellen Anreiz erhalten, ihre Verbräuche zu verlagern* und somit z.B. erst nach 22.00 Uhr verbrauchsintensive Elektrogeräte einzuschalten. Obwohl der Wunsch der Netzbetreiber nach mehr Variabilität scheinbar derzeit nicht gegeben ist²³⁷, wären dennoch *auch kleinere, also kürzere, Zeitintervalle im Rahmen der zeitvariablen Tarifgestaltung innerhalb eines Tages rechtlich möglich, sofern dabei einheitliche Tarifstrukturen berücksichtigt werden, zumal § 52 Abs. 1 S. 5 ElWOG 2010 nur von einer „zeitvariablen“ Ausgestaltung des*

²³⁶ Dies ist für die Netzebene 7 auch erst bei Einführung von flächendeckenden Smart Meter möglich.

²³⁷ Die Ausgestaltung der (zeitvariablen) Tarife wird durch die e-control in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Netzbetreibern vorgenommen. Dies entspricht auch den Vorgaben des Erwägungsgrundes 36 der EltRL 2009, wonach die Regulierungsbehörde die Möglichkeit haben sollte, die Tarife bzw. die Tarifberechnungsmethoden auf der Grundlage eines Vorschlags eines Verteilernetzbetreibers festzusetzen.

Netznutzungsentgelts spricht, ohne diese zeitlichen Schwankungen näher auszuführen. (Anders war dies bei § 25 Abs. 12 EIWOG a.F., der in Satz 4 vorsah, dass höchstens jeweils zwei unterschiedliche Preise innerhalb eines Tages, innerhalb einer Woche sowie innerhalb eines Jahres zulässig sind).

Neben dem zeitvariablen Netznutzungsentgelt hat die Regulierungsbehörde aufgrund der Ermächtigung in § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 nunmehr *auch rechtlich die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt lastvariabel per Verordnung zu gestalten, sofern der Wunsch der Netzbetreiber nach mehr Variabilität vorliegt*. Was genau unter „lastvariabel“ zu verstehen ist, lassen sowohl das Gesetz als auch die Erläuterungen offen. Aufgrund des Wortlauts ist allerdings davon auszugehen, dass der Preis für das Netznutzungsentgelt in Abhängigkeit von der Auslastung des Netzes schwankt. Das bedeutet, dass das Netznutzungsentgelt umso teurer wird, je näher das Netz an seine Kapazitätsgrenze gerät.²³⁸ *Das lastvariable Netznutzungsentgelt könnte z.B. in Form eines Preisbandes (Angabe des Mindest- und des Maximalpreises) in der Verordnung festgelegt werden, wobei der tatsächlich zu verrechnende Tarif erst ca. einen Tag zuvor (in Abhängigkeit der voraussichtlichen Last) explizit bekannt gegeben werden kann*, was z.B. über ein Web-Portal oder ein Ampelsystem erfolgen kann. Allfällige datenschutzrechtliche Hemmnisse bedürften der Klärung im Vorwege.

Schließlich wäre es aufgrund von § 52 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 *auch rechtlich möglich, das Netznutzungsentgelt nur arbeitsbezogen festzulegen*. Nicht möglich ist hingegen, das Netznutzungsentgelt per Verordnung rein leistungsbezogen zu regeln. Dies bedürfte zuvor einer gesetzlichen Änderung im Rahmen des § 52 Abs. 1 EIWOG 2010.

Damit die Verbraucher aber tatsächlich ihr Verbrauchsverhalten anpassen, bedarf es auf jeden Fall der preislichen Anreize, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.²³⁹ Daher ist es sowohl bei den zeitvariablen als auch bei den lastvariablen Tarifen wichtig, dass die Verbraucher tatsächlich ihr Netznutzungsentgelt senken können, wenn sie sich netzkonform verhalten.²⁴⁰ Allerdings müssen die Tarife auch weiterhin transparent und nichtdiskriminierend sein.²⁴¹ Darüber hinaus ist es ebenfalls erforderlich, dass der Netzbetreiber diese energieeffizienzfördernde Maßnahme auch von der Regulierungsbehörde im Rahmen seiner Kostenermittlung anerkannt bekommt.

Mit dem unterbrechbaren Tarif besteht auch die Möglichkeit, dass die Verbraucher diese Verlagerung der Lasten dem Netzbetreiber überlassen. Die Wahl des unterbrechbaren Tarifs im Rahmen des Netznutzungsentgelts ist bei den Netzbennutzern der Netzebene 5, also der großen Gewerbebetriebe und der Kleinindustrie, nur in zwei Netzbereichen möglich, in den anderen Bundesländern ist dieser Tarif hingegen nicht in der SNE-VO 2012-Novelle 2015 verankert. Rechtlich möglich wäre es, dass die Regulierungsbehörde diesen unterbrechbaren Tarif, auch für die anderen Netzbereiche in die Verordnung aufnimmt. Tatsächliche Voraussetzung wäre allerdings, dass die Netzbetreiber und somit die

²³⁸ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

²³⁹ Art. 3 Abs. 11 EltRL 2009; Erwägungsgrund 45 Energieeffizienzrichtlinie 2012; Art. 15 Abs. 4 Energieeffizienzrichtlinie 2012; Anhang XI Z 3 Energieeffizienzrichtlinie 2012.

²⁴⁰ Anhang XI Z 1 Energieeffizienzrichtlinie 2012.

²⁴¹ Erwägungsgrund 32 der EltRL 2009.

Verbraucher einen solchen Tarif wünschen. *Die Einführung eines solchen unterbrechbaren Tarifs wäre auch für die Netzebene 3 – zumindest rechtlich – möglich.* Die Integration der erneuerbaren Energien und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit kann nur erreicht werden, wenn Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten werden, sodass das Netz stabil betrieben werden kann.²⁴² Dafür bedarf es der Bereitstellung entsprechender Flexibilitäten, nicht nur im Bereich der Niederspannung sondern auch in den höheren Netzebenen, die mittels monetärer Anreize motiviert werden müssen.

5.2.2.1.3 EXKURS: AUSBLICK AUF DIE RECHTSLAGE IN DEUTSCHLAND

In dem derzeit geltenden deutschen Rechtsrahmen sind keine last- und/oder zeitvariablen Netzentgelte vorgesehen, sodass entsprechende Anreize an die Netzbutzer, ihr Abnahmeverhalten an die Erzeugung aus erneuerbare Energien anzupassen, bisher fehlen. Daher wird für die Zukunft die Einführung eines solchen variablen Netzentgeltes angedacht, indem diese z.B. die Leistungspreise ersetzen.²⁴³ Im Gegensatz zu den starren individuellen Netzentgelten²⁴⁴ sind die variablen Netzentgelte derart konzipiert, dass die Preise für die Netznutzung je nach Auslastung des Netzes schwanken: Ist die Stromproduktion von Wind und Sonne hoch, sinken die variablen Netzentgelte, was einen Anreiz für die Verbraucher darstellt, die Stromnachfrage zu erhöhen. Umgekehrt ist dies bei einem geringen Stromangebot.²⁴⁵ Je näher die Netze an ihre Kapazitätsgrenze geraten, desto teurer wird ihre Nutzung.²⁴⁶ Allerdings wird ein derartiges variables Netzentgelt von der *Bundesnetzagentur* aufgrund des damit verbundenen umfangreichen administrativen Aufwands bei der Bildung, Übermittlung und Abrechnung nicht befürwortet und die Kundenakzeptanz in Frage gestellt.²⁴⁷ Zwar würden die Kunden den Kostenvorteil wohl gerne nutzen, seien aber nicht bereit, sich ständig in ihrem Verbrauchsverhalten anzupassen. Zudem könnten mehrere variable Preisfaktoren, also sowohl bei den Netzentgelten als auch bei den Strompreisen, die Komplexität weiter erhöhen. Es bleibt daher abzuwarten, wie sich die Netzentgeltregelung künftig entwickelt.

Allerdings gibt es bereits jetzt die Möglichkeit eines festen reduzierten Netzentgeltes nach § 14a EnWG, was mit dem unterbrechbaren Tarif nach § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2015 vergleichbar ist. Danach haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, also der Netzebene 7, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein solches reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen²⁴⁸, zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in diesem Sinne gelten solche Einrichtungen, die im Bedarfsfall komplett vom Netz getrennt,

²⁴² Vgl. ausführlich dazu BT-Drucks. 17/11671, S. 10.

²⁴³ Krägenow/Mühlstein, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, 7.

²⁴⁴ Unter gesonderten Netzentgelten versteht man einen festen Netztarif, der von den Netzbetreibern für eine netzfreundliche Abnahmestruktur gewährt werden kann und somit von den allgemeinen Netztarifen abweicht, ohne jedoch zu schwanken, Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

²⁴⁵ Krägenow/Mühlstein, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, 7.

²⁴⁶ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

²⁴⁷ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

²⁴⁸ Die unterbrechbare Verbrauchseinrichtung wird folglich getrennt vom restlichen Verbrauch des Netzbetreibers gemessen, Nomos Kommentar-Tünger, § 14a Rz. 10.

also abgeschaltet werden können²⁴⁹; darunter fallen auch Elektromobile. Diese Regelung soll „erste Voraussetzungen für eine so genannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze“²⁵⁰ schaffen und trägt dazu bei, dass die Netzbutzer mittels der Verbrauchssteuerung aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen, da damit Lastspitzen vermieden werden können.²⁵¹ Allerdings muss die Steuerung für die Lieferanten und Letztverbraucher zumutbar sein und kann direkt vom Netzbetreiber oder durch Dritte (insbesondere durch Lieferanten) auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Mit einem solchen reduzierten Netzentgelt soll also ein netzfreundliches Verhalten bzw. die Bereitstellung von Speichern zur gleichmäßigen Auslastung des Netzes belohnt werden. Die Reduzierung des Netzentgelts für diese Gruppe hat zwar automatisch eine Erhöhung des Netzentgeltes für die anderen Kunden zur Folge, allerdings hilft eine derartige Maßnahme, den Netzausbau zu reduzieren und damit den Netzbetrieb wirtschaftlich zu gestalten, was am Ende sogar eventuell sinkende Netzentgelte für alle Netzbutzer zur Folge haben könnte.²⁵² Näheres soll eine Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Z 9 EnWG regeln, wobei darauf Bedacht zu nehmen ist, dass bei der Umsetzung u.a. einfache und diskriminierungsfreie Regelungen getroffen werden, um einen erhöhten administrativen Aufwand und wettbewerbsverzerrende Ergebnisse zu vermeiden.²⁵³

Um auch im Hoch- und Höchstspannungsnetz zu einer Aufrechterhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen zu können, wurde auf der Grundlage von § 13 Abs. 4a S. 5 bis 8 und Abs. 4b S. 1 des EnWG Ende 2012 die sog. Abschaltverordnung (AbLaV)²⁵⁴ erlassen. Gemäß § 1 AbLaV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Abschaltleistungen aus abschaltbaren Lasten auszuschreiben und sodann bis zu einer Gesamtabchaltleistung von 3000 MW zu erwerben. Unter abschaltbaren Lasten im Sinne dieser Verordnung versteht man nach § 2 AbLaV eine oder mehrere Anlagen²⁵⁵ zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), wobei die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von min. 110 kV²⁵⁶ erfolgt und an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann (Abschaltleistung). Darunter fallen große stromintensive Verbrauchseinrichtungen (zumeist Industriebetriebe), die nahezu rund um die Uhr Strom abnehmen und wegen der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers für eine bestimmte Zeit ihre Verbrauchsleistung reduzieren können, sofern dies aufgrund der Stromfrequenz erforderlich ist.²⁵⁷ Die technischen Anforderungen an die abschaltbaren Lasten ergeben sich aus §§ 5 f. AbLaV. So muss u.a. die angebotene Abschaltleistung min. 50 MW betragen und es muss ein Präqualifikationsverfahren durchgeführt werden. Die Anbieter dieser Abschaltleistung erhalten aufgrund einer Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber einen monatlichen

²⁴⁹ Nomos Kommentar-Tüngler, § 14a Rz. 1.

²⁵⁰ BT-Drucks. 17/6072, S. 73.

²⁵¹ Nomos Kommentar-Tüngler, § 14a Rz. 1, 11.

²⁵² Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

²⁵³ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

²⁵⁴ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Abschaltverordnung – AbLaV) vom 28.12.2012, BGBl. I S. 2998.

²⁵⁵ Virtuelles Kraftwerk.

²⁵⁶ Hoch- und Höchstspannungsnetz.

²⁵⁷ BT-Drucks. 17/11671, S. 1.

Leistungspreis in Höhe von 2500 € pro MW Abschaltleistung für deren Bereitstellung, also unabhängig davon, ob der Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltleistung tatsächlich abrufen, und zusätzlich einen Arbeitspreis für jeden Abruf der Abschaltleistung in Höhe von min. 100 € und max. 400 € pro MW (§ 4 AbLaV).

5.2.2.1.4 ÄNDERUNGSVORSCHLAG FÜR ÖSTERREICH

Der aktuelle Rechtsrahmen in Österreich sieht keine Rechtsgrundlage für eine Abschaltverordnung wie in Deutschland vor.²⁵⁸ Allerdings könnte ein solches Instrumentarium möglicherweise künftig dazu beitragen, das Volumen des gesamten Regelenenergiemarktes zu erhöhen und damit das Stromnetz zu stabilisieren und einen großflächigen Stromausfall zu verhindern. *Sofern eine durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt, da auch der administrative Aufwand vertretbar sein muss, würde sich die Schaffung einer derartigen Ermächtigungsgrundlage im EIWOG 2010 empfehlen.* Es sollte im Rahmen der Ausgestaltung dieser Regelung darauf geachtet werden, dass die jeweilige Abschaltleistung entweder automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer gewissen Netzfrequenz oder ferngesteuert durch den Übertragungsnetzbetreiber erreicht werden kann.

5.2.2.2 Monetäre Anreize für Netzbenutzer zur Lastverschiebung mittels variabler Strompreise

Möglich erscheint zudem, die Strompreise last- und/oder zeitvariabel zu gestalten.

Im Gegensatz zu den Systemnutzungsentgelten wird der Strompreis, also der Preis, den der Lieferant für den Verkauf der elektrischen Energie bekommt, seit der Liberalisierung nicht mehr reguliert und kann somit von jedem Lieferanten in Abhängigkeit vom Markt eigenständig festgesetzt werden.²⁵⁹ Aufgrund des freien Wettbewerbs ist bei der Festsetzung des Strompreises daher mehr Variabilität möglich, als dies bei den Systemnutzungsentgelten der Fall ist. Fraglich ist jedoch, ob es eine gesetzliche Vorgabe hinsichtlich der Einführung von z.B. zeit- und/oder lastvariablen Strompreisen gibt bzw. solchen, die die EnEff-RL 2012 (Anhang XI Z 3) vorschlägt. Geregelt ist zunächst nur folgendes: Vor dem Hintergrund des Konsumentenschutzes und der Förderung des freien Wettbewerbs haben die Versorger nach § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Kunden, die mit elektrischer Energie beliefert werden, ohne dass ihr Verbrauch über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen und nach Anzeige an die Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Änderungen hinsichtlich dieser Allgemeinen Geschäftsbedingungen und auch der vertraglich vereinbarten Entgelte sind nur nach Maßgabe des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches und des Konsumentenschutzgesetzes zulässig und sind dem Kunden persönlich schriftlich bzw. auf dessen Wunsch elektronisch mitzuteilen.²⁶⁰ Sollte der Lieferant somit Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Entgelte vornehmen wollen, so hat er den Verbraucher drei Monate vor dem in Kraft treten dieser Änderung schriftlich darüber zu informieren. Zudem ist u.a. der Energiepreis in Cent/kWh (inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben) in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen anzugeben.

²⁵⁸ In diesem Zusammenhang ist jedoch das Netznutzungsentgelt für negative Regelreserve nach § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2015 hinzuweisen.

²⁵⁹ Vgl. Hauer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 45 Rz. 10.

²⁶⁰ § 80 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EIWOG 2010.

Die Rechnungen an die Endverbraucher sind nach § 81 Abs. 1 EIWOG 2010 transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten. Sofern das Systemnutzungsentgelt und die elektrische Energie zusammen abgerechnet werden, sind die Komponenten Systemnutzungsentgelt, Steuern/Abgaben sowie der Energiepreis getrennt und transparent auszuweisen, was zu einer besseren Übersichtlichkeit beiträgt. Dabei hat die Angabe des Energiepreises auf jeden Fall in Cent/kWh unter Anführung eines allfälligen Grundpreises zu erfolgen. Ferner ist auch der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit und ein Vergleich zum Vorjahreszeitraum anzugeben, § 81 Abs. 3 Z 6 EIWOG 2010. Netzbetreiber und Lieferanten haben die Verbrauchs- und Abrechnungsdaten für drei Jahre aufzubewahren und dem Kunden bzw. auf dessen Anweisung an einen Dritten zu übermitteln (§ 81 Abs. 4 EIWOG 2010), womit erleichtert wird, dass sich der Kunde seine Verbräuche in Relation setzen und sich einen besseren Überblick verschaffen kann. Zudem kann er sich damit leichter Vergleichsangebote durch einen anderen Lieferanten einholen.

Aus diesen Vorgaben ist noch nicht zu schließen, ob die Lieferanten variable Strompreise anbieten können bzw. müssen. Es scheint allerdings sachgerecht, dass die Kunden persönlich darüber informiert werden, sofern der Lieferant neue Strompreisemodelle einführt, um dem Kunden die Möglichkeit zu geben, ein solches zu wählen.

Allerdings ist nunmehr in § 81 Abs. 7 EIWOG 2010 verankert, dass die Regulierungsbehörde bei begründetem Verdacht auf intransparentes Marktverhalten bezüglich Mehrfachtarifzeiten in Verbindung mit intelligenten Messgeräten die Möglichkeit hat, den Lieferanten mittels Verordnung Vorgaben zur Transparenz²⁶¹ dieser Tarife zu machen. Ferner kann die Regulierungsbehörde den Lieferanten vorgeben, mindestens einen zeitunabhängigen Tarif anzubieten. Auch wenn diese Vorgabe wenig konkret ist, lässt sich dennoch folgendes herauslesen: Die Lieferanten sind wohl befugt, nicht jedoch verpflichtet, Mehrfachtarifzeiten, also Tarife mit zeitvariablen Komponenten, einzuführen. Die Einführung derartiger Tarife wird somit wohl vom Markt des jeweiligen Lieferanten abhängen. Wie genau diese Tarife ausgestaltet sein sollen, wie viele unterschiedliche dieser neuartigen Preismodelle es pro Lieferant geben soll und was genau das jeweilige Ziel dieser Tarife sein soll, lässt die gesetzliche Vorgabe allerdings offen. Feststeht nur, dass derartige variablen (Mehrfach-) Tarifsysteme wohl die (viertelstündige) Verbrauchserfassung mittels Leistungsmessung oder Smart Meter voraussetzen, da sich die Tarifsätze täglich ändern können²⁶² und (ebenfalls) der Preistransparenz zu entsprechen haben, selbst wenn dies zunehmend schwieriger werden sollte.

Neben der Erforderlichkeit eines Smart Meters zwecks Verrechnung variabler Strompreise bedarf es der Transparenz dieser Tarife.²⁶³ Zu denken ist dabei vor allem an das konsumentenschutzrechtliche Transparenzgebot des § 6 Abs. 3 KSchG²⁶⁴ (aber genauso an

²⁶¹ Die Vorgaben der Regulierungsbehörde betreffen somit nur das Erfordernis der Transparenz, nicht hingegen die genaue Ausgestaltung dieser Preismodelle.

²⁶² Ein HT/NT-Strompreis, der den Verbraucher animiert, seinen Stromverbrauch in die NT zu verlagern, ist auch ein zeitvariabler Tarif, der auch mit dem konventionellen Ferraris-Zähler möglich ist.

²⁶³ Die Rechtslage ist insofern nicht mit variablen Systemnutzungstarifen vergleichbar: Der variable Systemnutzungstarif beruht nämlich nicht auf privatautonomer Vereinbarung, sondern auf hoheitlicher (regulierungsbehördlicher) Festsetzung und unterliegt daher schon ex definitione nicht den konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen des Transparenzgebotes.

²⁶⁴ Bundesgesetz vom 08.03.1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz-KSchG), BGBl. I 2014/33. Dazu u.a. *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 210 ff.

§§ 864a, 879 Abs. 1 und 3 ABGB²⁶⁵). Danach ist eine in Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder Vertragsformblättern enthaltene Vertragsbestimmung unwirksam, wenn sie unklar oder unverständlich verfasst ist. Das bedeutet, dass die Vertragsbestimmungen durchschaubar, klar, fair und verlässlich ausgestaltet sowie vor Vertragsabschluss bekannt sein müssen, damit der Verbraucher nicht über die Rechtsfolgen im Unklaren gelassen wird.²⁶⁶ Dem Verbraucher ist es nämlich nicht zumutbar, einer Bestimmung durch Auslegung einen Inhalt zuzuordnen, welcher sich nicht schon klar und verständlich aus ihrem Text ergibt.²⁶⁷ „Die transparente und umfassende Information des Kunden ist eine der Säulen der Liberalisierung des Strommarktes“²⁶⁸. Das hat zur Folge, dass der Kunde u.a. leicht erkennen können muss, welchen Preis er für eine kWh reine Energie zu zahlen hat, zumal seine wirtschaftlichen Interessen betroffen sind.²⁶⁹ Dieses Erfordernis der Preistransparenz gilt jedoch nicht erst bei der Rechnungslegung, sondern bereits dann, wenn der Lieferant seine Preismodelle (z.B. im Internet) bekanntgibt sowie bei den Vertragsbestimmungen und den Allgemeinen Geschäftsbedingungen.²⁷⁰ Eine solche verständliche Verbraucherinformation dient sowohl der Preiswahrheit als auch der Preisklarheit, sodass der Verbraucher die Möglichkeit einer besseren und einfacheren Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Angeboten einzelner in- und ausländischer Lieferanten wahrnehmen und damit den Wettbewerb fördern kann.²⁷¹ Nur ein funktionierender Wettbewerb ist in der Lage, niedrigere Preise, bessere Qualität, Innovation und Effizienzsteigerung zu bewirken.²⁷² Die Anforderungen an die Transparenz sind v.a. dann recht hoch anzusetzen, wenn die spätere Vertragsbestimmung entscheidend für den Verbraucher ist, den Vertrag in dieser Form abzuschließen, eine darauf bezogene Frage während der Vertragslaufzeit relevant wird und je mehr die Regelung von den Erwartungen des Durchschnittskunden abweicht.²⁷³

Dies ist hier aufgrund der Neuartigkeit und Komplexität der verschiedenen möglichen Preismodelle der Fall, die zudem entscheidend von der Kundenakzeptanz abhängen. Diese müssen den Verbrauchern somit ganz explizit und verständlich aufgeschlüsselt werden. So ist es bei einem Mehrfachtarif, also einem zeitvariablen Stromtarif, erforderlich, dass der Verbraucher mit einem Blick ablesen kann, in welchem Zeitabschnitt (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) welcher Preis in Cent/kWh Energie zu zahlen ist und somit für sich entscheiden kann, ob dieser Tarif für ihn Anreize setzt, sein Verbrauchsverhalten dementsprechend anzupassen. Allerdings dürfte in diesem Zusammenhang ein HT/NT-Modell diesem Umstand nicht ausreichend gerecht werden.

Demgegenüber dürfte ein lastvariabler Strompreis, der aufgrund der nicht vorhersehbaren Einspeisung an erneuerbaren Energien ins Netz und der dabei vorherrschenden Netzlast

²⁶⁵ Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch für die gesamten deutschen Erbländer der Oesterreichischen Monarchie, BGBl. I 2015/35.

²⁶⁶ Anhang I Z 1 lit. a EltRL 2009; OGH 05.06.2007, 10 Ob 67/06k; Riedler, Rechtswidrige AGB, ÖJZ 2009/70, 639 (642).

²⁶⁷ Graf, in: Kletečka/Schauer, ABGB-ON 1.01 § 864a Rz. 33; Krejci, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 212.

²⁶⁸ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

²⁶⁹ Anhang VII Z 1.2 Energieeffizienzrichtlinie 2012; VwGH, 28.01.2009, 2008/05/0244; EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106; Korinek, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (172).

²⁷⁰ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

²⁷¹ Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91 (94). Vgl. auch Art. 9 Abs. 2 lit. d Energieeffizienzrichtlinie 2012.

²⁷² Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91.

²⁷³ Korinek, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (172).

nicht genauso exakt vorher festgelegt werden kann wie der zeitvariable Strompreis, also in seiner Höhe nicht von vornherein feststeht, noch höhere Voraussetzungen an die konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen hinsichtlich Bestimmtheit, Klarheit und Vorhersehbarkeit stellen. In diesem Fall dürfte die Angabe eines Preisbandes (z.B. Kosten je kW/h Energie bei hoher Netzlast/geringer Einspeisung an Strom aus erneuerbaren Energiequellen, Kosten in Cent/kWh Energie bei normaler Netzlast/normaler Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Kosten je kW/h Energie bei geringer Netzlast/hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen). Daher bedarf es der genauen Erklärung, aus welchen Gründen sich wann der Tarif ändert. Zudem müssen die Verbraucher auch darüber informiert werden, auf welche Art und Weise sie aktuelle Informationen über die geltenden Tarife erhalten können²⁷⁴ und zudem müssen die (wirtschaftlichen) Auswirkungen derartiger Preismodelle klar und verständlich erläutert werden, vor allem dann, wenn ein solcher variabler Stromtarif (im Vergleich zum bestehenden starren) sich nur dann günstiger auswirkt, wenn der Kunde auch tatsächlich daran (aktiv) mitwirkt. Im Liefervertrag müssten der Verbraucher und der Lieferant festhalten, wie der Verbraucher hinsichtlich der Tarife der nächsten Tage zu informieren ist (z.B. SMS oder E-Mail).

Zusätzlich müssen die Lieferanten jedoch auch einen zeitunabhängigen Standardtarif, der also durchgehend einen einheitlichen Energiepreis vorsieht, anbieten, was wohl für die Verbraucher gedacht ist, die entweder (noch) keinen Smart Meter haben oder diesen nur auf Basis der täglichen Verbrauchswerten (und nicht der Viertelstundenwerte) verrechnet bekommen und sich in ihrem Verbrauchsverhalten nicht umstellen wollen, da derartige Tarife dem Verbraucher keinen Anreiz bieten, den Energieverbrauch zu verschieben oder einzuschränken.

5.2.2.3 Ergebnis und Änderungsvorschlag zum variablen Strompreis

Die Einführung variabler Strompreise ist nach der vorhandenen österreichischen Rechtslage ebenfalls möglich, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.²⁷⁵ Da das EIWOG 2010 jedoch keine diesbezüglichen konkreten Vorgaben für die Ausgestaltung solcher neuer Preismodelle beinhaltet, haben die Lieferanten einen weiten Gestaltungsspielraum. Allerdings gilt es dabei u.a. das Gebot der Preistransparenz i.S.v. § 6 Abs. 3 KSchG zu wahren. Da jedoch die verschiedenen Preismodelle der einzelnen Lieferanten stark auseinanderfallen können, besteht die Gefahr, dass der Endverbraucher die schwankenden Strompreise nicht mehr nachvollziehen und auch nicht mit den Preismodellen anderer Lieferanten (evtl. vor dem Hintergrund eines geplanten Lieferantenwechsels) vergleichen kann. Es erscheint somit sinnvoll, die Lieferanten zu verpflichten, bei den zeitvariablen Stromtarifen die einzelnen Zeiteinheiten (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) aufzulisten und den in diesen einzelnen Zeiteinheiten geltenden Energiepreis in Cent/kWh anzugeben. Bei den lastvariablen Stromtarifen bedarf es hingegen der Auflistung der geltenden Energiepreise in Cent/kWh in Abhängigkeit der Last im Netz, die dem Verbraucher genau zu definieren ist, bzw. eines Preisbandes. Der exakte Preis ist dem Verbraucher sodann mittels eines – vertraglich zuvor bestimmten – geeigneten Kommunikationsmittels (z.B. Web-Portal, SMS) am Vortag mitzuteilen, damit er die Möglichkeit hat, seine Verbräuche der Netzlast auch

²⁷⁴ Anhang I Z 1 lit. a der EltRL 2009.

²⁷⁵ Art. 3 Abs. 11 EltRL 2009; Anhang XI Z 3 Energieeffizienzrichtlinie 2012.

anzupassen. Bei beiden Preismodellen erscheint – gerade vor dem Hintergrund des Transparenzgebots – die Angabe eines Durchschnittspreis in Cent/kWh sinnvoll zu sein, um dem Verbraucher eine bessere Vergleichsmöglichkeit zu gewährleisten, damit er von seinem Recht zum Lieferantenwechsel in kundenfreundlicher Weise Gebrauch machen kann.²⁷⁶ Ein neuartiges Strompreismodell kann dem Verbraucher nämlich nur dann erfolgreich angeboten werden, wenn er dieses zum einen verstehen und nachvollziehen kann und zum anderen die Möglichkeit sieht, sein individuelles Verbrauchsverhalten dementsprechend zu ändern und anzupassen und somit von den monetären Anreizen zu profitieren.

5.2.3 Regelreserve

Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und der dadurch erschwerten Aufrechterhaltung der Netzstabilität wird in Zukunft auch der Regelenergiebedarf, besonders im Bereich der Minutenreserve, verstärkt an Bedeutung gewinnen.²⁷⁷ Der Grund dafür liegt darin, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen produzieren, wenn die Sonne scheint (Photovoltaik) oder der Wind weht (Windkraft). Die Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern wird daher aufgrund von (Wetter)Prognosen geplant. Abweichungen zwischen den Planwerten und den tatsächlichen Werten beeinflussen den Bedarf an Regelenergie ebenso wie die Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch. Für einen zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb muss das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromabnahme eingehalten werden, was voraussetzt, dass zeitgleich so viel an Energie von den Erzeugern ins Netz eingespeist wird, wie die Verbraucher entnehmen.²⁷⁸ Die Übertragungsnetzbetreiber sind für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb innerhalb ihrer Regelzone verantwortlich. Ist die Erzeugung nicht deckungsgleich mit dem Verbrauch, muss das notwendige Gleichgewicht mittels netz- und marktbezogenen Maßnahmen (also zusätzlichen Einspeisungen bzw. Entnahmen)²⁷⁹ wieder hergestellt werden. Dafür muss somit ein ausreichendes Leistungspotential als notwendige Reserve vorgehalten werden, was in Form von Regelenergie erfolgt. Dabei unterscheidet man zwischen der positiven und der negativen Regelenergie. Die positive Regelenergie wird benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung den Verbrauch nicht decken kann, also eine Unterversorgung entsteht. Dies hat zur Folge, dass die Frequenz im Netz sinkt. Es bedarf somit in diesem Fall der Erzeugung zusätzlicher Leistungen bzw. der Reduzierung des Verbrauchs. Die negative Regelenergie wird hingegen benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung höher als der Verbrauch ist. Durch diesen Erzeugungsüberschuss steigt die Netzfrequenz. Es ist in diesem Fall erforderlich, die erzeugte Leistung zu senken bzw. den Verbrauch zu erhöhen. Würde man derartige Maßnahmen unterlassen, käme es zu Frequenzschwankungen die Instabilitäten des Systems bewirken. Die Wiederherstellung des Gleichgewichts geschieht vorwiegend durch den Abruf von Regelenergie durch den Regelzonenführer. Regelenergie als

²⁷⁶ So auch *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 154.

²⁷⁷ Zum Thema der Regel- und Ausgleichsenergie u.a. *Metzler*, Regelenergie und Ausgleichsenergie, ZTR 2013, 242 ff.

²⁷⁸ *Fickers*, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 f.

²⁷⁹ Unter „Frequenzhaltung“ verstehen die TOR (Teil A, Version 1.8, S. 29) „Maßnahmen zur Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Änderung der Wirkleistungserzeugung (Wirkleistungsregelung). Sie erfolgt durch Aktivieren der Primär- und Sekundärregelreserve (Primär- und Sekundärregelung) sowie der Nutzung von Minutenreserve (Tertiärregelung) in den Kraftwerken und umfasst auch Maßnahmen zur Lastanpassung auf Verbraucherebene“.

Leistungsreserve muss somit in ausreichendem Maße innerhalb jeder Regelzone verfügbar sein, um auch weiterhin eine sichere und zuverlässige Energieversorgung selbst bei unvorhergesehenen Ereignissen garantieren zu können. Davon umfasst ist der Bereich, der von den Übertragungsnetzen abgedeckt wird, was auch die Verteilernetze mitumfasst. Daraus folgt, dass die Verteilernetzbetreiber nicht für den physikalischen Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch zuständig sind.²⁸⁰ Nach Art. 15 Abs. 6 EitRL 2009 beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber die Energie, die sie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven in ihrem Netz verwenden, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren. Innerhalb der Regelenergie unterscheidet man zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Tertiärregelleistung).²⁸¹

5.2.3.1 Primärregelung

Unter der Primärregelung versteht man nach der Grundsatzbestimmung des § 7 Abs. 1 Z 58 EIWOG 2010²⁸² eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gem. eingestellter Statikkennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt. Diese Aktivierung muss min. 30 Minuten zur Verfügung stehen. Die Primärregelung sorgt solidarisch länderübergreifend in jedem Synchrongebiet des europäischen Verbundnetzes (ENTSO-E-Netz²⁸³), für eine stabile Netzfrequenz, unabhängig davon, in welcher Regelzone die Störung eingetreten ist.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 67 Abs. 1 EIWOG 2010²⁸⁴ erfolgt die Bereitstellung der Primärregelleistung mittels einer vom Regelzonenführer (der APG) oder einem Beauftragten regelmäßig, jedoch mindestens halbjährlich durchzuführenden Ausschreibung, der ein transparentes Präqualifikationsverfahren²⁸⁵ vorausgeht. Nur die Anbieter, die in diesem Präqualifikationsverfahren als geeignet eingestuft werden, sind zur Teilnahme an der Ausschreibung berechtigt.²⁸⁶ Das Mindestgebot bei der wöchentlichen Ausschreibung durch die APG beträgt 2 MW, da die im Primärregelsystem pro Anlage vorzuhaltende Leistung min. 2 MW zu betragen hat.²⁸⁷ Sofern der Anbieter den Zuschlag erhält, muss er in der folgenden Woche (Montag 00.00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr) seine gesamte positive und negative Primärregelleistung ununterbrochen zur Verfügung halten.²⁸⁸ Erfolgt die Ausschreibung am

²⁸⁰ Hauer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 22 Rz. 10.

²⁸¹ Ausführlich dazu: Reiter, Frequenz-Leistungsregelung, S. 64 ff.

²⁸² So auch die Begriffserklärung in TOR-Teil A, Version 1.8, S. 45.

²⁸³ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ist der europäische Verbund aller Stromübertragungsnetzbetreiber innerhalb der EU gemäß Art. 5 der Verordnung 2009/714/EG. Auf betrieblicher Ebene erfolgt eine Unterteilung nach den einzelnen synchronen Gebieten bzw. Regionalgruppen: Kontinentaleuropa, Nordeuropa, Baltikum, Großbritannien und Irland.

²⁸⁴ § 37 Bgld. ElWG 2006; § 48 Kärntner ElWOG 2011; § 43 NÖ ElWG-Novelle 2012; § 50a Oö. ElWOG 2006; § 8b Salzburger LEG 1999; § 33b Stmk. ElWOG 2005; § 39 TEG 2012; § 31a Vorarlberger ElWG; § 52 WEIWG 2005.

²⁸⁵ Dieses Präqualifikationsverfahren ist notwendig, damit nur verlässliche Teilnehmer am Markt auftreten und somit die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden kann. Ausführlich dazu die APG, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>.

²⁸⁶ § 67 Abs. 2 EIWOG 2010.

²⁸⁷ § 67 Abs. 4 EIWOG 2010.

²⁸⁸ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

Dienstag negativ, wird also die erforderliche Ausschreibungsmenge nicht erreicht, wird die verbleibende Leistung am Donnerstag nochmals ausgeschrieben. Wird auf diesem Wege immer noch nicht die Gesamtmenge von derzeit +/- 67 MW erreicht, hat der Regelzonenführer geeignete Anbieter von Primärregelleistung gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung der Primärregelleistung verpflichtet²⁸⁹ (sog. Einweisung).²⁹⁰ Die Primärregelleistung wird nach § 66 Abs. 2 Z 1 i.V.m. § 68 Abs. 1 EIWOG 2010 durch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW finanziert.²⁹¹ Die Zuteilung der Kosten bestimmt sich nach dem Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen. Die Beiträge werden gem. § 68 Abs. 2 EIWOG 2010 durch den Regelzonenführer vierteljährlich verrechnet und erhoben.

Zur Erbringung der Primärregelung können somit lediglich bestimmte Großkraftwerke mit einer speziellen Regeleinrichtung eingesetzt werden, die zudem in der Lage sind, innerhalb von 30 Sekunden ihre Leistungsabgabe zu erhöhen bzw. zu verringern und diese zumindest 30 Minuten halten zu können. Besonders gut dafür geeignet sind Wasserkraftwerke, da sie über eine hohe Erzeugungsleistung und große Laständerungsgeschwindigkeiten verfügen.²⁹² Allerdings können geeignete Industriebetriebe als Verbraucher ihre Anlagen ebenso vermarkten. Aufgrund des Wortlauts von § 67 Abs. 4 EIWOG 2010²⁹³ (vorzuhaltende Leistung von min. 2 MW „pro Anlage“) wird es jedoch nicht möglich sein, dass sich mehrere Industriebetriebe bzw. Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk oder einem Pool zusammenschließen. Das Mindestgebot von 2 MW muss somit derzeit von einer einzelnen technischen Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit angeboten und nach erfolgtem Zuschlag bereitgehalten werden. Dafür erhält der Anbieter den von ihm geforderten Leistungspreis. Einen zusätzlichen Arbeitspreis bekommt er allerdings im Rahmen der Primärregelleistung nicht gezahlt: Er bekommt also weder seine gelieferte Primärregelenergie zusätzlich vergütet, noch muss er die übernommene Primärregelenergie bezahlen.²⁹⁴

5.2.3.2 Sekundärregelung

Liegt eine längere Beeinträchtigung – also ein Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage vor – wird nach maximal 30 Sekunden bzw. bereits parallel zur Primärregelung die etwas langsamere Sekundärregelung automatisch in Gang gesetzt. Dies hat den Sinn, die Primärregelung zu entlasten, damit diese bei erneutem Bedarf wieder zum Netzausgleich zur Verfügung steht. Die Sekundärregelung ist eine vollautomatisch wirksam werdende und erforderlichenfalls ergänzend manuell angesteuerte Rückführung der Frequenz und der Austauschleistung mit anderen Regelzonen auf die Sollwerte nach Störung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen

²⁸⁹ Seit 2013 besteht eine Kooperation mit dem Schweizer TSO Swissgrid zur teilweise gemeinsamen Beschaffung von Primärregelreserve. 2014 wurde diese Kooperation ausgeweitet, es erfolgt nun eine gemeinsame Beschaffung nicht nur für APG und Swissgrid, sondern darüber hinaus auch für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH) und den niederländischen TSO (TenneT TSO B.V.) und teilweise für Dänemark. Mit Umsetzung des Projekts wurde der größte einheitliche Markt für Primärregelreserven in Europa mit insgesamt 783 MW ausgeschriebener Leistung geschaffen.

²⁹⁰ § 67 Abs. 5 EIWOG 2010.

²⁹¹ Ausführlich dazu: *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 41 Rz. 2 ff.

²⁹² *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: *Energieinstitut an der JKU Linz*, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 11.

²⁹³ Grundsatzbestimmung.

²⁹⁴ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

oder dezentralen Einrichtungen. Die Sekundärregelung umfasst auch die Ausfallreserve²⁹⁵. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen, § 7 Abs. 1 Z 62 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).²⁹⁶ Die Sekundärregelung sorgt allerdings nur innerhalb der jeweiligen Regelzone, in der die Störung eingetreten ist, für den Ausgleich von Leistungsdefiziten und Leistungsüberschüssen und muss somit von diesem Regelzonenführer eigenverantwortlich eingesetzt werden. Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt nach Durchführung eines transparenten Präqualifikationsverfahrens gem. § 69 Abs. 1 EIWOG 2010 mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, die durch den jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchgeführt werden. Die Bedingungen für die Beschaffung sind durch die Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Die Höhe der auszuschreibenden und bereitzustellenden Leistung hat nach § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 den Anforderungen des Europäischen Verbundbetriebes zu entsprechen und ist vom Regelzonenführer festzulegen. Dementsprechend hat die APG das Mindestgebot bei den wöchentlichen Ausschreibungen²⁹⁷ auf 5 MW pro Anbieter beziffert.²⁹⁸ Erfolgt die Ausschreibung mehrfach erfolglos und wird die benötigte Gesamtmenge von +/- 200 MW nicht erreicht, z.B. weil sich zu wenige Anbieter an der Ausschreibung beteiligt haben, hat der Regelzonenführer diskriminierungsfrei geeignete Erzeuger gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung und Erbringung der Sekundärregelung zu verpflichten (sog. Einweisung).²⁹⁹ Die Sekundärregelung finanziert sich nach § 69 Abs. 1 EIWOG 2010 zu 78% über das Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010 i.V.m. § 8 SNE-VO 2012), das arbeitsbezogen von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW an den Regelzonenführer zu entrichten ist, sowie im Übrigen über die Entgelte der Ausgleichsenergie.

Aufgrund dieser Vorgaben kann auch die Leistungserbringung für die Sekundärregelung ebenfalls durch spezielle Großkraftwerke mit einer entsprechenden Regeleinrichtung erbracht werden. Dies geschieht in Österreich derzeit vornehmlich durch den Einsatz von (Pump-)speicherkraftwerken – der derzeit flexibelsten Technologie zur Bereitstellung von Regelennergie. Möglich ist allerdings auch die Beteiligung geeigneter Industriebetriebe an der Erbringung der Sekundärregelleistung. Allerdings ist es aufgrund des Wortlauts von § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 – anders als bei der Leistungsvorhaltung im Rahmen der Primärregelung – nicht vorausgesetzt, dass diese bereitzustellende Leistung von 5 MW in einer einzelnen technischen Anlage erbracht werden muss. Daher ist auch der Zusammenschluss mehrerer Industriebetriebe und/oder Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk bzw. einem Pool möglich, um die erforderliche Mindestleistung bereitzustellen. Dafür erhält der Anbieter den von ihm geforderten Leistungspreis. Zusätzlich erhält der Anbieter einen Arbeitspreis, wenn tatsächlich Energie geliefert oder bezogen werden musste.

²⁹⁵ Bei der Ausfallreserve handelt es sich um jenen Anteil der Sekundärregelung, der automatisch oder manuell angesteuert werden kann und vorrangig der Abdeckung des Ausfalls des größten Kraftwerksblocks in der Regelzone dient, § 7 Abs. 1 Z 2a EIWOG 2010.

²⁹⁶ Dazu auch die Begriffsbestimmung in TOR-Teil A, Version 1.8, S. 51.

²⁹⁷ Diese finden dienstags von 09.00 Uhr bis 14.00 Uhr statt.

²⁹⁸ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>.

²⁹⁹ § 69 Abs. 4 EIWOG 2010.

5.2.3.3 Tertiärregelung

Schließlich ist noch die Tertiärregel (Minutenreserve bzw. 15-Minuten-Reserve) vorgesehen, die bei einem Leistungsdefizit oder -überschuss spätestens nach 15 Minuten bzw. schon parallel zur Sekundärregelung auf Anforderung des Regelzonenführers zum Einsatz kommt. Sie stellt also das längerfristig wirksam werdende, manuell oder automatisch ausgelöste Abrufen von elektrischer Leistung dar, die zur Unterstützung bzw. Ergänzung der Sekundärregelung bzw. zur längerfristigen Ablösung von bereits aktivierter Sekundärregelleistung dient (Minutenreserve).³⁰⁰ Der Einsatz der Minutenreserve ist somit erforderlich, wenn große Leistungsbilanzstörungen innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers eintreten und die Sekundärregelung entweder alleine nicht ausreicht oder diese bei andauernden Störungen entlastet werden muss.³⁰¹ Die Tertiärregelleistung muss so bemessen sein, dass innerhalb von 15 Minuten zusammen mit der Sekundärregelreserve genügend Leistung zur Kompensation des Ausfalls der größten Erzeugungseinheit verfügbar ist.³⁰² Laut der APG beträgt derzeit das Mindestgebot je Anbieter und Zeitintervall 5 MW pro Block und das Maximalgebot 50 MW pro Block.³⁰³ Die Minutenreserve wird wöchentlich ausgeschrieben, wobei sich nur die präqualifizierten Anbieter beteiligen können. Durch die Tertiärregelung wird also die Minutenreserve mobilisiert. Die Minutenreserve beinhaltet die geringsten technischen Anforderungen. Erfolgt die Ausschreibung z.B. aufgrund zu weniger Angebote erfolglos, und wird die benötigte Leistungserhöhung von + 280 MW und die Leistungsreduktion von - 125 MW nicht erreicht, werden die gültigen Angebote akzeptiert und die Fehlmengen erneut ausgeschrieben. Bestehen sodann immer noch Fehlmengen, kommt es zu einem „Last Call“.³⁰⁴ Die für die Tertiärregelung notwendige Energie über das Ausgleichsenergiepreissystem wird über den Bilanzgruppenkoordinator abgerechnet.

Die Erbringung der Tertiärregelung erfolgt vorwiegend durch das Zuschalten von schnellstartenden Erzeugungsanlagen wie Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerken, beinhaltet aber auch die Lastanpassung auf Verbraucherebene, also durch Reduzierung der Abgabe an Großabnehmer.³⁰⁵ Neben einzelnen klassischen Kraftwerken oder großen Verbrauchern können im Bereich der Minutenreserve auch virtuelle Kraftwerke bzw. Kraftwerkspools eingesetzt werden. Durch die Bündelung vieler kleiner dezentraler Erzeugungseinheiten bzw. Verbrauchseinheiten erreichen sie die Mindestangebotsgröße von 5 MW je Block und sind damit in der Lage, an der Tertiärregelleistung, die im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung eine längere Aktivierungszeit und eine kürzere Ausschreibungsdauer beinhaltet, teilzunehmen. Durch die Einbindung von abschaltbaren Lasten (z.B. Industriebetriebe mit regelmäßigen Verbrauchszyklen) in das virtuelle Kraftwerk kann auch negative Regelenergie bereitgestellt werden.³⁰⁶ Wird die „Marketmaker-Ausschreibung“ gewählt, erhält der Anbieter einen Leistungspreis (für die Vorhaltung der

³⁰⁰ § 7 Abs. 1 Z 67 ElWOG 2010 (Grundsatzbestimmung). Dazu auch die Begriffsbestimmung in TOR-Teil A, Version 1.8, S. 57 f.

³⁰¹ Fickers, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 (18).

³⁰² TOR-Teil B, Version 2.0, 12; Mair, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 11.

³⁰³ APG, Ausschreibung der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>.

³⁰⁴ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>.

³⁰⁵ Raschauer, Handbuch, S. 80.

³⁰⁶ Wissner, Produktivität in der Energiewirtschaft, S. 25.

Regelleistung) und einen Arbeitspreis (wenn die Anlage tatsächlich abgerufen wird); bei der kurzfristigen „Day-ahead-Ausschreibung“ erhält der Anbieter hingegen keinen Leistungspreis sondern nur den Arbeitspreis gezahlt.³⁰⁷ Im Falle der negativen Tertiärregelung, also wenn der Anbieter Strom aus dem Netz entnimmt, hat er den von ihm gebotenen Arbeitspreis zu entrichten (der aber auch negativ sein kann).

5.2.3.4 Ergebnis und Änderungsvorschläge zur Regelreserve

Die vorangestellten Darstellungen umreißen das System von Regel- und Ausgleichsenergie im geltenden Elektrizitätswirtschaftsrecht und zeigen, dass sich auch Großverbraucher daran beteiligen können, was in den aktuellen Präqualifikationsbedingungen des Regelzonenführers auch vorgesehen ist und verstärkt auch realisiert wird. Zweifellos haben jedoch die Veränderungen in der tatsächlichen Energieaufbringung – während früher die Wasserkraft die einzige nicht exakt vorhersagbare Erzeugungstechnologie darstellte, nimmt mit dem stetigen Ausbau der regenerativen Energien der Anteil der nur bedingt planbaren Stromerzeugung zu – mit der Folge, dass durch diese stärker fluktuierende Erzeugung der Regel- und der Ausgleichsenergiebedarf steigen wird, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin aufrecht zu erhalten. Dies ist jedoch eine rein theoretische Beschreibung (Prognose) der tatsächlichen Verhältnisse in der Elektrizitätswirtschaft, die noch nicht zwangsläufig einen rechtlichen Änderungsbedarf impliziert. Der prognostizierte Mehrbedarf an Regel- und Ausgleichsenergie kann nach den bisherigen gesetzlichen Regeln für die Aufbringung, Zuordnung und Finanzierung der Regel- und Ausgleichsenergie abgewickelt werden.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann es jedoch angeraten erscheinen, dass zwingend vorzuhaltende Maß an Regelenergie zu erhöhen. Wie hoch das im Interesse der Versorgungssicherheit gebotene Reservemaß angesichts der zunehmenden Produktionsunsicherheiten, die mit der Energieaufbringung über erneuerbare Energien verbunden ist, sein soll, ist zuvor eine technische Frage, in weiterer Folge auch eine rechtspolitische Frage, nämlich die Frage nach dem gewünschten Sicherheitsmaß der Versorgungssicherheit (bzw. umgekehrt der Risikobereitschaft). Das Maß der vorzuhaltenden Regelenergie ist de lege lata nicht gesetzlich, sondern durch zunächst außerrechtliche, technische Standards festgeschrieben (dies unbeschadet des Umstandes, dass die Rechtsordnung auf solche technischen Regelungen immer wieder rekurriert). Diese Überlegungen machen aber deutlich, dass allfällige Änderungen in der technischen oder rechtspolitischen Einschätzung zum Bedarf an Regelenergiereserve keine Änderung des österreichischen Gesetzes- oder Ordnungsrechts bedingen.

Sofern es technisch machbar ist, dass die Primärregelleistung durch ein Kraftwerkspool aus Kraftwerken und geeigneten Industrieanlagen erbracht wird, bedürfte es einer gesetzlichen Änderung dahingehend, dass in § 67 Abs. 4 ElWOG (Grundsatzbestimmung) nicht mehr die

³⁰⁷ Ausführlich dazu: APG, Ausschreibungsbedingungen für die Tertiärregelung und die Ausfallreserve, abrufbar unter:
http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCEQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.apg.at%2Fde%2Fmarkt%2F~%2Fmedia%2FAPG%2Fmarkt%2FTRL_Anlage_3.ashx&ei=5fkVZLKDcTYPaO4gNgM&usg=AFQjCNEUFiynxMIWRrAttWD_0DQ1XDEFDw&bvm=bv.89744112,d.d24.

vorzuhaltenden Leistung von min. 2 MW „pro Anlage“³⁰⁸ gefordert wird, sondern „pro Anbieter“. Damit ist dann unerheblich, ob die Leistung von 2 MW mittels einer einzelnen Anlage angeboten und vorgehalten wird oder mittels eines Kraftwerkspools, der aus unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen besteht. Ausschlaggebend ist allerdings, dass sich die Anbieter, die sich zur Erbringung von Primärregelleistung verpflichtet haben, dieser Verpflichtung auch ununterbrochen nachkommen können, indem sie ihre Anlagen in Betrieb halten. Allerdings ist es unerheblich, in welchen Anlagen er die Leistung jeweils vorhält, solange er die vereinbarte Summe stets erreicht.³⁰⁹

*Im Rahmen der Primärregelleistung bedürfte es sodann auch der Änderung von §§ 37 Abs. 4 bzw. 8 (in beiden Absätzen steht der gleiche Inhalt...) Bgld. EIWG 2006, 43 Abs. 4 NÖ EIWG 2005, § 52 Abs. 2 S. 1 WEIWG 2005 da diese die Einladung von Erzeugern, die technisch geeignete Erzeugungsanlagen betreiben, zur Ausschreibung vorsehen.*³¹⁰

Zudem bedürfte es der Änderung der Grundsatzbestimmung des § 23 Abs. 2 Z 6 EIWOG 2010³¹¹, wonach der Regelzonenführer zum Abruf der „Erzeugungsanlagen“ zur Aufbringung der Regelenergie verpflichtet ist. Sofern sich auch große Verbraucher, entweder alleine oder im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks, an der Erbringung der Regelenergie beteiligen, ist diese Wortwahl unpassend und wohl besser durch „technische Einheit“ zu ersetzen.

5.2.4 Engpassmanagement

Auch das Engpassmanagement kann zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit herangezogen werden.

Sofern die vorhandenen Leitungskapazitäten nicht ausreichen, um sämtlichen Anträgen hinsichtlich des Netzzugangs zu entsprechen, so haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass Strom aus erneuerbaren Energieträgern grds. Vorrang hat, § 20 EIWOG 2010.³¹² Das bedeutet, dass aufgrund eines absoluten Ökostrom-Vorrangs die verbleibenden Kapazitäten zunächst an Strom aus erneuerbaren Energieträgern vergeben werden und sodann erst der konventionell erzeugte Strom Berücksichtigung findet.³¹³ Dieser Vorrang verhindert eine Abregelung der Ökostromanlagen, bis das sämtliche konventionelle Stromerzeugungsanlagen auf ein vertretbares Maß heruntergefahren wurden. Mit dieser Vorgehensweise soll gewährleistet werden, dass die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht nach dem ÖSG 2012 nicht durch die Regelungen des EIWOG 2010 beschnitten werden.³¹⁴ Dies steht auch mit den Zielsetzungen der §§ 4 ÖSG 2012 und 4 Z 5 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) in Einklang, wonach die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen und dieser der Netzzugang zu gewährleisten ist. Diese Vorgehensweise betrifft allerdings nur die

³⁰⁸ Diese Änderungsnotwendigkeit betrifft auch die Landesausführungsgesetze: § 37 Abs. 5 und Abs. 9 (in beiden Absätzen steht der gleiche Inhalt...) Bgld. EIWG 2006; § 48 Abs. 4 K-EIWOG; § 43 Abs. 5 NÖ EIWG 2005; § 50a Abs. 4 Oö. EIWOG 2006, § 31 Abs. 1 S. 3 Salzburger LEG; § 33 b Abs. 4 Stmk. EIWOG 2005; § 31a Abs. 1 S. 3 VlbG. EIWOG; § 52 Abs. 3 WEIWG 2005.

³⁰⁹ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/faq>.

³¹⁰ Vgl. auch § 31 Abs. Salzburger LEG 1999.

³¹¹ Und damit auch der Landesausführungsgesetze: § 37 Abs. 2 Z 6 Bgld. EIWG 2006; § 28 Abs. 2 lit. f K-EIWOG; § 43 Abs. 2 Z 6 NÖ EIWG 2005; § 39 Abs. 3 lit. f TEG 2012; § 31 Abs. 1 lit. f VlbG. EIWOG; § 42 Abs. 2 Z 6 WEIWG 2005.

³¹² Umgesetzt z.B. in § 31 NÖ EIWG 2005; § 21 VlbG. EIWOG; § 31 WEIWG 2005.

³¹³ Oberndorfer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 19 Rz. 6.

³¹⁴ Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 13 Rz. 15.

Regelzonenführer³¹⁵, also die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Übertragungsnetzen bei regelzonenüberschreitenden Stromlieferungen, zumal davon ausgegangen wird, dass die Verbindungsleitungen innerhalb der Regelzonen im Gegensatz zu den Grenzkuppelstellen kapazitätsmäßig derart ausgebaut sind, dass Engpässe derzeit praktisch nicht vorkommen bzw. ansonsten Engpässe innerhalb von Regelzonen zu bewirtschaften wären.³¹⁶

Sowohl die Verteilernetzbetreiber, als auch die Übertragungsnetzbetreiber und der Regelzonenführer sind verpflichtet, Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden.³¹⁷ Aufgrund der Vorgaben der TOR-Teil A³¹⁸ besteht ein Engpass im Netz dann, wenn durch die vorhandenen oder prognostizierten Leistungsflüsse Grenzwertüberschreitungen im elektrischen System oder von Betriebsmitteln oder Verletzungen des betrieblichen (n-1)-Kriteriums tatsächlich auftreten bzw. aufzutreten drohen und damit den Betrieb des elektrischen Systems gefährden. Derartige Engpässe können einerseits betrieblich kurzfristig aufgrund unvorhersehbarer Situationen wie Störungen (z.B. durch massive Änderungen der Erzeugung im Zuständigkeitsbereich eines Netzbetreibers oder durch Ringflüsse) und andererseits mittel- oder langfristig aufgrund von Revisions- bzw. Reparaturarbeiten auftreten, sofern durch solche Umstände einzelne Betriebsmittel nicht mehr verfügbar sind. Im Falle eines solchen Engpasses bedarf es des Engpassmanagements, was alle Maßnahmen beinhaltet, die einerseits zur Behebung des aufgetretenen oder zur Abwendung eines absehbaren Engpasses beitragen, was z.B. betriebliche Schaltmaßnahmen beinhaltet.³¹⁹

Sofern die Beseitigung des Engpasses, also der Störung, jedoch nicht anders abgewendet werden kann und bereits sämtliche netz- und marktbezogenen Maßnahmen ausgeschöpft wurden, ist auch der Zugriff auf die Ökostromanlagen zulässig. Sind somit Leistungen der Erzeuger erforderlich, indem diese ihre Erzeugung erhöhen oder einschränken bzw. die Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen verändern, hat dies der Übertragungsnetzbetreiber dem Regelzonenführer unverzüglich zu melden und ihm alle notwendigen Daten bekannt zu geben.³²⁰ Sodann hat der Regelzonenführer alle weiteren Anordnungen zu treffen.

Nach § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) haben die Ausführungsgesetze den Regelzonenführer zu verpflichten, Engpässe im Übertragungsnetz zu ermitteln, Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen durchzuführen sowie die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Sofern es für die Netzengpassbeseitigung erforderlich ist, schließt der Regelzonenführer mit Erzeugern Verträge, wonach diese zu Leistungen, also zur Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung bzw. zur Veränderung der Verfügbarkeit bei Erzeugungsanlagen, gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch die Leistungen verursacht werden, verpflichtet sind.³²¹ Dabei hat der Regelzonenführer sicherzustellen, dass Erzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, der Vorrang zu geben ist. Das bedeutet, dass der Regelzonenführer zur Beseitigung der Störung im

³¹⁵ Sonstige Marktregeln, Version 4.0, Kapitel 3, Punkt 2.3.1.1.

³¹⁶ Oberndorfer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 19 Rz. 1.

³¹⁷ § 45 Z 12 EIWOG 2012; § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010; § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmungen).

³¹⁸ Version 1.8, S. 27.

³¹⁹ TOR-Teil A, Version 1.8, S. 27; TOR-Teil B, Version 2.0, S. 26, TOR-Teil C, Version 2.0, S. 12.

³²⁰ § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung).

³²¹ Die entsprechende Grundsatzverpflichtung für die Erzeuger findet sich in § 66 Abs. 1 Z 6 EIWOG 2010.

Übertragungsnetz zunächst die Erzeuger heranzuziehen hat, mit denen er sich diesbezüglich vertraglich geeinigt hat. Dabei hat er jedoch den Vorrang der Ökostromanlagen zu berücksichtigen, sodass zunächst die konventionellen Stromerzeugungsanlagen soweit wie es technisch vertretbar ist, heruntergefahren werden müssen, bis das auch auf die Ökostromanlagen zugegriffen werden soll. Das entsprechende Entgelt als Gegenleistung ergibt sich aufgrund der vertraglichen Vereinbarung. Sofern jedoch die Störung in Form des Netzengpasses im Übertragungsnetz nicht allein durch die vertraglich gesicherten Erzeugungsanlagen beseitigt werden kann, sind sämtliche Erzeuger aufgrund der Verfassungsbestimmung des § 23 Abs. 9 ElWOG 2010 verpflichtet, auf Anordnung des Regelzonenführers die entsprechenden Leistungen zu erbringen.³²² Auch in diesem Fall ist sicherzustellen, dass der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen Vorrang einzuräumen ist, sodass auch hier zunächst auf die konventionellen Stromerzeugungsanlagen zugegriffen werden muss. Mangels vertraglicher Vereinbarung ergibt sich die Ermittlung des angemessenen Entgelts für diese Leistung aus der NEP-VO³²³. Allerdings legen die gesetzlichen Vorgaben eindeutig fest, dass nur der Regelzonenführer die dementsprechende Ermächtigung besitzt, sofern es sich um Engpässe im Übertragungsnetz handelt.

Da die vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen jedoch nicht wie die großen Kraftwerke ins Übertragungsnetz, sondern ins Verteilernetz einspeisen, stellt sich die Frage, wie der Netzengpass im bestehenden Verteilernetz behoben werden soll, da die gesetzlichen Vorgaben diesbezüglich keine näheren Vorgaben machen.

Die steigende Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in die Verteilernetze wurde in der aktuellen TOR-Teil D4 berücksichtigt. Einerseits werden in den Kapiteln 7.1.3.1 und 7.1.3.2 - Blindleistung bei Einspeisung in das Niederspannungsnetz/Mittelspannungsnetz - nachstehende Betriebsarten angeführt:

- eine Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos\phi(P)$ oder
- ein fester Verschiebungsfaktor $\cos\phi$ oder
- eine Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$
- eine feste Blindleistung

Andererseits werden im Kapitel 7.2 die Möglichkeiten zur Wirkleistungsanpassung aufgezählt. Alle Erzeugungsanlagen mit Einspeisung in das Mittelspannungsnetz und alle regelbaren Erzeugungsanlagen mit Einspeisung in das Niederspannungsnetz müssen im Frequenzbereich 50,2 und 51,5 Hz die momentan erzeugte Wirkleistung gemäß einer definierten Kennlinie absenken (bei Frequenzanstieg) bzw. steigern (bei Frequenzreduzierung). Darüber hinaus sieht die betriebsbedingte Wirkleistungsvorgabe (in Anlehnung an die deutsche VDE-AR-N 4105) bei Erzeugungsanlagen ab einer Anlagenleistung größer 100 kW vor, die Wirkleistung in Stufen von höchstens 10% der maximalen Wirkleistung zu reduzieren. Die Leistungsreduktion muss bei jedem Betriebszustand und bei jedem Betriebspunkt auf eine vom Netzbetreiber vorgegebenen Sollwert möglich sein. Dieser Sollwert wird in der Regel am Netzanschlusspunkt in Stufen oder stufenlos vorgegeben und entspricht einem Prozentwert bezogen auf die maximale

³²² Die entsprechende Grundsatzverpflichtung für Erzeuger ist in § 66 Abs. 1 Z 7 ElWOG 2010 verankert.

³²³ Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Leistungen der Erzeuger zur Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz festgelegt wird (Netzengpassentgelt-Verordnung-NEP-VO).

Wirkleistung. Bewährt haben sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt Sollwerte von 100%/60%/30%/0%. Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Erzeugungsanlage ein, er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich.

So könnte man einerseits davon ausgehen, dass der Verteilernetzbetreiber nicht auf die Erzeuger zugreifen darf, um einen Netzengpass zu beseitigen, zumal selbst der Übertragungsnetzbetreiber nicht die entsprechende Ermächtigung hinsichtlich eines Netzengpasses in seinem Netz besitzt, sondern der Regelzonenführer. Andererseits ist der RV 2006 II zu den §§ 22 und 29 EIWOG zu entnehmen, dass der Verteilernetzbetreiber selber für alle erforderlichen Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Beseitigung von Engpässen in seinem Netz zu sorgen hat. Sofern diesbezüglich Leistungen der Erzeuger erforderlich sind, hat der Verteilernetzbetreiber unverzüglich dem Regelzonenführer zu melden, der auch über den lokalen Kraftwerkseinsatz hinausgehende Anordnungen treffen kann, sofern dies erforderlich ist. Aufgrund dieser Ausführungen ist davon auszugehen, dass der Verteilernetzbetreiber die an sein Netz angeschlossenen Erzeuger eigenmächtig zu Leistungen auffordern können wird³²⁴, wobei auch er das Vorrangprinzip für Ökostromanlagen zu beachten hat. Dies resultiert vorliegend vor allem aus der Annahme, dass der Regelzonenführer aufgrund des Blackouts ohnehin keine Kraftwerke, die am Übertragungsnetz angeschlossen sind, anfordern könnte. Zudem soll auch ein Schaden am Netz und an anderen Netzbenutzern verhindert werden.

5.2.4.1 Ausblick auf das deutsche Einspeisemanagement

Da trotz laufender Netzausbaumaßnahmen mit dem Zuwachs der erneuerbaren Energien und mit deren zunehmender Einspeisung ins Netz nicht Schritt gehalten werden kann, sodass zu Spitzenlastzeiten nicht alle Erzeugungsanlagen ihren Strom einspeisen können, da dieser überschüssige Strom über die Verteilernetze nicht mehr abtransportiert werden kann, wurde im Gegensatz zu Österreich im deutschen Recht eine spezielle Rechtsgrundlage geschaffen, nach der es den Netzbetreibern im Ausnahmefall gestattet ist explizit auch Ökostromerzeugungsanlagen zu regeln. Künftig wird diese Situation in vielen Netzbereichen auftreten, da die verbrauchsferne Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen den regionalen Bedarf zumindest temporär deutlich übersteigt.³²⁵ Ist das Netz bereits vollständig durch Strom aus erneuerbaren Energien ausgelastet und würden weitere Einspeisungen dieses Stroms die Einhaltung der technischen Betriebsparameter gefährden³²⁶ und somit zu einer Netzüberlastung und in Folge zu einem Zusammenbrechen des Versorgungsnetzes führen, stellt das Einspeisemanagement³²⁷ unter den engen Voraussetzungen des § 14 EEG 2014³²⁸ eine der wenigen Ausnahmen von der Pflicht zur kompletten Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dar.³²⁹ Danach ist der Netzbetreiber unbeschadet seiner Kapazitätserweiterungspflicht ausnahmsweise berechtigt,

³²⁴ Die Abschaltung der Erzeugungseinheiten wird in der Praxis automatisch erfolgen.

³²⁵ BDEW, Vorschläge zur EEG-Novelle 2012, S. 6.

³²⁶ Scholz/Tüngler, Verhältnis des Einspeisemanagements, RdE 2010, 317 (322).

³²⁷ Ausführlich dazu: Salje, EEG 2014, § 14.

³²⁸ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014), BGBl. I S. 2406.

³²⁹ Ausführlich dazu u.a. Altrock/Hermann, Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung, ZNER 2010, 350 (351 f.); Altrock/Vollprecht, Entwicklung des Einspeisemanagements, ZNER 2011, 231 ff.; Günesysu, Smart Grids, RdE 2012, 47 ff.; Kment, Überlegungen, ZNER 2011, 225 ff.; Schmelzer/Beck, EEG-Einspeisemanagement, ZNER 2011, 244 ff.; Schumacher, Einspeisemanagement, ZUR 2009, 522 ff.

unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossene Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet sind, bei Netzüberlastung auch gegen den Willen der Anlagenbetreiber zu regeln, also zu drosseln, womit sich automatisch seine Abnahmeverpflichtung reduziert. Voraussetzung ist jedoch, dass andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde, sichergestellt ist, dass die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wurde und der Netzbetreiber die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen hat.

Wie § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 ausdrücklich vorab klarstellt, entbindet die Möglichkeit des Einspeisemanagements, also die Reduzierung der Einspeiseleistung entweder durch Drosselung der Einspeisung oder durch vollständige Abschaltung einzelner oder mehrerer Anlagen, den Netzbetreiber jedoch nicht von seiner Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität gem. § 12 EEG 2014. Dies hat den Hintergrund, dass nach einer Übergangszeit der Fall des Überschreitens der Netzkapazität praktisch nicht mehr vorkommen dürfte, wenn der Netzbetreiber seine Kapazitäten optimiert hat.³³⁰ Tritt nach dieser Übergangszeit dennoch eine Überschreitung der Netzkapazität auf, ist dies nach Ansicht des Gesetzgebers ein Zeichen dafür, dass der jeweilige Netzbetreiber dieser Verpflichtung nicht oder nicht vollständig nachgekommen ist.³³¹ Der nicht in ausreichendem Maße vorgenommene Netzausbau ist also kausal für den Netzengpass und damit auch für das erforderliche Einspeisemanagement. Die klar umrissenen Voraussetzungen zum Einspeisemanagement belegen den Charakter einer eng auszulegenden Ausnahmeregelung.³³²

Die Frage, ob tatsächlich eine Netzüberlastung vorliegt, ist hypothetischer Natur. So muss im Zeitpunkt der Regelung der Anlage noch keine Netzüberlastung bestehen; sie müsste jedoch eintreten, wenn die Anlage nicht herunter geregelt wird.³³³ Es muss also aufgrund einer zu hohen Einspeisung die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes und insbesondere das n-1-Sicherheitskriterium gefährdet sein.³³⁴ Der Netzbetreiber muss die betroffenen Anlagenbetreiber unverzüglich über die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Allerdings ist aufgrund des Vorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich, dass zunächst konventionelle Erzeugungsanlagen zurück gefahren werden.

Jedoch trifft der Anwendungsbereich dieser Regelung nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW bzw. auch Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW, da nur diese mit einer derartigen technischen Einrichtung ausgestattet sein müssen.³³⁵ PV-Anlagen unter 30 kW können entweder auch eine solche technische Einrichtungen für ein eventuelles Einspeisemanagement installieren oder sie müssen die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzen (§ 9 Abs. 2 Z 2 EEG 2014). Das hat den Hintergrund, dass vor allem Privatpersonen, die Kleinanlagen betreiben,

³³⁰ BT-Drucks. 16/8148, S. 46; ausführlich dazu auch: *Altrock/Vollprecht*, Entwicklung des Einspeisemanagements, ZNER 2011, 231 (235 ff.).

³³¹ BT-Drucks. 16/8148, S. 46.

³³² So auch *Scholz/Tüngler*, Verhältnis des Einspeisemanagements, RdE 2010, 317 (319).

³³³ *Schumacher*, Einspeisemanagement, ZUR 2009, 522 (524).

³³⁴ BT-Drucks. 16/8148, S. 47.

³³⁵ § 9 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2014. Kommen die Anlagenbetreiber dieser Pflicht nicht nach, erhalten sie auch keine Vergütung.

nicht mit entsprechenden Mehrkosten für technische Vorkehrungen belastet werden sollen.³³⁶

Problematisch ist, in welcher Reihenfolge die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung ausgestatteten Anlagen gedrosselt werden sollen. Es ist lediglich festgelegt, dass PV-Anlagen mit höchstens 100 kW nachrangig gegenüber den anderen Anlagen zu regeln sind.³³⁷

Aufgrund der Härtefallregelung des § 15 Abs. 1 EEG 2014 muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme des Einspeisemanagements aufgrund eines Netzengpasses betroffenen Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen.³³⁸ Der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, kann sich jedoch wiederum bei dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für das Einspeisemanagement liegt, schadlos halten (§ 15 Abs. 1 letzter Satz). Die Durchführung des Einspeisemanagements und die daraus resultierende Entschädigungspflicht sind somit akzessorisch. Hat der Netzbetreiber die Maßnahme nicht zu vertreten, kann er die Kosten für die Entschädigung bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen.³³⁹ Zu vertreten hat er sie jedoch dann, wenn er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Ziel dieser Regelung ist, die Netzsicherheit bei hoher Stromproduktion durch erneuerbare Energiequellen zu gewährleisten und trotz drohender Netzengpässe und der damit verbundenen Regelung der Anlagen, den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien so hoch wie möglich zu halten. Zumal es momentan noch keine geeigneten Stromspeicher gibt, ist ein intelligentes Stromnetz unter Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung ohne die Möglichkeit eines intelligenten Einspeisemanagements nicht realisierbar.³⁴⁰ Schließlich ist diese Maßnahme geeignet, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu einem optimalen Netzausbau beizutragen. Daher bedarf es auch in Zukunft geeigneter Weichenstellungen der Politik, um das Einspeisemanagement auf die Dauer und nicht nur vorübergehend noch flexibler auszugestalten, damit die Netzausbaumaßnahmen und deren Kosten nicht explodieren. Denn es ist nicht zielführend, das Netz aufwendig und kostenintensiv auszubauen, um Kapazitäten für Erzeugungsspitzen vorrätig zu halten, die wetterbedingt nur an wenigen Tagen im Jahr anfallen.³⁴¹

Das Einspeisemanagement nach § 14 Abs. 1 EEG 2014, also die Drosselung der Einspeisung durch EEG-Anlagen, ist aufgrund des Vorrangs der erneuerbaren Energien erst dann zulässig, wenn der Netzengpass nicht durch andere Maßnahmen, wie das Engpassmanagement nach §§ 13, 14 EnWG³⁴², behoben werden kann. Es steht nämlich die schnelle und effiziente Beseitigung der Gefährdung bzw. Störung des Elektrizitätssystems im

³³⁶ BT-Drucks. 16/8148, S. 46.

³³⁷ § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2014.

³³⁸ Es haften dieser Netzbetreiber und der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, gegenüber dem Betreiber der geregelten Anlage als Gesamtschuldner.

³³⁹ § 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2014.

³⁴⁰ So auch Güneysu, Smart Grids, RdE 2012, 47.

³⁴¹ Güneysu, Smart Grids, RdE 2012, 47.

³⁴² Dazu ausführlich u.a.: Weise/Hartmann/Wöldeke, Netzstabilität, RdE 2012, 181 ff.

Vordergrund.³⁴³ Somit müssen also vor der Drosselung der Ökostromerzeugungsanlagen zunächst konventionelle Erzeugungsanlagen bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum geregelt werden, zumal dies entschädigungslos und damit ohne Kostenerhöhung für die Netzbetreiber möglich ist.³⁴⁴ Unabhängig davon ist es dem Anlagen- und dem Netzbetreiber nach § 11 Abs. 3 EEG 2014 ausnahmsweise möglich, zur besseren Integration der Anlage in das Netz, vertraglich vom Abnahmeverrang der erneuerbaren Energieträger abzuweichen.

5.2.5 Zwangsabschaltungen der Netzbetreiber

Fraglich ist, ob die Netzbetreiber, also sowohl Verbraucher als auch Einspeiser, unter gewissen Voraussetzungen zwangsweise, also ohne ihre vorherige Einwilligung, vom Netz getrennt werden können, um einen Blackout zu vermeiden.

Eine der grundsätzlichen Zielbestimmungen des EIWOG 2010 ist es, die Netz- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten (§ 4 Z 4 EIWOG 2010). Daher sind die Netzbetreiber aufgrund der Grundsatzbestimmungen in §§ 40 und 45 EIWOG 2010 u.a. verpflichtet, ihre Netze sicher zu betreiben. Allerdings sieht das EIWOG 2010 keine Rechtsgrundlage dafür vor, Netzbetreiber zwangsweise vorübergehend zu trennen, um einen drohenden Blackout zu verhindern.³⁴⁵

Sofern im laufenden Netzbetrieb die Betriebszustände allerdings vom Normalbetrieb abweichen, handelt es sich um einen störungsbehafteten Netzbetrieb.³⁴⁶ Um eine Ausweitung der Störung und damit einen Netzzusammenbruch³⁴⁷ zu verhindern, haben die meisten Landesausführungsgesetze die Unterbrechung der den Netzbetreibern vertraglich zugesicherten Leistung durch den Netzbetreiber als ultima ratio geregelt.³⁴⁸ Das Wiener Landesausführungsgesetz ordnet sogar explizit an, dass der Netzbetreiber bei vorübergehenden mangelnden Netzkapazitäten (Engpässen) sowie zur Vermeidung von instabilen Netzzuständen berechtigt ist, sämtliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anzuordnen.³⁴⁹ Folglich sehen einige Landesausführungsgesetze explizite Regelungen vor, die Netzbetreiber, also sowohl die Verbraucher als auch die Einspeiser, vorübergehend vom Netz zu trennen, um einem Zusammenbruch des Netzes zu vermeiden.

Auch die TOR sehen vor, dass sowohl der Übertragungsnetzbetreiber³⁵⁰ als auch der Verteilernetzbetreiber³⁵¹ im Rahmen des Störungsmanagements berechtigt und verpflichtet

³⁴³ BT-Drucks. 15/3917, S. 57.

³⁴⁴ *Altrock/Vollprecht*, Entwicklung des Einspeisemanagements, ZNER 2001, 231 (239); *Schumacher*, Einspeisemanagement, ZUR 2009, 522 (526 ff.); A.A. *Güneysu*, Smart Grids, RdE 2012, 47 (52 f.), die die Regelung des § 11 EEG 2012 (a.F.) gegenüber den Maßnahmen des EnWG für vorrangig erachtet.

³⁴⁵ Es sei denn, man sieht die Verweigerung des Netzzugangs wegen außergewöhnlicher Netzzustände (Störfälle) nach § 21 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010 (Grundsatzbestimmung) als solche an.

³⁴⁶ Ausführlich dazu: TOR-Teil B, Version 2.0, S. 25; TOR-Teil C, Version 2.0, S. 11 f.

³⁴⁷ Unter einem solchen Netzzusammenbruch versteht man den kompletten Ausfall der Spannungsversorgung in Teilbereichen eines Netzes bzw. im gesamten Netz eines Netzbetreibers oder in Netzen mehrerer Netzbetreiber, TOR-Teil A, Version 1.8, S. 42.

³⁴⁸ § 30 Bgld. EIWG 2006; § 46 Abs. 1 lit. c K-EIWOG (für Verteilernetzbetreiber); § 36 NÖ EIWG 2005; § 27 Stmk. EIWG 2005; § 27 lit. c VlbG. EIWG; § 36 WEIWG 2005.

³⁴⁹ § 36 S. 2 WEIWG 2005.

³⁵⁰ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 25; TOR-Teil E, Version 2.2, S. 5.

³⁵¹ TOR-Teil C, Version 2.0, S. 12.

ist, die technisch erforderlichen Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und zur Verhinderung einer Ausweitung der Störung zu setzen, wozu auch vorübergehende Abschaltungen der Einspeiser und Verbraucher³⁵² bzw. unterschiedliche Versorgungszustände fallen können. Dabei hat die Wiederherstellung des Normalbetriebs bzw. die Verhinderung eines Netzzusammenbruchs Vorrang gegenüber den Einzelinteressen der Netzbutzer, sodass auch durch die temporäre Netztrennung einzelner Netzbutzer die Versorgung des Großteils der anderen Netzbutzer weiterhin gewährleistet werden soll. Sobald das Übertragungsnetz aufgrund der Abschaltung einiger Netzbutzer wieder stabilisiert ist, können auch diese Netzbutzer wohl rasch wieder versorgt werden, während ein Netzzusammenbruch längere Zeit in Anspruch nimmt und auch eine viel größere Anzahl von Netzbutzern betrifft.³⁵³

Schließlich haben sich die Netzbutzer mittels der Allgemeinen Bedingungen vertraglich mit ihrem Netzbetreiber darauf verständigt, dass der Netzbetreiber seine Pflichten bei einem (drohenden) Netzzusammenbruch einstellen kann, was eben auch Abschaltungen vom Netz beinhaltet.

Die Abschaltungen der Netzbutzer, v.a. der Großverbraucher und der großen Einspeiser, zur Vermeidung eines Blackouts ist also rechtlich durchaus darstellbar, wobei diese Maßnahme – im Gegensatz zu den anderen zuvor dargestellten Varianten – erst dann greift, wenn schon ein störungsbehafteter Netzbetrieb vorliegt. Damit ist das zwangsweise (automatische) Abschalten von Lasten, also der Netzbutzer, die letzte Möglichkeit, um einen Zusammenbruch des Netzes zu verhindern. Es wird an dieser Stelle keinen Sinn machen, anders als beim Vorrang des Ökostroms im Rahmen des Engpassmanagements, eine Reihenfolge festzulegen, nach der die Netzbutzer vom Netz getrennt werden. In dieser Situation geht es nämlich nur noch darum, eine Störungsausweitung bzw. gar einen kompletten Netzzusammenbruch so effektiv wie möglich zu verhindern, sodass wohl vorübergehend auf die Netzbutzer zugegriffen wird, die das zu gewährleisten in der Lage sind. Diese Maßnahme ist jedoch ultima ratio.

5.3 Maßnahmen zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit WÄHREND eines Blackouts

In diesem Kapitel soll untersucht werden, wer im Falle eines Blackouts bis zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit welche Aufgaben und Kompetenzen innehat. Diese Aufgabenverteilung wird, nach der Erläuterung einschlägiger Begrifflichkeiten und Hintergrundinformation, getrennt hinsichtlich der Wiederherstellung der Versorgungssicherheit sowie des Katastrophenschutzes dargestellt.

5.3.1 Einschlägige Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit einem Blackout

Zunächst sollen geschaut werden, ob einschlägige Begrifflichkeiten im Zusammenhang mit einem Blackout bereits legaldefiniert sind oder ob sich in der Literatur dementsprechende Vorschläge finden lassen.

³⁵² Nach den TOR-Teil E, Version 2.2., S. 19 dürfen Maßnahmen auf der Netzbutzerseite erst gesetzt werden, wenn die auf Erzeuger- und Netzseite ausgeschöpft sind.

³⁵³ Nach den TOR-Teil E, Version 2.2., S. 31.

5.3.1.1 Kritische Infrastruktur

Nach Art. 2 lit. a RL-EKI 2008 versteht man unter einer „kritischen Infrastruktur“ eine in einem Mitgliedstaat gelegene Anlage, ein System oder ein Teil davon, die von wesentlicher Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen, der Gesundheit, der Sicherheit und des wirtschaftlichen oder sozialen Wohlergehens in der Bevölkerung sind und deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen auf einen Mitgliedstaat hätte, da diese Funktionen nicht aufrechterhalten werden könnten.

Nach dem deutschen BMI sind „kritische Infrastrukturen“ Organisationen und Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden.³⁵⁴ Als wichtiges Kriterium gilt dabei die Kritikalität als relatives Maß für die Bedeutsamkeit einer Infrastruktur hinsichtlich der Konsequenz, die eine Störung bzw. ein Funktionsausfall für die Versorgungssicherheit der Gesellschaft mit wichtigen Gütern und Dienstleistungen hat.³⁵⁵ Gerade die Elektrizitäts-, Informations- und Telekommunikationsinfrastrukturen weisen eine systemische Kritikalität auf, da sie aufgrund ihrer Vernetzung bei großflächigen und langandauernden Ausfällen gravierende Störungen im gesellschaftlichen Leben und der öffentlichen Sicherheit verursachen können.³⁵⁶

Der Masterplan Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur (APCIP) definiert österreichische „kritische Infrastrukturen (ACI)“ wie folgt: Kritische Infrastrukturen sind jene Infrastrukturen oder Teile davon, die eine wesentliche Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen haben und deren Störung oder Zerstörung schwerwiegende Auswirkungen auf die Gesundheit, Sicherheit oder das wirtschaftliche und soziale Wohl der Bevölkerung oder die effektive Funktionsweise von Regierungen haben würde.³⁵⁷

Eine „europäische kritische Infrastruktur“ liegt hingegen vor, wenn die Störung oder Zerstörung einer in einem Mitgliedstaat gelegenen kritischen Infrastruktur erhebliche Auswirkungen in mindestens 2 Mitgliedstaaten hätte (Art. 2 lit. b der RL-EKI 2008).

Eine nationale gesetzliche Definition des Begriffs der kritischen Infrastruktur findet sich allerdings nicht.

5.3.1.2 Störung

Für den Begriff der „Störung“, wie er auch im EnLG 2012 verwendet wird, gibt es bisher keine gesetzliche Definition. Allerdings ist darunter die Beeinträchtigung bzw. Unterbrechung der normalen Abläufe im Elektrizitätssystem zu verstehen.

³⁵⁴ Bundesministerium des Innern, KRITIS-Strategie, S. 4.

³⁵⁵ Bundesministerium des Innern, KRITIS-Strategie, S. 7.

³⁵⁶ Ebenda.

³⁵⁷ Österreichisches Programm zum Schutz kritischer Infrastruktur, Masterplan 2014, S. 6, abrufbar unter: http://www.kiras.at/fileadmin/_migrated/content_uploads/Masterplan_APCIP_2014.pdf.

5.3.1.3 Großstörung

Eine „Großstörung“ liegt bei Spannungslosigkeit im gesamten Übertragungsnetz eines Netzbetreibers oder in mehreren Netzen benachbarter Netzbetreiber oder in Netzteilen eines oder mehrerer benachbarter Übertragungsnetze oder in Verteilernetzen vor.³⁵⁸

Eine „Großstörung“ ist ein Zustand in einem Netzgebiet, der folgende Charakteristika aufweist: Vollständiger Versorgungsausfall (Spannungslosigkeit, die länger als einige Sekunden andauert) oder Spannungs- und/oder Frequenzwerte außerhalb der zulässigen Grenzwerte bzw. der zulässigen Abweichungsdauer oder teilweiser Versorgungsausfall durch frequenzabhängige Lastanpassung oder durch spannungsabhängigen Lastabwurf.³⁵⁹

5.3.1.4 (Europäische) Großstörung bzw. Blackout

Wenn über einen längeren Zeitraum großflächig der Strom komplett ausfällt. Allerdings existiert eine gesetzliche Definition bisher nicht.

5.3.1.5 Versorgungsunterbrechung

Nach § 1 Z 7 END-VO 2012-Novelle 2013³⁶⁰ ist eine „Versorgungsunterbrechung“ u.a. eine zufällige und/oder störungsbedingte (ungeplante) Unterbrechung der Versorgung oder der Einspeisemöglichkeit eines oder mehrerer Netzbenutzer.

Eine „Versorgungsunterbrechung“ ist eine ausfallbedingte oder geplante Unterbrechung der Versorgung eines oder mehrerer Kunden, die über einen längeren Zeitraum andauert. Während der Versorgungsunterbrechung beträgt die Spannung an der Übergabestelle weniger als 1% der vereinbarten Spannung.³⁶¹

5.3.1.6 Netzzusammenbruch

Unter einem „Netzzusammenbruch“ versteht man den kompletten Ausfall der Spannungsversorgung in Teilbereichen eines Netzes bzw. im gesamten Netz eines Netzbetreibers oder in Netzen mehrerer Netzbetreiber.³⁶²

5.3.1.7 Schwarzstartfähigkeit

Die „Schwarzstartfähigkeit“ einer Erzeugungseinheit beinhaltet, dass diese ohne elektrischen Eigenbezug aus dem Netz in Betrieb genommen werden kann. Ein solches Kraftwerk muss darüber hinaus für den Inselbetrieb ausgelegt sein und Lastzuschaltungen in ausreichend großen Sprüngen verkraften können. In jedem Netz muss eine ausreichende Anzahl von Kraftwerken mit Schwarzstartfähigkeit vorhanden sein, um für einen Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch verfügbar zu sein.³⁶³

³⁵⁸ TOR-Teil A, Version 1.8, S. 31.

³⁵⁹ Allgemeine Netzbedingungen der APG, genehmigt am 12.02.2010, S. 4.

³⁶⁰ Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013, END-VO 2012 i.d.F. Novelle 2013), BGBl. II 2013/192.

³⁶¹ TOR-Teil A, Version 1.8, S. 62 f.

³⁶² TOR-Teil A, Version 1.8, S. 42.

³⁶³ TOR-Teil A, Version 1.8, S. 50.

5.3.1.8 Inselbetrieb / Inselbetriebsfähigkeit

Beim „Inselbetrieb“ handelt es sich um den Betrieb eines ansonsten synchron betriebenen Gesamtnetzes als Teilnetz mit Spannungs- und Frequenzwerten innerhalb gewisser Grenzbereiche, die jedoch von denen im Normalbetrieb abweichen. Nach einer störungsbedingten Bildung von Teilnetzen, die nicht mehr synchron miteinander verbunden sind, weicht die in einem solchen Teilnetz verbleibende Last in der Regel von der momentanen Leistung der in dieses Teilnetz einspeisenden Erzeugungseinheiten ab. Daraus können sich im Vergleich zum Normalbetrieb abweichende Frequenz- und Spannungswerte ergeben, die ohne entsprechende Gegenmaßnahmen zum Netzzusammenbruch führen können.

Die Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugungseinheiten ist dann gegeben, wenn diese so ausgelegt sind, dass vom Normalbetrieb abweichende Werte von Spannung und Frequenz ohne Eingriff seitens einer Steuerstelle automatisch in zulässige Wertebereiche zurück geführt und in diesen Bereichen auch bei Laständerung gehalten werden. Zur Beherrschung eines solchen Betriebszustandes ist es notwendig, im gesamten synchron betriebenen elektrischen System (möglichst gleichmäßig verteilt) inselbetriebsfähige Erzeugungseinheiten in Betrieb zu halten.

Ein derartiger Inselbetrieb sollte über mehrere Stunden aufrechterhalten werden können, wobei eine zeitliche Begrenzung möglichst zu vermeiden ist. Gegebenenfalls müssen die Erzeugungseinheiten derart ausgelegt sein, dass Lastzuschaltungen in bestimmten Größenordnungen ohne Gefährdung des Inselbetriebs möglich sind.³⁶⁴

5.3.1.9 Katastrophe

Unter einer „Katastrophe“ versteht man ein folgenschweres Unglücksereignis mitsamt dessen Konsequenzen. Das Wort stammt aus dem Griechischen und bedeutet so viel wie Umwendung, Wendung zum Niedergang und Verheerung.³⁶⁵

Zu untersuchen ist jedoch, wie das Wort „Katastrophe“ rechtlich definiert wird. Da die Gesetzgebungskompetenz im Rahmen des Katastrophenschutzes den Ländern obliegt, gibt es keine bundeseinheitliche Legaldefinition dieses Begriffes. Unter einer „Katastrophe“ verstehen manche Landesgesetze³⁶⁶, wenn durch ein Naturereignis oder ein sonstiges Ereignis dem Umfang nach eine außergewöhnliche Schädigung von Menschen, Sachen oder der Umwelt eingetreten ist oder unmittelbar bevorsteht. Andere Landesgesetze sowie die Literatur³⁶⁷ gehen noch etwas weiter, indem sie die „Katastrophe“ als ein durch elementare, technische oder sonstige Vorgänge ausgelöstes drohendes bzw. bereits eingetretenes Ereignis definieren, das geeignet ist, das Leben oder die Gesundheit einer Vielzahl von Menschen, die Umwelt oder bedeutende Sachwerte in ungewöhnlichem Ausmaß zu gefährden oder zu schädigen, sodass die Abwehr oder Bekämpfung dieser Gefahr einen koordinierten Einsatz der zur Katastrophenhilfe verpflichteten Einrichtungen,

³⁶⁴ TOR-Teil A, Version 1.8, S. 32 f.

³⁶⁵ <https://de.wikipedia.org/wiki/Katastrophe>.

³⁶⁶ § 2 Abs. 1 Bgld. KatastrophenhilfeG; § 1 NÖ KHG; § 1 Abs. 1 Slzb. KatastrophenhilfeG; § 2 Abs. 1 Tiroler KatastrophenmanagementG; § 1 Abs. 2 lit. a VlbG. KatastrophenhilfeG. Nur Kärnten hat keine gesetzliche Definition im Rahmen des K-KHG vorgenommen.

³⁶⁷ Vgl. § 2 Z 1 Oö. KatSchG; § 1 Abs. 2 Stmk. KatastrophenschutzG; § 2 Abs. 1 W-KKG; *Bußjäger*, Aufgabenverteilung, in: *Bußjäger*, Katastrophenschutz, S. 7 m.w.N.; *Kloepfer*, Rechtliche Grundprobleme, in: FS Sellner, S. 391; *ders.*, Katastrophenschutzrecht, VerwArch 2007, 163 (167 f.).

insbesondere der Organisation des Katastrophenschutzes, erfordert, zumal die allgemein zuständigen Gefahrenabwehrbehörden damit überfordert sind. Die Literatur und Teile der Landesgesetze gehen somit noch über die Gefährdungssituation hinaus, indem sie eine Koordination hinsichtlich der Gefahrenabwehr fordern, zumal die Bewältigung dieser Aufgabe nicht durch die normalerweise zur Verfügung stehenden Gefahrenabwehrbehörden allein möglich sei. Sind somit die örtlichen Rettungskräfte in der Lage, die Situation zu beherrschen, liegt keine Katastrophe vor.

Insgesamt erfordert das Vorliegen einer Katastrophe folglich zum einen, dass es sich um ein besonders großes atypisches Schadensereignis handelt, von dem eine Vielzahl von Personen und Sachwerten betroffen sind und zum anderen, dass die grundsätzlich zuständigen Einsatzkräfte mit der Bekämpfung dieser Situation überfordert sind, sodass es eines koordinierten Einsatzes an zusätzlichen Hilfskräften bedarf.³⁶⁸ Der Begriff der Katastrophe unterteilt sich wiederum in Katastrophenschutz (= Katastrophenprävention) und Katastrophenhilfe (= Katastrophenbekämpfung).

5.3.1.9.1 KATASTROPHENSCHUTZ (BZW. KATASTROPHENVORSORGE, KATASTROPHENABWEHR, KATASTROPHENPRÄVENTION)

So meint der „Katastrophenschutz“ sämtliche Maßnahmen mit dem Ziel, das drohende Eintreten einer Katastrophe zu verhindern einschließlich der dafür erforderlichen personellen, sachlichen und organisatorischen Maßnahmen.³⁶⁹

5.3.1.9.2 KATASTROPHENHILFE (BZW. KATASTROPHENBEKÄMPFUNG)

Die „Katastrophenhilfe“ hingegen umfasst Rettungs- und Hilfsmaßnahmen zur Bekämpfung, Beseitigung und Verhinderung einer bereits eingetretenen oder unmittelbar bevorstehenden Katastrophe sowie die mit einer bereits eingetretenen Katastrophe verbundenen Personen- und Sachschäden möglichst hintanzuhalten, einzudämmen oder vorläufig zu beseitigen.³⁷⁰

5.3.1.10 Katastrophe größeren Ausmaßes

Eine „Katastrophe größeren Ausmaßes“ liegt dann vor, wenn in einem Staat Schäden verursacht wurden, die auf über drei Milliarden Euro bzw. mehr als 0,6 % seines BIP geschätzt werden, oder, sofern die Schäden unterhalb dieser Schwelle liegen, in einer bestimmten Region der größte Teil der Bevölkerung in Mitleidenschaft gezogen wurde und schwere und dauerhafte Auswirkungen auf die Lebensbedingungen und die wirtschaftliche Stabilität dieser Region gegeben sind.³⁷¹

³⁶⁸ So auch *Bußjäger*, Aufgabenverteilung, in: *Bußjäger*, Katastrophenschutz, S. 7 f.; *Thiele*, Katastrophenschutzrecht, in: Härtel, Handbuch Föderalismus, S. 73 Rz. 8; *Unger*, Katastrophenabwehrrecht, S. 11.

³⁶⁹ Vgl. § 2 Abs. 3 Bgld. KatastrophenhilfeG; § 2 Z 3 Oö. KatSchG; § 1 Abs. 2 Slzb. KatastrophenhilfeG.

³⁷⁰ Vgl. § 2 Abs. 2 Bgld. KatastrophenhilfeG; § 3 NÖ KHG; § 2 Z 3 Oö. KatSchG; § 1 Abs. 2 Slzb. KatastrophenhilfeG; § 1 Abs. 2 lit. b VlbG. KatastrophenhilfeG.

³⁷¹ *BM.I*, Krisen- und Katastrophenschutzmanagement, S. 19.

5.3.1.11 Krisenkommunikation

Die „Krisenkommunikation“ umfasst die Kommunikation im Krisenfall sowohl innerhalb einer Einrichtung aber auch zu anderen zuständigen Einrichtungen als auch gegenüber der Öffentlichkeit, insbesondere der Medien.³⁷²

5.3.1.12 Versorgungswiederaufnahme

Die „Versorgungswiederaufnahme“ umfasst die technischen und organisatorischen Maßnahmen, die nach einem Störungseintritt mit Versorgungsunterbrechungen zur Wiederherstellung der Versorgung und der Versorgungsqualität sowie zur Störungseingrenzung durchgeführt werden müssen. Maßnahmen zur Ertüchtigung von Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf Behebung eventueller Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) sind den Vorkehrungen für die Versorgungswiederaufnahme zuzurechnen.³⁷³

5.3.1.13 Störfallbehebung

Unter einer „Störfallbehebung“ versteht man die Gesamtheit der Maßnahmen, die zur Aufhebung eines Ausfalls, einer Überlast oder Spannungsabsenkung im realen Betrieb (im Extremfall die Durchführung des Netzwiederaufbaus) erforderlich sind, um den wieder einen sicheren Netzzustand zu erreichen.³⁷⁴

5.3.1.14 Änderungsvorschlag

Es erscheint sinnvoll zu sein, den Begriff der Katastrophe in den jeweiligen Katastrophenschutzgesetzen einheitlich zu definieren und dabei auch die einzelnen Phasen klar voneinander abzugrenzen. Zusätzlich sollten die möglichen Wechselwirkungen über die formal klar abgegrenzten Verwaltungsgrenzen hinaus besser adressiert werden.

5.3.2 Wodurch können Schäden am Elektrizitätsnetz verursacht werden und damit die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gefährden?

Wie bereits oben ausgeführt, garantiert Österreich einen sehr hohen Sicherheitsstandard und damit auch ein sehr hohes Maß an Versorgungssicherheit. Diese Versorgungssicherheit kann allerdings dennoch durch unterschiedliche Gefahren bedroht sein. Darunter fallen u.a.

- Naturereignisse (z.B. Hitzeperioden, Starkregen, Gewitter, Stürme, Hagel, Schnee- und Eislast, Fluten, Vulkane, Sonnenstürme),
- menschliches und technisches Versagen,
- Ressourcenausfall der Primärenergie und
- kriminelle Handlungen (z.B. Kriege, Terrorismus oder Cyberangriffe, zumal gerade die aktuellen Entwicklungen Richtungen Smart Grid und Smart Metering neue Angriffsflächen und -szenarien schaffen können.

³⁷² Vgl. Bundesministerium des Innern, Schutz kritischer Infrastrukturen, S. 27.

³⁷³ TOR-Teil A, Version 1.8, S. 63.

³⁷⁴ Glavitsch, Gutachten, S. 20, 37.

Durch den Eintritt einer dieser Gefahren kann es zu Stromausfällen – auch längerfristiger und großflächiger Natur – kommen.³⁷⁵ Dies hat nicht nur Auswirkungen auf den gesamten gesellschaftlichen und öffentlichen Bereich, sondern verursacht auch einen immensen wirtschaftlichen Schaden.

5.3.3 Welche kritischen Infrastrukturen können neben dem Elektrizitätsnetz noch betroffen sein?

Da die meisten kritischen Infrastruktursysteme heutzutage eng miteinander vernetzt und weitgehend voneinander abhängig sind, breitet sich eine Störung im Stromversorgungssystem rasch durch weitere Dominoeffekte auch auf die anderen Infrastruktursektoren aus. Die Auswirkungen steigen dabei mit der Dauer der Stromunterbrechung exponentiell an.³⁷⁶ Dies betrifft z.B.

- Die Informations- und Telekommunikationsnetze (das Telekommunikationsnetz, das Mobilfunknetz sowie das Internet),
- die (Trink-) Wasser- und Abwasserversorgung,
- den Transport- und Verkehrsbereich (die Luftfahrt, See- und Binnenschifffahrt, Schienenverkehr, Straßenverkehr, Logistik, wie z.B. Ampelanlagen Treibstoffversorgung),
- die Gesundheitsversorgung (medizinische Versorgung, Labore, Pflegeheime, etc.),
- die Lebensmittelversorgung,
- die Entsorgung (Abwasser und Müll),
- die öffentlichen Einrichtungen, Verwaltung (Behörden, Regierung, Justiz, Notfall- und Rettungswesen)
- den Finanz- und Versicherungssektor (Banken, Versicherungen, Börsen, etc.)
- sowie den Bereich von Medien und Kultur (Fernsehen, Radio, Printmedien, etc.).

Ein derart weitreichender Infrastrukturausfall führt innerhalb kürzester Zeit zum Zusammenbruch des gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens. Daher muss die Dauer eines solchen Ereignisses möglichst kurz gehalten werden. Nachdem die Dauer eines solchen Ereignisses nicht vorhersagbar ist und von sehr vielen unterschiedlichen Rahmenbedingungen abhängt (Was war der Auslöser bzw. die Ursache? Wurde Infrastruktur beschädigt oder zerstört? Wie ist die Wetterlage? etc.), muss sich auch die Gesellschaft auf allen Ebenen (Familie, Kommune, Infrastrukturbetreiber, Wirtschaft, etc.) auf ein solches Ereignis umfangreich vorbereiten.

³⁷⁵ Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Auslöseereignis auch außerhalb Österreichs liegen kann, wie dies etwa im Zuge der europäischen Großstörung am 04.11.2006 der Fall war. Tritt im europäischen Verbundsystem ein Domino- oder Kaskadeneffekt auf, bricht binnen weniger Sekunden im gesamten System die Versorgung zusammen. Dabei können sich einzelne Strominseln bilden, welche die Wiederherstellung der Versorgungssicherheit begünstigen.

³⁷⁶ BBK/Innenministerium Baden-Württemberg/KIT, Krisenmanagement Kurzfassung, S. 6. Ausführlich dazu auch: *Petermann et al.*, Blackout, S. 9 ff.

5.3.4 Ist das Energielenkungsgesetz während eines Blackouts einschlägig?

Zu untersuchen ist zunächst, ob und unter welchen Bedingungen die Vorgaben des Energielenkungsgesetzes³⁷⁷ bei einem bereits eingetretenen Stromausfall Anwendung finden.

Der Anwendungsbereich umfasst nach § 4 EnLG 2012 grds. Lenkungsmaßnahmen zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs.³⁷⁸ Dabei ist es unerheblich, ob die Störung der Energieversorgung das ganze Bundesgebiet oder nur Teile dessen umfasst bzw. ob nur bestimmte Zweige der Energieversorgung betroffen sind.³⁷⁹ Allerdings ist der Begriff „Störung“ gesetzlich nicht definiert, sodass die Festlegung, wann diese unmittelbar droht bzw. bereits eingetreten ist recht schwierig ist. Einen Ansatzpunkt bietet allerdings § 4 Abs. 1 Z 1 lit. b EnLG 2012, wonach eine Störung dann vorliegt, wenn die Situation nicht durch marktkonforme Maßnahmen (darunter sind staatlich lenkende Eingriffe zu verstehen, die den Markt lediglich unterstützen und dirigieren, den Marktmechanismus selbst jedoch nicht beeinträchtigen) nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden kann.

Ziel dieser Lenkungsmaßnahmen ist es, die Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie, die Aufrechterhaltung einer ungestörten Gütererzeugung und Leistungserstellung sowie die Versorgung der Bevölkerung und sonstiger Bedarfsträger sicherzustellen.³⁸⁰ Die Lenkungsmaßnahmen werden (nur) so lange ergriffen, bis die Störung der Energieversorgung behoben ist. In § 5 Abs. 1 Z 3 EnLG 2012 dürfen Lenkungsmaßnahmen nur für die Dauer von sechs Monaten ergriffen werden. Nach Wegfall der sie begründenden Umstände sind die Verordnungen unverzüglich aufzuheben. Dabei darf in die Unverletzlichkeit des Eigentums sowie in die Freiheit der Erwerbstätigkeit nur als ultima ratio eingegriffen werden.³⁸¹

Sofern der BMWFW eine Störung der Elektrizitätsversorgung für gegeben hält, hat er die Lenkungsmaßnahmen per Verordnung festzulegen, die grds. der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates bedarf.³⁸² Folgende Lenkungsmaßnahmen können gem. § 14 EnLG 2012 u.a. zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung in der Verordnung vorgesehen werden:

- Erteilung von Anweisungen an Erzeuger, Netzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortliche und Stromhändler hinsichtlich der Erzeugung, Übertragung, Verteilung und des Handels von elektrischer Energie, um die Versorgung mit elektrischer Energie sicherzustellen (§ 16 EnLG 2012),

³⁷⁷ Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012), BGBl. I 2013/41. Ausführlich zum „alten“ EnLG: *Laimighofer*, Energielenkung, S. 1 ff.; *Sternig*, Versorgungssicherheit, S. 126 ff.; *Koller*, Energielenkungsrecht, in: Holoubek/Potacs, Öffentliches Wirtschaftsrecht, S. 1353 f.; *Oberndorfer/Laimighofer*, Gewährleistung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung, in: Steinmüller/Hauer/Schneider, Jahrbuch 2012, S. 89 ff.

³⁷⁸ Allerdings darf diese Störung keine saisonale Verknappungserscheinung darstellen bzw. nicht durch marktkonforme Maßnahmen abgewendet werden können.

³⁷⁹ § 4 Abs. 3 EnLG 2012.

³⁸⁰ § 4 Abs. 2 Z 1 EnLG 2012.

³⁸¹ § 4 Abs. 4 EnLG 2012.

³⁸² § 5 Abs. 1 und 2 EnLG 2012.

- Aufrufe und Verfügungen an Endverbraucher über die Zuteilung (die Lieferung der verfügbaren elektrischen Energie kann anhand der Dringlichkeit erfolgen), Entnahme und die Verwendung elektrischer Energie sowie den Ausschluss von der Entnahme elektrischer Energie (§ 17 EnLG 2012),
- Festlegung von Abweichungen gegenüber anderen Rechtsvorschriften hinsichtlich erneuerbarer Energien, insoweit dies zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie erforderlich ist (§ 20 EnLG 2012),
- Vorschriften von Landesverbrauchskontingenten für die Länder, wobei die Energieversorgung in den jeweiligen Ländern zu berücksichtigen ist (§ 21 EnLG 2012).

Der Wortlaut des § 14 EnLG 2012 macht deutlich, dass die Verordnung durch den BMFW erst zu dem Zeitpunkt erlassen wird, wenn der Störfall nach § 4 Abs. 1 EnLG 2012 unmittelbar droht bzw. tatsächlich vorliegt und die Ergreifung der Lenkungsmaßnahmen erforderlich wird.

Während die Vorbereitung³⁸³ und Koordination der Lenkungsmaßnahmen der E-Control obliegt³⁸⁴, obliegt die operative Durchführung der Ordnungsmaßnahmen grds. dem Regelzonenführer unter Einbindung der Netzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortlichen und Stromhändlern, die sich bezüglich der Sicherung einer bundeseinheitlichen Vorgangsweise abstimmen.³⁸⁵ Die Durchführung von Lenkungsmaßnahmen hinsichtlich der Landesverbrauchskontingente obliegt allerdings dem jeweiligen Landeshauptmann, der wiederum den Regelzonenführer und die zuständigen Netzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortliche und Stromhändler beauftragen kann. Darüber hinaus kann der Landeshauptmann per Verordnung regional umschriebene Gebiete vom Strombezug ausschließen.³⁸⁶ Mit diesen Regelungen ist ein hoheitlicher Eingriff in die Elektrizitätsversorgung möglich.

Das EnLG 2012 dient somit der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Allerdings erfolgt die Elektrizitätsversorgung in diesem Fall nicht mehr auf der Grundlage des freien Marktes, sondern auf Anweisungen und Handlungen der zuständigen Behörden und ausführenden Akteuren (Regelzonenführer und Netzbetreiber).³⁸⁷

Zudem gibt es auch ein Krisenhandbuch der e-control, das zwar keine Rechtsverbindlichkeit besitzt, jedoch als eine Art Handlungsleitfaden dienen soll.³⁸⁸

Allerdings ist davon auszugehen, dass das EnLG 2012, dessen Ziel die Verteilung der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Elektrizität ist, keine Anwendung bei einem großflächigen Blackout findet, da es maximal zur Behebung einer eingetretenen Störung eingesetzt werden kann. Zwar ist der Zustand der Störung nicht definiert, aber es handelt sich bei diesem Zustand um eine Vorstufe zur Großstörung, sodass es noch in gewissem Maße Elektrizität gibt, die auch über die Netze verteilt werden kann, was im Falle eines großflächigen Blackout

³⁸³ Zur Vorbereitung gehört auch die Durchführung eines Monitorings i.S.v. § 15 Abs. 2 EnLG 2012.

³⁸⁴ § 5 Abs. 4 E-Control-Gesetz i.V.m. § 15 Abs. 1 S. 1 EnLG 2012.

³⁸⁵ § 15 Abs. 1 S. 2 EnLG 2012.

³⁸⁶ § 21 Abs. 5 EnLG 2012.

³⁸⁷ Friedl/Painz/Kapetanovic, Krisenvorsorge, S. 1, 3.

³⁸⁸ Laimighofer, Energielenkung, S. 29 f.

nicht der Fall ist. Der Unterschied ist vorliegend somit der, dass es im Rahmen des EnLG 2012 nur ein begrenztes Maß an Elektrizitätserzeugung gibt, das es sodann über funktionstüchtige Netze zu verteilen gilt, während in der Situation eines großflächigen Stromausfalls der Strom nicht an die Netzbenutzer übertragen und verteilt werden kann.

Zudem bedürfen die Lenkungsmaßnahmen der Verordnung durch den BMWFW. Diese für deren Erlassung notwendige Zeitdauer steht zunächst im Widerspruch zu teilweise sehr rasch notwendigen Interventionsentscheidungen für eine Blackout-Verhinderung, sodass eine solche Verordnung zur Verhinderung eines Stromausfalls wohl zu spät kommen würde. Und wie bereits ausgeführt: Wenn der Blackout eingetreten ist, gibt es ex definitione nichts im Sinne dieser Verordnung zu lenken, da das gesamte System nicht mehr funktioniert und es keine Elektrizität zu verteilen gibt.

Zudem bedingt das Ziel der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, wenn auch in eingeschränktem Maße, dass es diese grds. noch gibt, denn sonst könnte sie nicht aufrechterhalten werden. Im Falle des Blackouts muss sie hingegen erst wiederhergestellt werden. Damit unterfallen die netzbetrieblichen Probleme der Netzbetreiber z.B. hinsichtlich der Netzstabilität und der Frequenzhaltung nicht dem Anwendungsbereich des EnLG 2012.³⁸⁹

Folglich findet das EnLG 2012 im Falle eines bereits eingetretenen großflächigen Stromausfalls keine Anwendung.³⁹⁰

5.3.5 Wiederherstellung der Versorgungssicherheit durch die Netzbetreiber

An dieser Stelle der Untersuchung soll zunächst der Frage nachgegangen werden, wer im Falle des Blackouts zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit verpflichtet ist.

5.3.5.1 Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber bei einem Blackout

Zunächst sind die einschlägigen Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber darzustellen.

5.3.5.1.1 UNIONSRECHTLICHE VORGABEN

5.3.5.1.1.1 VORGABEN DER ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSICHERHEITS-RICHTLINIE 2005

Nach Art. 3 Abs. 1 der EVS-RL 2005 haben die Mitgliedstaaten eine hohe Sicherheit der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, indem sie die erforderlichen Maßnahmen ergreifen – wozu eine unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung gehört –, die Aufgaben und Zuständigkeiten der zuständigen Behörden (evtl. einschließlich der Regulierungsbehörden) und aller relevanter Marktteilnehmer festlegen und entsprechende Informationen veröffentlichen. Nach Art. 4 Abs. 2 der EVS-RL 2005 haben die Übertragungsnetzbetreiber und ggf. auch die Verteilernetzbetreiber Leistungsziele hinsichtlich der Versorgungsqualität und der Netzsicherheit festzulegen und einzuhalten. Zudem sieht der Erwägungsgrund 9 der EVS-RL 2005 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sein sollten, bei Versorgungsunterbrechungen hochwertige Dienstleistungen für den Endverbraucher zu erbringen, wobei die Richtlinie nicht näher ausführt, was sie darunter versteht.

³⁸⁹ Friedl/Painz/Kapetanovic, Krisenvorsorge, S. 2.

³⁹⁰ Im Falle einer unmittelbar drohenden Störung, wenn also Elektrizität noch in gewissem Maße verteilt werden kann, ist ein Energielenkungsfall hingegen zu bejahen, sodass das Energielenkungsregime zur Anwendung käme.

5.3.5.1.1.2 VORGABEN DER ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT-RICHTLINIE 2009

Nach Art. 12 lit. c der EltRL 2009 ist der Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, mittels entsprechender Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Darüber hinaus ist es nach Art. 12 lit. d der EltRL 2009 Sache des Übertragungsnetzbetreibers, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten und in diesem Zusammenhang die Bereitstellung aller notwendigen Hilfsdienste – einschließlich jener, die zur Befriedigung der Nachfrage geleistet werden – zu gewährleisten.

5.3.5.1.2 NATIONALE REGELUNGEN

5.3.5.1.2.1 VORGABEN DES ELWOG 2010 ALS GRUNDSATZGESETZ

Zunächst haben die Ausführungsgesetze nach § 40 Abs. 1 Z 1 ElWOG 2010 aufgrund der Umsetzung von Art. 12 der EltRL 2009 die Übertragungsnetzbetreiber zu verpflichten, ihre Systeme sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten. Damit gibt die Norm die Erfüllung gewisser Qualitätsstandards vor, die die Übertragungsnetzbetreiber beim Betrieb ihrer Netze zu berücksichtigen haben³⁹¹, was zudem voraussetzt, dass sich die Netzbetreiber an die für sie geltenden TOR halten.

Unter dem Aspekt der „Sicherheit“ kann sowohl der Aspekt der technischen Sicherheit als auch der Versorgungssicherheit verstanden werden. Für die technische Sicherheit ist es aufgrund der besonderen Gefahren, die der Betrieb von Elektrizitätsanlagen sowohl für angeschlossene Personen als auch für Dritte in sich birgt, erforderlich, bestimmte technische Standards eben zum Schutz der Allgemeinheit und der Mitarbeiter vor Schäden einzuhalten.³⁹² Hinsichtlich der Versorgungssicherheit bedarf es, wie bereits oben ausgeführt, der möglichst unterbrechungsfreien und regelmäßigen Energieversorgung.³⁹³ Darüber hinaus sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ihre Netze „zuverlässig“ und „leistungsfähig“ zu betreiben und zu erhalten. Allerdings haben beide Vorgaben nur eine minimale selbstständige Bedeutung, da sie Teilaspekte der Versorgungssicherheit sind: So setzt die Zuverlässigkeit eine hohe Verfügbarkeit und damit eine geringe Ausfallrate voraus, um Netzausfälle zu vermeiden. Daneben bedarf es in Form der Leistungsfähigkeit eines gewissen qualitativen Standards der Netze, sodass diese in der Lage sind, den Stromtransport entsprechend der Stromnachfrage abzuwickeln.³⁹⁴

Die Grundsatzbestimmung § 40 Abs. 1 Z 15 ElWOG 2010 sieht vor, dass die Ausführungsgesetze die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten, was die Bereitstellung aller notwendiger Hilfsdienste, einschließlich jener, die zur Befriedigung der Nachfrage erforderlich sind, zu gewährleisten, sofern diese Bereitstellung unabhängig von jedweden anderen Übertragungsnetz ist, mit dem das Netz einen Verbund bildet und Maßnahmen für den Wiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes zu planen und zu koordinieren, indem sie vertragliche Vereinbarungen im technisch notwendigen Ausmaß sowohl mit direkt

³⁹¹ Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz 11.

³⁹² Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz 12; *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 15 Rz. 117.

³⁹³ Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz 13.

³⁹⁴ Insgesamt dazu: Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz 15, 16, 17.

als auch indirekt angeschlossenen Kraftwerksbetreibern³⁹⁵ abschließen, um die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen.

Vorliegend liegt aufgrund der Spannungslosigkeit sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz eine Großstörung vor. Für diesen Fall sind die Übertragungsnetzbetreiber somit ausdrücklich gesetzlich verpflichtet, zum Zwecke der Wiederherstellung der Versorgungssicherheit Verträge mit geeigneten schwarzstart- und inselbetriebsfähigen Kraftwerksbetreibern abzuschließen.

5.3.5.1.2.2 VORGABEN DER LANDESAUSFÜHRUNGSGESETZE

Die Landesausführungsgesetze haben die Vorgaben des EIWOG 2010 nahezu einheitlich wörtlich übernommen, indem die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit zum Zwecke des Wiederaufbaus des Übertragungsnetzes bei Großstörungen ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen ist.³⁹⁶ Lediglich die Landesausführungsgesetze des Burgenlandes (§ 35 Abs. 1 Z 20 Bgld. EIWG 2006), von Niederösterreich (§ 41 Abs. 1 Z 20 NÖ EIWG 2005) und Wien (§ 41 Abs. 1 Z 23 WEIWG 2005) sehen in dieser Hinsicht vor, dass die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit zwar durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen ist, allerdings in Kooperation mit den Verteilernetzbetreibern, da ohne eine solche der Netzwiederaufbau nicht möglich ist.³⁹⁷

5.3.5.1.2.3 VORGABEN DER TOR-TEIL B

Nach den Vorgaben der TOR-Teil E sind die Übertragungsnetzbetreiber sowohl für die Bereitstellung der Systemdienste Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, Versorgungswiederaufnahme, Betriebsführung inkl. Engpassmanagement sowie für die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität verantwortlich.³⁹⁸

Die Übertragungsnetzbetreiber sind im Rahmen ihrer Verantwortung für einen zuverlässigen Betrieb der Netze und der raschen Wiederherstellung nach Großstörungen zusammen mit ihren benachbarten Netzbetreibern verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erstellen. Präventive Leistungen zur Versorgungswiederaufnahme können durch die Netzbetreiber selber, Erzeugungsanlagen (z.B. durch vertraglich gesicherte schwarzstartfähige Kraftwerke) und angrenzende oder unterlagerte Netze erbracht werden.³⁹⁹

Im Rahmen des Störungsmanagements haben die Übertragungsnetzbetreiber die Pflicht und auch das Recht, die technisch erforderlichen Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes nach der geltenden Rechtslage und dem Stand der Technik zur Verhinderung

³⁹⁵ Direkt angeschlossene Kraftwerksbetreiber sind direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen, indirekt angeschlossene Kraftwerksbetreiber sind an die Verteilernetze angeschlossen.

³⁹⁶ § 35 Abs. 1 Z 1, Z 2, Z 13, Z 20 Bgld. EIWG 2006; § 32 Abs. 1 lit. a, lit. k, Abs. 2, Abs. 4 K-EIWOG; § 41 Abs. 1 Z 1, Z 2, Z 13, Z 20 NÖ EIWG 2005; § 29 Abs. 1 Z 1, Z 8, Z 11, Z 15 Oö. EIWG 2006; § 7a Abs. 1 Z 1, Z 9, Z 11, Z 15 Salzburger LEG; § 32 Abs. 1 Z 1, Z 8, Z 11, Z 15 Stmk. EIWG 2005; § 40 Abs. 1 lit. a, lit. h, lit. k, lit. o TEG 2012; § 29 Abs. 1 lit. a, lit. i, lit. k, lit. o VlbG. EIWG; § 41 Abs. 1 Z 1, Z 4, Z 17, Z 23 WEIWG 2005.

³⁹⁷ Micheler, in: Österreichs Energie, EIWG, § 40 S. 149.

³⁹⁸ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 9.

³⁹⁹ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 14.

einer Störungsausweitung bzw. zur effizienten Versorgungswiederaufnahme zu ergreifen. Daher sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, in Abstimmung mit den Kraftwerksbetreibern und den anderen Netzbetreibern in ihrem Zuständigkeitsbereich einen Maßnahmenkatalog für das Störungsmanagement zu erstellen und dafür zu sorgen, dass es eine ausreichende Anzahl von Erzeugungseinheiten gibt, die inselbetriebs- und schwarzstartfähig sind (sofern möglich, sichert sich jeder Netzbetreiber vertraglich die Verfügbarkeit einer entsprechenden Anzahl von Erzeugungsanlagen, die inselbetriebsfähig oder schwarzstartfähig sind⁴⁰⁰). Zusätzlich vereinbaren die Übertragungsnetzbetreiber mit den Kraftwerksbetreibern und den benachbarten bzw. übergeordneten Netzbetreibern ein Netzwiederaufbaukonzept.⁴⁰¹

5.3.5.1.3 SONSTIGES

Um ausreichende Vorkehrungen hinsichtlich eines Versorgungswiederaufbaus zu treffen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Konzepte mit effektiven Maßnahmen erarbeiten. Dazu gehören u.a.:

- Störungssichere Kommunikationssysteme
- Vertragliche Absicherungen von Systemdienstleistungen, auf die im Fall eines Blackouts zugegriffen werden kann. Dazu gehören z.B. schwarzstartfähige Kraftwerke, inselbetriebsfähige Kraftwerke, Bezug von Wirk- und Blindleistung vom benachbarten Übertragungsnetzbetreiber zum Netzwiederaufbau.
- Strategien hinsichtlich des Netzwiederaufbaus bei unterschiedlichen Großstörungen.
- Hilfsmittel für die diensthabenden Mitarbeiter in den Netzleitstellen.

5.3.5.1.4 ZWISCHENERGEBNIS

Nach der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2015 sowie der Landesausführungsbestimmungen sind ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber explizit gesetzlich dazu verpflichtet, mittels vertraglich gesicherter schwarzstart- und inselbetriebsfähiger Kraftwerke das Übertragungsnetz im Falle der Großstörung wieder aufzubauen.

5.3.5.2 Pflichten der Verteilernetzbetreiber bei einem Blackout

5.3.5.2.1 UNIONSRECHTLICHE VORGABEN

5.3.5.2.1.1 VORGABEN DER ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNGSSICHERHEITS-RICHTLINIE 2005

Nach Art. 3 Abs. 1 der EVS-RL 2005 haben die Mitgliedstaaten eine hohe Sicherheit der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, indem sie die erforderlichen Maßnahmen ergreifen – wozu eine unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung gehört –, die Aufgaben und Zuständigkeiten der zuständigen Behörden (evtl. einschließlich der Regulierungsbehörden) und aller relevanter Marktteilnehmer festlegen und entsprechende Informationen veröffentlichen. Nach Art. 4 Abs. 2 der EVS-RL 2005 haben die Übertragungsnetzbetreiber und ggf. auch die Verteilernetzbetreiber Leistungsziele hinsichtlich der Versorgungsqualität und der Netzsicherheit festzulegen und einzuhalten. Zudem sieht der Erwägungsgrund 9 der

⁴⁰⁰ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 47.

⁴⁰¹ TOR-Teil B, Version 2.0, S. 25 ff.

EVS-RL 2005 vor, dass die Verteilernetzbetreiber verpflichtet sein sollten, bei Versorgungsunterbrechungen hochwertige Dienstleistungen für den Endverbraucher zu erbringen, wobei die Richtlinie nicht näher ausführt, was sie darunter versteht.

5.3.5.2.1.2 VORGABEN DER ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT-RICHTLINIE 2009

Die Verteilernetzbetreiber sind – im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern – nicht explizit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit verpflichtet. Allerdings sieht Art. 25 Abs. 1 der EltRL 2009 vor, dass die Verteilernetzbetreiber verpflichtet sind, ein sicheres und zuverlässiges Verteilernetz zu betreiben.

5.3.5.2.2 NATIONALE VORGABEN

5.3.5.2.2.1 VORGABEN DES ELWOG 2010 ALS GRUNDSATZGESETZ

Fraglich ist, welche Pflichten der Verteilernetzbetreiber bei einem Blackout hat, da – wie in der EltRL 2009 auch – eine explizite Regelung diesbezüglich nicht im ElWOG 2010 verankert ist. Allerdings sieht § 45 Z 6 ElWOG 2010 vor, dass die Verteilernetzbetreiber zum Betrieb und zur Instandhaltung des Netzes verpflichtet sind.

5.3.5.2.2.2 VORGABEN DER END-VO 2012-NOVELLE 2013

Nach § 7 Abs. 2 END-VO 2012-Novelle 2013 hat der Verteilernetzbetreiber jedoch zumindest bei einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung⁴⁰² unverzüglich mit den erforderlichen Arbeiten für deren Behebung zu beginnen und ehestmöglich wieder zu beenden. Die betroffenen Netzbenutzer sind über die voraussichtliche bzw. tatsächliche Dauer der Versorgungsunterbrechung in geeigneter Weise zu informieren. Für die Behebung der im Verteilernetz aufgetretenen ungeplanten Versorgungsunterbrechung hat der Netzbetreiber einen 24-Stunden Notdienst einzurichten, der unverzügliche Maßnahmen zur Gefahrenabwehr bzw. zur Wiederaufnahme der Versorgungssicherheit einleitet (§ 7 Abs. 3 END-VO 2012-Novelle 2013).

5.3.5.2.2.3 VORGABEN DER LANDESAUSFÜHRUNGSGESETZE

Die Landesausführungsgesetze haben die Betriebs- und Instandhaltungspflicht der Verteilernetzbetreiber entweder wörtlich vom ElWOG 2010 übernommen⁴⁰³ oder – in Anlehnung an die Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber – etwas ausführlicher verankert, indem die Verteilernetzbetreiber verpflichtet sind, die von ihnen betriebenen Netze sicher, zuverlässig und leistungsfähig unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten sowie die erforderlichen technischen Voraussetzungen für den Netzbetrieb sicherzustellen.⁴⁰⁴ Darüber hinaus sehen das Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich, Tirol und Wien vor, dass der Verteilernetzbetreiber zudem auch für die Bereitstellung aller

⁴⁰² Unter einer Versorgungsunterbrechung versteht man nach der Legaldefinition in § 2 Abs. 1 Z 7 END-VO 2012-Novelle 2013 eine zufällige und/oder störungsbedingte (ungeplante) oder vorgesehene und/oder betrieblich notwendige (geplante) Unterbrechung der Versorgung oder der Einspeisemöglichkeit eines oder mehrerer Netzbenutzer. Der Zustand einer Großstörung/eines Blackouts dürfte in diesem Fall jedoch noch nicht erreicht sein.

⁴⁰³ § 43 lit. f Kärntner ElWOG 2011; § 18 Abs. 1 Z 6 Salzburger LEG 1999; § 29 Abs. 2 Z 4 Stmk. ElWOG 2005.

⁴⁰⁴ § 32 Abs. 1 Z 1, 3 Bgld. ElWG 2006; § 38 Abs. 1 Z 1, 3 NÖ ElWG 2005; § 40 Z 6 und § 47 Abs. 1 Z 1, 2 Oö. ElWOG 2006; § 50 Abs. 1 lit. a, b TEG 2012; § 34 Abs. 1 lit. a, b VlbG. ElWOG, § 38 Abs. 1 Z 1, 11 WEIWG 2005.

unentbehrlichen Hilfsdienste zu sorgen hat. Fraglich ist, was unter der „Bereitstellung aller unentbehrlicher Hilfsdienste“ zu verstehen ist. Aufgrund der Definition im EIWOG 2010⁴⁰⁵ und den Landesausführungsgesetzen⁴⁰⁶ umfassen die Hilfsdienste in Umsetzung von Art. 2 Z 17 EltRL 2009 alle Dienstleistungen, die zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderlich sind. Das beinhaltet folglich, dass die Nachfrage durch die Netzbetreiber befriedigt werden muss.

Das Wiener Ausführungsgesetz sieht zudem noch vor, dass die Verteilernetzbetreiber ihre Netze so zu errichten und zu erhalten haben, dass es bei einem Ausfall eines Teils des Verteilernetzes oder einer Erzeugeranlage in der Regel möglich ist, die daraus entstehenden Versorgungsunterbrechungen durch Umschaltmaßnahmen zu beenden.

5.3.5.2.2.4 VORGABEN DER TOR-TEIL C

Alle Verteilernetzbetreiber sind u.a. für die Versorgungswiederaufnahme verantwortlich.⁴⁰⁷

Hinsichtlich des raschen Wiederaufbaus der Versorgung nach netzübergreifenden Störungen erstellen benachbarte Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Erzeuger ein abgestimmtes Konzept.⁴⁰⁸

5.3.5.2.2.5 VERTRAGLICHE VERPFLICHTUNGEN

Die Verteilernetzbetreiber sind – genauso wie die Übertragungsnetzbetreiber – aufgrund der Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG 2010 verpflichtet, Netzzugangsberechtigten den Netzzugang⁴⁰⁹ zu den Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren. In den Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber ist vorgesehen, dass dieser zumindest im Falle von Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Störungen für einen Versorgungswiederaufbau zu sorgen haben.⁴¹⁰ Daraus ergibt sich für die Verteilernetzbetreiber eine klare vertragliche Verpflichtung, mittels des Versorgungswiederaufbaus den Netzzugang, also die Nutzung des Netzes zum Zwecke der Einspeisung oder Entnahme durch die Netzbenutzer, so schnell wie möglich wieder zu gewährleisten.

5.3.5.2.3 WIEDERHERSTELLUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT AUCH DURCH DEN VERTEILERNETZBETREIBER ERFORDERLICH?

Fraglich ist somit, ob auch der Verteilernetzbetreiber ebenfalls dazu befugt ist, die Versorgungssicherheit im Falle eines großflächigen Stromausfall wiederherzustellen, da das EIWOG 2010 dies nicht vorsieht, sondern ausdrücklich bestimmt, dass die dafür notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ausschließlich durch den Übertragungsnetzbetreiber

⁴⁰⁵ § 7 Abs. 1 Z 26 EIWOG 2010.

⁴⁰⁶ § 2 Abs. 1 Z 28 Bgld. ElWG 2006; § 2 Abs. 1 Z 28 NÖ ElWG 2005; § 2 Z 29 Oö. ElWOG 2006; § 4 Abs. 29 TEG 2012; § 2 Abs. 1 Z 27 WEIWG 2005.

⁴⁰⁷ TOR-Teil C, Version 2.0, S. 6.

⁴⁰⁸ TOR-Teil C, Version 2.0, S. 8.

⁴⁰⁹ Unter dem Netzzugang versteht man die Nutzung eines Netzsystems, § 7 Abs. 1 Z 53 EIWOG 2010.

⁴¹⁰ So z.B. die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz (AVB) der Netz Oberösterreich GmbH, Punkt VII Z 9, S. 8, abrufbar unter: http://strom.netzgmbh.at/eag_at/resources/284094835607631929_1028631756552887790_4K7KgkNN.pdf, Allgemeine Bedingungen für den Zugang zu den Verteilernetzen in Vorarlberg, Punkt VII Abs. 8, S. 14, abrufbar unter: http://www.vorarlbergnetz.at/downloads/at/AB-VN_Strom%281%29.pdf.

mittels direkt und indirekt angeschlossenen Kraftwerken zu gewährleisten ist. Diese Verpflichtung steht jedoch nach dem Wortlaut unter dem Vorbehalt, dass es sich um den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes nach Großstörungen handelt. Dies könnte einerseits darauf hindeuten, dass der Übertragungsnetzbetreiber nur für die Wiederherstellung des Übertragungsnetzes zuständig ist und die Verteilernetzbetreiber für die Wiederherstellung ihrer Netze selber verantwortlich sind. Andererseits könnte dies aber auch bedeuten, dass die Übertragungsnetzbetreiber mittels inselbetriebsfähiger Kraftwerke zunächst das Übertragungsnetz wiederherstellen und über das sodann wieder funktionierende Übertragungsnetz die Versorgung der Verteilernetze wiederhergestellt wird. Die Definition der „Großstörung“, die auch dann erfüllt ist, wenn in den Verteilernetzen Spannungslosigkeit gegeben ist, lässt auf die zweite Auslegungsmöglichkeit schließen, sodass wohl demnach nur die Übertragungsnetzbetreiber zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit im Falle des großflächigen Stromausfalls verpflichtet sind. Für diese Interpretation spricht auch der Wortlaut von § 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010⁴¹¹, wonach der Übertragungsnetzbetreiber nicht nur mit direkt, sondern auch mit indirekt angeschlossenen Kraftwerkbetreibern Verträge abzuschließen hat. In der Praxis ist es wohl zumeist so, dass der Übertragungsnetzbetreiber zunächst mittels inselbetriebs- bzw. schwarzstartfähiger Kraftwerke das Übertragungsnetz wiederaufbaut. Erst dann folgt der Aufbau der Verteilernetze.

Allerdings schließt diese ausdrückliche gesetzliche Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber nicht aus, dass auch die Verteilernetzbetreiber (in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber) berechtigt sind, Maßnahmen zum Wiederaufbau des Netzes bei Großstörungen zu treffen. So sind diese nämlich nach der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 6 EIWOG 2010 zum Betrieb und zur Instandhaltung des Netzes verpflichtet, wobei hier nur auf den Betrieb näher eingegangen werden soll, der das Kerngeschäft eines jeden Netzbetreibers darstellen dürfte. Welche Tätigkeiten des Netzbetreibers für den Betrieb des Netzes genau erforderlich sind, hat der Gesetzgeber jedoch nicht definiert. Es werden jedoch wohl sämtliche Erfordernisse umfasst sein, die für den Transport von Elektrizität notwendig sind. Dabei ist zu beachten, dass auch bei dieser Verpflichtung die Zielbestimmung der Netz- und Versorgungssicherheit (§ 4 Z 4 EIWOG 2010, Grundsatzbestimmung) zu berücksichtigen ist. Darunter fallen somit Netze, die – gerade vor dem Hintergrund der schwerwiegenden Folgen, eines Stromausfalls – eine im Wesentlichen unterbrechungsfreie, also regelmäßige Versorgung mit Elektrizität ermöglichen.⁴¹² Da die Verteilernetzbetreiber folglich gesetzlich zum Betrieb ihrer Netze und eben nicht zum Liegenlassen verpflichtet sind, erscheint es auch in Hinblick auf die Vorgaben der EVS-RL 2005, während der Dauer von Versorgungsunterbrechungen hochwertige Dienstleistungen für die Endverbraucher zu erbringen, als angemessen, wenn die Verteilernetzbetreiber, sofern sie technisch dazu in der Lage sind, parallel zum Aufbau des Übertragungsnetzbetreibers einen Inselbetrieb mittels geeigneter Kraftwerke herstellen und dadurch zumindest teilweise den Betrieb ihrer Netze gewährleisten und damit zu einer schnelleren Wiederherstellung der gesamten Versorgungssicherheit und einer Reduzierung der Folgen des Stromausfalls beitragen.

Schließlich sind die Verteilernetzbetreiber auch aus vertraglichen Gründen dazu verpflichtet, ihre Netze bei Versorgungsunterbrechungen wieder aufzubauen, wie sich aus den Allgemeinen Bedingungen explizit ergibt, um den Netzbenutzern den Netzzugang, also die

⁴¹¹ Grundsatzbestimmung.

⁴¹² Stötzel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 13.

Nutzung des Netzes zum Zwecke der Einspeisung bzw. Entnahme, schnellstmöglich wieder zu ermöglichen.

5.3.5.2.4 ZWISCHENERGEBNIS

Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern ist für die Verteilernetzbetreiber im EIWOG 2010 sowie in den Landesausführungsgesetzen nicht explizit geregelt, dass sie für den Wiederaufbau der Verteilernetze zuständig sind. Lediglich die END-VO 2012-Novelle 2013 sieht vor, dass die Verteilernetzbetreiber unverzüglich Maßnahmen hinsichtlich der Wiederaufnahme der Versorgungssicherheit zu ergreifen haben, was auch von den TOR-Teil C gestützt wird. Zudem trifft sie aufgrund der Allgemeinen Bedingungen eine vertragliche Verpflichtung zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit.

5.3.5.3 Ergebnis und Änderungsvorschläge

In der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010 ist folglich explizit verankert, dass ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit für den Fall des Wiederaufbaus des Übertragungsnetzes nach Großstörungen sicherzustellen. Dies bedeutet in der Praxis, dass die Übertragungsnetzbetreiber wohl in den meisten Fällen zunächst die Versorgung ihrer Netze wiederherstellen und erst im Anschluss die Verteilernetze wieder mit Spannung versorgen. Dies geschieht somit grds. von „oben nach unten“, sodass zunächst die Übertragungsnetze aufgebaut werden und sodann erst die Verteilernetze.

Auch wenn eine ausdrückliche gesetzliche Verpflichtung für die Verteilernetzbetreiber nicht vorgesehen ist, ist dennoch davon auszugehen, dass auch diese im Rahmen von großflächigen Stromausfällen parallel zu den Aktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber mit dem Wiederaufbau ihrer Netze (regional) beginnen dürfen. Aufgrund historischer Gegebenheiten sind nämlich viele Verteilernetzbetreiber technisch und organisatorisch dazu in der Lage, in Absprache mit den jeweiligen Kraftwerksbetreibern, auf entsprechende schwarzstartfähige Kraftwerke zuzugreifen und damit einen Inselbetrieb aufzubauen. Um für den Ernstfall den Netzwiederaufbau inklusive der Zusammenschaltung mit den Übertragungsnetzen zu üben, nehmen diese Verteilernetzbetreiber auch an entsprechenden Trainingseinheiten teil; die dafür anfallenden Kosten der Verteilernetzbetreiber werden von der Regulierungsbehörde anerkannt. Die Berechtigung der Verteilernetzbetreiber zum Wiederaufbau ihrer Netze resultiert u.a. aus ihrer gesetzlichen Verpflichtung zum Betrieb (und eben nicht zum Liegenlassen) ihrer Netze sowie zur Gewährung des Netzzugangs, aber auch daraus, dass die Netzbetreiber aufgrund der Netzzugangsverträge vertraglich zum Versorgungswiederaufbau im Falle von Versorgungsunterbrechungen verpflichtet sind. Aus diesen Verpflichtungen ist zu schließen, dass sie im Falle eines Stromausfalls so schnell wie möglich die Versorgung wieder herstellen müssen, um auch die Auswirkungen des Stromausfalls so weit wie möglich zu reduzieren.

Da die Verteilernetzbetreiber jedoch aufgrund der aktuellen Rechtslage nicht explizit zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit verpflichtet sind, werden ihnen – anders als den Übertragungsnetzbetreibern⁴¹³ – die anfallenden Kosten für die vertraglich gesicherte Vorhaltung entsprechender inselbetriebs- bzw. schwarzstartfähiger Kraftwerke durch die Regulierungsbehörde nicht anerkannt und ersetzt. Dies birgt das Risiko, dass die Verteilernetzbetreiber auslaufende Verträge mit entsprechenden Kraftwerksbetreibern unter

⁴¹³ Diese sind nach der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010 dazu verpflichtet.

Umständen nicht verlängern werden, sodass parallele regionale Netzaufbaumöglichkeiten nicht mehr zur Verfügung stehen werden. *Da jedoch einerseits – langfristig gesehen – die Gefahr großflächiger Stromausfälle zunehmen wird und andererseits sichergestellt werden muss, dass es auch dezentrale Aufbaumaßmöglichkeiten für den Fall gibt, dass das Übertragungsnetz nicht rasch wiederaufzubauen ist (weil es etwa durch gezielte Angriffe oder Naturereignisse ausgefallen ist), um so die Auswirkungen des Stromausfalls gerade in urbanen Räumen erheblich abzumildern, erscheint es ratsam, die aktuell bestehenden gesetzlichen Regelungen und Netzwiederaufbaukonzepte zu überarbeiten. Sinnvoll wäre ein abgestimmtes und koordiniertes österreichweites Aufbaukonzept der Übertragungsnetzbetreiber mit den Verteilernetzbetreibern, worin u.a. die zu treffenden Maßnahmen sowie die anfallenden Kosten drin verankert wären. Dazu bedarf es auch der Kommunikation und Abstimmung der Verteilernetzbetreiber untereinander, um ein technisch notwendiges und ökonomisch darstellbares Konzept zu entwickeln. Ziel dieses abgestimmten Netzaufbaukonzeptes muss auf jeden Fall sein, zu erreichen, künftig mittels paralleler regionaler und raschen Netzaufbaumöglichkeiten durch die Verteilernetzbetreiber eingetretene Blackouts in Österreich zeitlich deutlich verkürzen zu können und somit die Versorgungssicherheit in ganz Österreich schneller wieder herzustellen, als es ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber der Fall ist.⁴¹⁴ Sobald ein entsprechendes Wiederaufbaukonzept erarbeitet wurde, empfiehlt sich eine gesetzliche Änderung im EIWOG 2010, am besten in Form eines durch Verfassungsrecht abgesichertes unmittelbar anwendbares Bundesrecht, womit die unmittelbare Blackout-Prävention und der Netzwiederaufbau nach Großstörungen geregelt wird. Soweit somit auch die Verteilernetzbetreiber vor dem Hintergrund der Gewährleistung der Versorgungssicherheit im erforderlichen und angemessenen Ausmaß gesetzlich verpflichtet sind, gemeinsam und in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber den Netzwiederaufbau bei Großstörungen vorzunehmen, was die dauerhafte Vorhaltung erforderlicher und geeigneter schwarzstart- bzw. inselbetriebsfähiger Kraftwerke sowie die Durchführung entsprechender Übungen für den Ernstfall durch das Personal beinhaltet, wird eine *angemessene finanzielle Abgeltung, also eine Anerkennung der anfallenden Kosten, durch die Regulierungsbehörde ebenfalls darstellbar sein.**

5.3.5.4 Exkurs: Ausblick auf den ENTSO-E Network Code on Emergency and Restoration

Am 01.04.2014 wurde ENTSO-E von der Europäischen Kommission damit beauftragt, Betriebsvorschriften für den Notfall, also den Ausfall des Elektrizitätsnetzes, und die Wiederherstellung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zu erstellen. Die entsprechenden Ausarbeitungen wurden nunmehr am 31.03.2015 zur Stellungnahme an ACER⁴¹⁵ übergeben.⁴¹⁶

Der ENTSO-E Netzwerk Kodex gliedert sich grds. in drei wichtige Bereiche: Den Systemverteidigungsplan, den Wiederherstellungsplan und das Einschaltverfahren, wobei an dieser Stelle nur kurz auf den Wiederherstellungsplan eingegangen werden soll. Art. 21 sieht

⁴¹⁴ Für eine schnellere und effektivere Wiederherstellung der Versorgungssicherheit sollten bei der Erstellung des Konzepts alle möglichen Ressourcen auf sämtlichen Netzebenen in Betracht gezogen werden.

⁴¹⁵ Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

⁴¹⁶ Abrufbar unter:
https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325_ENTSO-E_NC%20ER_final.pdf

vor, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber mit den relevanten Verteilernetzbetreibern, bedeutenden Netzwerkbenutzern, benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und anderen Übertragungsnetzbetreibern im Synchronbereich einen Wiederherstellungsplan erstellt, um im Bedarfsfall im Netz so schnell wie möglich wieder den Normalzustand herstellen zu können. Dieser Wiederherstellungsplan sollte zumindest Auskunft über die Möglichkeiten von Last und Erzeugung, spezielle Bedürfnisse von hoch prioritären Netzbenutzern sowie über die Besonderheiten des Netzes sowie der darunterliegenden Verteilernetze geben. Bei der Erstellung sollte zudem u.a. beachtet werden, dass bei einer Aktivierung dieses Wiederherstellungsplans nur die in der jeweiligen Situation notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, wobei diese volkswirtschaftlich sinnvoll sein und möglichst geringe Auswirkungen auf die Netzbenutzer haben sollten. Ziel ist es, dass der Übertragungsnetzbetreiber die notwendigen Mittel für eine Bottom-up-Methode hat, um u.a. die Inselbetriebe zu überwachen und später wieder einbinden zu können. Im Wiederherstellungsplan müssen zudem Verfahren definiert werden, die auch die Verteilernetzbetreiber und Erzeuger zum Zwecke der Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit betreffen. Art. 23 beschreibt die Aktivierung des Wiederherstellungsplans wenn der Übertragungsnetzbetreiber in einer Notlage oder einem Blackout ist, wozu die Abläufe mit den Verteilernetzbetreibern und wichtigen Netzwerkbenutzern koordiniert werden müssen.

Der Wiederherstellungsplan muss unter anderem eine Strategie zum Netzwiederaufbau enthalten. Diese sollte sich nach Art. 24 in eine Top-down und eine Bottom-up Strategie gliedern, wobei jeder Übertragungsnetzbetreiber dazu berechtigt ist, in Echtzeit je nach Bedarf eine dieser zu anzuwenden und gegebenenfalls zu kombinieren. Bei Aktivierung der Netzwiederaufbau-Strategie muss jeder Übertragungsnetzbetreiber die Netzparameter überwachen, die Verfügbarkeit von Erzeugern prüfen und die erwartete Dauer der möglichen Netzaufbaumaßnahmen miteinbeziehen. Des Weiteren muss der Wiederherstellungsplan eine Strategie zur Herstellung der Sollfrequenz im eigenen Netzgebiet und im Synchronnetz beinhalten.

Die ausgearbeiteten Strategien und Maßnahmen müssen von den Übertragungsnetzbetreiber an die Stakeholder gemeldet und in weiterer Folge bis zu einem bestimmten Zeitpunkt ins Netz implementiert werden. Kommt es im Netz zu einem Störfall oder handelt es sich um ein Blackout wird der Wiederherstellungsplan vom Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit den Stakeholdern aktiviert und die erforderlichen Strategien und Maßnahmen gestartet.

5.3.6 Aufgaben der Bundes- und Landesbehörden während eines Blackouts

Nachdem die Aufgabenverteilung hinsichtlich der Wiederherstellung der Versorgungssicherheit durch die Akteure der Elektrizitätswirtschafts dargestellt wurde, stellt sich die Frage, wer ansonsten auf welcher Grundlage bestimmte Aufgaben während und nach der nationalen Katastrophe in Form eines länderübergreifenden Stromausfalls zu erfüllen hat. Möglich scheint dies u.a. auf der Basis des Katastrophenrechts. Auch wenn die Komponenten „Katastrophe“ und „Recht“ einen gewissen Widerspruch vermuten lassen (das Wort „Katastrophe“ vermittelt etwas negatives, chaotisches und unregelbares, während das Wort „Recht“ etwas positives, geordnetes und damit regelbares ausdrücken soll), so ist dieser Widerspruch doch nur ein scheinbarer, zumal das Katastrophenrecht nicht den Anspruch erhebt, die Katastrophe selber zu regeln oder das Auftreten weiterer Katastrophen

gar komplett zu beseitigen.⁴¹⁷ Vielmehr dient das Katastrophenrecht dazu, das menschliche Verhalten, vor, während und nach der Katastrophe zu regeln um die Zahl der Katastrophen zu vermindern, das Ausmaß einer eingetretenen Katastrophe durch ein effektives Katastrophenmanagement einzudämmen und nach einer Katastrophe eine geordnete Rückkehr zur Normalität zu gewährleisten.⁴¹⁸ Daher sollen an dieser Stelle die einschlägigen gesetzlichen Regelungen in groben Zügen überblicksartig dargestellt und eine effektive Katastrophenkommunikation aufgezeigt werden.

Zu untersuchen ist – nachdem kurz auf unionsrechtliche Aspekte eingegangen wurde – wie die Zuständigkeitsverteilung zwischen dem Bund und den Ländern hinsichtlich der Katastrophenprävention und der Katastrophenbekämpfung ausgestaltet ist, zumal von einem Stromausfall unterschiedliche kritische Infrastruktureinrichtungen betroffen sind und der Katastrophenschutz im B-VG nicht explizit geregelt ist. Daher bedarf es der Auslegung, welchem Kompetenztatbestand der Katastrophenschutz und die Katastrophenhilfe unterfallen.

5.3.6.1 Unionsrechtliche Rahmenbedingungen

An dieser Stelle der Untersuchung sollen die europarechtlichen Vorgaben, die sich mit dem Katastrophenschutz befassen, überblicksartig dargestellt werden, wobei zunächst auf das Primärrecht und sodann auf das Sekundärrecht einzugehen ist.

⁴¹⁷ Thiele, Katastrophenschutzrecht, in: Härtel, Handbuch Föderalismus, S. 70 Rz. 3.

⁴¹⁸ Thiele, Katastrophenschutzrecht, in: Härtel, Handbuch Föderalismus, S. 70 Rz. 3.

5.3.6.1.1 PRIMÄRRECHT

Bereits das Primärrecht geht im Rahmen des AEUV⁴¹⁹ an einigen Stellen auf den Katastrophenschutz ein.

5.3.6.1.1.1 ART. 6 I.V.M. ART. 2 ABS. 5 AEUV

Art. 6 Abs. 2 lit. f AEUV und Art. 2 Abs. 5 AEUV legen fest, dass die Union in bestimmten Bereichen, worunter auch der Katastrophenschutz fällt, Maßnahmen zur Unterstützung, Koordinierung oder Ergänzung der Maßnahmen der Mitgliedstaaten durchzuführen hat, ohne dass die Union dadurch selber anstelle der Mitgliedstaaten für diese Bereiche zuständig wird. Unter einer Unterstützung der Union sind Handlungen zu verstehen, die die Maßnahmen der Mitgliedstaaten erleichtern und fördern sollen, worunter auch finanzielle Zuwendungen fallen.⁴²⁰ Die Koordinierung durch die Union zeichnet sich u.a. durch Abstimmungen aus, um Spannungen zu verringern und die Effektivität zu erhöhen.⁴²¹ Die Ergänzung ist auch eine Unterstützungsmaßnahme, jedoch ohne finanziellen Bezug.⁴²² Die primäre Regelungsbefugnis verbleibt trotz der Maßnahmen der Union bei den einzelnen Mitgliedstaaten, da Art. 6 AEUV vom sog. Substitutionsverbot geprägt ist, was beinhaltet, dass die Union zwar entsprechende Maßnahmen treffen darf, wobei aber stets gewährleistet sein muss, dass die politische Verantwortlichkeit (z.B. für den Katastrophenschutz) bei den einzelnen Mitgliedstaaten verbleibt und nicht auf die Union übergeht.⁴²³ Sinn und Zweck ist, die Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten im Bereich der Katastrophenverhütung wirksamer zu gestalten.⁴²⁴

5.3.6.1.1.2 ART. 196 AEUV

In Art. 196 AEUV wird ganz konkret der Katastrophenschutz geregelt.⁴²⁵ Art. 196 Abs. 1 S. 1 AEUV sieht zunächst vor, dass die Union die Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten fördert, um die Systeme zur Verhütung von Naturkatastrophen oder von Menschen verursachten Katastrophen sowie zum Schutz vor solchen Katastrophen wirksamer zu gestalten („Gestaltungsauftrag“⁴²⁶). Zwar unterscheidet diese Vorgabe zwischen Naturkatastrophen und menschlich verursachte Katastrophen, definiert sie allerdings nicht, was jedoch auch unbeachtlich sein dürfte, da somit sämtliche Arten von Katastrophen (einschließlich terroristischer Akte) umfasst sind.⁴²⁷ Im Rahmen der Katastrophe sind drei Merkmale relevant: Vorliegen eines extremen Ereignisses, schädigende Folgen von außergewöhnlichem Umfang und keine eigene Folgenbewältigung durch die betroffenen Menschen.⁴²⁸ Allerdings bezweckt die Norm nicht, dass die Union den

⁴¹⁹ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. EG C 115/2008, S. 47.

⁴²⁰ *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Recht der Europäischen Union, Art. 6 Rz. 12.

⁴²¹ *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Recht der Europäischen Union, Art. 6 Rz. 13.

⁴²² *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Recht der Europäischen Union, Art. 6 Rz. 15.

⁴²³ *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Recht der Europäischen Union, Art. 2 Rz. 34; *Schwartz*, Katastrophenschutzrecht, S. 66.

⁴²⁴ *Eilmannsberger/Jaeger*, in: Mayer/Stöger, EUBV/AEUV, Art. 6 Rz. 18; *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Recht der Europäischen Union, Art. 6 Rz. 26.

⁴²⁵ Ausführlich dazu: *Schwartz*, Katastrophenschutzrecht, S. 32 ff.

⁴²⁶ *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, EU-Arbeitsweisevertrag, Art. 196 Rz. 8.

⁴²⁷ *Schwartz*, Katastrophenschutzrecht, S. 33.

⁴²⁸ *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, EU-Arbeitsweisevertrag, Art. 196 Rz. 13-17.

Katastrophenschutz selber betreibt, zumal dies Aufgabe der einzelnen Mitgliedstaaten ist, sondern will die Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten in diesem Bereich fördern, also unterstützen. Die Zielsetzungen der Union ergeben sich sodann aus Art. 196 Abs. 1 S. 2 lit. a bis c AEUV: So unterstützt und ergänzt die Union die Mitgliedstaaten im Rahmen der Risikoprävention, bei der Ausbildung der am Katastrophenschutz Beteiligten sowie beim Katastropheneinsatz (lit. a). Wie genau diese Unterstützungsmaßnahmen der Union aussehen, bleibt zwar offen, es ist jedoch davon auszugehen, dass verwaltungstechnische, kommunikative, informationsbezogene und finanzielle Hilfsdienste davon umfasst werden.⁴²⁹ Wichtig ist jedoch aufgrund des Substitutionsverbots, dass, sofern Kapazitäten der Union erforderlich werden, diese nur auf ausdrückliche Aufforderung durch einen Mitgliedstaat zum Einsatz kommen und sodann auch der Leitung dieses Mitgliedstaates unterstehen.⁴³⁰ Ferner hat die Union die Aufgabe, eine schnelle und effiziente Zusammenarbeit zwischen den einzelstaatlichen Katastrophenschutzstellen zu fördern (lit. b). Schließlich soll die Kohärenz der Katastrophenschutzmaßnahmen auf internationaler Ebene verbessert werden (lit. c), was bedeutet, dass die Union mittels ihrer internationalen Beziehungen in Absprache mit den Mitgliedstaaten z.B. auf einheitliche Standards hinwirkt.⁴³¹

Aufgrund von Art. 196 Abs. 2 AEUV ist es der europäischen Union bei der Verfolgung der Ziele i.S.v. Art. 196 Abs. 1 AEUV nicht gestattet, Maßnahmen zu einer Harmonisierung der mitgliedstaatlichen Rechtsnormen zu treffen.

5.3.6.1.1.3 ART. 222 AEUV

Im Gegensatz zu Art. 196 AEUV (wo es um die Verhütung von Katastrophen geht) wird nunmehr in Art. 222 AEUV der Zeitpunkt geregelt, in dem eine Katastrophe eingetreten ist. Diesbezüglich haben sich die einzelnen Mitgliedstaaten zur gegenseitigen Unterstützung im Katastrophenfall, also bei einem Terroranschlag, einer Naturkatastrophe bzw. bei einer durch Menschen verursachte Katastrophe, verpflichtet (Solidaritätsklausel). Die Union mobilisiert in einen Katastrophenfall alle ihr zur Verfügung stehenden Mittel, um den betroffenen Mitgliedstaat umfassend (finanziell, medizinisch, logistisch, usw.) zu unterstützen.⁴³² Auch die anderen Mitgliedstaaten leisten ihm Unterstützung, sofern der betroffene Mitgliedstaat diese Unterstützung einfordert.

5.3.6.1.1.4 ART. 122 AEUV

Nach Art. 122 Abs. 2 AEUV kann einem Mitgliedstaat unter gewissen Voraussetzungen ein finanzieller Beistand durch die Union gewährt werden, wenn er durch Naturkatastrophen oder außergewöhnliche Ereignisse von Schwierigkeiten betroffen ist.

5.3.6.1.2 SEKUNDÄRRECHT

Mit der Entscheidung über ein Gemeinschaftsverfahren für den Katastrophenschutz aus dem Jahr 2007⁴³³ wurde das Gemeinschaftsverfahren aus dem Jahr 2001 überarbeitet.⁴³⁴ Mit

⁴²⁹ *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, EU-Arbeitsweisevertrag, Art. 196 Rz. 27.

⁴³⁰ *Schwartz*, Katastrophenschutzrecht, S. 82.

⁴³¹ *Schwartz*, Katastrophenschutzrecht, S. 41, 83.

⁴³² *Schusterschitz/Stillfried*, in: Mayer/Stöger, EUBV/AEUV, Art. 222 Rz. 15.

⁴³³ Entscheidung des Rates vom 08.11.2007 über ein Gemeinschaftsverfahren für den Katastrophenschutz (Neufassung), ABl. L 2007/314, 9.

dieser Entscheidung wird ein Verfahren eingeführt, dass die Zusammenarbeit und Koordination zwischen der Gemeinschaft und den Mitgliedstaaten bei schweren Notfällen bzw. unmittelbar drohenden schweren Notfällen hinsichtlich der Hilfseinsätze verbessert.⁴³⁵ Zu dem Verfahren gehören nach Art. 2 der Entscheidung insbesondere

- die Ermittlung der Einsatzteams, die in den Mitgliedstaaten für Hilfseinsätze in Notfällen verfügbar sind,
- die Entwicklung und Durchführung eines Ausbildungsprogramms,
- die Abhaltung von Workshops und Seminaren zu wichtigen Einsatzprojekten,
- die Aufstellung und Entsendung von Koordinationsteams,
- die Einrichtung eines Beobachtungs- und Informationszentrums (MIC), das rund um die Uhr erreichbar ist,
- die Schaffung eines gemeinsamen Kommunikations- und Informationssystems (CECIS), Zwecks Austauschs zwischen dem MIC und den Kontaktstellen der Mitgliedstaaten,
- Beiträge zur Entwicklung von Detektions- und Frühwarnsystemen für Katastrophen,
- die Unterstützung der Mitgliedstaaten beim Zugang zu Ausrüstungs- und Transportmitteln und Finanzierung zusätzlicher Transportmittel.

Vor diesem Verfahren haben die Mitgliedstaaten nach Art. 4 der Entscheidung u.a.

- die Einsatzteams, die binnen 12 Stunden nach dem Hilfersuchen entsandt werden können, zu ermitteln,
- Experten zu benennen, die in einem Evaluierungs- und/oder Koordinationsteam eingesetzt werden können,
- freiwillig Module zu entwickeln, die zur Deckung des vorrangigen Einsatz- und Unterstützungsbedarfs geeignet sind,
- zu prüfen, ob sie sonstige Unterstützung für besondere Notfälle bereitstellen können,
- Kontaktstellen zu bestimmen.

Die Kommission übernimmt nach Art. 5 der Entscheidung u.a.

- die Einrichtung und Verwaltung des MIC,
- die Einrichtung und Verwaltung des CECIS,
- die Entwicklung von Detektions- und Frühwarnsystemen,
- die Zusammenstellung und Entsendung kleiner Expertenteams, zur Beurteilung und Koordinierung der Katastrophenschutz Einsätze vor Ort,
- die Erstellung eines Ausbildungsprogramms

Sofern ein Mitgliedstaat von einem schweren Notfall betroffen ist, kann er über das MIC Hilfe anfordern. Das MIC leitet dieses Ersuchen sodann an die Kontaktstellen der anderen Mitgliedstaaten weiter, die sodann entscheiden müssen, ob und in welchem Ausmaß sie Hilfe leisten. Die Leitung für den Hilfseinsatz obliegt dem hilfsbedürftigen Mitgliedstaat.

⁴³⁴ Ausführlich dazu: *Schwartz*, Katastrophenschutzrecht, S. 130 ff.

⁴³⁵ Erwägungsgrund 4 und Art. 1 der Entscheidung.

Durch das Verfahren soll keine homogene europäische Struktur geschaffen, sondern nur der gemeinsame Einsatz im Katastrophenfall erleichtert werden. Sofern ein Mitgliedstaat mit der Abwendung der Katastrophe überfordert sein, sollte er auf das Verfahren zurückgreifen können.

5.3.6.1.3 ZWISCHENERGEBNIS

Der Katastrophenschutz fällt in die Verantwortlichkeit der einzelnen Mitgliedstaaten, sodass keine ausschließliche Zuständigkeit der Union (Subsidiaritätsprinzip) gegeben ist. Der Union kommt hingegen eine Unterstützungs-, Koordinierungs- und Ergänzungsfunktion zu, damit auch die Zusammenarbeit der einzelnen Mitgliedstaaten im Bedarfsfall besser funktioniert. Auf europäischer Ebene steht somit ein genereller rechtlicher Rahmen zur Verfügung, der zur Verbesserung der Katastrophenbewältigung in den Mitgliedsstaaten, aber auch zwischen mehreren Mitgliedstaaten, dient. Durch eine gemeinsame Sprache kann die Interoperabilität und Zusammenarbeit zwischen unterschiedlichen Mitgliedsstaaten und Organisationen wesentlich verbessert werden.

Die Notwendigkeit für eine koordinierte europäische Zusammenarbeit wurde zuletzt Anfang 2014 bei der „Eiskatastrophe“ in Slowenien unter Beweis gestellt. Nach einem weitreichenden Stromausfall aufgrund der teilweisen Zerstörung der Stromnetzinfrastruktur in Folge eines andauernden Eisregens waren Hilfskräfte aus 10 Ländern im Einsatz, um einen völligen gesellschaftlichen Zusammenbruch zu verhindern.⁴³⁶ In der Anfangsphase waren rund 200.000 Haushalte betroffen. Im Rahmen des durch die EU koordinierten internationalen Hilfseinsatzes waren auch die Großaggregate der Niederösterreichischen Feuerwehren im Einsatz. Diese stellten auch das größte internationale Hilfskontingent.

Daraus lässt sich aber auch die begrenzte Möglichkeit von internationalen Hilfsmaßnahmen bei einem europaweiten Stromausfall („Blackout“) ableiten. Alleine in Niederösterreich leben rund 1,6 Millionen Menschen. Bei möglicherweise hundert Millionen Betroffenen ist eine Hilfe von außen bzw. gegenseitige Unterstützung nur mehr sehr eingeschränkt bzw. punktuell möglich. Der grundsätzliche EU-Mechanismus ist wichtig und notwendig, stößt jedoch bei einem europaweiten Stromausfall rasch an seine Grenzen, da viele Mitgliedsstaaten selbst betroffen sein werden. Zudem werden die finanziellen Unterstützungsmöglichkeiten nach einem solchen Ereignis nicht ausreichen, um die erwartbaren Schäden vollständig mildern zu können.⁴³⁷

5.3.6.2 Nationale Rahmenbedingungen

Zu untersuchen ist, wie die Zuständigkeitsverteilung zwischen dem Bund und den Ländern hinsichtlich der Katastrophenprävention und der Katastrophenbekämpfung ausgestaltet ist, zumal von einem Stromausfall unterschiedliche kritische Infrastruktureinrichtungen betroffen sind und der Katastrophenschutz im B-VG nicht explizit geregelt ist. Daher bedarf es der Auslegung, welchem Kompetenztatbestand der Katastrophenschutz und die Katastrophenhilfe unterfallen.

⁴³⁶ Vgl. <http://www.bundesheer.at/truppendienst/ausgaben/artikel.php?id=1738> [22.01.15]

⁴³⁷ Vgl. www.blackout-simulator.com_

5.3.6.2.1 GESETZGEBUNGSKOMPETENZ VON BUND UND LÄNDERN

Nach Art. 10 B-VG unterfallen Gesetzgebung und Vollziehung folgender ausgewählter Angelegenheiten in den Kompetenzbereich des Bundes⁴³⁸:

- Geld-, Kredit-, Börse- und Bankwesen (Art. 10 Abs. 1 Z 5 B-VG)
- Aufrechterhaltung der öffentlichen Ruhe, Ordnung und Sicherheit einschließlich der ersten allgemeinen Hilfeleistung, jedoch mit Ausnahme der örtlichen Sicherheitspolizei (Art. 10 Abs. 1 Z 7 B-VG)
- Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie (Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG)
- Verkehrswesen bezüglich der Eisenbahnen und der Luftfahrt sowie der Schifffahrt, soweit diese nicht unter Art. 11 fällt, Angelegenheiten der wegen ihrer Bedeutung für den Durchgangsverkehr durch Bundesgesetz als Bundesstraßen erklärten Straßenzüge außer der Straßenpolizei (Art. 10 Abs. 1 Z 9 B-VG)
- Starkstromwegerecht, soweit sich die Leitungsanlage auf zwei oder mehrere Länder erstreckt (Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG)
- Arbeitsrecht, soweit es nicht unter Art. 12 fällt (Art. 10 Abs. 1 Z 11 B-VG)
- Gesundheitswesen mit Ausnahme des Leichen- und Bestattungswesens sowie des Gemeindesaniätsdienstes und Rettungswesens; Abfallwirtschaft, sofern ein Bedürfnis nach Erlassung einheitlicher Vorschriften vorhanden ist; Veterinärwesen (Art. 10 Abs. 1 Z 12 B-VG)
- Organisation und Führung der Bundespolizei (Art. 10 Abs. 1 Z 14 B-VG)
- Militärische Angelegenheiten (Art. 10 Abs. 1 Z 15 B-VG)

Aus dieser Aufzählung ergibt sich, dass es keinen eigenen Kompetenztatbestand des Bundes hinsichtlich des Katastrophenschutzes gibt. Vielmehr sind je nach Ursache der Gefahr unterschiedliche Gesetze und damit auch unterschiedliche Behörden zuständig, sodass es sich bei dem Komplex des Katastrophenschutzes um eine Querschnittsmaterie handelt.⁴³⁹ Sofern diese Bundesgesetze nicht einschlägig sind, kommt die Generalklausel des Art. 15 Abs. 1 B-VG zu tragen, wonach Gesetzgebung und Vollziehung Angelegenheiten der Länder sind, soweit diese nicht ausdrücklich dem Bund zugewiesen sind. Damit unterfallen die Bereiche des Katastrophenschutzes und der Katastrophenhilfe dem Kompetenzbereich der einzelnen Bundesländer, sodass ihnen somit die notwendige personelle und materielle Ressourcenvorsorge obliegt, aber auch das operative Krisenmanagement, selbst dann, wenn der Stromausfall mehr als ein Bundesland betrifft.⁴⁴⁰

5.3.6.2.2 KATASTROPHENSCHUTZGESETZE DER LÄNDER

An dieser Stelle sollen die Katastrophenschutzgesetze der Länder (diese werden allerdings in den einzelnen Bundesländern zum Teil unterschiedlich benannt) überblicksartig dargestellt werden.⁴⁴¹ Relevant sind in dieser Hinsicht v.a. Phase 2⁴⁴² (Katastrophenvorsorge bzw. -

⁴³⁸ Ausführlich dazu: *Bußjäger*, Katastrophenprävention, S. 14 ff.

⁴³⁹ *Wimmer*, Katastrophenschutzmanagement, RFG 2008/4, 14.

⁴⁴⁰ *Meyer-Teschendorf*, Zivil- und Katastrophenschutz, in: FS Scholz, S. 799.

⁴⁴¹ Die Feuerwehrgesetze, Rettungsgesetze, etc. werden hingegen nicht untersucht.

⁴⁴² Das drohende Eintreten einer Katastrophe soll verhindert werden.

schutz) und Phase 3⁴⁴³ (Katastrophenbekämpfung bzw. -bewältigung oder -hilfe) im Rahmen der Katastrophe.

Exkurs:

Das Katastrophenmanagement ist in vier Phasen gegliedert:⁴⁴⁴

- **Phase 1:** Katastrophenvermeidung (das soll verhindert werden, dass eine Katastrophe überhaupt entsteht; Regelungen ergeben sich z.B. aus dem Technikrecht, Umweltrecht, Baurecht, etc.)
- **Phase 2:** Katastrophenvorsorge (z.B. Erstellung von Katastrophenschutz- und Einsatzplänen, Durchführung von Katastrophenschutzübungen, Aus- und Fortbildungen, Information der Bevölkerung)
- **Phase 3:** Katastrophenbekämpfung bzw. -bewältigung (Umgang mit der Katastrophe im aktuellen Stadium)
- **Phase 4:** Katastrophennachsorge (Beseitigung der eingetretenen Schäden)

Allerdings sind nur die Katastrophenvorsorge (Phase 2) sowie die Katastrophenbekämpfung (Phase 3) unmittelbar vom Katastrophenrecht selber umfasst. Die Katastrophenvermeidung sowie die Katastrophennachsorge gehören hingegen nicht mehr zum Katastrophenrecht i.e.S.⁴⁴⁵ und werden im Folgenden auch nicht betrachtet.

5.3.6.2.2.1 GELTUNGSBEREICH DER KATASTROPHENSCHUTZGESETZE

Die Gesetze sollen einerseits die Vorsorge/Verhinderung vor Katastrophenfällen (Katastrophenabwehr) regeln und andererseits Maßnahmen hinsichtlich der Abwehr und Bekämpfung von eingetretenen Katastrophen (Katastrophenhilfe) treffen.

5.3.6.2.2.2 KATASTROPHENVORSORGE (PHASE 2)

5.3.6.2.2.2.1 Katastrophenschutzplan (Des Landes)

Burgenland:

Nach § 12 Bgld. KatastrophenhilfeG⁴⁴⁶ hat die Landesregierung, für den Fall, dass mehrere Bezirke von den Auswirkungen einer Katastrophe betroffen sein werden, wovon im Fall eines großflächigen Stromausfalls auszugehen ist, einen Katastrophenschutzplan des Landes zu erstellen. Dieser enthält die erforderlichen Maßnahmen zur Koordinierung der Katastrophenhilfe. Zur einheitlichen Gestaltung helfen Richtlinien.

Kärnten:

Sofern mehrere Bezirke von der Katastrophe betroffen sein werden oder das Bundesheer assistieren muss, hat die Landesregierung die erforderlichen Maßnahmen zur Koordinierung

⁴⁴³ Bekämpfung der akuten Katastrophe vom Ausruf bis zur Beendigung.

⁴⁴⁴ Ausführlich dazu: *BM.I, Krisen- und Katastrophenschutzmanagement*, S. 17 ff.; *Bundesministerium des Innern, Schutz kritischer Infrastrukturen*, S. 22 ff.; *Thiele, Katastrophenschutzrecht*, in: Härtel, *Handbuch Föderalismus*, S. 74 f. Rz. 12.

⁴⁴⁵ *Kloepfer, Katastrophenschutzrecht*, *VerwArch* 2007, 163 (169).

⁴⁴⁶ Gesetz vom 18.11.1985, über die Abwehr und Bekämpfung von Katastrophen (Katastrophenhilfegesetz), *LGBl.* 2014/47.

der Katastrophenhilfe in einem Katastrophenschutzplan des Landes zusammenzufassen, § 2 Abs. 4 K-KHG⁴⁴⁷.

Niederösterreich:

Es sind Katastrophenschutzpläne nach einheitlichen Richtlinien der Landesregierung (für die Gemeinden von den Gemeinden, für die politischen Bezirke von den Bezirksverwaltungsbehörden und für das Land von der Landesregierung) aufzustellen, § 14 Abs. 1 und Abs. 2 NÖ KHG⁴⁴⁸.

Oberösterreich:

Die Katastrophenschutzbehörden haben aufgrund der Richtlinien Katastrophenschutzpläne zu erstellen, wobei die Landesregierung ihre Pläne dem Bund und den Bezirksverwaltungsbehörden zu übermitteln hat, § 11 Oö. KatSchG⁴⁴⁹.

Salzburg:

Die Bezirksverwaltungsbehörde hat zur Vorbereitung und Durchführung der Abwehr und Bekämpfung von Katastrophen einen Katastrophenschutzplan zu erstellen, § 8 Abs. 1 Slzb. KatastrophenhilfeG⁴⁵⁰.

Steiermark:

Das Land hat als Vorbereitungsmaßnahme zur Abwehr und Bekämpfung von Katastrophen Katastrophenschutzpläne zu erstellen, § 3 Abs. 1 Stmk. KatastrophenschutzG⁴⁵¹.

Tirol:

Die Landesregierung hat für die Vorbereitung und Durchführung der Abwehr und Bekämpfung von bezirksüberschreitenden Katastrophen durch Verordnung einen Landes-Katastrophenschutzplan zu erlassen, § 9 Abs. 1 Tiroler KatastrophenmanagementG⁴⁵².

Vorarlberg:

Die Gemeinde hat zur Vorbereitung und zur Durchführung der Katastrophenhilfe einen Katastrophenschutzplan zu erstellen und sich an den Grundsätzen der Verordnung der Landesregierung zu orientieren, § 4 VlbG. KatastrophenhilfeG⁴⁵³.

Wien:

Nach § 3 Abs. 1 W-KKG⁴⁵⁴ hat die Gemeinde zur Verhütung von Katastrophen sowie zur Abwehr und Bekämpfung der Katastrophe einen Schutzplan zu erstellen.

⁴⁴⁷ Gesetz vom 26.06.1980 über Maßnahmen zur Bekämpfung von Katastrophenfolgen (Kärntner Katastrophenhilfegesetz – K-KHG), LGBI. 2013, 85.

⁴⁴⁸ NÖ Katastrophenhilfegesetz (NÖ KHG), LGBI. 4450-7.

⁴⁴⁹ Landesgesetz, mit dem Bestimmungen über den Katastrophenschutz in Oberösterreich erlassen werden (Oö. Katastrophenschutzgesetz – Oö. KatSchG), LGBI. 2013/90.

⁴⁵⁰ Gesetz vom 23.10.1974 über die Abwehr und Bekämpfung von Katastrophen (Katastrophenhilfegesetz), LGBI. 2013/106.

⁴⁵¹ Gesetz vom 16.03.1999 über die Abwehr und Bekämpfung von Katastrophen (Steiermärkisches Katastrophenschutzgesetz), LGBI. 2013/87.

⁴⁵² Gesetz vom 08.02.2006 über das Katastrophenmanagement in Tirol (Tiroler Katastrophenmanagementgesetz), LGBI. 2014/187.

⁴⁵³ Gesetz über die Hilfe in Katastrophenfällen (Katastrophenhilfegesetz), LGBI. 2013/44.

5.3.6.2.2.2 Aus- und Fortbildungen

Burgenland:

Das Land hat im Aufgabenbereich des Katastrophenhilfsdienstes für Aus- und Fortbildungen zu sorgen und in angemessenem Umfang Einsatzübungen anzuordnen, § 15 Bgld. KatastrophenhilfeG.

Niederösterreich:

Nach § 15 NÖ KHG hat für die Ausbildung des Katastrophenhilfsdienstes grds. das Land zu sorgen.

Oberösterreich:

Die Katastrophenschutzbehörden auf Bezirks- und Landesebene haben nach § 12 Oö. KatSchG interne Fortbildungsveranstaltungen durchzuführen und dafür zu sorgen, dass den Organen des Katastrophenschutzes notwendige Schulungsangebote zur Verfügung stehen.

Salzburg:

Gem. § 12 Slzb. KatastrophenhilfeG hat grds. das Land für die Ausbildung des Katastrophenhilfsdienstes zu sorgen.

Steiermark:

Das Land hat auf eine ausreichende Aus- und Fortbildung zu achten und Katastrophenschutzübungen durchzuführen, § 3 Abs. 1 Stmk. KatastrophenschutzG.

Tirol:

Die Landesregierung hat nach § 13 Abs. 5 Tiroler KatastrophenmanagementG dafür zu sorgen, dass die Mitglieder der Landes-Einsatzleitung und andere, die an der Bekämpfung der Katastrophe mitwirken, die Gelegenheit haben, sich die notwendigen Kenntnisse und Fertigkeiten anzueignen.

Vorarlberg:

Die Gemeinde trägt nach § 12 VlbG. KatastrophenhilfeG dafür Sorge, dass sich die Mitglieder der Einsatzleitung und Katastrophenhilfsdienste sowie die freiwilligen Helfer die notwendigen Kenntnisse aneignen.

5.3.6.2.2.2.3 Alarm- und Warneinrichtungen / Informationen über den Katastrophenfall

Burgenland:

Mittels akustischer Zeichen müssen die Bewohner vor drohenden Katastrophen gewarnt und bei Eintritt einer Katastrophe alarmiert werden können, § 14 Bgld. KatastrophenhilfeG.

Niederösterreich:

Nach § 12 NÖ KHG ist ein Warn- und Alarmdienst vorhanden.

⁴⁵⁴ Gesetz über Maßnahmen zur Bewältigung von Katastrophen, Großschadensereignissen und komplexen Schadensereignissen sowie die Einrichtung eines Krisenmanagements (Wiener Katastrophenhilfe- und Krisenmanagementgesetz – W-KKG), LGBI. 2015/08.

Oberösterreich:

Die Gemeinde hat dafür zu sorgen, dass die Bevölkerung und der Katastrophenhilfsdienst durch Signalanlagen vor drohenden Katastrophen gewarnt und alarmiert werden können (§ 14 Abs. 1 Oö. KatSchG).

Salzburg:

Die Gemeinde hat dafür zu sorgen, dass die Bevölkerung durch Signalanlagen vor drohenden bzw. eingetretenen Katastrophen gewarnt und alarmiert werden kann, § 10 Abs. 1 Slzb. KatastrophenhilfeG.

Tirol:

- o Das Land Tirol hat eine ständig besetzte Landeswarnzentrale einzurichten, § 6 Abs. 1 Tiroler KatastrophenmanagementG.
- o Die Zivilschutzsignale haben folgende Signale: Warnung, Alarm und Entwarnung, § 6 Abs. 4 Tiroler KatastrophenmanagementG.
- o Die Behörden haben sich im Katastrophenfall gegenseitig über eine Informations- und Kommunikationsplattform umfassend zu informieren, § 19 Abs. 1 Tiroler KatastrophenmanagementG.

Vorarlberg:

Die Gemeinde hat geeignete Einrichtungen vorzusehen, um die Bevölkerung vor absehbaren Katastrophen warnen und alarmieren zu können, § 5 Abs. 1 VlbG. KatastrophenhilfeG.

Wien:

Die Gemeinde hat einen Alarmplan zu erstellen, um möglichst alle Personen warnen bzw. alarmieren zu können (§ 5 W-KKG).

5.3.6.2.2.4 Selbstschutz der Bevölkerung

Burgenland:

Die Landesregierung ist verpflichtet, Kenntnisse und Fertigkeiten im Selbstschutz zu vermitteln und Anleitungen zu geben, wie sich jeder im Katastrophenfall vor Personen- und Sachschäden (u.a. mittels Haushaltsvorräten und Medikamenten) schützen kann, § 17 Bgld. KatastrophenhilfeG.

Wien:

Nach § 8 W-KKG hat die Gemeinde für die präventive Vermittlung von Kenntnissen und Fertigkeiten im Selbstschutz der Bevölkerung zu sorgen.

5.3.6.2.2.3 KATASTROPHENBEKÄMPFUNG (PHASE 3)

5.3.6.2.2.3.1 Ausrufung der Katastrophe

Burgenland:

Der Katastrophenfall ist durch die Bezirksverwaltungsbehörde festzustellen und kundzumachen. Dabei ist die Art der Katastrophe zu bezeichnen und z.B. mittels Presse und Rundfunk zu verlautbaren. Es sind der Bevölkerung dabei möglichst Empfehlungen über Maßnahmen zum Selbstschutz zu geben (§ 18 Bgld. KatastrophenhilfeG).

Niederösterreich:

Der Einsatzleiter warnt und alarmiert die Bevölkerung im Katastrophenfall, § 12 NÖ KHG.

Salzburg:

Die Bezirksverwaltung hat die drohende oder eingetretene Katastrophe kundzumachen und ist auf geeignete und rasche Weise, z.B. durch Presse und Rundfunk, bekanntzumachen und der Landesregierung und den jeweiligen Bezirksverwaltungsbehörden mitzuteilen, § 16 Slzb. KatastrophenhilfeG.

Steiermark

Die zuständige Behörde hat die Öffentlichkeit durch geeignete Maßnahmen über den Eintritt einer Katastrophe zu informieren und über erforderliche Maßnahmen zum Selbstschutz in Kenntnis zu setzen, § 4 Stmk. KatastrophenschutzG.

Tirol:

Über die Landeswarnzentrale ist die Öffentlichkeit mittels Zivilschutzsignale oder Rundfunk vor Katastrophen zu warnen und über die Abwehr und Bekämpfung der Katastrophe zu informieren, § 6 Tiroler KatastrophenmanagementG.

Vorarlberg:

Der Bürgermeister hat die Bevölkerung vor der drohenden Katastrophe zu warnen und zu alarmieren, § 15 Abs. 1 VlbG. KatastrophenhilfeG.

5.3.6.2.2.3.2 Einsatzleitung

Burgenland:

- o Einsatzleiter ist der Leiter der Bezirksverwaltungsbehörde. Er kann zudem einen Führungsstab bilden, § 19 Bgld. KatastrophenhilfeG.
- o Zudem kann die Landesregierung zum Zwecke eines wirksamen Einsatzes sowie zur Koordinierung und Unterstützung eine Einsatzleitung einrichten, § 21 Bgld. KatastrophenhilfeG.

Kärnten:

Sind mehrere Bezirke von der Katastrophe betroffen, hat die Landesregierung für das gesamte Land einen Einsatzleiter zu bestellen. Zusätzlich ist ein Krisenstab zu bilden, § 3 Abs. 3 K-KHG.

Niederösterreich:

- o Einsatzleiter ist der Bezirkshauptmann, in Städten mit eigenem Statut der Bürgermeister (§ 10 Abs. 1 NÖ KHG).
- o Die Landesregierung kann zur Gewährleistung eines wirksamen Einsatzes und zur Koordinierung und Unterstützung der Einsätze eine Einsatzleitung auf Landesebene errichten, § 11 NÖ KHG.

Oberösterreich:

- o Die behördliche Leitung der Katastrophenabwehr obliegt einer geeigneten Person der Katastrophenschutzbehörde, § 15 Abs. 1 Oö. KatSchG.
- o Hinzu kommt eine technische Einsatzleitung, § 16 Oö. KatSchG.

Salzburg:

- o Einsatzleiter ist der Leiter der Bezirksverwaltungsbehörde, § 17 Slzb. KatastrophenhilfeG.
- o Die Landesregierung kann für einen wirksamen Einsatz und zwecks Koordinierung und Unterstützung eine Einsatzleitung einrichten, § 18 Slzb. KatastrophenhilfeG.

Steiermark:

Die Einsatzleitung obliegt im vorliegenden Fall der Landesregierung (§ 5 Abs. 1 i.V.m. § 2 Abs. 3 Stmk. KatastrophenschutzG).

Tirol:

Die Zusammensetzung der Einsatzleitung bei der Landesregierung und die Anzahl ihrer Mitglieder sind in der Geschäftsordnung festzulegen, § 4 Tiroler KatastrophenmanagementG.

Vorarlberg:

Die Landesregierung kann nach § 28 Abs. 2 VlbG. KatastrophenhilfeG die Besorgung der Katastrophenhilfe an sich ziehen. Einsatzleiter ist dann das zuständige Mitglied der Landesregierung.

Wien:

Die Einsatzleitung vor Ort obliegt dem Einsatzleiter i.S.d. des Wiener Feuerwehrgesetzes.

5.3.6.2.2.3.3 Katastrophenhilfsdienst

Burgenland:

Der Katastrophenhilfsdienst eines politischen Bezirks ist die Gesamtheit der innerhalb eines politischen Bezirks zur einheitlichen Organisation zusammengeschlossenen Einrichtungen für die Katastrophenhilfe, § 4 Abs. 2 Bgld. KatastrophenhilfeG. Die Einteilung obliegt dem Leiter der Bezirksverwaltungsbehörde, § 4 Abs. 3 Bgld. KatastrophenhilfeG.

Niederösterreich:

Der Katastrophenhilfsdienst eines politischen Bezirks ist die Gesamtheit der innerhalb eines politischen Bezirks zur einheitlichen Organisation zusammengeschlossenen Einrichtungen für die Katastrophenhilfe, § 6 Abs. 2 NÖ KHG. Die Einteilung des Katastrophenhilfsdienstes (mit Ausnahme der freiwilligen Feuerwehren) in die einzelnen Hilfsdienste und die Bestellung deren Leiter obliegt dem Einsatzleiter, § 6 Abs. 3 NÖ KHG.

Oberösterreich:

- o Der Katastrophenhilfsdienst ist Hilfsorgan der Katastrophenschutzbehörde, § 4 Abs. 1 Oö. KatSchG.
- o Der Katastrophenhilfsdienst besteht aus Einrichtungen und Personal des Landes, des Oö. Landes-Feuerwehrverbandes und der Hilfsorganisationen, § 4 Abs. 2 Oö. KatSchG.

Salzburg:

- o Die Katastrophenhilfe wird für jeden politischen Bezirk durch den Katastrophenhilfsdienst besorgt, § 2 Abs. 1 Slzb. KatastrophenhilfeG.
- o Der Katastrophenhilfsdienst des politischen Bezirks ist die Gesamtheit der innerhalb eines politischen Bezirks bestehenden Einrichtungen für die Katastrophenhilfe, § 2 Abs. 2 Slzb. KatastrophenhilfeG.

Steiermark:

Die Katastrophenhilfe wirkt am Katastrophenschutz mit und setzt sich aus den in § 7 Stmk. KatastrophenschutzG aufgelisteten Einheiten zusammen.

Tirol:

Der Katastrophenhilfsdienst besteht aus den Feuerwehren, bestimmten Organisationen, freiwilligen Helfern und zur unentgeltlichen Hilfeleistung verpflichteten Personen, § 15 Tiroler KatastrophenmanagementG.

Vorarlberg:

Der Katastrophenhilfsdienst besteht aus den Ortsfeuerwehren der Gemeinde, aus dem Rettungsdienst bzw. den anerkannten Rettungsorganisationen sowie aus den ausgebildeten Freiwilligen, § 10 Abs. 2 VlbG. KatastrophenhilfeG.

5.3.6.2.2.3.4 Wer ist zur Katastrophenhilfe verpflichtet (Zwangsrechte)?

Burgenland:

- o Das Land hat erforderlichenfalls das in seinen Diensten stehende Personal auf Aufforderung des Einsatzleiters kostenlos zur Verfügung zu stellen, § 3 Abs. 2 Bgld. KatastrophenhilfeG.
- o Zudem können bestimmte juristische Personen durch Bescheid der Landesregierung zum Katastrophenhilfsdienst verpflichtet werden, § 8 Bgld. KatastrophenhilfeG.
- o Reichen die Katastrophenhilfsdienste nicht aus, kann der Einsatzleiter grds. jede im Einsatzgebiet befindliche, über 16 Jahre alte taugliche Person im Rahmen des Zumutbaren zur Hilfeleistung einteilen, § 27 Bgld. KatastrophenhilfeG.⁴⁵⁵

Kärnten:

Der Einsatzleiter kann bei Gefahr in Verzug grds. jede taugliche Person im Rahmen des Zumutbaren in Anspruch nehmen, sofern die zur Verfügung stehenden Einsatzmittel nicht zur Abwendung der Katastrophe ausreichen, §§ 5 Abs. 1 lit. b, 6 Abs. 1 K-KHG.

⁴⁵⁵ Grundrechtliche Fragen, die sich bei der Heranziehung Privater zur Hilfeleistung stellen, werden an dieser Stelle nicht geprüft, zumal davon ausgegangen wird, dass Eingriffe in die jeweiligen Grundrechte im öffentlichen Interesse liegen und somit gerechtfertigt sind.

Niederösterreich:

- o Das Land hat erforderlichenfalls das in seinen Diensten stehende Personal auf Aufforderung des Einsatzleiters kostenlos zur Verfügung zu stellen, § 4 Abs. 2 NÖ KHG.
- o Zudem hat jedermann auf Anordnung des Einsatzleiters nach Zumutbarkeit seine Arbeitskraft für die erforderlichen Hilfsmaßnahmen zur Verfügung zu stellen, § 5 Abs. 1 NÖ KHG.
- o Sofern es die öffentlichen Interessen erfordern, kann die Landesregierung, bei besonderer Dringlichkeit auch die Bezirksverwaltungsbehörde, durch Bescheid geeignete physische und juristische Personen verpflichten, an bestimmten Aufgaben einzelner Hilfsdienste mitzuwirken, § 9 NÖ KHG.

Oberösterreich:

- o Soweit es im öffentlichen Interesse zweckmäßig ist, kann die Landesregierung mit Bescheid gewissen Organisationen unter der Leitung des Oö. Landes-Feuerwehrverbandes Aufgaben der Katastrophenhilfe übertragen, § 5 Oö. KatSchG.
- o Sofern die notwendigen Hilfsorgane nicht rechtzeitig zur Katastrophenabwehr verfügbar sind, kann die Katastrophenschutzbehörde jede Person im möglichen und zumutbaren Ausmaß zur erforderlichen Hilfeleistung verpflichten (§ 20 Abs. 1 Z 1 Oö. KatSchG); erforderlichenfalls unter Anwendung unmittelbarer behördlicher Befehls- und Zwangsgewalt.

Salzburg:

- o Wenn es öffentliche Interessen erfordern, kann die Landesregierung oder in dringenden Fällen die Bezirksverwaltungsbehörde durch Bescheid geeignete physische und juristische Personen verpflichten, an Hilfsdiensten mitzuwirken, § 6 Abs. 1 Slzb. KatastrophenhilfeG.
- o Zudem können bestimmte juristische Personen können durch Bescheid der Landesregierung zum Katastrophenhilfsdienst verpflichtet werden, § 6 Abs. 2 Slzb. KatastrophenhilfeG.
- o Auf Anordnung des Einsatzleiters hat jedermann im notwendigen Umfang die ihm zumutbaren Hilfeleistungen zu erbringen, § 20 Abs. 1 lit. a Slzb. KatastrophenhilfeG.

Tirol:

Soweit die Hilfsorganisationen nicht zur Bekämpfung der Katastrophe ausreichen, kann die Behörde nach § 15 Abs. 3 Tiroler KatastrophenmanagementG mit Bescheid oder durch Ausübung unmittelbarer Befehlsgewalt geeignete Personen, die sich im Einsatzgebiet aufhalten, im notwendigen Umfang und für die notwendige Dauer zur unentgeltlichen Hilfeleistung verpflichten.

Vorarlberg:

Zu Dienstleistungen können grds. alle Personen der Gemeinde zwischen dem vollendeten 18. und 60. Lebensjahr herangezogen werden, § 19 Abs. 1 VlbG. KatastrophenhilfeG.

5.3.6.2.2.3.5 Hinzuziehung des Bundesheeres

Kärnten:

Nach § 7 Abs. 2 K-KHG kann die Bezirksverwaltung das Bundesheer gem. § 2 Abs. 5 Wehrgesetz 2001 nach Anhörung der Landesregierung hinzuziehen.

Oberösterreich:

Bei Bedarf ist das Bundesheer durch die Katastrophenschutzbehörden zur Assistenz nach den Bestimmungen des Wehrgesetzes 2001 anzufordern, § 22 Oö. KatSchG. Dies bedarf der gleichzeitigen Verständigung des Oö. Landes-Feuerwehrverbandes.

Salzburg:

Der Einsatz des Bundesheeres richtet sich nach den wehrrechtlichen Bestimmungen, § 6 Abs. 3 Slzb. KatastrophenhilfeG.

Anmerkung:

Das Bundesheer kann zu Assistenzeinsätzen durch die betroffenen (Landes-)behörden zur Hilfeleistung bei Elementarereignissen und Unglücksfällen außergewöhnlichen Umfanges herangezogen werden, sofern eine Bewältigung der Katastrophe sonst nicht möglich ist (Art. 79 Abs. 2 Z 2 B-VG, § 2 Abs. 1 lit. c, Abs. 5 WehrG⁴⁵⁶).⁴⁵⁷ Sofern es zu einer Anforderung des Bundesheeres kommt, ist dieses im Rahmen seiner Assistenzleistung den Anweisungen der anfordernden Stelle, also der verantwortlichen Einsatzleitung, unterstellt. Das bedeutet, dass die Hilfskräfte unterstützend für diese Stelle tätig werden und somit auch an das entsprechende Landesrecht gebunden sind.⁴⁵⁸

5.3.6.2.2.3.6 Ergebnis und Änderungsvorschlag

Die Länder sind aufgrund der Kompetenzverteilung für den Katastrophenschutz zuständig, auch wenn es sich über eine länderübergreifende Katastrophe wie einen großflächigen Stromausfall handelt. Die rechtliche Grundlage dafür findet sich in den jeweiligen Katastrophenschutzgesetzen. Allerdings zeigt sich bei der Aufführung einzelner wichtiger Aspekte in diesem Zusammenhang, dass es doch massive Regelungslücken innerhalb der einzelnen Katastrophenschutzgesetze gibt, die jedoch für die Bewältigung eines großflächigen Stromausfalls von Nöten wären.

So bedarf es bereits im Rahmen der Katastrophenvorsorge (Phase 2) in allen Landesgesetzen der Verankerung von Aus- und Fortbildungen, wenn möglich auch länderübergreifend. Zudem scheint es überaus sinnvoll zu sein, Vorgaben des Selbstschutzes für den Katastrophenfall im Sinne eines Blackouts vorzusehen. Dies beinhaltet auch, dass die Länder (evtl. in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern) verpflichtet sind, generell über die Möglichkeit eines Blackouts (z.B. mittels Broschüren oder Vorträgen) aufzuklären und dass dieser im schlimmsten Fall mehrere Tage andauern kann. Zudem bedarf es der Erläuterung der mit einem Blackout einhergehenden Konsequenzen (wie z.B. dass sämtliche Kommunikation via Telefon, Handy oder Internet nach einer gewissen Zeit nicht mehr funktioniert, Supermärkte schließen, da die Ware nicht gekühlt

⁴⁵⁶ Wehrgesetz 2001-WG 2001, BGBl. I 2015/3.

⁴⁵⁷ Wenn die Hinzuziehung des Bundesheeres als Bundesbehörde in einem der Katastrophenschutzgesetze verankert wird, bedarf es nach Art. 97 Abs. 2 B-VG der Zustimmung der Bundesregierung.

⁴⁵⁸ Thiele, Katastrophenschutzrecht, in: Härtel, Handbuch Föderalismus, S. 80 Rz. 28.

werden kann und die Kassensysteme ausfallen, Ampeln, Züge, Aufzüge, etc. still stehen bzw. stecken bleiben, Bargeld nicht mehr abgehoben werden kann bzw. der elektronische Zahlungsverkehr auch nicht mehr möglich ist, Lebensmittel verderben und große Ausfälle in der Massentierhaltung erwartet werden müssen, die Wasserver- und Abwasserentsorgung beeinträchtigt wird oder sogar ganz ausfällt, die Medikamenten- und Gesundheitsversorgung nicht mehr wie gewohnt funktioniert, es keine Treibstoffversorgung gibt und Heizungen ausfallen) und der Herausgabe dementsprechender Handlungsempfehlungen und Verhaltensmaßnahmen (wie z.B. die Eigenbevorratung mit haltbaren Lebensmitteln, Wasser, Medikamenten, Batterien, Hygieneartikeln, etc.). Dadurch kann das Bewusstsein in der Bevölkerung und von Unternehmen gestärkt werden.

Im Falle einer eingetretenen Katastrophe ist für deren rasche Bekämpfung (Phase 3) zunächst einmal essentiell, dass der Fall der Katastrophe festgestellt und diese geleitet wird und zwar nach den meisten aktuellen Katastrophenschutzgesetzen am besten von der Landesregierung, wenn es sich um einen österreichweiten Stromausfall handelt. Besonders entscheidend ist sodann die rasche und einheitliche Ausrufung der Katastrophe und die Information der Öffentlichkeit über die Ursache und voraussichtliche Dauer des Stromausfalls, damit in der kurzen Phase nach dem Stromausfall, wo noch möglicherweise Teile der Telekommunikationsinfrastruktur funktionieren, möglichst viele Menschen und vor allem die Wirtschaft und andere Infrastrukturbetreiber erreicht werden. Diese müssen nämlich ihre Systeme unter erschwerten Bedingungen in kürzester Zeit in einen sicheren Betriebszustand bringen, um weitere Schäden zu verhindern bzw. um damit überhaupt erst ein rasches Wiederhochfahren nach der Rückkehr der Stromversorgung zu gewährleisten. Nach einem solchen Ereignis steht nur mehr der Österreichische Rundfunk mittels Radioaussendungen zur Verfügung, um möglichst viele Menschen zu erreichen. Auch diese Vorgehensweise sollte in allen Katastrophenschutzgesetzen klargestellt und eindeutig geregelt werden.

Da die Katastrophenbekämpfung der Kompetenz der Länder unterfällt, bedarf es bei einem großflächigen, also länderübergreifenden Stromausfall, einer guten Kommunikation, Koordination und Kooperation der Länder untereinander, was eine große Herausforderung darstellt, aber essentiell für Bewältigung der Katastrophe ist. Zwar erscheint es grds. sinnvoll zu sein, dass die Einsatzleitung dem gleichen Organisationsbereich angehört, wie die ausführenden Einsatzkräfte, sollte aber im Rahmen eines großflächigen Stromausfalls zum Zwecke der besseren Kommunikation und Koordination bei der jeweiligen Landesregierung verankert werden, was in den Katastrophenschutzgesetzen, die dies bisher nicht geregelt haben, ergänzt werden sollte. *Im Falle eines großflächigen und damit landesgrenzenüberschreitenden Stromausfalls stellt sich jedoch die Frage, ob es nicht der Benennung einer übergeordneten Instanz bedarf, die einerseits zentral die Bevölkerung alarmiert (Auslösung des Katastrophenalarms)⁴⁵⁹ und andererseits die Gesamtkoordination⁴⁶⁰ übernimmt, aber auch die Öffentlichkeit laufend informiert und den Zugriff der Länder auf die Ressourcen des Bundes organisiert.⁴⁶¹ Dies wäre z. B. mittels einer Vereinbarung zwischen den Ländern und dem Bund nach Art. 15a B-VG möglich.⁴⁶²*

⁴⁵⁹ Dies könnte bei der Bundeswarnzentrale als Zentralstelle für das gemeinsame Alarmsystem des Bundes und der Länder verankert werden.

⁴⁶⁰ Diese Aufgabe könnte möglicherweise dem SKKM zugeteilt werden.

⁴⁶¹ So auch *Bußjäger*, Katastrophenprävention, S. 76 f.

⁴⁶² Es könnte jedoch auch die bereits bestehende Art. 15a-Vereinbarung hinsichtlich der Finanzierung des Warn- und Alarmsystems ergänzt werden.

Darin könnten auch bereits präventive Maßnahmen, wie nationale Notfallpläne und die regelmäßige Erprobung des Katastrophenfalls inklusive der Krisenkommunikation unter Einbeziehung der Netzbetreiber und Behörden verankert und geregelt werden, damit der Anlassfall reibungsloser funktionieren kann. Die unmittelbare Katastrophenbewältigung selber hat jedoch weiterhin auf Länderebene zu erfolgen.

5.3.6.2.3 AUF BUNDESEBENE

Auf Bundesebene⁴⁶³ gibt es keine gesetzliche Regelung hinsichtlich des behördlichen Krisenmanagements, da dies Sache der Bundesländer ist und somit die Leitung des Katastropheneinsatzes (im Fall eines großflächigen Blackouts) von der Landesregierung übernommen werden müsste. Eine Einsatzleitung auf Bundesebene gibt es demnach nicht.

Nach Teil 2 H Z 1 des Bundesministeriengesetzes⁴⁶⁴ ist das **BM.I** als oberste Sicherheitsbehörde⁴⁶⁵ zuständig für Hilfeleistungen bei Elementarereignissen und Unglücksfällen einschließlich der Angelegenheiten des Rettungswesens und der Feuerwehr, die Koordination in Angelegenheiten des staatlichen Krisenmanagements und des staatlichen Katastrophenschutzmanagements sowie für die Mitwirkung bei anlassbezogener Krisenbewältigung und internationaler Katastrophenhilfe. Folglich obliegt dem BM.I auf Bundesebene (nicht auf Landesebene) die Koordination des SKKM bei überregionalen Krisen- und Katastrophenfällen.

Am 03.11.1986 wurde beim Bundeskanzleramt die Einrichtung eines staatlichen Krisenmanagements beschlossen. Im Jahr 2000 wurde beim BM.I ein staatliches Katastrophenschutzmanagement eingerichtet. Diese beiden Einheiten (staatliches Krisenmanagement und staatliches Katastrophenschutzmanagement) wurden sodann 2003 beim BM.I als staatliches Krisen- und Katastrophenschutzmanagement (**SKKM**) unter dem Vorsitz des Generaldirektors für öffentliche Sicherheit zusammengelegt. Dieser Koordinationsausschuss für das Staatliche Krisen- und Katastrophenschutzmanagement umfasst alle Bundesministerien und Bundesländer sowie Einsatzorganisationen und Medien (ORF, APA). Ihm obliegt bei großräumigen Gefährdungen, also im Anlassfall, die Koordination der erforderlichen Maßnahmen auf Bundes- und Landesebene (über die Verwaltungs- und Zuständigkeitsgrenzen der Gebietskörperschaften hinweg) sowie die Koordination und Zusammenarbeit mit den Ländern. Folglich ist es die Aufgabe des SKKM, im Falle länger dauernder und komplexer Krisen- und Katastrophensituationen die rasche Koordination der Bundesbehörden untereinander sowie die Koordination und Zusammenarbeit mit den Ländern sicher zu stellen.

Das SKKM soll unterstützend dazu beitragen folgende Ziele zu erreichen:⁴⁶⁶

- Bestmögliche Verhinderung von Katastrophen durch Prävention und Risikooptimierung,
- möglichst baldige Früherkennung und Frühwarnung vor Katastrophen und dem entsprechenden Schadenspotential,

⁴⁶³ Zur Entwicklung des Zivilschutzes in Österreich: *BM.I, Krisen- und Katastrophenschutzmanagement*, S. 11 ff.

⁴⁶⁴ Bundesgesetz über die Zahl, den Wirkungsbereich und die Einrichtung der Bundesministerien (Bundesministeriengesetz 1986-BMG), BGBl. I 2014/11.

⁴⁶⁵ Art. 78a B-VG.

⁴⁶⁶ *BM.I, Krisen- und Katastrophenschutzmanagement*, S. 19 f.

- Sicherstellung eines hohen Niveaus der Einsatzvorbereitung,
- schnelle und effiziente Reaktion auf Katastrophen zur Schadensminimierung für die Allgemeinheit auf nationaler und internationaler Ebene und
- rascher Übergang zur Normalsituation nach Katastrophen.

Zur Erreichung dieser Ziele sollen technische Innovationen genutzt werden, um auch den Informationsfluss zu bzw. zwischen den strategischen Entscheidungsträger aber auch zur Bevölkerung zu verbessern.⁴⁶⁷

Das Einsatz- und Koordinationscenter (**EKC**) ist zentrale Informations- und Kommunikationsplattform des BM.I und umfasst auch den operativen Bereich der Bundeswarnzentrale für das staatliche Katastrophen- und Krisenmanagement.⁴⁶⁸

Die **Bundeswarnzentrale**, die seit 2006 beim EKC des BM.I eingebunden ist, hat die Aufgabe, Hilfsmaßnahmen bei Großschadensereignissen zu koordinieren. Sie fungiert im Anlassfall als operationelles Koordinations- und Informationsinstrument für das SKKM und den überregionalen Katastrophenschutz bei Großschadensereignissen, sodass eine reibungslose Kommunikation zum Zwecke der erforderlichen Maßnahmen für eine effektive Bewältigung der Krise oder Katastrophe gewährleistet ist.⁴⁶⁹ Zudem stellt die Bundeswarnzentrale die Zentralstelle für das gemeinsame Warn- und Alarmsystem des Bundes und der Länder dar und ist auch mit den Landeswarnzentralen zum Informationsaustausch verbunden (alle Informationen laufen dort zusammen).

5.3.6.2.4 ZWISCHENERGEBNIS

Folglich stellt der Katastrophenschutz eine Querschnittsmaterie dar, deren Aufgaben sowohl vom Bund, den Ländern und Gemeinden zu erfüllen sind, wobei der Schwerpunkt des Katastrophenmanagements bei den Ländern angesiedelt ist. *Aufgrund der föderalen Struktur des Katastrophenschutzes kann es durchaus Schwierigkeiten bei der Koordinierung der zahlreichen verschiedenen Akteure sowie Informationsasymmetrien geben, sodass sich eine Regelung für diesen Fall mittels einer Art. 15a-Vereinbarung empfehlen würde.* Aufgrund der erwartbaren nationalen Auswirkungen eines Blackouts erscheint es notwendig, das Szenario „Blackout“ zum nationalen Thema zu erheben und gesamtstaatlich zu koordinieren. Dies würde keinen unmittelbaren Eingriff in die bestehenden Kompetenzen erfordern, jedoch zu einer unverzichtbaren gemeinsamen gesamtstaatlichen Sprache und Sicht führen.

5.3.6.3 Information der Bevölkerung durch Kommunikation

Die Bevölkerung wird so gut wie nicht in den rechtlichen Betrachtungen und Regelwerken berücksichtigt, bzw. wenn überhaupt, auf die passive Rolle des „Selbstschutzes“ reduziert. Aufgrund des Umfanges der Betroffenheit ist aber eine sinnvolle Bewältigung ohne einer präventiven und proaktiven Einbindung der Bevölkerung nicht zu erwarten. Hier fehlt eine entsprechende Sicherheitskommunikation, um die Bevölkerung ausreichend über die Möglichkeit eines Blackouts zu informieren bzw. sie in eine aktive Auseinandersetzung und Vorbereitung einzubinden. Damit wird ihr die Möglichkeit zur Herstellung der nötigen Selbstwirksamkeit genommen.

⁴⁶⁷ Ebenda.

⁴⁶⁸ https://www.onlinesicherheit.gv.at/nationale_sicherheitsinitiativen/koordination_und_strategie/71763.html.

⁴⁶⁹ http://www.bmi.gv.at/cms/BMI_Zivilschutz/mehr_zum_thema/warnzentrale/start.aspx.

5.3.6.3.1 SICHERHEITSKOMMUNIKATION UND RESILIENZ

Nachdem in den Rechtsgrundlagen für den österreichischen Katastrophenschutz kaum Bezug auf eine umfassende Sicherheitskommunikation genommen wird, werden hier einige Aspekte näher beleuchtet. Die Sicherheitskommunikation ist generell als eine Orientierungshandlung zu verstehen, die zur (Wieder-)Herstellung und/oder Aufrechterhaltung von Sicherheit beiträgt. Sie umfasst einen breiten, holistischen Ansatz, der deutlich über die bekannte Risiko- und Krisenkommunikation hinausgeht.⁴⁷⁰ Kommunikation ist erst dann erfolgreich, wenn sie auch beim Empfänger angekommen und verstanden wird. Daher reicht eine reine Formalisierung (z. B. Ratgeber) bei weitem nicht aus, um erfolgreich zu kommunizieren. Die Empfänger müssen auch konkrete und intendierte Handlungen setzen.

5.3.6.3.2 KRISENKOMMUNIKATION

Damit die Gesellschaft nach einem Katastrophenereignis möglichst rasch wieder zu einer Normalität zurückkehren kann, muss der eingetretene chaotische Zustand minimiert werden. Dies erfolgt vorwiegend durch kommunikative Maßnahmen und durch Selbstorganisation. Dabei können die Koordination von (Einsatz-)Kräften zur Bewältigung der Folgen des Ereignisses sowie konkrete Handlungsanweisungen unterstützend wirken. Eine völlige „Steuerung“ ist gerade bei einem so weitreichenden Ereignis wie einem Blackout illusorisch. Dennoch ist Kommunikation das zentrale Steuerungsinstrument, um das öffentliche Leben in einer Krise wieder in geordnete Bahnen zu bringen. Diese unmittelbare Kommunikation in der Krise wird häufig als Krisenkommunikation bezeichnet. Sie umfasst dabei zwei Aspekte. Einerseits die technischen Kommunikationskanäle zwischen den unterschiedlichen Akteuren und andererseits die Inhalte der Kommunikation. Diese Krisenkommunikation beginnt bereits unmittelbar nach dem Ereigniseintritt in Form einer Warnung und/oder Erstinformation der Bevölkerung.⁴⁷¹ Je nach Ereignis kommen dazu unterschiedliche Kanäle zum Einsatz. Etwa Sirenen, Lautsprecherwagen oder Medienaussendungen. Bei einem Blackout muss davon ausgegangen werden, dass zeitnah auch weitgehend alle anderen stromabhängigen Infrastrukturen ausfallen, wie etwa die Telekommunikation oder die Sirenen. Damit werden sowohl die technischen Möglichkeiten als auch die Möglichkeit zur inhaltlichen Abstimmung von Warnungen und Informationen deutlich eingeschränkt. Im Wesentlichen reduzieren sich die Möglichkeiten zur flächendeckenden Information der Bevölkerung auf Radioaussendungen.

Eine wesentliche Rolle spielt daher die Kommunikation vor einem solchen Ereignis. Etwa mit konkreten Handlungsanweisungen für den Fall des Eintrittes, um einen frühzeitigen Zusammenbruch der noch verfügbaren Telekommunikationskanäle zu verhindern. Ohne diese Hintergrundinformation werden viele Menschen versuchen, sich bei noch funktionierenden Notrufanlaufstellen zu erkundigen, was los ist, ohne sich dabei bewusst zu sein, dass sie damit die noch verfügbare Infrastruktur überlasten und ebenfalls zum Ausfall bringen. Ähnliche Situationen sind auch nach dem unmittelbaren Stromausfall zu erwarten, wenn in der kritischen Phase des Wiederhochfahrens der Telekommunikationsinfrastrukturen durch Unwissenheit eine Überlastung und damit ein neuerlicher Zusammenbruch der

⁴⁷⁰ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 112.

⁴⁷¹ Wibmer, Zivil- und Katastrophenschutz, ÖGZ 9/95, 17.

Infrastrukturen drohen. Zum anderen erfordert die Erstellung von Botschaften Zeit. Diese ist aber in der Krise Mangelware. Hinzu kommt, dass all das, was schon vor der Krise kompliziert und unübersichtlich war, in der Krise zum Scheitern verurteilt ist.⁴⁷²

Zu berücksichtigen ist auch, dass die Bevölkerung weniger an bisher üblichen Verhaltensanweisungen oder Handlungsratschlägen interessiert ist, als vielmehr an konkreten Informationen zur Lage.⁴⁷³ Sie möchte laut Untersuchungen bessere, schnellere und umfassendere Information zu Aspekten wie „was ist passiert“ oder „wie lange wird die Behebung dauern“ erhalten.⁴⁷⁴

Bei einer näheren Betrachtung des Themas „Blackout und Kommunikation“ wird rasch klar, dass die bisherigen Mechanismen und Vorkehrungen zu kurz greifen. Die Bedeutung von Kommunikation zur Bewältigung von Unsicherheit vor dem Hintergrund komplexer, systemisch-dynamischer Prozesse, wie diese bei einem Blackout zu erwarten sind, wird in vielen Fällen massiv unterschätzt. Zusätzlich bauen die meisten Konzepte noch auf das bisher übliche Sender-Empfänger-Modell auf - Kommunikation als Einbahnstraße. Während des unmittelbaren Strom- und Infrastrukturausfalles wird dies auch kaum anders möglich sein. Was sich aber nach dem unmittelbaren Ereignis deutlich ändern wird. Ohne entsprechende Vorbereitungen sind weitreichende Kommunikations(folge)krisen zu erwarten. Das Schwergewicht der Kommunikationsanstrengungen ist daher vor einem möglichen Ereignis zu legen, um die Selbstwirksamkeit („Resilienz“) der Bevölkerung zu erhöhen.⁴⁷⁵

5.3.6.3.3 SELBSTWIRKSAMKEIT UND RESILIENZ

Der bisher kaum geläufige Begriff der Resilienz bezeichnet die Fähigkeit eines Systems durch entsprechende Anpassung, Flexibilität, Robustheit, Redundanzen, Selbstregenerations- bzw. Selbstorganisationsfähigkeit auch unter Störungen stabil zu bleiben, die Stabilität wieder rasch herzustellen oder sich dadurch sogar weiterzuentwickeln. Sie bedeutet daher deutlich mehr als der bisher praktizierte passive (Selbst-)Schutz, um Störungen abzufangen oder auszuschließen. Resilienz ermöglicht die Aufrechterhaltung von wesentlichen (Grund-)Funktionen eines Systems auch bei unerwarteten Bedingungen bzw. Ereignissen. Im Gegensatz zu einer reinen Sicherheits- bzw. Risikobetrachtung erfolgt die Resilienz- und Robustheitsbetrachtung unabhängig vom Szenario und ermöglicht so einen besseren Umgang mit Unsicherheiten generell. Dabei stehen vor allem die möglichen Konsequenzen im Vordergrund.⁴⁷⁶

⁴⁷² Vgl. Erfahrungen im Rahmen der Schweizer Sicherheitsverbandsübung 2014. Im Internet unter URL: <http://www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/themen/security/svu14/dokumente.parsys.9373.downloadList.43454.DownloadFile.tmp/infosvu14dezemberd.pdf> [22.01.15].

⁴⁷³ Vgl. Kat-Leuchtturmprojekt Berlin unter URL: <http://www.kat-leuchtturm.de/> [26.04.15].

⁴⁷⁴ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 136f.

⁴⁷⁵ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012.

⁴⁷⁶ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012.

Ein wesentlicher Resilienzfaktor ist die Selbstorganisationsfähigkeit in einem System. Das bedeutet, dass komplexe Systeme keine externe Steuerung erfordern, sondern selbst in der Lage sind, wieder eine stabile Lage einzunehmen. Die Gesellschaft stellt ein komplexes System dar. Daher kann mit Recht davon ausgegangen werden, dass sich bei einer schweren Irritation wie bei einem Blackout eine Selbstorganisation einstellen wird. Nicht zuletzt auch deshalb, weil eine zentrale Steuerung und Koordination bei einer eingeschränkten Verfügbarkeit von technischen Kommunikationskanälen aber auch durch den gleichzeitigen Umfang der Betroffenheit nur unzureichend funktionieren wird.

Das Problem dabei ist die derzeitige Ausgangsposition. Durch die stetig steigende Professionalisierung der Einsatzorganisationen und des Katastrophenschutzes ist gleichzeitig das Bewusstsein für die Notwendigkeit von Eigenvorsorgemaßnahmen in der Bevölkerung stark gesunken. Das was sich bei alltäglichen Notfällen und Krisen sehr bewährt, führt gleichzeitig zu einer abnehmenden Selbsthilfefähigkeit der Bevölkerung. Hinzu kommt, dass lokales/regionales Wissen verloren geht. Es entsteht ein „Sicherheit- bzw. Verletzlichkeitsparadox“. Je sicherer ein System gilt, desto verwundbarer ist es gegenüber Großstörungen, da die Handlungskompetenz zur Bewältigung von Störungen mangels Erfahrung und Training mit der Zeit abnimmt.

Hinzu kommt die fehlende Risikokommunikation, die das bestehende Risiko eines Blackouts in aller Deutlichkeit an die Bevölkerung kommuniziert. Dabei wird gerne auf die Vergangenheit und den bisherigen Nicht-Eintritt eines solchen Ereignisses reflektiert. Leicht wird dabei übersehen, dass die Abwesenheit eines Beweises nicht mit der Nichtexistenz einer realen Gefahr gleichzusetzen ist.

5.3.6.3.4 MYTHOS PANIK

Katastrophen entstehen durch eine unzureichende Bewältigungskompetenz. Sie stellen einen Zustand akuter Unsicherheit dar, der dann eintritt und solange anhält, wie die Ressourcen in allen Dimensionen zugleich unzureichend sind. Die Dauer eines solchen Zustandes hängt daher ganz wesentlich davon ab, wie rasch eine (Wieder-)Herstellung der Handlungsfähigkeit möglich ist.⁴⁷⁷ Und das hängt wiederum davon ab, wie gut die einzelnen Akteure auf ein solches Ereignis vorbereitet sind. Bei einem Blackout betrifft das die gesamte Gesellschaft und nicht nur einzelne Akteure des Katastrophenschutzes.

Die fehlende Risikokommunikation, welche eine breite Auseinandersetzung mit den möglichen Folgen aber auch Handlungsmöglichkeiten schaffen würde, wird häufig damit begründet, dass durch eine offene Kommunikation eine Verunsicherung der Bevölkerung befürchtet wird. Dabei gibt es dafür keinerlei Evidenz. Ganz im Gegenteil. Menschen geraten erst dann in Panik oder verhalten sich unadäquat, wenn sie in eine Zwangslage geraten und nicht mehr rechtzeitig vernünftig handeln können. Dies passiert vor allem dann, wenn ihnen die erforderliche Informationen zu lange vorenthalten werden.⁴⁷⁸

Wenn sich Menschen ohne akute Gefährdung mit Themen auseinandersetzen können, schaffen sie sich Handlungsspielräume. Das muss nicht zwangsläufig dazu führen, dass alle

⁴⁷⁷ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012.

⁴⁷⁸ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012.

erforderlichen Maßnahmen zur Unsicherheitsbeseitigung getroffen werden. Geraten diese Menschen jedoch in eine Zwangslage, können sie Handlungsalternativen aus der vorangegangenen Auseinandersetzung abrufen und müssen nicht im „Tunnelblick“ verharren. Zudem kann der Schockzustand und die Verunsicherung beim Eintritt eines solchen Ereignisses reduziert werden. Daher gilt auch hier: „Handle stets so, dass die Anzahl der Möglichkeiten wächst!“⁴⁷⁹

5.3.6.3.5 INTEGRIERTE SICHERHEITSKOMMUNIKATION

Der Begriff „Sicherheitskommunikation“ signalisiert eine ganzheitliche Herangehensweise und beschränkt sich nicht auf einzelne Szenarien, Dimensionen oder Zeitphasen. Durch den integrativen Ansatz soll zusätzlich zum Ausdruck gebracht werden, dass sich diese nicht auf einzelne Akteursgruppen beschränkt, sondern ebenfalls umfassend und gesamtgesellschaftlich zu sehen ist. Während Risiko- oder Krisenkommunikation eher negativ konnotiert sind, wird der Begriff „Sicherheit“ mehrheitlich positiv wahrgenommen. Durch ein handlungs- und lösungsorientiertes Angebot wird eine optimistische Grundhaltung zum Ausdruck gebracht.

Eine integrierte Sicherheitskommunikation zielt unabhängig von möglichen Szenarien auf die Erhöhung der gesamtgesellschaftlichen Resilienz ab, wenngleich konkrete Szenarien wie etwa ein Blackout eine konkrete Vorstellung ermöglichen. Gerade am Beispiel Blackout lässt sich darstellen, dass die getroffenen Vorsorgemaßnahmen universell greifen können. Durch eine konkrete Auseinandersetzung sinkt das generelle Schockpotential eines solchen strategischen Schockereignisses, da die Menschen nicht mehr völlig überrascht werden. Mit den getroffenen Eigenbevorratungsmaßnahmen und durch Erhöhung der Selbsthilfefähig- bzw. Selbstwirksamkeit lassen sich auch viele andere Szenarien leichter bewältigen. Ob dies überregionale Hochwässer, eine Pandemie oder ein Erdbeben betrifft, immer ist eine ähnliche Selbsthilfefähigkeit und Selbstversorgungsfähigkeit gefragt.

Eine integrierte Sicherheitskommunikation zielt daher auf die Erhöhung der Handlungsfähigkeit von Individuen und damit indirekt auf die der Gesellschaft ab. Dabei geht es nicht nur um die unmittelbar aktuellen Themen, sondern um die szenarienunabhängige Bewältigung von zukünftigen, möglicherweise auch neuen und bisher unbekannten Unsicherheiten.

Der besondere Fokus liegt dabei auf der Erhöhung der proaktiven und nicht nur auf den präventiven, vorbeugenden Handlungskompetenzen. Während es bei der Prävention vor allem um die Verhinderung geht, richtet sich die proaktive Handlungskompetenz auf die Schadensminimierung, sollte der Schadensfall nicht verhindert werden können. Damit wird auch die Notwendigkeit einer aktiven Rolle der Akteure und hier insbesondere der Bevölkerung unterstrichen. Die Akzeptanz der Unsicherheit eines möglichen Blackouts stellt bereits einen ersten wichtigen Schritt zu ihrer Bewältigung dar.

5.3.6.3.6 ZWISCHENERGEBNIS

Dieser Exkurs zum Thema „Sicherheitskommunikation“ soll verdeutlichen, dass es hier einen viel größeren Handlungsbedarf gibt, als bisher allgemein angenommen wird. Da jede Krise auch eine Kommunikationskrise darstellt, erscheinen hier weitergehende Analysen und Auseinandersetzungen erforderlich.

⁴⁷⁹ Kybernetischer Imperativ von Heinz von Foerster.

Zudem wird das Thema „(Sicherheits-)Kommunikation“ im österreichischen Katastrophenschutzrecht kaum berücksichtigt, schon gar nicht in einer umfassenden und integrierten Auffassung. Die bereits 1983 durch den deutschen Katastrophenforscher Wolf Dombrowsky getroffene Feststellung hat auch heute noch weitgehend Gültigkeit:

„Statt der aufklärenden Einbeziehung der Bevölkerung in die Bedrohungspotentiale ihrer Welt und in die vorhandenen Schutzvorkehrungen bevorzugen auch heute noch die meisten Gemeinden Anweisungen und Vorschriften, auf die die Bürger wie pawlowsche Hunde reagieren sollen.“ Der erforderliche Wandel dieses Bevölkerungsbildes wird jedoch immer offensichtlicher, die Forderungen danach immer lauter – auch wenn konkrete Konzepte für einen Einbezug der Bevölkerung bislang noch nicht existieren.⁴⁸⁰

Ganz zu schweigen davon, dass die heutige Realität der Multikulturalität bzw. Mehrsprachigkeit so gut wie keine Berücksichtigung findet. Und das könnte sich gerade bei einem Blackout in urbanen Räumen besonders nachteilig auswirken. Zudem ist nicht ersichtlich, wer konkret für die Erstellung kontext- und adressatengerechter Informations- und Kommunikationsangebote zuständig ist, geschweige denn, wer über die dafür erforderliche Kompetenz verfügt. Und alles was nicht bereits vor einer Krise einfach nachvollziehbar ist, wird in einer möglichen Krise scheitern.^{481 482}

Dabei reicht etwa das generelle Informationsangebot der österreichischen Zivilschutzorganisationen nicht aus. Zudem gibt es mehrere unterschiedliche Blackout-Ratgeber, eine gemeinsame nationale Linie ist nicht erkennbar. Hinzu kommt, dass wohl ein ähnlicher Bekanntheitsgrad der Inhalte wie bei der deutschen Broschüre „Für den Notfall vorgesorgt“ erwartet werden muss:

Über 92% der deutschen Bevölkerung haben noch nie etwas von dieser Broschüre gehört; (...) Auf dieser Grundlage lässt sich errechnen, dass lediglich zwischen 322.000 und 1,36 Millionen Menschen im wahrsten Sinne des Wortes »Für den Notfall vorgesorgt« haben. (...) Bezogen auf die Gesamtbevölkerung (ab 16 Jahren) liegt der Anteil damit zwischen 0% und 0,86% – das bedeutet, dass lediglich maximal etwa 602.000 Personen mindestens eine der Empfehlungen aus der Broschüre realisiert haben.⁴⁸³

Auch wenn die unmittelbare Katastrophenbewältigung nach dem Subsidiaritätsprinzip lokal bzw. regional zu erfolgen hat, erscheint eine koordinierte („orchestrierte“), gesamtstaatliche

⁴⁸⁰ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 204.

⁴⁸¹ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 143.

⁴⁸² Vgl. Erfahrungen im Rahmen der Schweizer Sicherheitsverbandsübung 2014. Im Internet unter URL: <http://www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/themen/security/svu14/dokumente.parsys.9373.downloadList.43454.DownloadFile.tmp/infosvu14dezemberd.pdf> [22.01.15].

⁴⁸³ GOERSCH, Henning G. (2010): Empirische Untersuchung von Möglichkeiten der Förderung der Persönlichen Notfallvorsorge in Deutschland. Dissertation. Karlsruhe. Universität (TH) Karlsruhe in Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 194f.

(integrierte) Sicherheitskommunikation für eine erfolgreiche Unsicherheitsbewältigung unverzichtbar.

5.3.6.3.7 ZUSAMMENFASSUNG

Eine Katastrophe bedeutet, dass die vorhandenen Ressourcen der betroffenen Region nicht ausreichen, um mit den Folgen eines Ereignisses sinnvoll umgehen zu können. Bei den bisher nach dem Zweiten Weltkrieg in Österreich aufgetretenen Ereignissen gab es immer eine regional begrenzte unmittelbare Auswirkung. Daher orientieren sich auch weitgehend alle Konzepte und Vorbereitung an diesen Erfahrungen. Insbesondere fristet nach dem Ende des Kalten Krieges vor über 25 Jahren der Zivil- und damit Bevölkerungsschutz ein immer stärkeres Schattendasein, was auch mit der Professionalisierung der Einsatzorganisationen und der damit hochwertigeren Bewältigung von „gewöhnlichen“ Ereignissen zusammenhängt. Es ist daher zu befürchten, dass die Selbstwirksamkeit der Bevölkerung zur Bewältigung von Katastrophen, insbesondere in urbanen Räumen, massive Schwächen aufweist. Eine wesentliche Rolle spielt dabei unsere generelle Lebensweise und die hoch synchronisierte und just-in-time Versorgungslogistik. Die fehlende Eigenversorgung, um im Anlassfall mehrere Tage auch ohne externe Versorgung auskommen zu können, wird wahrscheinlich weitgehend unterschätzt.⁴⁸⁴ Nicht, dass die Problemstellungen nicht bekannt wären, sondern vielmehr die fehlende Sicherheitskommunikation und die vermittelte Scheinsicherheit führen zu einer unverhältnismäßigen Verwundbarkeit der Gesellschaft.

Seit Ende 2014 liegt eine deutsche Risikoanalyse vor, die sich unter anderem mit einem Blackout in Folge eines Wintersturms und einer dadurch ausgelösten Sturmflut auseinandersetzt. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- unmittelbar: mehr als 6 Mio. vom Stromausfall Betroffene,
- nach 24 Stunden: mindestens 4,8 Mio. vom Stromausfall Betroffene,
- nach 1 Woche: mindestens 3 Mio. vom Stromausfall Betroffene,
- noch nach 3 Wochen: mindestens 600.000 vom Stromausfall Betroffene.

Unter anderem werden ca. 1.000 Tote infolge des Stromausfalles erwartet. Die Risikoanalyse stuft das analysierte Ausgangsszenario als 'sehr unwahrscheinlich' ein. Nichtsdestotrotz wurde erstmals öffentlich auch dieser Aspekt adressiert. Auch wenn von einer wesentlich kürzeren Dauer eines nicht absichtlich herbeigeführten Blackouts ausgegangen werden kann, wird dieser Aspekt bisher wohl unterschätzt. Denn die Auswirkungen eines Blackouts steigen mit der Größe des betroffenen Gebietes nicht linear sondern exponentiell an. Unsere Gesundheitsversorgung ist ebenfalls hoch stromabhängig. Und auch hier könnte das mögliche Schadenspotential durch eine vorangegangene Sicherheitskommunikation reduziert werden. Die Menschen könnten sich dadurch mit ihren persönlichen Problemstellungen, vor allem im heimmedizinischen Bereich, vor einem möglichen Ereignis auseinandersetzen und nötigenfalls entsprechende Überlegungen und Vorkehrungen treffen.

⁴⁸⁴ Vgl. Forschungsforum Öffentliche Sicherheit: „Ergebnisse interdisziplinäre Risiko- und Sicherheitsforschung“ unter URL: http://www.sicherheit-forschung.de/schriftenreihe/sr_v_v/sr_17.pdf [26.04.15].

Daher lassen sich wohl auch deutsche Forschungsergebnisse auf Österreich übertragen:

Neben der oftmals als suboptimal erachteten Verteilung der Zuständigkeiten und Aufgabenbereiche zwischen Bund und Ländern stellt auch die mangelhafte Einbeziehung der Bevölkerung eine große Schwachstelle im deutschen Bevölkerungsschutz dar; nach Lorenz (2010a: 34) weist dieser keinerlei Verankerung in der Bevölkerung auf.⁴⁸⁵ Die zweifelsohne in der Bevölkerung vorhandenen Potentiale werden bisher noch nicht adäquat in die Bestrebungen zur Aufrechterhaltung und (Wieder-)Herstellung von Handlungssicherheit(en) eingebunden.⁴⁸⁶

Eine positive Wirkung wird in Österreich sicher durch das sehr hohe ehrenamtliche Engagement erreicht, wodurch eine gewisse Selbstorganisations- und -hilfefähigkeit zumindest in den ländlichen Regionen zu erwarten ist. Nichtsdestotrotz bleibt die hohe Verwundbarkeit der urbanen Räume, insbesondere bei einem Blackout, bestehen. Auch bei einer soliden Vorbereitung werden diese Regionen in jeden Fall eine besondere Herausforderung darstellen, nicht zuletzt aufgrund der hohen Bevölkerungskonzentration. Eine offene und transparente Sicherheitskommunikation könnte zumindest das Potential für die Selbsthilfefähigkeit erhöhen und den kritischen Zeitpunkt hinausschieben. Es ist immer noch ein wesentlicher Unterschied, ob 50% der Bevölkerung Vorbereitungen getroffen haben, oder nur 5%.

Die Problemstellungen die sich bei einem Blackout im Zusammenhang mit dem bestehenden Katastrophenschutzrecht ergeben, sind sehr vielschichtig:

- **Ein Blackout ist kein gewöhnlicher Stromausfall**, der nur etwas größer ausfällt, sondern bedeutet einen zeitnahen und weitreichenden Ausfall fast aller Kritischen Infrastrukturen⁴⁸⁷. Daher reichen die vorhandenen Katastrophenschutzpläne für Einzelereignisse bei weitem nicht aus, da es zwischen den einzelnen Ereignissen vielschichtige Interdependenzen gibt.
- Eine **Alarmierung / Erstinformation der Bevölkerung** über die Zivilschutzsignale kann derzeit nicht sichergestellt werden, da bei einem Stromausfall nur wenige Sirenen (etwa in Wien) funktionieren. Zudem würde die Auslösung des Zivilschutzalarms zum jetzigen Zeitpunkt dazu führen, dass die noch funktionierenden Telefonleitungen der Einsatzorganisationen mit Anrufen überlastet werden, da eine entsprechende Sicherheitskommunikation, was in einem solchen Fall zu tun oder nicht zu tun ist, fehlt. Wie die tägliche Praxis bei den Einsatzorganisationen zeigt, muss eine Überlastung der Notrufnummern jedoch auch ohne Zivilschutzalarm erwartet werden, da viele Menschen einfach nur wissen wollen, was los ist. Daher ist eine umgehende flächendeckende

⁴⁸⁵ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 203.

⁴⁸⁶ Giebel, Daniela: Integrierte Sicherheitskommunikation/Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation. Münster: LIT Verlag, 2012, S. 206

⁴⁸⁷ Dazu zählen etwa Infrastrukturen aus den Bereichen Energieversorgung, Telekommunikation, Finanz-, Gesundheits-, Ver- und Entsorgungs- sowie Transportwesen, aber auch der öffentlichen Sicherheit.

Information der Bevölkerung unverzichtbar („Golden Hour“). Diese kann nur via rascher Radioaussendungen erreicht werden. Auch Unternehmen benötigen diese wichtige Erstinformation, um frühzeitig Entscheidungen für unternehmensinterne Maßnahmen setzen und weitere Folgeschäden minimieren zu können. Diese Erstinformation sollte eine erste grobe Lageeinschätzung und vor allem die voraussichtliche Dauer des Stromausfalles beinhalten. Dabei sollte die Einschätzung nicht zu optimistisch ausfallen, um nicht eine zu hohe Erwartungshaltung zu wecken. Es ist daher unverzichtbar, dass die Kommunikationswege und Inhalte bereits im Vorhinein klar definiert und abgestimmt sind, bzw. die Vorgangsweise auch regelmäßig geübt wird. Dazu ist eine koordinierte und transparente nationale Vorgangsweise erforderlich.

- Durch den erwartbaren **zeitnahen Ausfall der meisten Telekommunikationseinrichtungen** ist eine Kommunikation und Koordinierung, wie sie bei gewöhnlichen Katastrophen erfolgt, kaum möglich. Alles was nicht bereits vorher organisiert wurde („Offline-Pläne“), wird im Anlassfall nur bedingt bis gar nicht funktionieren.
- Das **Katastrophenschutzrecht** geht generell von einer zentralen/hierarchischen „Steuerung und Management“ von Maßnahmen zur Vorbereitung auf und Bewältigung von Katastrophen durch Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben (BOS) aus. Der Selbstschutz der Bevölkerung wird zwar betont, jedoch erfolgt bisher kaum eine aktive Einbindung dieser. Dies ist auf die generell mangelhafte Sicherheitskommunikation, insbesondere auf die kaum vorhandene Risikokommunikation, zurückzuführen. Die Bereitstellung von einschlägigem Informationsmaterial reicht dabei bei weitem nicht aus und erreicht auch kaum eine Durchdringung in der Bevölkerung, insbesondere in den bei einem Blackout besonders schwer betroffenen urbanen Räumen. Hinzu kommt, dass gerade bei einem Blackout nicht davon auszugehen ist, dass eine zentrale „Steuerung oder Management“ möglich sein wird. Einerseits fehlen dazu die Kommunikationsmöglichkeiten und zum anderen wird ein solches aufgrund des Umfangs der Betroffenheit nur sehr eingeschränkt möglich sein.
- **Notstandsrecht:** Bei komplexen Schadenslagen wie bei einem Blackout ist eine Vielzahl von Entscheidungen zu treffen, die schwerwiegende Folgen für die Gesundheit und das Leben von Menschen nach sich ziehen können. Die derzeitige Rechtslage kennt für den Katastrophenfall keine Ausnahmen. Diese Unsicherheit kann durchaus dazu führen, dass durch Einhaltung der gültigen Rechtsbestimmungen größere Schäden in Kauf genommen werden. Besonders Haftungsfragen stehen permanent im Raum. In Österreich gibt es etwa sehr hohe Standards und rechtliche Vorgaben in der Gesundheits- oder Lebensmittelversorgung. Ein vorbereitetes Notstandsrecht könnte etwa vorsehen, dass diese Regulative bei einer entsprechenden Eskalation, wie diese etwa bei einem Blackout zu erwarten ist, auf das Notwendigste reduziert werden, um dadurch mögliche zusätzliche Versorgungsengpässe in der Krisenphase zu reduzieren. Die Kundmachung einer möglichen derartigen Vorgangsweise erst in

der Krise nimmt den Unternehmen und Organisationen die Chance, sich vorab mit den eigenen Möglichkeiten auseinanderzusetzen. Dieses „Notstandsrecht“ soll zu keiner Kompetenzverschiebung, sondern zu praktikablen rechtlichen Leitlinien führen. Diese sind möglichst einfach zu halten, damit sie im Krisenfall einen möglichst hohen Handlungsspielraum erlauben und auch in extremen Stresssituationen exekutierbar sind.

Zusammenfassend lässt sich ableiten, dass eine sinnvolle Katastrophenbewältigung in Folge eines Blackouts mit den derzeitigen zentralisierten Ansätzen und Voraussetzungen nur sehr eingeschränkt erwartbar ist. Ein europaweiter Stromausfall übersteigt bei weitem die vorhandenen und vorhaltbaren Bewältigungskapazitäten und damit auch die rechtlichen Rahmenbedingungen, die auf bisherige Katastrophenszenarien zugeschnitten sind bzw. davon abgeleitet wurden. Die Bewältigung eines strategischen Schockereignisses erfordert eine präventive aber auch proaktive Einbindung der Bevölkerung und die Erhöhung der gesamtgesellschaftlichen Resilienz durch die Mobilisierung der Eigenverantwortung. Dies wird auch durch die Erkenntnisse aus der Schweizer Sicherheitsverbandsübung 2014 (SVU 14) bestätigt.⁴⁸⁸

- Die gegenseitigen Abhängigkeiten und Folgen wurden bisher unterschätzt.
- Die präventive Vernetzung und die Erstellung von Offline-Plänen sind enorm wichtig.
- Im Bereich der Kommunikation wurde schnell klar, dass Schnittstellen zwischen den unterschiedlichen Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben geklärt werden müssen, um eine gemeinsame Sprache sicherzustellen. Darüber hinaus muss fixiert werden, wer was an wen kommuniziert.
- Es muss jederzeit mit unerwarteten, einschneidenden Veränderungen gerechnet werden. Für das Militär bedeutet das, dass eine der Risikobeurteilung angemessene Anzahl Soldaten innerhalb kurzer Zeit und mit der notwendigen Ausrüstung zur Verfügung stehen muss.
- Im Fall eines Blackouts sind in den Gemeinden Anlaufstellen zu definieren, bei denen Notfälle gemeldet werden können, wenn die Notrufnummern nicht mehr funktionieren. Gleichzeitig sind Standorte festzulegen, die als Informationsdrehscheiben dienen („Leuchttürme“).
- Die SVU 14 bestätigte die Komplexität der Entscheidungsstrukturen auf Ebene Bund und brachte die Notwendigkeit einer Vereinfachung der Führung ans Licht. All das, was schon vor der Krise kompliziert ist, ist in der Krise zum Scheitern verurteilt.
- Oftmals ist der Eindruck entstanden, dass vielen Beteiligten nicht bewusst ist, was Kritische Infrastrukturen eigentlich sind, was bisher bereits gemacht worden ist und was noch notwendig ist. Die Kritischen Infrastrukturen gehören unbestreitbar zu den Lebensgrundlagen und bei entsprechenden Ausfällen von diesen kommt

⁴⁸⁸ Im Internet unter URL:
<http://www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/themen/security/svu14/dokumente.parsys.9373.downloadList.43454.DownloadFile.tmp/infosvu14dezemberd.pdf> [22.01.15].

es zu Katastrophen. Das Vertrauen und die Zusammenarbeit zwischen Behörden und Betreibern lassen sich aber nur beschränkt regulieren; diese basieren vorwiegend auf Vertrauen und gute praktische Zusammenarbeit.

- Das Stromnetz folgt physikalischen Gesetzmäßigkeiten und ist unerbittlich: Wenn die Maßnahmen nicht wirken, schaltet es einfach ab!
- Die Wirtschaft hat in der Normallage wie in einer Krise Versorgungsaufgaben, die sie wahrnehmen muss. Der Staat kann diese Aufgaben nicht ersetzen, aber mittels hoheitlicher Maßnahmen gezielt unterstützen. Auch im Fall eines schweren nationalen Versorgungsengpasses ist und bleibt deshalb die Versorgung des Landes eine Aufgabe der Wirtschaft.
- Die SVU 14 war ein Augenöffner für alle Teilnehmer. Sie zeigte was klappt, was noch nicht klappt und was anders werden muss. Für Swissgrid [Schweizer Übertragungsnetzbetreiber] ist eine der wesentlichen Erkenntnisse, dass eine langandauernde Stromrationierung, etwa wenn nach einem kalten Winter zu wenig Wasser in den Stauseen ist und das Ausland nichts liefern kann, schwieriger zu bewältigen ist als eine totaler Stromausfall. Insbesondere scheint das bisher angedachte Rationierungssystem [Energiefelenkung] mit mehrstündigen vollständigen Abschaltungen nicht überall praktikabel, weil bei etwa Banktransfers, öffentlichen Verkehrsmitteln oder dem Transport von Lebensmitteln von Zentrallagern zu Detailhändlern immer am einen oder andern Ende kein Strom vorhanden wäre. Die Prozesse kämen deshalb dauerhaft zum Erliegen.
- Ein Problem stellt die Kommunikation dar, sowohl in technischer wie auch inhaltlicher Form. So ist oft nicht klar, wer bei Bund oder Kantonen die zuständigen Stellen sind.
- Eine weitere Erkenntnis ist, dass Wissen gepflegt werden muss. So sind viele Aufgabenstellungen, die in der SVU 14 mühsam gelöst wurden, als Lösungen bereits im Folgebericht zur Strategischen Führungsübung 2009 (SFU 09) aufgearbeitet worden. Der Bericht ist im Juni 2012 erschienen, nur wussten offenbar viele Übungsteilnehmer nichts von seiner Existenz. Eine weitere Erkenntnis aus der SVU 14 ist deshalb, dass daraus nicht nur Erkenntnisse gezogen werden müssen, sondern dass man diese Erkenntnisse auch pflegen und erhalten muss.

Grundsätzlich keine wesentlichen neuen Erkenntnisse, aber einmal mehr der Hinweis, dass es häufig an einfachen, bekannten Dingen scheitert. Eine wesentliche Rolle spielt das Thema „Kommunikation“. Eine jede Krise ist auch eine Kommunikationskrise, auf die man sich auch vorbereiten kann.

Eine weitere Quelle für mögliche Ableitungen stellt die Studie „Das Verhalten der Bevölkerung in Katastrophen und Notlagen – Literaturstudie“ dar, welche im Rahmen der SVU 14 erstellt wurde.⁴⁸⁹

- Das umfassende Wissen um das Verhalten der Bevölkerung und dessen Einflussfaktoren ist ein zentrales Element für ein erfolgreiches Katastrophenmanagement.
- Die vorliegende Literaturstudie zeigt auf, dass zwar bereits viele theoretische Grundlagen erarbeitet wurden, es allerdings an empirischen Untersuchungen mangelt. Weiter existiert bis anhin kein Gesamtmodell, welches die verschiedenen Erkenntnisse zum Verhalten des Menschen in Katastrophen und Notlagen systematisch zusammenfasst. Dies hat zur Folge, dass die Bedeutsamkeit unterschiedlicher Einflussfaktoren nicht ausreichend geklärt ist.
- Eine trivial klingende aber bedeutsame Haupte Erkenntnis ist, dass es sich bei der Bevölkerung nicht um eine homogene Gruppe handelt. Dementsprechend divers und zahlreich sind auch die Verhaltensmuster, die zudem auch parallel ablaufen können, wobei der Fokus der vorliegenden Studie auf dem Verhalten bei Eintritt einer Katastrophe bis maximal einige Tage danach liegt. Für die Analyse und das Beschreiben des Bevölkerungsverhaltens sind Differenzierungen notwendig, welche nach folgenden Einflussfaktoren erfolgen können: gesellschaftliche und ereignisspezifische Faktoren, Risikowahrnehmung, Wissen und Vertrauen in zuständige Institutionen sowie psychologische Verarbeitungsmechanismen. Dabei gilt zu betonen, dass es sich nicht um isolierbare Faktoren und Mechanismen handelt. Die soziale Interaktion zwischen einzelnen Individuen und zwischen unterschiedlichen Zielgruppen, gilt es, in der weiteren Forschung und vor allem in der Praxis unbedingt zu berücksichtigen.
- Da das Verhalten von vielen Rahmenbedingungen abhängt, ist es schwer vorhersagbar und steuerbar. Es erscheint demnach sinnvoll, eine Stärkung der Eigenkompetenzen bzw. Förderung adäquaten Bewältigungsverhaltens anzustreben – in Ergänzung zur eher hierarchischen Führung und Information durch Behörden und Einsatzkräfte. Mittels Berücksichtigung gesellschaftlicher und ereignisspezifischer Faktoren und zielgruppenspezifischer Kommunikation können die Risikowahrnehmung, das Wissen und das Vertrauen in die gewünschte Richtung gefördert und somit ein adäquates Bewältigungsverhalten unterstützt werden. Das adäquate Bewältigungsverhalten stellt ein durch differenzierte Informationsverarbeitung, einen angemessenen Stresslevel und hohe Selbstwirksamkeitserwartung geprägtes Verhalten dar, welches ein rationales und proaktives Handeln zu Gunsten der eigenen Sicherheit und der des Umfeldes fördert. Die Stärkung individueller Bewältigungskompetenzen geht somit auch mit einer erhöhten gesellschaftlichen Resilienz einher. Das Wissen um

⁴⁸⁹ Im Internet unter URL:
http://www.bevoelkerungsschutz.admin.ch/internet/bs/de/home/dokumente/Unterlagen_Risiken.parsys.41277.downloadList.4900.DownloadFile.tmp/verhaltenkatastrophen20141128de.pdf [22.01.15].

mögliche Verhaltensmuster stärkt aber nicht nur die Kommunikation, sondern bietet die Möglichkeit, Szenarien, Übungen und mögliche Lagebilder differenzierter weiterzuentwickeln.

- Bisherige Verhaltensannahmen, auf welchen sowohl die Öffentlichkeit als auch der Bevölkerungsschutz aufbaut, sind teilweise verzerrt und verleiten zu Fehlschlüssen. Massenpaniken, Gewalt und Plünderungen sind weitaus seltener als angenommen. Menschen zeigen sich in Katastrophensituationen überwiegend ruhig, rational und vor allem sehr hilfsbereit, falls sie nicht unmittelbar an Leib und Leben gefährdet sind. Verzerrten Annahmen gilt es zu berichtigen und im Katastrophenmanagement zu integrieren.

Da es in Österreich bisher dazu keine eigenständigen Forschungsergebnisse gibt, sollte angenommen werden, dass die Erkenntnisse auch für Österreich zutreffend sind. Hier sollte eine konkrete Forschung angestoßen werden.

Weitere Gedankenanstöße liefert Daniela Giebel in ihrer Dissertation „Integrierte Sicherheitskommunikation – Zur Herausbildung von Unsicherheitsbewältigungskompetenzen durch und in Sicherheitskommunikation“.⁴⁹⁰

- Den Adressaten einer Sicherheitskommunikation müssen in einer präventiven Phase erste bestimmte Mangellagen verdeutlicht werden, sie müssen auf ihre nicht vorhandenen Bewältigungskompetenzen aufmerksam gemacht werden. Erst dann kann davon ausgegangen werden, dass eine Motivation besteht, sich Angeboten präventiver Sicherheitskommunikation zuzuwenden.
- Häufig wird vermeintlich Betroffenen absichtlich nur ein minimales Ausmaß an Informationen zur Verfügung gestellt. Somit kann weder die gegebenenfalls noch verfügbare Zeit bis zum tatsächlichen Ereigniseintritt für präventive Maßnahmen genutzt werden, noch können die zweifelsohne bis zu einem gewissen Ausmaß bei den Betroffenen vorhandenen Unsicherheitsbewältigungspotentiale aktiviert und zielführend eingesetzt werden. Häufig führen erst eine Verzögerung der Warnungen und eine unklare Botschaft dazu, dass etwa eine geordnete Evakuierung nicht mehr möglich ist.
- Die Bevölkerung ist nicht nur als Akteur anzuerkennen, sondern ihr muss im gleichen Zuge auch ein gewisses Maß an Vertrauen entgegengebracht werden: Man muss ihr zutrauen, Bedürfnisse selbst zu erkennen, zu kommunizieren und womöglich gar eigenständig für deren Befriedigung zu sorgen. Die Bevölkerung muss Sinn und Zweck für ein eigenes Aktivwerden in der Unsicherheitsbewältigung erkennen und dessen Notwendigkeit erfahren. Ohne diese Erkenntnis und den entsprechenden Antrieb kann weder ein Lernen noch eine Weiterentwicklung in diesem Bereich erfolgen. Um diese eigenmotivierte Auseinandersetzung zu erreichen, müssen notwendigerweise bestimmte Relevanzschwellen erst einmal überschritten werden.

⁴⁹⁰ https://www.uni-siegen.de/infme/start_ifm/publikationen/allepublikationen.html?lang=de [22.01.15].

Der deutsche Risikoforscher Ortwin Renn beschäftigt sich speziell mit systemischen Risiken auf globaler Ebene. Seine Einsichten lassen sich aber eins zu eins auf die Kritische Infrastruktur und insbesondere auf das Thema Blackout übertragen. Systemische Risiken sind durch vier wesentliche Merkmale gekennzeichnet:

- Es bestehen ein hoher Vernetzungsgrad und viele Interdependenzen zu anderen Systemen.
- Störungen können sich fast ungehindert im System und über (System-)Grenzen hinweg ausbreiten.
- Durch Rückkoppelungen kommt es zu zufälligen und nicht-linearen Ursache-Wirkungsketten bzw. können kleine Ursachen große Wirkung erzeugen („Schmetterlingseffekte“). Die Nichtlinearität bedeutet auch, dass lange nichts passieren muss, es dann aber zu einem plötzlichen Schockereignis kommen kann.
- Die Auslöser und Auswirkungen werden systematisch unterschätzt.

Die Unterschätzung systemischer Risiken hat verschiedene Ursachen. Einerseits handelt es sich meistens um Ereignisse, die sich schleichend entwickeln. Die Auswirkungen der Veränderungen werden daher kaum wahrgenommen. Es entsteht eine „Truthahn-Illusion“.⁴⁹¹ Weil das System bisher so sicher war, wird das auch für die Zukunft angenommen. Zum anderen können Menschen die Wechselwirkungen in vernetzten, komplexen Systemen nur schwer bis gar nicht abschätzen. Kleine Ursachen können durch Kumulation große Wirkungen erzeugen. Der Vernetzungsgrad ist erst in den letzten Jahrzehnten massiv angestiegen. Daher gibt es hier noch relativ wenig Erfahrungswerte, was mögliche negative Auswirkungen betrifft.

Beim Thema „Blackout“ darf es nicht nur um die Reduktion der Eintrittswahrscheinlichkeit gehen, sondern es muss sich aufgrund der erwartbaren Auswirkungen auch die gesamte Gesellschaft auf eine mögliche Bewältigung einstellen und vorbereiten, nicht zuletzt, da ein völliger Ausschluss des Eintrittes völlig unrealistisch ist. Nur wenn es eine entsprechende Auseinandersetzung und Vorbereitung gibt, können auch bestehende Verwundbarkeiten reduziert bzw. die Bewältigungszeiten reduziert werden.

5.3.6.4 Mögliche Informations- und Kommunikationswege im Falle eines Blackouts

Unverzichtbar während einer Katastrophe ist die entsprechende Verteilung von Informationen, zumal das Informationsmanagement einen maßgeblichen Teil des Katastrophenschutzes ausmacht.⁴⁹² Dabei sind sowohl die Kommunikationswege zwischen den einzelnen staatlichen Einrichtungen relevant, aber auch zu den Hilfsorganisationen, der Öffentlichkeit und Betrieben.⁴⁹³ Dabei stellt die Warnung und Informierung der Bürger eine

⁴⁹¹ Ein Truthahn, der Tag für Tag von seinem Besitzer gefüttert wird, nimmt aufgrund seiner täglich positiven Erfahrung an, dass die Wahrscheinlichkeit, dass etwas Gravierendes passiert, von Tag zu Tag kleiner wird. Gleichzeitig steigt sein Vertrauen mit jeder positiven Erfahrung (Fütterung). Am Tag vor Thanksgiving (bei dem traditionell die Truthähne geschlachtet werden) erlebt der Truthahn allerdings eine fatale Überraschung.

⁴⁹² Kloepfer, Katastrophenschutzrecht, VerwArch 2007, 168 (189).

⁴⁹³ So auch Kloepfer, Einführung, in: Kloepfer, Katastrophenrecht, S. 13; Kloepfer, Katastrophenschutzrecht, VerwArch 2007, 168 (189).

der wichtigsten Aufgaben im Rahmen des Katastrophenschutzes dar, zumal eine wirksame Abwehr von Schäden auch ein rechtzeitiges Erkennen durch die Bevölkerung voraussetzt.⁴⁹⁴

An dieser Stelle soll daher dargestellt werden, wie im Falle eines großflächigen Stromausfalls, der die Landesgrenzen sowohl innerhalb Österreichs als auch zu den Nachbarländern überschreitet, und daher bereits den Zustand der Katastrophe erreicht, mögliche sinnvolle Kommunikationswege aussehen könnten. Wichtige Voraussetzung in dieser Situation ist, dass die Kommunikation der Akteure untereinander sowie die Information der Öffentlichkeit klar und geordnet abläuft und notstromversorgte Kommunikationsplattformen bzw. min. zwei unabhängige und ausfallsichere Kommunikationswege zur Verfügung stehen.

Erste mögliche Schiene:

Schritt 1: Der betroffene (Verteiler-)netzbetreiber (z.B. Vorarlberger Energienetz GmbH)⁴⁹⁵ informiert den Regelzonenführer (=APG) über den Stromausfall.

Um im Falle eines Blackouts möglichst schnell die wichtigsten Informationen austauschen zu können, sind die (Verteiler-)netzbetreiber online über ein Netzleitsystem mit der APG und damit auch mit dem Austrian Awareness System verbunden. Zwischen den (Verteiler-)netzbetreibern erfolgt die gegenseitige Information im Störfall auf Basis der TOR und insbesondere aufgrund von bilateral abgeschlossenen Verträgen.

Z.B. wurde zwischen APG (RZF) und den an APG angeschlossenen Verteilernetzbetreibern in Österreich ein Netzwiederaufbaukonzept vereinbart, das mit den Netzwiederaufbaukonzepten der regionalen Verteilernetzbetreibern akkordiert ist.

Darin wird festgelegt, dass der Regelzonenführer die betroffenen Netzpartner über:

- das Ausmaß der Störung,
- die gewählte Strategie für den Wiederaufbau,
- die voraussichtliche Dauer bis zur Wiederversorgung und
- das Ende der Großstörung

alarmiert und informiert.

Zudem ist die APG zusätzlich in das Regional-Alarm- und Awareness-System (RAAS) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber eingebunden und erhält daher auch einen Überblick über die europäischen Auswirkungen des Stromausfalls. Darüber hinaus ist die Spannungslosigkeit des Übertragungsnetzes („Schwarzstartfall“) ein wesentliches Kennzeichen eines überregionalen Stromausfalls bzw. einer europäischen Großstörung („Blackout“). Daher kann der Regelzonenführer auch unabhängig von den Verteilernetzbetreibern einen Blackout feststellen.

Schritt 2a: Der **Regelzonenführer (APG)** könnte künftig aufgrund der Eilbedürftigkeit direkt das **Bundesministerium für Inneres (BM.I)** bzw. das **Einsatz- und Koordinationscenter (EKC)**, das beim **BM.I** angesiedelt und 24/7 besetzt ist, über den Blackout informieren.

Dies ist bisher nicht explizit geregelt, sodass dieser Informationsschritt wohl am besten in Form von durch Verfassungsrecht abgesicherten unmittelbar anwendbaren Bundesrechts im EIWOG 2010 (bei den Aufgaben des Regelzonenführers) verankert werden müsste.

⁴⁹⁴ Wibmer, Zivil- und Katastrophenschutz, ÖGZ 9/95, 17.

⁴⁹⁵ Es gibt in Österreich ca. 130 Verteilernetzbetreiber.

Schritt 2 b: Der **Regelzonenführer (APG)** meldet das kritische Ereignis im Übertragungsnetz zudem an die **Regulierungsbehörde (e-control)**.

Gemäß § 12 Abs. 1 Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014 (E-EnLD-VO 2014) unterliegt der Regelzonenführer einer Informations- bzw. Meldepflicht im Falle eines kritischen Ereignisses im Übertragungsnetz an die E-Control. Zwar geht der Zustand eines Blackouts bereits über den eines kritischen Ereignisses hinaus, dies ändert aber an der Meldepflicht des Regelzonenführers nichts (Erst-Recht-Schluss). Zudem ist in internen Krisenhandbüchern festgelegt, dass für den Fall einer (drohenden) Krise in der Elektrizitätsversorgung die Information vom Regelzonenführer (APG) an den Krisenstab (Notfallnummer) der Regulierungsbehörde (e-control) zu melden ist.

Schritt 3: Die **Regulierungsbehörde (e-control)** meldet den Fall des Blackouts an das **Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMFWF)**.

Die Regulierungsbehörde (e-control) setzt sich aufgrund der Vorgaben der internen Krisenhandbücher unverzüglich mit dem BMFWF in Verbindung.

Schritt 4: Das **Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMFWF)** gibt die Information des Blackouts an das **Bundesministerium für Inneres (BM.I)** weiter.

Dementsprechend gibt es wohl keine schriftliche Regelung; es wird jedoch davon ausgegangen, dass dieser Informationsfluss auf informeller Ebene stattfindet.

Schritt 5: Es wird vorgeschlagen, dass die **Bundeswarnzentrale** (als Zentralstelle für das gemeinsame Alarmsystem des Bundes und der Länder), die beim **Einsatz- und Koordinationscenter (EKC)** des **Bundesministeriums für Inneres (BM.I)** eingerichtet ist, zentral über den **Österreichischen Rundfunk (ORF)**⁴⁹⁶ die **Öffentlichkeit**⁴⁹⁷ über den nationalen Katastrophenfall in Form des länderübergreifenden Stromausfalls alarmiert.

Dies ist aktuell in unterschiedlicher Ausprägung die Verpflichtung der Länder⁴⁹⁸ auf Grundlage der jeweiligen Katastrophenschutzgesetze. Eine zentrale Alarmierung der Öffentlichkeit im Katastrophenfall durch die Bundeswarnzentrale, die auch als Zentralstelle für das gemeinsame Warn- und Alarmsystem des Bundes und der Länder fungiert, könnte entweder möglicherweise durch eine neue Regelung zwischen den Ländern und dem Bund im Wege einer entsprechenden Art. 15a-Vereinbarung bzw. einer Ergänzung der bestehenden Art. 15a-Vereinbarung zum Warn- und Alarmsystem (diese bezieht sich nämlich ausschließlich auf die Finanzierung, nicht jedoch auf die Alarmierung im Anlassfall selbst) geregelt werden.

Schritt 6: Dem **Staatlichen Krisen- und Katastrophenschutzmanagement (SKKM)**, das beim **Bundesministerium für Inneres (BM.I)** eingerichtet ist, könnte künftig für derartige Fälle die Aufgabe zukommen (auch nach Absprache mit den Netzbetreibern), die

⁴⁹⁶ Der ORF hat den Bundes- und Landesbehörden nach § 5 Abs. 6 Z 1 ORF-Gesetz für Aufrufe in Krisen- und Katastrophenfällen und andere wichtige Meldungen an die Allgemeinheit zu jeder Zeit die notwendige und zweckentsprechende Sendezeit kostenlos zur Verfügung zu stellen.

⁴⁹⁷ Für produzierende Betriebe ist eine rasche Information besonders wichtig, um mögliche Folgeschäden zu minimieren. Daher wäre die zusätzliche Auslösung eines bundesweiten Zivilschutzalarmes vorzusehen, auch wenn nicht alle Sirenen notstromversorgt sind.

⁴⁹⁸ Ihre Aufgabe ist die Warnung und Alarmierung der Bevölkerung im Katastrophenfall sowie die Koordination der Einsatzkräfte bei Großkatastrophen im jeweiligen Bundesland.

Öffentlichkeit laufend über die Entwicklungen der nationalen Katastrophe auf dem Laufenden zu halten.

Dies ist aktuell in unterschiedlicher Ausprägung die Verpflichtung der Länder auf Grundlage der jeweiligen Katastrophenschutzgesetze. Für eine zentrale laufende Informationspflicht⁴⁹⁹ der Öffentlichkeit durch das SKKM über die nationale Katastrophe wäre ebenfalls eine klarstellende Regelung zwischen den Ländern und dem Bund mittels einer Art. 15a-Vereinbarung anzudenken.

Zweite mögliche Schiene:

1. Schritt: Der betroffene (**Verteiler-)**netzbetreiber (z.B. **Vorarlberger Energienetz GmbH**) informiert die jeweilige **Landesregierung** (z.B. **Amt der Vorarlberger Landesregierung**) bzw. die jeweilige **Landeswarnzentrale** (z.B. **Landeswarnzentrale Vorarlberg**) bei der jeweiligen Landesregierung, die 24/7 besetzt ist, über den Blackout.

Dies dürfte über interne Kommunikationswege laufen, zumal das jeweilige Land Mehrheitseigentümer der Landesversorger ist.

2. Schritt: Die jeweilige **Landeswarnzentrale** steht in Kontakt zur **Bundeswarnzentrale**, die beim **Einsatz- und Koordinationscenter (EKC)** des **Bundesministeriums für Inneres (BM.I)** eingerichtet ist.

Die restlichen Schritte ergeben sich aus den obigen Ausführungen, zumal die Kommunikation bidirektional abläuft, auch wenn die Pfeile im Rahmen der Übersicht zu den möglichen Kommunikationswegen aus Gründen der Übersichtlichkeit nur in eine Richtung eingezeichnet wurden.

⁴⁹⁹ Der ORF hat den Bundes- und Landesbehörden nach § 5 Abs. 6 Z 1 ORF-Gesetz für Aufrufe in Krisen- und Katastrophenfällen und andere wichtige Meldungen an die Allgemeinheit zu jeder Zeit die notwendige und zweckentsprechende Sendezeit kostenlos zur Verfügung zu stellen.

Mögliche Informations- und Kommunikationswege im Falle eines Blackouts

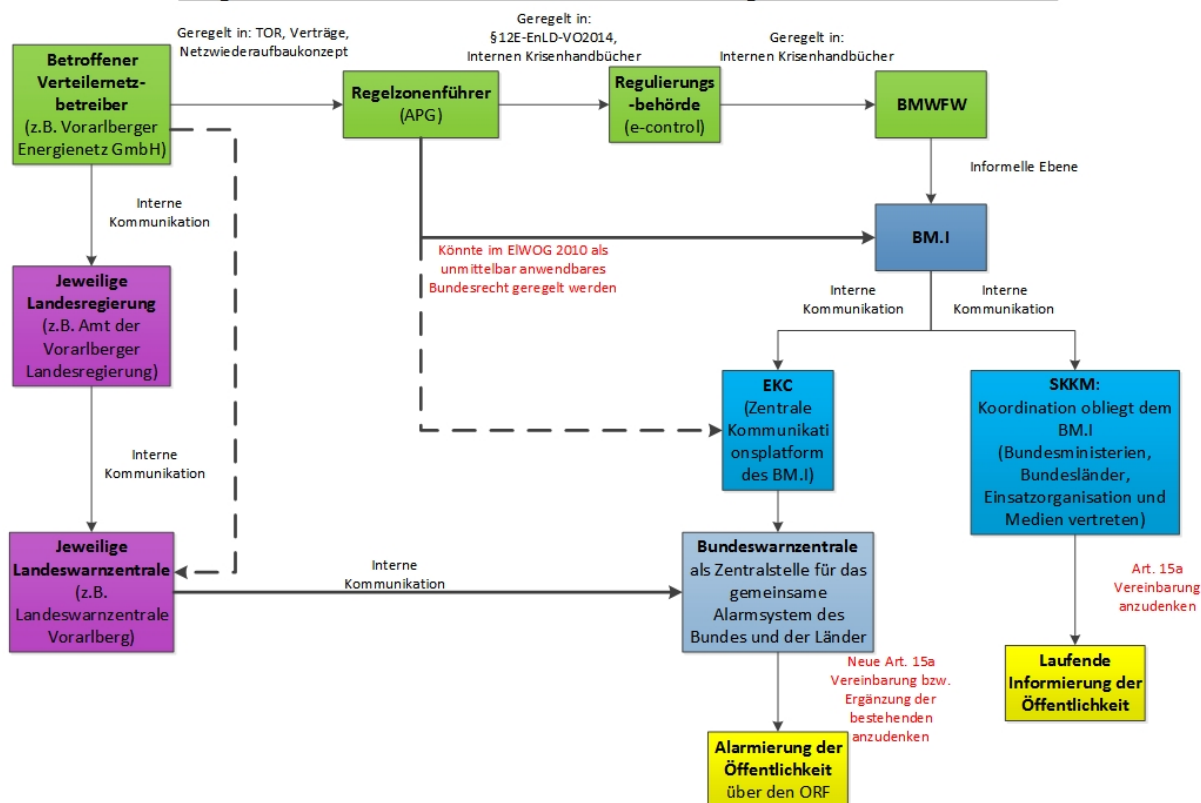


Abbildung 5-1: Mögliche Kommunikationswege bei einem Blackout

5.4 Ausgewählte Ansprüche nach einem Blackout

Es stellt sich die mögliche Frage, ob sich aufgrund des Blackouts Amtshaftungsansprüche auf der einen Seite und Verbandsverantwortlichkeiten eventuell auf der anderen Seite ergeben können.⁵⁰⁰

5.4.1 Amtshaftung

Fraglich ist zunächst, ob sich möglicherweise aufgrund des großflächigen Stromausfalls Amtshaftungsansprüche⁵⁰¹ ableiten lassen.

Nach Art. 23 Abs. 1 B-GV i.V.m. § 1 AHG⁵⁰² haften der Bund, die Länder, die Gemeinden und die sonstigen Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts für den Schaden, den die als ihre Organe handelnden Personen in Vollziehung der Gesetze durch ein rechtswidriges Verhalten wem immer schuldhaft zugefügt haben.

Erste Voraussetzung für einen derartigen Anspruch ist somit zunächst das Vorliegen eines Schadens, der hier vorausgesetzt wird.

Als haftende Rechtsträger kommen nur die Gebietskörperschaften sowie die sonstigen Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts in Betracht. Folglich muss somit nach

⁵⁰⁰ Die Prüfung zivilrechtlicher Ansprüche bzw. von Strafbarkeiten nach dem StGB bleibt im Rahmen dieses Projekts unberücksichtigt.

⁵⁰¹ Diese sind durch Klage bei den ordentlichen Gerichten geltend zu machen.

⁵⁰² Bundesgesetz über die Haftung der Gebietskörperschaften und der sonstigen Körperschaften und Anstalten des öffentlichen Rechts für in Vollziehung der Gesetze zugefügten Schäden (Amtshaftungsgesetz-AHG), BGBl. I 2013/122.

§§ 1 Abs. 1, 9 Abs. 5 AHG nicht das handelnde Organ selber haften, sondern der Rechtsträger, dem das Verhalten dieses handelnden Organs funktionell zuzurechnen⁵⁰³ ist.⁵⁰⁴ Dies garantiert dem Geschädigten, dass er den Schaden von demjenigen (also vom Staat) einklagen kann, der in ihn auch – anders als wahrscheinlich das handelnde Organ – in der Lage ist, zu bezahlen.⁵⁰⁵

Der Anspruch auf Amtshaftung setzt eine Vollziehung von Gesetzen voraus, sodass folglich eine Haftung für „legislatives Unrecht“, also für die Erlassung rechtswidriger Gesetze, ausscheidet. Folglich können Amtshaftungsansprüche im Rahmen der Gerichtsbarkeit⁵⁰⁶ sowie der Hoheitsverwaltung bestehen, sodass Schäden aufgrund rechtswidriger Bescheide, Maßnahmen, Verordnungen, Urteile und Beschlüsse geltend gemacht werden können.⁵⁰⁷ Da das Verhalten des handelnden Organs sowohl in einem aktiven Tun als auch in einem Unterlassen bestehen kann, kommen vorliegend u.a. folgende Maßnahmen für die mögliche Begründung eines Amtshaftungsanspruchs in Betracht:

- Der BMWFW hält fälschlicherweise vor dem Eintritt eines Blackouts die Störung der Stromversorgung nicht für gegeben und erlässt daher die Verordnung hinsichtlich der Lenkungsmaßnahmen in rechtswidriger und schuldhafter Weise nicht.
- Die Länder, wenn deren Organe die Einhaltung von Präventivmaßnahmen im Rahmen der Katastrophenschutzgesetze in rechtswidriger und schuldhafter Weise nicht angeordnet oder überwacht haben (keine Alarmeinrichtung, kein Katastrophenschutzplan, etc.).⁵⁰⁸
- Der Bund oder die Länder, wenn deren Organe im Rahmen der Katastrophenbekämpfung rechtswidrig und schuldhaft gehandelt haben (z.B. den Katastrophenalarm nicht ausgelöst oder keinen Einsatzleiter bestellt haben).⁵⁰⁹
- Die Regulierungsbehörde erlässt in rechtswidriger und schuldhafter Weise eine Verordnung nicht, obwohl sie dazu verpflichtet war oder sie erlässt einen fehlerhaften Bescheid.

Im Gegensatz dazu lassen sich aus Fehlern der Netzbetreiber (die z.B. zu Produktionsausfällen bei Unternehmen führen) und auch des Regelzonenführers keine Amtshaftungsansprüche ableiten⁵¹⁰, zumal diese der Privatwirtschaft zuzuordnen sind, die nicht hoheitlich handeln und keine Gesetze vollziehen.

Allerdings muss das Verhalten des handelnden Organs auch kausal für den Schaden sein. Zudem setzt der Amtshaftungsanspruch als deliktische Haftung ein rechtswidriges Verhalten des Organs voraus. Nach § 2 Abs. 1 AHG wird das Verschulden durch die Rechtswidrigkeit indiziert (Umkehr der Beweislast).

⁵⁰³ *Raschauer*, Verwaltungsrecht, S. 451 Rz. 1327.

⁵⁰⁴ Allerdings kann der Rechtsträger beim handelnden Organ Regress nehmen, wenn dieser vorsätzlich oder grob fahrlässig den Schaden herbeigeführt hat.

⁵⁰⁵ *Leitl-Staudinger*, Öffentliches Recht, S. 219.

⁵⁰⁶ Ausgenommen sind nach § 2 Abs. 3 AHG Erkenntnisse des VfGH, des OGH sowie des VwGH.

⁵⁰⁷ *Kahl/Weber*, Verwaltungsrecht, S. 297 Rz. 546; *Leitl-Staudinger*, Öffentliches Recht, S. 219.

⁵⁰⁸ *Bußjäger*, Katastrophenprävention, S. 82.

⁵⁰⁹ *Bußjäger*, Katastrophenprävention, S. 82 f.

⁵¹⁰ Diesbezüglich kommen nur zivilrechtliche Ansprüche in Betracht, die an dieser Stelle jedoch nicht geprüft werden.

Zudem müssen nach § 2 Abs. 2 AHG zunächst die Rechtsmittel ausgeschöpft worden sein, sodass der Amtshaftungsanspruch nur subsidiär in Betracht kommt. Ausgezahlt wird dieser ausschließlich in Geld (§ 1 Abs. 1 AHG).

Je nach Ausgestaltung des Einzelfalls sind somit durchaus Amtshaftungsansprüche im Zusammenhang mit einem Blackout darstellbar.

5.4.2 Verbandsverantwortlichkeit

Eine Haftung der Netzbetreiber bzw. des Regelzonenführers kommt zwar nicht nach dem AHG, aber möglicherweise nach dem VbVG⁵¹¹ in Betracht. Nach dem VbVG kann ein Verband dann belangt werden, wenn entweder ein Entscheidungsträger⁵¹² oder ein Mitarbeiter⁵¹³ eine gerichtlich strafbare Handlung begangen hat und diese dem jeweiligen Verband auch zurechenbar ist. Erste Voraussetzung für die Anwendbarkeit des VbVG ist somit, dass es sich bei dem Netzbetreiber oder dem Regelzonenführer um einen Verband handelt. Nach der Legaldefinition des § 1 Abs. 2 VbVG sind Verbände juristische Personen sowie eingetragene Personengesellschaften und Europäische wirtschaftliche Interessenvereinigungen. Die Netzbetreiber und der Regelzonenführer sind juristische Personen des Privatrechts, die entweder als Gesellschaft mit beschränkter Haftung oder Aktiengesellschaft organisiert sind und damit unter den Begriff des Verbandes zu subsumieren sind.

Als weitere Voraussetzung müsste eine gerichtlich strafbare Handlung bzw. auch Unterlassung vorliegen. Unter den Begriff der Straftat fallen derartige Handlungen/Unterlassungen, die nach dem StGB⁵¹⁴ oder der Nebengesetze mit Strafe bedroht sind und von den Gerichten geahndet werden. Nicht unter das VbVG fallen hingegen Verwaltungsübertretungen, die im Zuständigkeitsbereich der Verwaltungsbehörden angesiedelt sind.⁵¹⁵ Folglich sind z.B. der unterlassene Netzausbau, die unterlassene Instandhaltung der Netze oder der unterlassene Wiederaufbau des Übertragungsnetzes nach Großstörungen vom Anwendungsbereich des VbVG ausgenommen, da es sich bei diesen unterlassenen Handlungspflichten um Verwaltungsübertretungen handelt, die von der jeweiligen Bezirksverwaltungsbehörde mit einer Geldstrafe zu belegen sind. Unter der Voraussetzung jedoch, dass es z.B. in Folge der unterlassenen Wiederherstellung der Versorgungssicherheit im Rahmen eines Blackouts durch den Übertragungsnetzbetreiber oder der unterlassenen Meldung des kritischen Ereignisses durch den Regelzonenführer an die Regulierungsbehörde⁵¹⁶ zu Körperverletzungen oder Todesfällen kommt (neben Vorsatz- und Unterlassungsdelikten sind auch Fahrlässigkeitsdelikte vom VbVG umfasst), ist die Anwendbarkeit des VbVG durchaus vorstellbar. Damit wird die Schaffung einer möglichen strafbaren Handlung (z.B. die der fahrlässigen Körperverletzung) vorverlagert in den Bereich

⁵¹¹ Bundesgesetz über die Verantwortlichkeit von Verbänden für Straftaten (Verbandsverantwortlichkeitsgesetz-VbVG), BGBl. I 2007/112.

⁵¹² Ein Entscheidungsträger i.S.d. Gesetzes ist nach § 2 Abs. 1 Z 1 VbVG v.a. ein Geschäftsführer, ein Vorstandsmitglied und ein Prokurist.

⁵¹³ Ein Mitarbeiter i.S.d. Gesetzes ist u.a., wer aufgrund eines Arbeits-, Lehr- oder anderen Ausbildungsverhältnisses bzw. aufgrund eines Dienst- oder sonst eines besonderen öffentlich-rechtlichen Rechtsverhältnisses Arbeitsleistungen für den Verband erbringt, § 2 Abs. 2 VbVG.

⁵¹⁴ Bundesgesetz vom 23.01.1974 über die mit gerichtlicher Strafe bedrohten Handlungen (Strafgesetzbuch-StGB), BGBl. I 2014/106.

⁵¹⁵ *Hilf/Zeder*, in: WK, VbVG § 1 Rz. 4; *Steininger*, Verbandsverantwortlichkeitsgesetz, S. 56.

⁵¹⁶ Oder möglicherweise künftig an das BM.I die EKC.

der Pflichtverletzung: Indem z.B. der Übertragungsnetzbetreiber es unterlässt, im erforderlichen Ausmaß Verträge mit geeigneten Kraftwerksbetreibern abzuschließen, um im Anlassfall für die Wiederherstellung der Versorgungssicherheit sorgen zu können, schafft er das für eine eventuelle Körperverletzung maßgebliche Risiko.

Nach § 3 Abs. 1 VbVG ist der Verband nur dann für diese Straftat verantwortlich, wenn diese entweder zu Gunsten des Verbandes begangen worden ist (§ 3 Abs. 1 Z 1 VbVG) oder durch die Straftat Pflichten verletzt worden sind, die den Verband treffen (§ 3 Abs. 1 Z 2 VbVG). Es bedarf somit eines hinreichenden Bezugs bzw. Zusammenhangs der Straftat durch eine natürliche Person zu dem Tätigkeits- und Verantwortungsbereich des Verbandes.⁵¹⁷ Eine Straftat wird dann zu Gunsten des Verbandes i.S.d. § 3 Abs. 1 Z 1 VbVG begangen, wenn der Verband durch diese Tat entweder bereichert worden ist oder einen anderweitigen wirtschaftlichen Vorteil erzielt hat bzw. sich Aufwendungen erspart hat.⁵¹⁸ Ein wirtschaftlicher Vorteil wäre hier z.B. dann vorstellbar, wenn der Übertragungsnetzbetreiber keine Verträge mit direkt und indirekt angeschlossenen Kraftwerksbetreibern abschließt und sich somit finanzielle Aufwendungen für die Wiederherstellung der Versorgungssicherheit bei Großstörungen erspart. Die zweite Alternative, nämlich die Verletzung verbandsbezogener Pflichten i.S.v. § 3 Abs. 1 Z 2 VbVG ist dann erfüllt, wenn durch die Tat Aufgaben, die sich aus dem Tätigkeitsbereich des Verbandes ergeben, nicht wahrgenommen werden. Vorliegend könnte dies u.a. dann der Fall sein, wenn der Übertragungsnetzbetreiber seiner gesetzlich und vertraglichen Verpflichtung zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit mittels geeigneter Kraftwerke bei einem Blackout nicht nachkommt⁵¹⁹ oder der Regelzonenführer seine gesetzliche Pflicht zur Meldung des kritischen Ereignisses im Übertragungsnetz an die Regulierungsbehörde verletzt. Folglich ist ein hinreichender Bezug zum Verantwortungsbereich des jeweiligen Verbandes gegeben, indem sich das gesetzte Risiko z.B. durch eine Körperverletzung verwirklicht.

Allerdings kommt es bei der Zurechnung der Verantwortlichkeit des Verbandes auf die Person des Handelnden an, sodass unterschieden werden muss, ob ein Entscheidungsträger oder ein Mitarbeiter die Straftat begangen hat. In Betracht kommt daher zunächst, dass ein Entscheidungsträger i.S.v. § 2 Abs. 1 VbVG die Straftat begeht. Das strafbare Verhalten des Entscheidungsträgers wird dem Verband sofort zugerechnet, wenn dieser die Tat rechtswidrig und schuldhaft begangen hat (§ 3 Abs. 2 VbVG). Realisiert sich somit aufgrund der unterlassenen Wiederherstellung der Versorgungssicherheit durch den Übertragungsnetzbetreiber oder der unterlassenen Meldung des Regelzonenführers an die Regulierungsbehörde das Risiko z.B. der fahrlässigen Körperverletzung, so ist der Verband dafür verantwortlich, wenn der Entscheidungsträger diese durch sein Verhalten rechtswidrig und schuldhaft verursacht hat. Im Gegensatz zum Entscheidungsträger, reicht es bei der Straftat eines Mitarbeiters aus, wenn diese rechtswidrig begangen wurde, sodass es ohne Bedeutung ist, ob der Mitarbeiter auch schuldhaft gehandelt hat. Im Falle der Fahrlässigkeit, wovon vorliegend ausgegangen wird, ist der Verband nur dann verantwortlich, wenn der Mitarbeiter die unter diesen Umständen gebotene Sorgfalt außer Acht gelassen hat und somit objektiv sorgfaltswidrig, kausal und objektiv zurechenbar handelt. Zusätzlich bedarf es

⁵¹⁷ *Hilf/Zeder*, in WK, VbVG § 3 Rz. 6; *Steininger*, Verbandsverantwortlichkeitsgesetz, S. 58.

⁵¹⁸ *Hilf/Zeder*, in: WK, VbVG § 3 Rz. 8.

⁵¹⁹ Wenn der Verband hingegen alle verwaltungsrechtlichen Vorschriften einhält, kommt eine Zurechnung der Straftat nicht in Betracht.

jedoch im Falle der Straftat durch einen Mitarbeiter eines Organisationsverschuldens bzw. einer Aufsichtspflichtverletzung durch den Entscheidungsträger. Dies ist dann der Fall, wenn der Entscheidungsträger die erforderliche Sorgfalt außer Acht gelassen hat, insbesondere indem er wesentliche technische, organisatorische oder personelle Maßnahmen zur Verhinderung solcher Taten außer Acht gelassen und damit die Tat des Mitarbeiters ermöglicht oder wesentlich erleichtert hat, § 3 Abs. 3 Z 2 VbVG. Hat sich somit z.B. die zuvor beschriebene fahrlässige Körperverletzung aufgrund eines Verhaltens des Mitarbeiters realisiert, weil ihn z.B. der Entscheidungsträger nicht über die richtige Vorgehensweise informiert hat, so ist der Verband für diese Straftat verantwortlich.

Unter den dargestellten Voraussetzungen ist folglich z.B. die Haftung des Übertragungsnetzbetreibers oder Regelzonenführers nach dem VbVG im Einzelfall im Zusammenhang mit einem Blackout durchaus vorstellbar, wenn der jeweilige Verband nicht die erforderliche Sorgfalt walten lässt, um Schäden zu verhindern.

Literaturverzeichnis AP5

- Abel, Pia / Damjanovic, Dragana / Holoubek, Michael / Holzinger, Kerstin*, Möglichkeiten einer Verankerung der energiepolitischen Zielsetzung „Versorgungssicherheit“ im Elektrizitätsrecht, JRP 2008, S. 219-267
- Altrock, Martin / Hermann, Nicolai*, Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung – Energiewirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen für das zukünftige Marktdesign, ZNER 2010, S. 350-357
- Altrock, Martin / Vollprecht, Jens*, Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, ZNER 2011, S. 231-243
- Angenendt, Nicole / Boesche, Katharina / Franz, Oliver Helge*, Der energierechtliche Rahmen einer Implementierung von Smart Grids, RdE 2011, S. 117-126
- Austrian Power Grid AG*, APG-Masterplan 2020, Februar 2011, abrufbar unter: <http://www.apg.at/~media/7DA3C0BAF4704262A5F33D5E5BCFE1BA.pdf>
- B.A.U.M. Consult GmbH*, Smart Energy made in Germany, abrufbar unter: www.e-energy.de
- Bartsch, Michael / Röhling, Andreas / Salje, Peter / Scholz, Ulrich* (Hrsg.), Stromwirtschaft, 2. Auflage, Carl Heymanns Verlag, Köln 2008
- BBK / Innenministerium Baden-Württemberg / Karlsruher Institut für Technologie (KIT)*, Krisenmanagement Kurzfassung, Krisenmanagement bei einer großflächigen Unterbrechung der Stromversorgung am Beispiel Baden-Württemberg, Jedermann-Verlag, Stuttgart 2010, abrufbar unter: http://www.bbk.bund.de/SharedDocs/Downloads/BBK/DE/Publikationen/PublikationenKritis/Krisenhandbuch_Stromausfall_Kurzfassung_pdf.pdf?__blob=publicationFile
- BDEW*, Positionspapier – Vorschläge zur EEG-Novelle 2012, Berlin, 12.04.2011, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F3FD58DFC7AA9F13C12578710032B6CA/\\$file/Vorschlaege%20zur%20EEG-Novelle%202012%20-%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F3FD58DFC7AA9F13C12578710032B6CA/$file/Vorschlaege%20zur%20EEG-Novelle%202012%20-%20final.pdf)
- Benz, Steffen*, Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmenbedingungen, ZUR 2008, S. 457-463
- Berger, Wolfgang*, Ausgleich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen, VEÖ Journal 11 -12/2008, 36- 39
- Britz, Gabriele / Hellermann, Johannes / Hermes, Georg* (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, C.H. Beck Verlag, München 2008
- Büdenbender, Ulrich*, Energierecht, in: Martin Schulte / Rainer Schröder (Hrsg.), Handbuch des Technikrechts, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin / Heidelberg 2011, S. 601-666
- Büdenbender, Ulrich*, EnWG Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz, RWS Verlag, Köln 2003

Büdenbender, Ulrich, Grundlagen und Grenzen eines Anspruchs von Niederspannungskunden auf einen Wechsel zu einem Anschluss in Mittelspannung, RdE 2005, S. 285-295

Büdenbender, Ulrich, Zur Einführung: Das Recht der öffentlichen Energieversorgung, JuS 1978, S. 150-156

Bundesministerium des Innern, Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie), Berlin 2009, abrufbar unter:
<http://www.bmi.bund.de/cae/servlet/contentblob/598730/publicationFile/34416/kritis.pdf>

Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011, abrufbar unter:
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile

Bundesministerium für Inneres, Koordination von Krisen- und Katastrophenschutzmanagement, Fachgespräch mit Innenministerien Maria Fekter, 24.03.2011, abrufbar unter:
http://www.bmi.gv.at/cms/BMI_Service/Aus_dem_Inneren/Staatliches_Krisen_und_Katastrophenschutzmanagement.pdf

Bußjäger, Peter, Die Aufgabenverteilung zwischen Gemeinden, Ländern, Bund und Europäischer Union im Katastrophenschutz, in: Peter Bußjäger (Hrsg.), Katastrophenschutz als Verantwortung im Bundesstaat, Braumüller Verlag, Wien 2007, S. 7- 31

Bußjäger, Peter, Katastrophenprävention und Katastrophenbekämpfung im Bundesstaat, Wilhelm Braumüller Verlag, Wien 2003

Danner, Wolfgang / Theobald, Christian (Hrsg.), Energierecht, Kommentar, Band 1, C.H. Beck Verlag, München 2013

E-Control, Ausfalls- und Störungsstatistik, Ergebnisse 2011, August 2012, abrufbar unter:
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/Ver%C3%B6ffentlichung%202012-Ausfall-%20und%20St%C3%B6rungsstatistik_v1.0.pdf

Ehricke, Ulrich, Der europäische Regelungsansatz zur Versorgungssicherheit in Bezug auf Stromnetze – zum Richtlinienvorschlag für die Sicherung der Elektrizitätsversorgung, ZNER 2004, S. 211-217

EnCT/BBH/ECOFYS, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, Dezember 2009, abrufbar unter:
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLa

stvariableZeitvariableTarife.pdf;jsessionid=4B38C3657D1717D659E05120499F2BBA?
__blob=publicationFile&v=1

Fickers, Marcus, Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, ZNER 2009, 17-19

Friedl, Werner / Painz, Bernhard / Kapetanovic, Tahir, Krisenvorsorge in der Elektrizitätswirtschaft, 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2010 in Graz, S. 1-10

Germer, Christoph / Loibl, Helmut, Energierecht, 2. Auflage, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2007

Glavitsch, Hans, Einfluss der Liberalisierung auf die Versorgungssicherheit in den Stromnetzen bzw. Regelungserfordernisse durch die Behörden, Gutachten, Zürich 2004

Grabitz, Eberhard / Hilf, Meinhard/ Nettesheim, Martin, Das Recht der Europäischen Union: EUV/AEUV, Kommentar, C.H. Beck Verlag, München 2014

Güneysu, Sindy, Smart Grids und die Anforderungen des Einspeisemanagements, RdE 2012, S. 47-53

Hauer, Andreas / Oberndorfer, Klaus, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, Kommentar, ProLibris, Linz 2007

Hauer, Andreas, Energierecht (Elektrizitätsrecht), in: Andreas, Hauer / Barbara Leitl-Staudinger / Michael Mayrhofer / Katharina Pabel, Wirtschaftsverwaltungsrecht, Pedell Wissenschaftsverlag, Linz 2013, S. 135-154

Hauer, Andreas, Elektrizitäts-Versorgungssicherheit, in: Festschrift für Norbert Wimmer, Springer Verlag, Wien 2008, S. 177-200

Höfer-Zygan, Renate / Oswald, Erik / Heidrich, Mike, Smart Grid Communications 2020, Fokus Deutschland, Fraunhofer - Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik ESK (Hrsg.), München 2011, abrufbar unter:
http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid_Studie_final-web.pdf

Holoubek, Michael / Segalla, Patrick, Das Ziel der Versorgungssicherheit – Analyse und Ausblick, in: Ewald Nowotny / Christoph Parak / Ronald F. Scheucher (Hrsg.), Handbuch der österreichischen Energiewirtschaft, Manz Verlag, Wien 2004, S. 75-90

Kahl, Arno / Weber, Karl, Allgemeines Verwaltungsrecht, Facultas Verlag, Wien 2007

Kletečka, Andreas / Schauer, Martin (Hrsg.), ABGB-ON 1.01, Kommentar zum Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuch, Manz Online

Kloepfer, Michael, Einführung, in: Michael Kloepfer (Hrsg.), Katastrophenrecht: Grundlagen und Perspektiven, Baden-Baden 2008, S. 9-14

- Kloepfer*, Michael, Katastrophenschutzrecht – Strukturen und Grundfragen, *VerwArch* 2007, S. 163-198
- Kloepfer*, Michael, Rechtliche Grundprobleme des Katastrophenschutzes, in: Festschrift für Dieter Sellner zum 75. Geburtstag, C.H. Beck Verlag, München 2010, S. 391-405
- Kment*, Martin, Rechts vor links? Überlegungen zur Vereinfachung der rechtlichen Vorfahrtsregeln im deutschen Stromnetz, *ZNER* 2011, S. 225-230
- Koenig*, Christian / *Kühling*, Jürgen / *Rasbach*, Winfried, *Energierrecht*, Nomos Verlag, 3. Auflage, Frankfurt 2013
- Koller*, Tanja, Energielenkungs-, Erdölbevorratungs- und Melderecht, Lebensmittelbewirtschaftungsrecht, in: Michael Holoubek / Michael Potacs, *Handbuch des öffentlichen Wirtschaftsrechts*, Band 2, 2. Auflage, Verlag Österreich, Wien 2007, S. 1341-1364
- Konstantin*, Panos, *Praxisbuch Energiewirtschaft*, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg 2009
- Korinek*, Stephan, Das Transparenzgebot des § 6 Abs 3 KSchG, *JB* 1999, S. 149-172
- Krägenow, Timm / Mühlstein, Jan, Anreiz zum Falschen, *Energie & Management* 15-16/2013, S. 7
- Kudlicza*, Peter, Intelligente Balance zwischen Stromproduktion und -verbrauch, *VEÖ Journal* 03/2010, S. 38-40
- Kühling*, Jürgen / *Pisal*, Ruben, Investitionspflichten beim Ausbau der Energieinfrastrukturen zwischen staatlicher Regulierung und nachfrageorientierter Netzbewirtschaftung, *ZNER* 2011, S. 13-23
- Laimighofer*, Albert, Rechtsprobleme der Energielenkung im Elektrizitäts- und Erdgasbereich, Dissertation, Pro Libris, Linz 2010
- Leitl-Staudinger*, Barbara, Einführung ins öffentliche Recht, 2. Auflage, ProLibris, Linz 2010
- Lugmaier*, Andreas / *Brunner*, Helfried, Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz, Intelligente Stromnetze der Zukunft – DG Demo Netz, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Schriftenreihe 13/2008, Wien 2008
- Mair*, Erwin, Energiewirtschaftliche und technische Grundlagen zur Funktionsweise des europäischen Elektrizitätssystems, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, S. 1-20
- Mayer*, Heinz / *Stöger*, Karl, Kommentar zu EUV und AEUV, Manz Verlag, Wien 2012
- Metzler*, Matthäus, Regelenergie und Ausgleichsenergie nach dem EIWOG 2010, *ZTR* 2013, S. 242-248
- Meyer-Teschendorf*, Klaus, Neuordnung des Zivil- und Katastrophenschutzes, in: Festschrift für Rupert Scholz zum 70. Geburtstag, Duncker&Humblot, Berlin 2007, S. 799 ff.

Müller, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, S. 25

Müller, Leonhard, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin 2001

Nill-Theobald, Christiane / *Theobald*, Christian, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 2. Auflage, C.H. Beck, München 2008

Nomos Kommentar, Martin Kment (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz Kommentar, Nomos Verlag, Baden-Baden 2015

Oberndorfer, Paul / *Laimighofer*, Albert, Rechtlicher Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer gesicherten Elektrizitätsversorgung, in: Horst Steinmüller / Andreas Hauer / Friedrich, Schneider, Energiewirtschaft, Jahrbuch 2012, NWV Verlag, Wien 2012, S. 89-99

Österreichisches Programm zum Schutz kritischer Infrastruktur, Masterplan 2014, abrufbar unter:
http://www.kiras.at/fileadmin/_migrated/content_uploads/Masterplan_APCIP_2014.pdf.

Oesterreichs Energie (Hrsg.), EIWOG Kommentar, 2. Auflage, Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Wien 2013

Oesterreichs Energie, Energie-Lexikon, abrufbar unter: <http://oesterreichsenergie.at/daten-fakten/e-lexikon-und-schulunterlagen/energie-lexikon.html>

Oesterreichs Energie, Stromtransport: Vom Kraftwerk in die Steckdose, abrufbar unter:
<http://oesterreichsenergie.at/stromtransport-vom-kw-in-die-steckdose.html>

Pauger, Dietmar, Die Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft in Österreich, ÖZW 1998, S. 97-106

Petermann, Thomas / *Bradke*, Harald / *Lüllmann*, Arne / *Paetzsch*, Maik / *Riehm*, Ulrich, Was bei einem Blackout geschieht, edition sigma, Berlin 2011

Pfaffenberger, Wolfgang, Elektrizitätswirtschaft, Oldenbourg, München 1993

Poltschak, Elisabeth, Der Netzanschluss von Erzeugern erneuerbarer Energien, ZTR 2012, S. 201-206

Raschauer, Bernhard, Allgemeines Verwaltungsrecht, 3. Auflage, Verlag Österreich, Wien 2009

Raschauer, Bernhard, Handbuch Energierecht, Springer Verlag, Wien 2006

Raschauer, Bernhard, Versorgungssicherheit, in: Andreas Hauer (Hrsg.), Aktuelle Fragen des Energierechts 2007, Rudolf Trauner Verlag, Linz 2007, S. 137-159

Rauch, Karsten, Die Ausbauverpflichtung nach § 11 I 1 3. Alt. EnWG: Umfang und Grenzen aus der Sicht kommunaler Verteilernetzbetreiber, IR 2008, S. 218-220

- Reiter*, Margit, Die Frequenz-Leistungsregelung im österreichischen Elektrizitätsrecht, Dissertation, ProLibris, Linz 2009
- Riedler*, Andreas, Rechtswidrige AGB in Strom- und Gasverträgen, ÖJZ 2009/70, S. 639-647
- Rummel*, Peter (Hrsg.), KSchG – Kommentar zum Konsumentenschutzgesetz, Manz Online
- Säcker*, Franz Jürgen, Netzausbau- und Kooperationsverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten des EnLAG und der Dritten StromRL 2009/72 EG vom 13.7.2009, RdE 2009, S. 305-314
- Salje*, Peter, EEG 2014 Kommentar, 7. Auflage, Carl Heymanns Verlag, Köln 2015
- Salje*, Peter, Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, Carl Heymanns Verlag, Köln 2006
- Schanda*, Reinhard, Der Netzzutritt für Ökostromanlagen, ZTR 2013, S. 2-5
- Schmelzer*, Knut / *Beck*, Alexander, EEG-Einspeisemanagement – Ausgewählte Rechtsfragen zu technischen und betrieblichen Vorgaben an Anlagenbetreiber gemäß § 6 Nr. 1 EEG, ZNER 2011, S. 244-249
- Schneider*, Jens-Peter / *Theobald*, Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Auflage, Verlag C.H. Beck, München 2013
- Scholz*, Ulrich / *Tüngler*, Stefan, Zum Verhältnis des Einspeisemanagements nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber nach dem Energiewirtschaftsgesetz, RdE 2010, 317-321
- Schumacher*, Hanna, Durchbrechung des Vorrangs für erneuerbare Energien? Das Einspeisemanagement im Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Verhältnis zu den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts, ZUR 2009, S. 522-530
- Schwartz*, Fabian, Das Katastrophenschutzrecht der Europäischen Union, Dissertation, Nomos Verlag, Baden-Baden 2012
- Steffek*, Alfred / *Schmelz*, Christian / *Mayer*, Johannes, EIWOG, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, kommentierter Gesetzestext, 2. Auflage, Wirtschaftskammer Österreich, Wien 1999
- Steininger*, Einhard, Verbandsverantwortlichkeitsgesetz, Linde Verlag, Wien 2006
- Sternig*, Beate, Versorgungssicherheit im Elektrizitäts- und Erdgasmarkt, Dissertation, Manz Verlag, Wien 2009
- Storr*, Stefan, Investitionsverpflichtung auf Anforderung, in: Stefan Storr (Hrsg.), Neue Impulse für die Energiewirtschaft, Jan Sramek Verlag, Wien 2012, S. 73-97
- Thiele*, Alexander, Katastrophenschutzrecht im deutschen Bundesstaat, in: Ines Härtel (Hrsg.), Handbuch Föderalismus – Föderalismus als demokratische Rechtsordnung und Rechtskultur in Deutschland, Europa und der Welt, Band III, Springer Verlag, Berlin 2012, S. 69-94

Unger, Tim, Katastrophenabwehrrecht, Dissertation, Verlag Dr. Kovač, Hamburg 2010

Weise, Michael / Hartmann, Thies Christian / Wöldeke, Frank, Energiewende und Netzstabilität – die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber nach §§ 13, 14 EnWG, RdE 2012, S. 181-187

Wibmer, Daniel, Zivil- und Katastrophenschutz in den Gemeinden, Österreichische Gemeindezeitung 9/95, S. 15-18

Wiener Kommentar zum Strafgesetzbuch, Frank Höpfel / Eckart Ratz (Hrsg.), Wien 1999

Wiesemann, Hans Peter, IT-rechtliche Rahmenbedingungen für „intelligente“ Stromzähler und Netze – Smart Meter und Smart Grids, MMR 2011, S. 355-359

Wimmer, Herbert, Katastrophenschutzmanagement als Aufgabe der Gemeinde, RFG 2008/4, S. 14-16

*Wissner, Matthias, IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft – Auf dem Weg zum Smart Grid, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 320, Bad Honnef, Mai 2009, abrufbar unter:
http://www.econbiz.de/archiv1/2009/67531_Wachstum_Produktivitaet_Energiewirtschaft.pdf*

Würthinger, Elisabeth, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze, Pro Libris, Linz 2005

Zander, Wolfgang / Riedel, Martin / Held, Christian / Ritzau, Michael / Tomerius, Carolyn, Strombeschaffung im liberalisierten Energiemarkt, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln 2000

Zanger, Georg, Auswirkungen mangelnder Transparenz von Energierechnungen auf die einzelnen Energieunternehmen, OZK 2009, S. 91-100

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Modellnetzverbindung und Lasten im 110-kV-Netz	9
Abbildung 1-2:	Randnetzleistungsflüsse - Nord-Süd 2014.....	15
Abbildung 1-3:	Simulierter Lastabwurf nach Common-Mode-Ausfällen – Szenario 2014	16
Abbildung 1-4:	Randnetzleistungsflüsse - Nord-Süd 2018.....	18
Abbildung 1-5:	Simulierter Lastabwurf nach Common-Mode-Ausfällen – Szenario 2018	19
Abbildung 1-6:	Randnetzleistungsflüsse - Nord-Süd 2022.....	20
Abbildung 1-7:	Randnetzlastflüsse - Nord-Süd 2027	22
Abbildung 1-8:	Simulierter Lastabwurf nach Common-Mode-Ausfall an den Systemen 437 und 438	23
Abbildung 1-9:	Änderung von Defizitleistung und Defizitenergie – Nord-Süd	24
Abbildung 1-10:	Nicht übertragene Leistung - Nord-Süd 2022	25
Abbildung 1-11:	Nicht übertragene Energie - Nord-Süd 2022.....	26
Abbildung 1-12:	Defizitleistung der Betriebsmittel – Nord-Süd 2022.....	27
Abbildung 1-13:	Defizitenergie der Betriebsmittel – Nord-Süd 2022	27
Abbildung 1-14:	Nicht übertragene Leistung – Nord-Süd 2027	28
Abbildung 1-15:	Nicht übertragene Energie – Nord-Süd 2027	29
Abbildung 1-16:	Defizitleistung der Betriebsmittel – Nord-Süd 2027	30
Abbildung 1-17:	Defizitenergie der Betriebsmittel – Nord-Süd 2027	31
Abbildung 1-18:	Zuverlässigkeitskennwerte Vorarlberg Netz – Nord-Süd Lastfluss	32
Abbildung 1-19:	Zuverlässigkeitskennwerte TINETZ-Stromnetz Tirol AG – Nord-Süd Lastfluss	33
Abbildung 1-20:	Zuverlässigkeitskennwerte Salzburg Netz GmbH – Nord-Süd Lastfluss	34
Abbildung 1-21:	Zuverlässigkeitskennwerte LINZ STROM Netz GmbH – Nord-Süd Lastfluss	35
Abbildung 1-22:	Zuverlässigkeitskennwerte Wiener Netze GmbH, Teil 1 – Nord-Süd Lastfluss	36
Abbildung 1-23:	Zuverlässigkeitskennwerte Wiener Netze GmbH, Teil 2 – Nord-Süd Lastfluss	36
Abbildung 1-24:	Zuverlässigkeitskennwerte Wiener Netze GmbH, Teil 3 – Nord-Süd Lastfluss	37
Abbildung 1-25:	Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2014	38
Abbildung 1-26:	Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2014	39
Abbildung 1-27:	Nicht übertragene Energie - Ost-West 2014	39

Abbildung 1-28:	Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2014	40
Abbildung 1-29:	Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2014	41
Abbildung 1-30:	Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2018	42
Abbildung 1-31:	Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2018	43
Abbildung 1-32:	Nicht übertragene Energie - Ost-West 2018	43
Abbildung 1-33:	Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2018	44
Abbildung 1-34:	Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2018	45
Abbildung 1-35:	Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2022	46
Abbildung 1-36:	Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2022	47
Abbildung 1-37:	Nicht übertragene Energie - Ost-West 2022	47
Abbildung 1-38:	Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2022	48
Abbildung 1-39:	Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2022	49
Abbildung 1-40:	Randnetzleistungsflüsse - Ost-West 2027	50
Abbildung 1-41:	Nicht übertragene Leistung - Ost-West 2027	51
Abbildung 1-42:	Nicht übertragene Energie - Ost-West 2027	51
Abbildung 1-43:	Defizitleistung der Betriebsmittel – Ost-West 2027	52
Abbildung 1-44:	Defizitenergie der Betriebsmittel – Ost-West 2027	53
Abbildung 1-45:	Zuverlässigkeitskennwerte Vorarlberg Netz – Ost-West Lastfluss	54
Abbildung 1-46:	Zuverlässigkeitskennwerte TINETZ-Stromnetz Tirol AG – Ost-West Lastfluss	55
Abbildung 1-47:	Zuverlässigkeitskennwerte Salzburg Netz GmbH – Ost-West Lastfluss	55
Abbildung 1-48:	Zuverlässigkeitskennwerte LINZ STROM Netz GmbH – Ost-West Lastfluss	56
Abbildung 1-49:	Struktur konventioneller Erzeuger - Österreich	58
Abbildung 1-50:	Struktur regenerativer Erzeuger – Österreich ¹	58
Abbildung 1-51:	Struktur konventioneller Erzeuger – Deutschland	59
Abbildung 1-52:	Struktur regenerativer Erzeuger – Deutschland ²	59
Abbildung 1-53:	Jahreshöchstlasten Deutschlands Übertragungsnetzbetreiber	60
Abbildung 1-54:	Gammaverteilungen mit unterschiedlichen r- Formparametern	75
Abbildung 1-55:	220kV- und 380kV- Freileitungen, Häufigkeiten von Einfachausfällen in 2-Jahresintervallen	77
Abbildung 1-56:	220kV- und 380kV- Freileitungen, Häufigkeiten von Common-mode- Zweifachausfällen in 2-Jahresintervallen	77
Abbildung 1-57:	220kV- und 380kV- Transformatoren, Ausfallhäufigkeiten in 2- Jahresintervallen	78

Abbildung 1-58:	220kV- und 380kV- Freileitungen, Erwartungswerte der Dauern von Einfachausfällen in 2-Jahresintervallen.....	79
Abbildung 1-59:	220kV- und 380kV- Freileitungen, Erwartungswerte der Dauern von Common-mode- Zweifachausfällen in 2-Jahresintervallen	79
Abbildung 1-60:	220kV- und 380kV- Transformatoren, Erwartungswerte der Ausfalldauern in 2-Jahresintervallen	80
Abbildung 1-61:	220kV- und 380kV- Sammelschienen, Ausfallhäufigkeiten in 4-Jahresintervallen	81
Abbildung 1-62:	220kV-Freileitungen, Einfach-Ausfallhäufigkeiten nach Fehlerart und Fehlerort in 2-Jahresintervallen.....	82
Abbildung 1-63:	380kV-Freileitungen, Einfach-Ausfallhäufigkeiten nach Fehlerart und Fehlerort in 2-Jahresintervallen.....	82
Abbildung 1-64:	220kV/380-kV-Transformatoren, Einfach-Ausfallhäufigkeiten nach Fehlerart und Fehlerort in 2-Jahresintervallen	83
Abbildung 1-65:	Häufigkeiten der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen	89
Abbildung 1-66:	Häufigkeiten der Zweifachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen	89
Abbildung 1-67:	Erwartungswerte der Dauern der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen	90
Abbildung 1-68:	Erwartungswerte der Dauern der Zweifachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen	90
Abbildung 1-69:	Nichtverlässlichkeiten zufolge von Einfachausfällen von 220kV- und 380kV-Leitungen	91
Abbildung 1-70:	Nichtverlässlichkeiten zufolge von Zweifachausfällen von 220kV- und 380kV-Leitungen	91
Abbildung 1-71:	Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Transformatoren.....	92
Abbildung 1-72:	Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Transformatoren.....	93
Abbildung 1-73:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV- Transformatoren.....	93
Abbildung 1-74:	Dichtefunktion der Hyperexponentialverteilung, erzeugt durch Zusammensetzung aus zwei Exponentialverteilungen	95
Abbildung 1-75:	Häufigkeiten der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen, kurz und lange dauernde Ereignisse.....	98
Abbildung 1-76:	Erwartungswerte der Dauern der Einfachausfälle von 220kV- und 380kV-Leitungen, kurz und lange dauernde Ereignisse	98
Abbildung 1-77:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, kurz und lange dauernde Ereignisse	99
Abbildung 1-78:	Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Transformatoren, kurz und lange dauernde Ereignisse	100
Abbildung 1-79:	Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Transformatoren, kurz und lange dauernde Ereignisse	100

Abbildung 1-80:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Transformatoren, kurz und lange dauernde Ereignisse	101
Abbildung 1-81:	Schema der geographischen Regionen mit Kurzbezeichnungen für Spannungsebene 220-kV	102
Abbildung 1-82:	Schema der geographischen Regionen mit Kurzbezeichnungen für Spannungsebene 380-kV	102
Abbildung 1-83:	Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gliederung.....	102
Abbildung 1-84:	Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, geographische Gliederung	103
Abbildung 1-85:	Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gliederung	103
Abbildung 1-86:	Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, geographische Gliederung	104
Abbildung 1-87:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gliederung.....	104
Abbildung 1-88:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, geographische Gliederung	105
Abbildung 1-89:	Häufigkeiten von Einfachausfällen, Netzgruppe WS, interne und externe (grenzüberschreitende) 220kV-Leitungen, Einfachausfälle.....	106
Abbildung 1-90:	Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen	108
Abbildung 1-91:	Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen	109
Abbildung 1-92:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Einfachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen	109
Abbildung 1-93:	Ausfallhäufigkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen	110
Abbildung 1-94:	Erwartungswerte der Ausfalldauern von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen	110
Abbildung 1-95:	Nichtverlässlichkeiten von 220kV- und 380kV-Leitungen, Zweifachausfälle, Geographische Gruppengliederung, Zusammenfassung von Gruppen	111
Abbildung 2-1:	Startmaske der Onlineerhebung	125
Abbildung 2-2:	Erhebung der Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen	126
Abbildung 2-3:	Erfahrung mit Stromausfällen.....	127

Abbildung 2-4:	Zufriedenheit mit der individuellen Versorgungssicherheit.....	127
Abbildung 2-5:	Darstellung wichtiger Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen.....	128
Abbildung 2-6:	Zahlung der Stromrechnung	129
Abbildung 2-7:	Erhebung des Alters.....	130
Abbildung 2-8:	Alter der Umfrageteilnehmer	132
Abbildung 2-9:	Beschäftigungsverhältnis der Umfrageteilnehmer in Kategorien	134
Abbildung 2-10:	Erhebung des Wohnumfeldes Stadt/Land	134
Abbildung 2-11:	Detailerhebung des Wohnumfeldes	135
Abbildung 2-12:	Dauer der Bewohnung der aktuellen Adresse	135
Abbildung 2-13:	Häufigkeit der Lebensumstände und Wohncharakteristika nach Kategorien.....	136
Abbildung 2-14:	Haushaltseinkommenssituation entspricht österreichischer Verteilung	137
Abbildung 2-15:	Häufigkeit von Kindern unter 14 Jahren im Haushalt der Umfrageteilnehmer.....	139
Abbildung 2-16:	Größe der Haushalte der Umfrageteilnehmer	140
Abbildung 2-17:	Geschlechterverteilung	141
Abbildung 2-18:	Höchste Ausbildung der Umfrageteilnehmer	142
Abbildung 2-19:	Lebenssituation der Umfrageteilnehmer	144
Abbildung 2-20:	Verteilung der Dauer der Bewohnung an der aktuellen Adresse	144
Abbildung 2-21:	Umsetzung der Erhebung hinsichtlich der Güte des Verhältnisses zum Energieversorger.....	145
Abbildung 2-22:	Beurteilung der Beziehung zwischen den Umfrageteilnehmern und dem Stromanbieter.....	146
Abbildung 2-23:	Kenntnis der Umfrageteilnehmer über ihren Stromverbrauch.....	147
Abbildung 2-24:	Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihren jährlichen Stromverbrauch in KWh	148
Abbildung 2-25:	Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihre jährlichen Ausgaben für Strom in Euro	149
Abbildung 2-26:	Schätzung der Umfrageteilnehmer über ihre monatlichen Ausgaben für Strom in Euro	150
Abbildung 2-27:	Persönlichen Erfahrung mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahren.....	151
Abbildung 2-28:	Dauer der wahrgenommenen Stromausfälle	152
Abbildung 2-29:	Zufriedenheit der Umfrageteilnehmer mit der Stromversorgung bezüglich Versorgungssicherheit	154
Abbildung 2-30:	Analyse der Notwendigkeit neuer Netze	155

Abbildung 2-31:	Einstellung der Umfrageteilnehmer zu neuen Stromnetzen für die inländische Stromversorgung.....	156
Abbildung 2-32:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung.....	157
Abbildung 2-33:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Treibstoffversorgung	158
Abbildung 2-34:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung	160
Abbildung 2-35:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation	161
Abbildung 2-36:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung.....	162
Abbildung 2-37:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung	163
Abbildung 2-38:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport.....	164
Abbildung 2-39:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung	166
Abbildung 2-40:	Einleitung der Infrastrukturakzeptanzanalyse	167
Abbildung 2-41:	Graphische Umsetzung der Akzeptanzanalyse von Energieinfrastrukturen.....	167
Abbildung 2-42:	Verteilung der zentralen Akzeptanzfrage	169
Abbildung 2-43:	Marginale Effekte der Antwortkategorie "DNA"	173
Abbildung 2-44:	Auswirkungen in Hinblick auf die Protestwahrscheinlichkeit.....	174
Abbildung 2-45:	Auswirkung auf das Wahlverhalten: Mit Sicherheit gesetzgebende Partei nicht wieder wählen	176
Abbildung 2-46:	Auswirkung auf die Bindung zum Wohnort	177
Abbildung 3-1:	Ungeplante Versorgungsunterbrechungen in Europa in Minuten (CAIDI, 2009)	186
Abbildung 3-2:	Einteilung des U.S. Department of Energy	187
Abbildung 3-3:	Dauerlinie des österreichischen Stromverbrauchs 2011, Anzahl der Tage, ...	191
Abbildung 3-4:	Windstromproduktion und -prognose in Österreich.....	192
Abbildung 3-5:	Europaüberblick Demand Response Aktivitäten	195
Abbildung 3-6:	Analyse deutschlandweiter Ausfallkosten im Falle einstündiger Versorgungsunterbrechungen Quelle: Reichl et al. (2014)	198
Abbildung 3-7:	Skizzierung möglicher Kundenbeziehungen bei Teilnahme neuer Marktteilnehmer	203

Abbildung 3-8:	Kosten und Potenziale österreichischer Industriebetriebe für Lastverschiebung	204
Abbildung 3-9:	Analyse österreichweiter Ausfallkosten im Falle einstündiger Versorgungsunterbrechungen	208
Abbildung 3-10:	Schema der Netzregelung	211
Abbildung 3-11:	DSM Reserven in Frankreich	216
Abbildung 4-1:	Verteilung Windkraftanlagen, durchschnittliche Leistung in MW	243
Abbildung 4-2:	Verteilung Windkraftanlagen, Jahresenergieerzeugung in GWh	244
Abbildung 4-3:	Verteilung Kleinwasserkraft, durchschnittliche Leistung in MW	245
Abbildung 4-4:	Verteilung Kleinwasserkraft, Jahresenergieerzeugung in GWh	245
Abbildung 4-5:	Verteilung Photovoltaik, durchschnittliche Leistung in MW	246
Abbildung 4-6:	Verteilung Photovoltaik, Jahresenergieerzeugung in GWh	247
Abbildung 4-7:	Verteilung Biomasse durchschnittliche Leistung in MW	248
Abbildung 4-8:	Verteilung Biomasse Jahresenergieerzeugung in GWh	248
Abbildung 4-9:	Sonstige dezentrale Energieerzeuger, Engpassleistung in MW	249
Abbildung 4-10:	Verteilung dezentrale Energieerzeuger, Jahresenergieerzeugung in GWh	250
Abbildung 4-11:	Verteilung Wasserkraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Anzahl	251
Abbildung 4-12:	Verteilung Wasserkraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Engpassleistung/ durchschnittliche Leistung in MW	252
Abbildung 4-13:	Verteilung thermischer Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Anzahl	252
Abbildung 4-14:	Verteilung thermischer Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Engpassleistung Kraftwerke in MW	253
Abbildung 4-15:	Verteilung thermische und Wasser-Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Anzahl	253
Abbildung 4-16:	Verteilung thermische und Wasser-Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Leistung in MW	254
Abbildung 4-17:	Verteilung thermische und Wasser-Kraftwerke ≥ 10 MW, ≤ 110 kV, Jahresenergieerzeugung in GWh	254
Abbildung 4-18:	Durchschnittliche Leistung – Bezirksebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in MW	256
Abbildung 4-19:	Durchschnittliche Leistung – Bundeslandebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in MW	256
Abbildung 4-20:	Jahresenergieverbrauch – Bezirksebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in MWh	257
Abbildung 4-21:	Jahresenergieverbrauch - Bundeslandebene (exklusive nicht-elektrischer Energiesektor) in TWh	257

Abbildung 4-22:	Potential NotCluster bei mittlerer Leistung exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung, ohne Wasserkraftanlagen > 10 MW und thermische Kraftwerke > 10 MW, < 110 kV in MW	258
Abbildung 4-23:	Potential NotCluster bei mittlerer Leistung exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung.....	258
Abbildung 4-24:	Potential NotCluster bei mittlerer Leistung exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung ohne Wind und PV-Einspeisung	259
Abbildung 4-25:	Energetisches Potential NotCluster, Jahresenergieverbrauch exklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung	259
Abbildung 4-26:	Energetisches Potential NotCluster, Jahresenergieverbrauch inklusive des nicht-elektrischen Energiesektors für durchschnittliche dezentrale Erzeugung	260
Abbildung 4-27:	Untersuchter Netzabschnitt.....	266
Abbildung 4-28:	Subtransientes Modell für dynamische Berechnungen (NEPLAN)	267
Abbildung 4-29:	Sättigungskurve (Lehnen, 2014)	268
Abbildung 4-30:	Betriebsbereich einer Synchronmaschine (Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, 2010)	268
Abbildung 4-31:	Blockschaltbild Turbinenmodell (NEPLAN).....	270
Abbildung 4-32:	Blockschaltbild Primärreglermodell (NEPLAN)	271
Abbildung 4-33:	Blockschaltbild Sekundärreglermodell (NEPLAN).....	273
Abbildung 4-34:	Blockschaltbild Spannungsregler (NEPLAN)	274
Abbildung 4-35:	Szenario 1, Spannungsverläufe beim Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb in p.u. (bezogen auf die Systemspannung) – Netzknoten mit der niedrigsten Spannung (Entferntester Knoten - E-NK), Netzanschlusspunkt Oberstufe (NAP Ost.), Netzanschlusspunkt Unterstufe (NAP USt.).....	280
Abbildung 4-36:	Szenario 1, Frequenzverlauf in p.u. (bezogen auf die Systemfrequenz)	281
Abbildung 4-37:	Szenario 1, Verlauf Wirk- (P) und Blindleistungseinspeisung (Q) Oberstufe (Ost.) und Unterstufe (USt.) (bezogen auf die jeweilige Generator-Nennscheinleistung)	281
Abbildung 4-38:	Szenario 1, Verlauf Regler; Primärregler (PrimR) und Sekundärregler (SekR); Gateöffnung der Turbine (TU-Gate) der Oberstufe; Spannungsregler (SpR) von Oberstufe (Ost.) und Unterstufe (USt.)	282
Abbildung 4-39:	Szenario 10, Verlauf Wirk- (P) und Blindleistungseinspeisung (Q) Oberstufe (Ost.) und Unterstufe (USt.) (bezogen auf die jeweilige Generator-Nennscheinleistung)	282

Abbildung 4-40:	Szenario 10, Spannungsverläufe beim Übergang vom Netzbetrieb in den Inselbetrieb in p.u. (bezogen auf die Systemspannung) – Netzknoten mit der niedrigsten Spannung (Entferntester Knoten - E-NK), Netzanschlusspunkt Oberstufe (NAP Ost.), Netzanschlusspunkt Unterstufe (NAP USt.).....	283
Abbildung 4-41:	Szenario 10, Frequenzverlauf in p.u. (bezogen auf die Systemfrequenz)	283
Abbildung 5-1:	Mögliche Kommunikationswege bei einem Blackout	413

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz je Szenario - Nord-Süd Lastfluss.....	24
Tabelle 1-2:	Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz je Szenario - Ost-West Lastfluss	53
Tabelle 1-3:	Bezugsgrößen für die Berechnung der Ausfallhäufigkeiten E: Einfachausfälle, D: Common-mode Zweifachausfälle.....	85
Tabelle 1-4:	Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV- Freileitungen	87
Tabelle 1-5:	Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV-Transformatoren	88
Tabelle 1-6:	Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- und 380-kV-Sammelschienen, Beobachtungszeitraum 1978 - 2012	94
Tabelle 1-7:	Zuverlässigkeitsindizes von 220-kV- und 380-kV- Freileitungen für kurz und lange dauernde Ausfälle.....	96
Tabelle 1-8:	Zuverlässigkeitsindizes von 220/380-kV- Transformatoren für kurz und lange dauernde Ausfälle	97
Tabelle 1-9:	Zuverlässigkeitsindizes für 220-kV- Freileitungen, Aufgliederung nach Geographie.....	112
Tabelle 1-10:	Zuverlässigkeitsindizes für 380-kV- Freileitungen, Aufgliederung nach Geographie.....	114
Tabelle 2-1:	Häufigkeit der unterschiedlichen Umfragemethoden nach Kategorien.....	129
Tabelle 2-2:	Verteilung der Pflicht zur Begleichung der Stromrechnung im Haushalt.....	130
Tabelle 2-3:	Zusammenhang zwischen Altersgruppen und der Häufigkeit der Ablehnung von Energieinfrastrukturen.....	131
Tabelle 2-4:	Beschäftigungsverhältnis der Umfrageteilnehmer	133
Tabelle 2-5:	Lebensumstände und Wohncharakteristika der Umfrageteilnehmer	136
Tabelle 2-6:	Selbsteinschätzung des Lebensumfeldes nach Bildern.....	137
Tabelle 2-7:	Haushaltseinkommenssituation	138
Tabelle 2-8:	Häufigkeit des Vorkommens eines Kindes unter 14 Jahren im Haushalt.....	138
Tabelle 2-9:	Größe der teilnehmenden Haushalte	139
Tabelle 2-10:	Geschlecht der Umfrageteilnehmer	140
Tabelle 2-11:	Ausbildung der Umfrageteilnehmer.....	141
Tabelle 2-12:	Lebenssituation der Umfrageteilnehmer	143
Tabelle 2-13:	Beurteilung der Beziehung zwischen den Umfrageteilnehmern und dem Stromanbieter.....	146
Tabelle 2-14:	Kenntnis der Umfrageteilnehmer über ihren Stromverbrauch.....	147

Tabelle 2-15:	Persönlichen Erfahrung mit Stromausfällen in den letzten 5 Jahren.....	150
Tabelle 2-16:	Dauer der wahrgenommenen Stromausfälle	152
Tabelle 2-17:	Häufigkeit der Stromausfälle der letzten 5 Jahre	153
Tabelle 2-18:	Zufriedenheit der Umfrageteilnehmer mit der Stromversorgung bezüglich Versorgungssicherheit	154
Tabelle 2-19:	Einstellung der Umfrageteilnehmer gegenüber Investitionen in die Versorgungssicherheit	155
Tabelle 2-20:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Medizinversorgung	156
Tabelle 2-21:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Treibstoffversorgung	158
Tabelle 2-22:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die elektronische Geldversorgung	159
Tabelle 2-23:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Telekommunikation	160
Tabelle 2-24:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wärmeversorgung.....	162
Tabelle 2-25:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Internetversorgung	163
Tabelle 2-26:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf den Transport.....	164
Tabelle 2-27:	Angenommene Auswirkungen eines Stromausfalles auf die Wasserversorgung	165
Tabelle 2-28:	Empirische Analyse und deskriptive Statistik der untersuchten Einflussfaktoren.....	170
Tabelle 2-29:	Auswirkung, Richtung und Signifikanz verschiedener Parameter auf Akzeptanz von Energieinfrastrukturen	171
Tabelle 3-1:	DR Umsetzung in Europa 2013-2014	196
Tabelle 3-2:	Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Hochlastfall im gesamten deutschen Bundesgebiet.....	199
Tabelle 3-3:	Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Schwachlastfall im gesamten deutschen Bundesgebiet.....	200
Tabelle 3-4:	FAQ zur Abschaltverordnung in Deutschland	202
Tabelle 3-5:	Übersicht der aktuell präqualifizierten Teilnehmer am Regelenergiemarkt Österreichs	207
Tabelle 3-6:	Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Hochlastfall	209

Tabelle 3-7:	Erwartete Schäden und nicht versorgte Energie im Falle einer Versorgungsunterbrechung von 1h im Niederlastfall	210
Tabelle 3-8:	Eckdaten zur Sekundär- bzw. Tertiärregelung	212
Tabelle 3-9:	Fragestellungen der Experteninterviews - Interviewleitfaden.....	219
Tabelle 3-10:	Zusammenfassung analysierter Lastverschiebungs- und Abschaltungsregime.....	220
Tabelle 3-11:	Zusammenfassung der Bedarfsanalyse für freiwillige Lastreduktion von Großverbrauchern	221
Tabelle 3-12:	Kriterienkatalog für ein Modell freiwilliger Abschaltungen von Großverbrauchern gegen Entschädigungen	232
Tabelle 3-13:	Forschungsfragen und Ergebnisse in AP3 von Blackoutprävention- und intervention.....	233
Tabelle 4-1:	Verbraucherstruktur – Abgabe an Endkunden nach Bundesländer in GWh (Energie-Control), Leistung 1 (Berechnung, exklusive nicht-elektrischer Energiesektor), Abgabemenge 2 (Berechnung, inclusive nicht-elektrische Energiesektor), Leistung 2 (Berechnung, inclusive nicht-elektrische Energiesektor) Bevölkerungszahl (Statistik Austria)	255
Tabelle 4-2:	Veröffentlichungen Daten Windkraft Österreich 2014	262
Tabelle 4-3:	Veröffentlichungen Daten Kleinwasserkraft Österreich 2014	263
Tabelle 4-4:	Parameter Maschinenmodelle	269
Tabelle 4-5:	Einstellungen Turbinenmodell Oberstufe	271
Tabelle 4-6:	Einstellungen Turbinenregler Oberstufe	272
Tabelle 4-7:	Einstellungen Sekundärregler Oberstufe (OSt) und Unterstufe (USt)....	273
Tabelle 4-8:	Einstellungen Spannungsregler Oberstufe (OSt) und Unterstufe (USt).....	275
Tabelle 4-9:	Frequenzplan – in Anlehnung an TOR Teil E	278
Tabelle 4-10:	Simulationen Hochlastfall für den Einspeisefall, Bezug aus dem übergeordneten 110-kV-Netz (E) und den Rückspeisefall Einspeisung in das übergeordnete 110-kV-Netz (R).....	284
Tabelle 4-11:	Simulationen Bandlastfall für den Einspeisefall, Bezug aus dem übergeordneten 110-kV-Netz (E) und den Rückspeisefall Einspeisung in das übergeordnete 110-kV-Netz (R) ; Szenario 9 $\cos(\varphi)_{\text{Last}} = 0,95$	285
Tabelle 4-12:	Simulationen Niedriglastfall für den Einspeisefall, Bezug aus dem übergeordneten 110-kV-Netz (E) und den Rückspeisefall Einspeisung in das übergeordnete 110-kV-Netz (R).....	285

Impressum

Lebensläufe der Projektmitarbeiter

Dr. Michael Schmidthaler

Michael Schmidthaler ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung für Energiewirtschaft am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Im Zuge der Studien Volkswirtschaftslehre und Umweltsystemwissenschaften an der Karl-Franzens Universität Graz sowie während mehrerer internationaler Forschungs- und Studienaufenthalte in den USA, Spanien und Südamerika sammelte er wertvolle Erfahrungen im Bereich der Energie- und Umweltökonomie sowie der angewandten ökonomischen Forschung.

Die Beschäftigung mit Aspekten der wirtschaftlichen Entwicklung, der Energieeffizienz der Versorgungssicherheit und deren ökonomischer Bewertung sowie verschiedener umwelt- und energieökonomischer Fragestellungen stellen Interessens- und Forschungsschwerpunkte von Michael Schmidthaler dar. Im Rahmen seiner Dissertation beschäftigte er sich mit der ökonomischen Analyse der Versorgungssicherheit mit Elektrizität, deren Implikationen auf energiepolitische Fragestellungen und Investitionsentscheidungen sowie der quantitativen Bewertung der Auswirkungen von Regulierungsschemata auf Versorgungsunternehmen und Konsumenten.

Tel: 0043-(0)732 2468 5665, Schmidthaler@energieinstitut-linz.at

Dr. Johannes Reichl

Dr. Johannes Reichl maturierte im Jahr 1998 am BRG Ramsauerstraße Linz. Danach studierte Johannes Reichl an der Johannes Kepler Universität Linz Statistik. In dieser Zeit war er von März 2002 bis Juli 2002 bei a.Univ.-Prof. Dr. Walter Ötsch als Studienassistent beschäftigt. Nach Abschluss seines Studiums ist er seit Jänner 2006 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Energieinstitut der Johannes Kepler Universität Linz, wobei er sich neben statistischen auch mit sozio-ökonomischen Fragestellungen beschäftigt (die dazu veröffentlichten Publikationen finden sich im Anhang). Er promovierte im Jahr 2009. Sein Forschungsschwerpunkt liegt im Bereich der Modellierung von Entscheidungen privater Haushalte, seine Dissertation wurde zu diesem Thema verfasst und erhielt den Ludwig Scharinger Preis 2009.

Ein weiterer Arbeitsschwerpunkt von Johannes Reichl ist die Bewertung und Evaluierung von Energieeffizienz-Maßnahmen und –Strategien. Er war Projektleiter des geförderten Forschungsprojekts AWEEMSS „Analyse der Wirkungsmechanismen von Endenergieeffizienz- Maßnahmen und Entwicklung geeigneter Strategien für die Selektion ökonomisch-effizienter Maßnahmenpakete“, das im Februar 2010 abgeschlossen wurde und das die Notwendigkeit einer intensiven Auseinandersetzung mit dem Thema „Energie und Armut“ deutlich machte.

Johannes Reichl ist der Projektleiter der geförderten Projekte „*Blackouts in Österreich*“ (BlackÖ.1) und des europäischen FP7-Projekts SESAME, welche beide die technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Folgen von großflächigen Ausfällen im österreichischen Stromnetz analysieren. In diesen Projekt ist er primär für die Analyse der Auswirkungen von Stromausfällen auf Haushalte verantwortlich und untersucht, ob Unterschiede bei der Schadensvulnerabilität und Bedrohungsperzeption zwischen bestimmten Personenmerkmalen bestehen (z.B. Vermögen, Geschlecht, Stadt-Land,...).

Dr. Reichl ist auch intensiv im Bereich der österreichischen und europäischen Normung tätig. So ist er bspw. Mitglied des „Core Teams“ der CEN Task Force 190 für die Entwicklung und normative Festlegung von bottom-up Methoden zur Quantifizierung von Energieeinsparungen.

Tel: 0043-(0)732 2468 5652, Reichl@energieinstitut-linz.at

Dr. Kathrin de Bruyn

Dr. Kathrin de Bruyn absolvierte das Studium der Rechtswissenschaften an der Ruhr Universität Bochum und beendete dies mit dem ersten juristischen Staatsexamen. Nach ihrer zweijährigen Referendariatszeit am Landgericht Düsseldorf und dem Abschluss des zweiten juristischen Staatsexamens begann sie im Oktober 2009 das Doktoratsstudium der Rechtswissenschaften an der Johannes Kepler Universität Linz, welches sie im Sommer 2011 abgeschlossen hat. Ihre Dissertation verfasste sie am Institut für Verwaltungsrecht und Verwaltungslehre zum Thema Netzanschluss. Seit Juni 2011 arbeitet Frau Kathrin de Bruyn als Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz in der Energierechtsabteilung. Zusätzlich ist sie seit Mai 2014 als nebenberufliche Lektorin am Campus Wieselburg der Fachhochschule Wiener Neustadt tätig.

Tel: 0043-(0)732 2468 5668, deBruyn@energieinstitut-linz.at

Gerold Muggenhumer, MSc

Gerold Muggenhumer ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung für Energiewirtschaft am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Nach Abschluss der HTL- Wels für Elektrotechnik konnte er im Zuge des Bachelorstudiums Umweltsystemwissenschaften mit Fachschwerpunkt Volkswirtschaftslehre an der Universität Graz und anschließendem Masterstudium Management and Applied Economics an der Universität Linz schon früh wertvolle interdisziplinäre Erfahrungen in den Bereichen Energie, Umwelt und Wirtschaft sammeln. In seiner Bachelorarbeit beschäftigte er sich mit den ökonomischen und ökologischen Aspekten von Photovoltaikanlagen. Während seines Studiums konnte er zudem interessante Praktika im energiewirtschaftlichen Bereich absolvieren sowie an einem internationalen Forschungsseminar zwischen der Universität Graz und Universität Prag teilnehmen. Im Rahmen seiner Masterarbeit beschäftigte er sich mit dem österreichischen Sekundärregelenergiemarkt, in welcher er den Markt anhand regulationsökonomischen und ökonometrischen Methoden untersuchte.

Tel: 0043-(0)732 2468 5669, Muggenhumer@energieinstitut-linz.at

Lukas Rebhandl

Lukas Rebhandl ist wissenschaftlicher Projektassistent der Abteilung für Energiewirtschaft am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Neben dem Studium der Wirtschaftswissenschaften gilt sein Interesse der Energieeffizienz und Versorgungssicherheit, volkswirtschaftlichen Analysen, sowie energiepolitischen Fragestellungen.

Tel: 0043-(0)732 2468 5674, Rebhandl@energieinstitut-linz.at

Fabian Frank

Fabian Frank ist wissenschaftlicher Projektassistent der Abteilung für Energietechnik am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Neben den Schwerpunkten seines Mechatronik Studiums liegen weitere Interessen in der Energietechnik und im Bereich erneuerbarer Energien welche er im Laufe seines Auslandssemesters im EU-Projekt "GESp - Global Environmental Sustainability Programme" in Australien fokussieren konnte.

Tel: 0043-(0)732 2468 5657, Frank@energieinstitut-linz.at

Peter Mayr

Peter Mayr ist wissenschaftlicher Projektassistent der Abteilung für Energietechnik am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Im Laufe des Mechatronik Studiums an der Johannes Kepler Universität Linz entwickelte er neben der elektrischen Antriebstechnik ein großes Interesse an den Themen Energietechnik und Energienachhaltigkeit. Wertevolle Er sammelte in diesem Bereich wertvolle Erfahrungen im Zuge eines Auslandssemesters in Australien an der James Cook University Townsville.

Tel: 0043-(0)732 2468 5657, Mayr@energieinstitut-linz.at

Dipl.-Ing. (FH) Dr. Hans-Peter Vetö

Mehrjährige Tätigkeit im Elektroanlagenbau als Elektromonteur, sowie als Techniker in der Planung und Projektierung. Fachhochschule der Studienrichtung AAPT „Automatisierte Anlagen und Prozesstechnik“. Einjährige berufliche Tätigkeit in einem technischen Büro für Elektrotechnik. Doktoratsstudium an der TU Wien, seit 04.2007 als Projektassistent am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, ab 10.2012 als Universitätsassistent am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe tätig. Die Arbeitsgebiete umfassen unter anderem die Schwachstellenanalyse sowie Ausfallsimulationen von Energieversorgungsnetzen, Zuverlässigkeitsberechnungen hinsichtlich der Einbindung von neuen Umspann- und Kraftwerken, Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit durch optimale Schaltanlagenkonzepte. Thema der Dissertation: Schaltanlagenkonzepte und Netzeinbindungsvarianten in 110-kV-Verteilnetzen im Hinblick auf Versorgungszuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit.

Dipl.-Ing. Gertrud Rossa-Weber

Gertrud Rossa-Weber studierte Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik an der Technischen Universität Graz. Ihre Diplomarbeit mit dem Titel „Algorithms and their Implementation for Optimal Hydro Plants Scheduling and Dispatch“ verfasste sie in Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz im Zuge eines achtmonatigen Praktikums bei ABB Corporate Research in Baden-Dättwil, Schweiz. Während des Studiums war sie regelmäßig für die Programm- und Systementwicklung von Siemens tätig. Zwischenzeitlich war sie 4 Jahre als Geschäftsführerin und Gesellschafterin der Learn4U! Nachhilfe OG tätig. Seit Jänner 2014 ist Gertrud Rossa-Weber als Universitätsassistentin und Doktorandin am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen, der TU Wien tätig. Ihre Forschungsschwerpunkte sind Inselösungen sowie erneuerbare Energieerzeuger und deren Verhalten im Netz.

Ao. Univ.-Prof. i.R. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerhard Theil

Ao. Univ.-Prof. i.R. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerhard Theil ist seit 1974 als Universitätslehrer am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft tätig, mit dem Hauptarbeitsgebiet "Analytische Verfahren für Planung und Betrieb von Elektroenergiesystemen". Er hält Vorlesungen über stationäre Berechnungsverfahren in Elektroenergiesystemen, Spannungsstabilität und transiente Stabilität elektrischer Energienetze, Zuverlässigkeitsberechnung von Energiesystemen und zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsplanung.

Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer

Christian Gererstorfer, geboren 1987, hat an der Technischen Universität Wien, an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, studiert. Seine Diplomarbeit mit dem Titel "Modellierung und Analyse eines nachhaltigen, blackoutresistenten Niederspannungsnetzabschnittes" hat er bei der Arbeitsgruppe „Elektrische Anlagen“ am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe 2012 absolviert. Seit Dezember 2012 ist er als Projektassistent und Doktoratsstudent in dieser Arbeitsgruppe tätig. Seine Forschungsschwerpunkte sind dynamische Simulationen und Schutztechnik.

Dipl.-Ing. Sabina Nemec-Begluk

Sabina Begluk, geboren 1985, hat an der Technischen Universität Wien, an der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, studiert. Ihre Diplomarbeit mit dem Titel "Zukunftsperspektive der Brennstoffzellenfahrzeuge" hat sie am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe bei der Arbeitsgruppe „Energy Economics Group“ 2009 absolviert. Sie war 2 Jahre bei der Firma iRM GmbH als Business Consultant beschäftigt. Seit März 2012 ist sie als Universitätsassistentin und Doktoratsstudentin am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe bei der Arbeitsgruppe „Elektrische Anlagen“ tätig. Ihre Forschungsschwerpunkte sind: nachhaltige Energiesysteme, Einbindung regenerativer Energiequellen in das bestehende Energiesystem, konventionelle und nichtkonventionelle Energiespeicherung und Integrative Energiesysteme (Universal Grid).

Dipl.-Ing. Simon Stukelj

Simon Stukelj absolvierte das Masterstudium der Energietechnik an der Technischen Universität Wien. In seiner Diplomarbeit befasste er sich mit der Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom auf Haushaltsebene. Seit dem Jahr 2014 ist er als Projektassistent am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien tätig. Zu seinen Forschungsinteressen gehört neben erneuerbarer Energiegewinnung und deren effiziente Verteilung sowie Verbrauch auch die Auswirkung von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Netzschutzeinrichtungen im Fehlerfall.

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz Verein

Altenberger Straße 69

A-4040 Linz

Tel.: +43-732-2468-5656

Fax: +43-732-2468-5651

Email: office@energieinstitut-linz.at

Geschäftsführer: DI Dr. Horst Steinmüller

Vereinssitz: Linz

Vereinszweck: Die Errichtung und der Betrieb des Energieinstitutes an der Johannes Kepler Universität Linz zur Behandlung von energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Fragen für Zwecke der Allgemeinheit.