

# **Adaptive Emergency Power System - Regionale Notstromversorgung im Krisenfall**

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades  
Doktor der technischen Wissenschaften (Dr.techn.)

eingereicht am



Institut für Elektrische Anlagen  
Technische Universität Graz

vorgelegt von

**DI Christian Wakolbinger Bakk.rer.nat., MSc**

1. Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert  
Technische Universität Graz

2. Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Christian Rehtanz  
Technische Universität Dortmund

mitbetreut von

Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Malleck

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I

Telefon: (+43 316) 873 – 7551

Telefax: (+43 316) 873 – 7553

<http://www.ifea.tugraz.at>

<http://www.tugraz.at>

Graz / Dezember - 2014



**Adaptive Emergency Power System - Regionale Notstromversorgung im Krisenfall**

**1. Auflage**

**Graz**

**Eigenverlag**

**Dissertation eingereicht am: 01.11.2014**

**Tag der mündlichen Prüfung: 01.12.2014**

**1. Begutachter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert**

**2. Begutachter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Christian Rehtanz**

**Mitbetreuer: Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Malleck**

**© 2014 Christian Wakolbinger**

**Alle Rechte vorbehalten**

**wakchris@gmx.at**



DI Christian Wakolbinger Bakk.rer.nat., MSc

# **Adaptive Emergency Power System - Regionale Notstromversorgung im Krisenfall**

**DISSERTATION**

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

**Betreuer:**

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert  
Institut für Elektrische Anlagen

**Mitbetreuer:**

Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Malleck

Graz, Dezember 2014



**mein besonderer Dank gilt**

*Allen voran meiner Familie, im Besonderen meinen Eltern und meinen Geschwistern Richard und Ulrike und deren Partnern und Kindern, und auch ganz besonders meiner Freundin Janine. Sie haben mich in allen Entscheidungen und Lebenslagen bestärkt und unterstützt, hatten aber auch oft kritische Worte für mich und haben mich während dieser anspruchsvollen Zeit ausgehalten.*

*Meinen Freunden und Kollegen aus der legendären WG24, von zu Hause, aus meinem Studium in Graz, San Sebastian und Mayagüez, aber auch jenen, die mich im Laufe meines bisherigen Lebens begleitet und mich ganz besonders geprägt haben.*

*Danke für Eure Geduld, Euer Verständnis und Eure Unterstützung über die gesamte Zeit!*

*Herrn Prof. DI Dr. Lothar Fickert, der mir mit Ratschlägen in wissenschaftlicher, aber auch in persönlicher Hinsicht immer zur Seite stand und mich durch seine positive Art in meinen Vorhaben bestärkt.*

*Herrn DI Dr. Helmut Malleck, für seine freundliche und sehr kompetente Unterstützung aus dem IKT-Bereich, sowie auch sein sehr positives agieren als Motivator für mich.*

*Außerdem möchte ich mich bei meinen Freunden und Kollegen am Institut für Elektrische Anlagen für ihre fachliche und moralische Unterstützung und für das angenehme Klima bedanken.*

*Die wichtigsten Werte im Leben, die ich zusammen mit einem guten Freund nach einem beschwerlichen aber lustigen Aufstieg auf den Berg „Aiako Harriak Artikutza-tik“ in Pais Vasco (Spanien), auf der Gipfelmarkierung lesen durfte, dürfen bei diesem großen Schritt in meinem Leben nicht fehlen.*

*¡ Amor Trabajo Justicia Libertad ! -*

*Liebe Arbeit Gerechtigkeit Freiheit!*

*Mit den Worten eines Vordenkers seiner Zeit möchte ich die Arbeit beginnen:*

*„Die höchste Form des Glücks ist ein Leben mit einem gewissen Grad an Verrücktheit.“*

*(Erasmus von Rotterdam)*

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG / AFFIDAVIT**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present doctoral dissertation.

Graz, am 01.11.2014

.....  
Dipl.-Ing. Christian Wakolbinger, MSc

## **GENDER**

In dieser Dissertation werden personenbezogene Bezeichnungen häufig in weiblicher oder männlicher Form angeführt, sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

# Kurzfassung

**Titel: Adaptive Emergency Power System - Regionale Notstromversorgung im Krisenfall**

Durch das große Abhängigkeitsverhältnis der Gesellschaft von elektrischem Strom werden essentielle Abläufe bei großflächigen Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) gelähmt.

Dieses Abhängigkeitsverhältnis bzw. der Zusammenhang zwischen „Umwelt – Technik (Elektrizität) – Gesellschaft (Mensch)“ ist wesentlich für das Verständnis von Bedürfnissen, die unter Zuhilfenahme elektrischen Stroms gedeckt werden. Auf Basis der Bedürfnispyramide von Maslow erfolgt eine Zuordnung sogenannter Kritischer Infrastruktur zu den Bereichen der „Sicherheits-“ und „Grundbedürfnisse“ und auch der „Sozialen Bedürfnisse“. Diese sind meist von gewissen regionalen Besonderheiten und Spezifika beeinflusst, decken im Grunde jedoch die gleichen Bedürfnisse ab.

Im Katastrophenfall ist die schnelle Wiederinbetriebnahme von Kritischer Infrastruktur essentiell für die Resilienz des Gesellschaftssystems. Aus elektrotechnischer Sicht zählen zu Kritischer Infrastruktur u.a. die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) sowie die Stromversorgung im Gesundheits-, Notfall- und Rettungswesen.

Bisherige Lösungen bestehen aus Ersatzstromeinrichtungen, wie Batterien oder Notstromaggregaten. Diese sind jedoch meist relativ ortsfest bzw. im Ernstfall schwer transportierbar. Das in der Arbeit vorgestellte UnterspannungsNotVersorgungs-Konzept (UNV) erfordert dezentrale bzw. teilzentrale Erzeugungseinheiten und bietet hier eine flexible und dynamische Alternative. Da bei Blackouts meist nur Teile der Mittelspannungsnetze und/oder einzelne Niederspannungsbezirke betroffen sind, wird unter Verwendung der dort vorhandenen dezentralen Erzeuger eine Lastfluss- und Erzeugungssteuerung nach dem Prinzip der primärleistungsabhängigen Spannungsanpassung (P/U-Regelung) durchgeführt. Dies erfolgt im Zusammenspiel mit Smart Metern und Schaltern im Netz und versorgt so die Kritische Infrastruktur mit Energie. Durch die Unabhängigkeit des UNV-Konzepts von der IKT wird Cyberattacken keine Angriffsfläche geboten. So reagieren beispielsweise spannungsselektive Schalter ausschließlich auf im Netz real vorliegende Gegebenheiten wie die Spannung und führen so eine spannungsabhängige Leistungssteuerung durch. Weiters erfolgt die Synchronisation in drei autonomen Stufen (Inter-, Intra- und Synchronisation zum Verbundnetz) bis der Normalbetrieb wieder hergestellt ist.

Hinsichtlich der Umsetzung des UNV-Konzepts wird das regionale Potential beleuchtet sowie die rechtliche und organisatorische Lage diskutiert, wobei für den rechtskonformen Einsatz noch Veränderungen nötig sind.

Zusammenfassend bietet das vorgestellte UNV-Konzept eine kostengünstige Möglichkeit einer Notstromversorgung im Krisenfall, welche die Resilienz des Gesellschaftssystems erhöht.

**Schlüsselwörter: Smart Emergency, Notstromversorgung, Ersatzstromversorgung, Smart Meter, Blackout, Smart Grid, Microgrid, Kritische Infrastruktur, dezentrale Energieerzeugungsanlagen, Ausfall, UNV-Konzept**

# Abstract

**Title: Adaptive Emergency Power System – Regional Emergency Power Supply for Crisis**

Due to the high dependency of the Society on electricity, essential processes are paralyzed in case of large-scale supply interruptions (blackouts).

This dependency and the relation between "Environment – Technology (Electricity) - Society (Human)" is essential for understanding the needs that are satisfied by the use of electricity. Based on Maslow's hierarchy of needs so-called critical infrastructure can be assigned to the areas of "Security- and Basic-Needs" or "social needs". These categories are usually influenced by certain regional characteristics and specifics, but basically cover from the same needs.

In catastrophic incidents, taking critical infrastructure back into operation as quickly as possible is essential for the resilience of the society. From an electrical point of view, critical infrastructure includes information and communication technology (ICT) and the power supply of health-, emergency- and ambulance-services.

Previous solutions consist of equivalent power supply devices such as batteries and emergency power generators. However, these are usually relatively stationary or difficult to transport in emergency situations. In the present work the Undervoltage Emergency Supply concept (UES), that requires decentralized or partially centralized generation units, offers a flexible and dynamic alternative. In case of blackouts typically only parts of the medium voltage grids and/or individual low voltage districts are afflicted. Thus, by using the existing decentralized producers a load flow and generation control is carried out according to the principle of P/V control. This is done in conjunction with smart meters and switches in the network to supply the critical infrastructure with energy. The UES concept is independent of ICT, which makes it resilient to cyber-attacks. For example, voltage-selective switches react only to real physical variables present in the grid, such as voltage, which results in voltage-dependent power control. Furthermore, the synchronization (Inter-, Intra- and the synchronization to the interconnected power system) takes place in three autonomous stages until normal operation is restored.

Regarding the implementation of the UES concept, the regional potential is illuminated and the judicial and organizational position is discussed. Thus, for a lawful use changes of some laws are still needed.

In summary, the presented UES concept offers a cost-effective concept to emergency power supply in the event of a crisis, which increases the resilience of the social system.

**Keywords:** Smart Emergency, Emergency Power Supply, Equivalent Power Supply, Smart Meter, Blackout, Smart Grid, Microgrid, Critical Infrastructure, Distributed Generation Units, Outage, UES Concept

# Resumen

**Título: Sistema de Emergencia de Suministro Adaptivo de Energía Eléctrica – Suministro Regional de Energía Eléctrica para la Crisis**

Debido a la alta dependencia de la electricidad por parte de la Sociedad, los procesos esenciales quedan paralizados en caso de interrupciones de suministro a gran escala (apagones).

Esta dependencia y la relación entre "Medio Ambiente - Tecnología (Electricidad) - Sociedad (el Ser Humano)" es esencial para la comprensión de las necesidades que son atendidas por el uso de la electricidad. Basándose en la jerarquía de necesidades de Maslow, se lleva a cabo una asignación de infraestructura crítica a las áreas de "Necesidades de Seguridad, así como a las Básicas" y también a las "Necesidades Sociales". Estas suelen estar influenciadas por ciertas características y especificidades regionales, pero básicamente cubren las mismas necesidades.

En incidentes catastróficos, poder poner la infraestructura crítica en funcionamiento de nuevo lo antes posible es esencial para la capacidad de la resiliencia social. Desde el punto de vista eléctrico, infraestructura crítica incluye tanto las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) como el suministro eléctrico de servicios de salud y emergencias, ambulancias incluidas.

Soluciones anteriores a este problema consisten en dispositivos de suministro de energía, tales como baterías o generadores de energía de emergencia. Sin embargo, por lo general, son equipos fijos o difíciles de transportar. En este trabajo se presenta el concepto de Suministro de Emergencia de Baja Tensión (SEBT), que mediante el empleo de unidades de generación descentralizadas distribuidas con cierta centralización parcial, ofrece una alternativa flexible y dinámica. Ya que por lo general en caso de apagones sólo partes de la red de media tensión y/o distritos únicos de la red de baja tensión se ven afectados. Mediante el uso de la generación descentralizada existente, se lleva a cabo un control de flujo de carga y de generación de acuerdo con el principio del control de P/T. Y, con la ayuda de contadores inteligentes (smart meters) e interruptores de red se consigue suministrar energía a la infraestructura crítica. Gracias a la independencia del concepto SEBT de las TIC, los ciber-ataques no suponen una amenaza para este sistema. Por ejemplo, los interruptores de tensión selectiva reaccionan sólo a las realidades que están presentes en la red, tales como la tensión, y el resultado es un control de potencia dependiente de la tensión. Además, la sincronización (Inter-, Intra- y sincronización al sistema eléctrico interconectado) se lleva a cabo en tres etapas autónomas hasta que se restablece el funcionamiento normal.

Para hacer efectiva la implementación del concepto SEBT, estudiado su potencial regional, su posición jurídica y organizativa, sería necesario realizar ciertos cambios en la legislación actual.

En resumen, el concepto presentado SEBT ofrece una alternativa económica como sistema de suministro de emergencia en casos de crisis o catástrofes, lo que aumenta la capacidad de la resiliencia del sistema social.

**Palabras Claves: Smart Emergency, Suministro de Emergencia, Smart Meter, Blackout, Smart Grid, Microgrid, Infraestructura Crítica, Producción Descentralizada de Energía Eléctrica, Apagón, Concepto de SEBT**



# Inhaltsverzeichnis

<b>VORWORT</b> .....	<b>V</b>
<b>KURZFASSUNG</b> .....	<b>VII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>VIII</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>IX</b>
<b>INHALTSVERZEICHNIS</b> .....	<b>XI</b>
<b>1 ERKLÄRUNGEN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Formelzeichenerklärungen.....	1
1.2 Abkürzungserklärungen .....	5
1.3 Begriffserklärungen .....	8
<b>2 EINLEITUNG</b> .....	<b>13</b>
2.1 Motivation und Problemstellung.....	13
2.2 Wissenschaftliche Relevanz .....	15
2.3 Gesellschaftliche Relevanz .....	16
2.4 Aufbau der Arbeit.....	16
2.5 Forschungsschwerpunkte – Forschungsfragen .....	18
2.6 Stand der Wissenschaft und Technik, Innovationsgehalt .....	19
2.6.1 Stand der Technik bzw. Stand des Wissens .....	19
2.6.2 Darstellung des Grundlagenforschungscharakters.....	20
2.6.3 Innovationsgehalt und Entwicklungsrisiko .....	20
2.6.3.1 Neuheitsgrad, Technologiesprung.....	20
2.6.3.2 Vergleich zum Stand der Technik („Stand des Wissens“).....	21
2.6.3.3 Beschreibung der Additionalität.....	22
2.6.3.4 Darstellung des technischen und wirtschaftlichen Entwicklungsrisikos .....	22
2.7 Methodik .....	23
2.8 Abgrenzung und Einordnung der Arbeit.....	25
<b>3 UMWELT – TECHNIK (ELEKTRIZITÄT) – GESELLSCHAFT (MENSCH)</b> .....	<b>27</b>
3.1 Allgemein .....	27
3.1.1 Beziehungsgefüge Umwelt – Technik – Gesellschaft .....	27
3.1.2 Maslow´sche Bedürfnispyramide .....	31
3.2 Risikoanalyse .....	33
3.2.1 Risiko von Naturgefahren .....	33
3.2.2 Risiko im elektrischen Netz.....	36
3.2.3 Risikoabwägung und Gefahrenbewertung .....	36
3.3 Kritische Infrastruktur.....	37
3.3.1 Definition und Begriffsanalyse.....	37
3.3.2 Kritische Infrastruktur in unterschiedlichen Einsatzbereichen.....	38
3.3.3 Exemplarische Beispiele.....	41

3.3.4	Internationaler Vergleich von Kritischen Infrastrukturen und Notversorgungskonzepten .....	44
<b>4</b>	<b>NETZTOPOLOGIEN .....</b>	<b>47</b>
<b>4.1</b>	<b>Leitungslängen .....</b>	<b>48</b>
4.1.1	Modellnetze .....	49
<b>4.2</b>	<b>Ausfallthematik .....</b>	<b>50</b>
4.2.1	Dauer von Ausfällen .....	50
4.2.2	Definition Blackout .....	50
4.2.3	Leistungsbedarf .....	52
4.2.3.1	IKT – State of the Art .....	53
4.2.3.2	Cold Load Pickup .....	53
<b>5</b>	<b>LÖSUNGS-/ABHILFE KONZEPTE .....</b>	<b>55</b>
<b>5.1</b>	<b>Bisherige Lösungen und Ansätze .....</b>	<b>55</b>
<b>5.2</b>	<b>Stufensteuerung mit Smart Meter .....</b>	<b>60</b>
5.2.1	Smart Grids mit Smart Meter .....	61
5.2.2	Funktion der Not-Energieversorgung durch Stufensteuerung mit Smart Meter .....	62
5.2.3	Technische Herausforderungen .....	62
<b>5.3</b>	<b>UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzept .....</b>	<b>65</b>
5.3.1	Allgemeine Beschreibung .....	65
5.3.2	Beschreibung der Funktion des UNV-Konzepts im NS-Netz .....	68
5.3.3	Spannungs-Leistungs-Sequenzen des UNV-Konzepts .....	76
5.3.4	Beschreibung der Teilfunktionen des UNV-Konzepts .....	77
5.3.4.1	Erzeugerseitige primärleistungsabhängige Spannungsanpassung (P/U Regelung) .....	77
5.3.4.2	Spannungsabhängige Lastanpassung durch Smart Meter .....	78
5.3.4.3	Synchronisation .....	78
5.3.4.4	Strom/Spannungs-Zeigerdiagramm bei Synchronisation .....	80
5.3.4.5	Frequenzsweeping zur Erreichung eines geringen Phasenunterschieds bei der Zuschaltung .....	85
5.3.4.6	Masterwechselrichter (Start, f-Sweeping, P/U Regelung) .....	93
5.3.4.7	Netzgeführte Wechselrichter (Stromquellen) – Slave-Wechselrichter .....	94
5.3.4.8	Schutz .....	95
5.3.4.9	Schalthysterese .....	96
5.3.4.10	Relevante Funktionalitäten an Smart Meter und Schalter .....	96
5.3.4.11	Öffnen der intelligenten Schalteinrichtungen .....	97
5.3.4.12	Analyse des Unterspannungsbetriebs .....	98
5.3.4.13	Frequenzbänder .....	102
5.3.4.14	Blindleistungsaufbringung im NS-Netz .....	103
5.3.5	Beschreibung der Funktion des UNV-Konzepts im MS-Netz .....	104
5.3.5.1	Ladeblindleistung des Gesamtnetzes .....	105
5.3.5.2	Leistungsbedarf der NS-Transformatoren .....	108
5.3.6	Labora Aufbau eines „Smart Emergency Grids“ .....	115
5.3.6.1	Testaufbau und Testlauf .....	115
5.3.6.2	Analyse derzeit installierter Smart Meter .....	118
<b>5.4</b>	<b>Potentialanalyse .....</b>	<b>121</b>
5.4.1	Potentialanalyse anhand spezieller Unwetterereignisse an einem realen Netz .....	121
5.4.1.1	Potentialanalyse über Leitungskilometer und Versorgungsfläche .....	121
5.4.1.2	Analyse der Versorgungsfläche nach Einwohnern, dezentralen Erzeugungseinheiten und ausgewählter Kritischer Infrastruktur .....	126

5.4.2	Exemplarische Kritische Infrastruktur.....	132
<b>6</b>	<b>RECHT UND ORGANISATORISCHES UMFELD.....</b>	<b>133</b>
6.1	Expertenumfrage bei BKA, E-Control und EVUs.....	133
6.2	Rechtliche Aspekte .....	135
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK.....</b>	<b>139</b>
7.1	Zusammenfassung.....	139
7.2	Ausblick .....	141
<b>8</b>	<b>VERZEICHNISSE .....</b>	<b>143</b>
8.1	Literatur.....	143
8.2	Publikationen .....	152
8.3	Abbildungen.....	154
8.4	Tabellen .....	158
<b>9</b>	<b>ANHANG.....</b>	<b>161</b>
9.1	Ostalpine Wetterlagen nach Lauscher .....	161
9.2	Fragebögen der anonymen Expertenumfrage .....	162
9.3	USV-Technologien .....	165
9.4	Geräteliste für Unterspannungsbetrieb ( $U, P, \dots$ ) .....	168
9.5	Kostenabschätzung von teilzentralen Aggregaten.....	170



# 1 Erklärungen

## 1.1 Formelzeichenerklärungen

$A_{FL_{ve+funkt}}$	Fläche der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen	$I_E$	kapazitive Erdstrom
		$I_{FE}$	repräsentativer Strom für Eisenverluste
$A_{Fl_{ge+n.v}}$	Versorgungsfläche der gestörten zzgl. der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen	$I_{L1}; I_{L2}$	Strom zur jeweiligen Last
		$I_N$	Nennstrom
		$I_{N+10\%}$	Nennstrom +10 %
$C'_{Netz}$	durchschnittlicher Leitungskapazitätsbelag des gesamten Netzes	$I_{SL}$	Sekundärlaststrom
		$I_{WR1}; I_{WR2}$	Strom durch die Klemmen des jeweiligen Wechselrichters
$H$	Häufigkeit der Ausfälle		
$k_{tot}, k_{res}$	Kosten je Anschluss in %	$I_\mu$	Strom über Hauptreaktanz
$I'_S$	Sekundärstrom transformiert	$L_{Komp}$	Kompensationsinduktivität
$I_{DLEER}$	Leerlaufstrom	$NV$	Nichtverfügbarkeit
$I_P$	Primärstrom	$P_0$	Wirkleistung des Trafos bei Leerlauf
$I_{P2L}; I_{P2L}; I_{P3L}$	Primär Phasenlastströme	$P_{DC}$	Primäreingangsleistung des Wechselrichters
$I_S$	Sekundärstrom	$P_{Relais}$	Benötigte Schaltleistung für Relais
$I_{Akku}$	Entladestrom des Akkus	$P_{SM,DC}$	Leistung von Smart Meter, DC-seitig
$I_{Ausgl}$	Ausgleichstrom durch den Zuschaltpunkt bei Synchronisation	$P_T$	Wirkleistung des belasteten Trafos
$I_B$	kapazitiven Ladestrom pro Leiter	$P_{max}$	Thermischer Begrenzungsstrom
$I_{Begrenzung}$	Thermischer Begrenzungsstrom		

$P_{out}$	Abgabeleistung des Wechselrichters	$\Delta U_{max\ zuschalt}$	Maximal erlaubte Spannungsdifferenz zwischen den beiden anliegenden Netzteilen bei Zuschaltung
$Q_0$	Blindleistung des Trafos bei Leerlauf		
$Q_{Akku}$	Akkuladung	$\Delta U_{Zuschalt}$	Spannungsdifferenz zwischen den beiden anliegenden Netzteilen bei Zuschaltung
$Q_{Komp}$	Kompensationsblindleistung		
$Q_L$	Ladeblindleistung	$\Delta U$	Spannungsdifferenz zwischen den beiden anliegenden Netzteilen
$Q_{L\ Ges}$	Ladeblindleistung des Gesamtnetzes (Netz+Trafo)		
$Q_{Netz}$	Ladeblindleistung des Netzes	$U_{DCreg^-}$	Negative Regelschwelle der Zwischenkreisspannung im Wechselrichter
$Q_{T\ Durch\ Ges}$	Durchschnittliche Trafoblindleistung gesamt		
$Q_T$	Blindleistung des belasteten Trafos	$U_{DCreg^+}$	Positive Regelschwelle der Zwischenkreisspannung im Wechselrichter
$R$	Risiko		
$R'_{Scu}$	Leitungswiderstand Sekundär transformiert	$U_{AC}$	Spannung wechselfrequenzseitig
$R_{FE}$	Ersatzwiderstand Eisenverluste	$U_{Ausgl}$	Differenzspannung bzw. Ausgleichsspannung bei Synchronisation
$R_{Ltg}$	Leitungswiderstand	$U_{DC}$	Zwischenkreisspannung im Wechselrichter
$R_{Pcu}$	Leitungswiderstand Primär		
$R_T$	Wirkwiderstand des belasteten Trafos	$U_{N\ 60\%}$	60 % der Nennspannung
$R_{ges}$	Gesamtrisiko	$U_N$	Spannung vom NS-Netz kommend
$S$	Schadenshöhe	$U_{NS\ Trafo}$	Spannung vom NS-Trafo kommend
$S_A$	Schadenshöhe der betroffenen Assets	$U_{NS}$	Spannung vom NS-Netz kommend
$S_G$	Sozialer Schaden		
$S_N$	Nennscheinleistung	$U_{Verbundnetz}$	Spannung im Verbundnetz
$T_A$	Mittlere Ausfalldauer	$U_{Verbundnetz}$	Spannung im Verbundnetz
$\underline{S}_T$	Scheinleistung des belasteten Trafos	$U_{WR1}; U_{WR2}$	Spannung an den Klemmen des jeweiligen Wechselrichters

$U_{out}; U_{Klemme}$	Ausgangsspannung (Klemmenspannung) des Wechselrichters	$X_{Ph}$	Hauptreaktanz
		$X_{P\sigma}$	Primärstreureaktanz
$u_x; u_1; u_2$	Spannungssignale des jeweiligen Netzteils (Microgrids bzw. Verbundnetz)	$X_T$	Reaktanz des belasteten Trafos
		$\underline{Z}_T$	Impedanz des belasteten Trafos
$U_\phi$	Phasenspannung	$\Delta f$	Frequenzdifferenz zwischen den beiden anliegenden Netzteilen
$\underline{U}'_S$	Sekundärspannung transformiert		
$\underline{U}_{1h}$	Spannung an der Hauptreaktanz	$\Delta f_{max}$	Maximal erlaubte Frequenzdifferenz zwischen den beiden anliegenden Netzteilen
$\underline{U}_{NP}$	$U_N$ primärseitig		
$\underline{U}_P$	Primärspannung	$f_1; f_2$	Frequenzen der beiden anliegenden Netzteile (Microgrids bzw. Verbundnetz)
$\underline{U}_S$	Sekundärspannung		
$\ddot{u}$	Übersetzungsverhältnis		
$\ddot{u}_{Dy}$	Übersetzungsverhältnis Dy-Trafo	$f_N$	Nennfrequenz
$\ddot{u}_{YZ}$	Übersetzungsverhältnis Yz-Trafo	$f_{NS\ Trafo}$	Frequenz der Spannung vom NS-Trafo kommend
$\eta_{DC-AC}$	Wirkungsgrad der Gleichrichter und Spannungskonverter- Schaltung	$f_{WR1}; f_{WR2}$	Frequenzen des jeweiligen Wechselrichters
$W_{Akkue}$	Energie in Akku	$l_{LTG_{ge+n_v}}$	Länge der gestörten zzgl. der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen
$W_{Elektronik}$	Energie für Elektronik	$l_{LTG_{ve+funkt}}$	Länge der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen
$W_{Kondensator}$	Energie in Kondensator		
$W_{Relais}$	Benötigte Schaltenergie für Relais	$l_{Netz}$	Mittlere MS-Leitungslänge je HS/MS-Trafo
$W_{benötigt}$	Benötigte Gesamtenergie für Schaltung	$p$	Eintrittswahrscheinlichkeit
$\omega_N$	Nennkreisfrequenz	$p_A$	Wahrscheinlichkeit, dass Assets des elektrischen Netzes betroffen sind
$X'_{S\sigma}$	Sekundärstreureaktanz transformiert		
$X_{Komp}$	Kompensationsreaktanz		

$p_G$	Verwundbarkeits- wahrscheinlichkeit der Gesellschaft	$\Delta\varphi_{U1-U2}; \Delta\varphi$	Phasendifferenz zwischen U1 und U2
$p_N$	Eintrittswahrscheinlichkeit des Naturereignisses	$\Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt}$	Maximal zulässige Phasendifferenz bei Beginn der Zuschaltung
$p_{NV}$	Ausfallswahrscheinlichkeit	$\mu$	Mittelwert
$T_U$	Umgebungstemperatur	$\sigma$	Standardabweichung
$t_{Schalt}$	Schaltzeit des Schalters von Befehl bis Abschluss der Schaltung		
$t_{Sync}$	Zeit zwischen Wiederkehr der normalen Netzspannung und Rückkehr zum Normalzustand im Netz		
$t_{Verzögerung}$	Verzögerungszeit bis Start des UNV-Konzepts		
$t_{Zuschalt}$	Zeitpunkt des Beginns der Zuschaltung		
$t_{verzögert\ Aus}$	Betriebsdauer nach Ausfall		
$u_x$	Blindspannungsabfall in %		
$u_R$	Wirkspannungsabfall in %		
$u_k$	Kurzschlussspannung in %		
$v_{Fl}$	möglicher Versorgungsgrad des ausgefallenen Versorgungsgebietes		
$v_{LTG}$	Möglicher Versorgungsgrad der ausgefallenen Netzsegmente		
$\varphi; \text{phi}$	Phasenwinkel		
$\varphi_1; \varphi_2$	Phasenwinkel des jeweiligen Signals		
$\Delta\varphi_{\max\ zuschalt}$	Maximal erlaubte Phasendifferenz bei der Zuschaltung		
$\Delta\varphi_{Anfang}$	Anfangsphasenverschiebung		

## 1.2 Abkürzungserklärungen

AC	Alternating Current	CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index (Durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung)
ACI	Austrian Critical Infrastructure (Österreichische Kritische Infrastruktur)	CENELEC	Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung)
APCIP	Austrian Program for Critical Infrastructure Protection (Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur)	CII	Critical Information Infrastructure
APG	Austrian Power Grid	CLPU	Cold Load Pickup
ArcGIS	GIS Software von ESRI	CRUTIAL	Critical Utility Infrastructural Resilience
BC	Broadcast <sup>1</sup>	DEA	Dezentrale Erzeugungseinheit/Anlage
BHKW	Blockheizkraftwerk	DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
BKA	Bundeskanzleramt	Dy	Dreieck-Stern-Schaltung
BLO	Blaulichtorganisationen; wie Polizei, Feuerwehr, Rettungsorganisationen, etc.	E-Control	Energie-Control Austria
bmvit	Bundesministerium für Verkehr Innovation und Technologie	EKI	Europäische Kritische Infrastruktur
BOS	Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben; wie Feuerwehr, Rettungsorganisationen, Katastrophenschutz, etc.	EKI	Europäische Kritische Infrastrukturen
BS	Basisstation (Mobilfunk)	ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
		ESRI	Environmental Systems Research Institute
		EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
		EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

<sup>1</sup> Übertragung von einem Punkt aus zu allen - vielen - Teilnehmern; z.B. Rundfunk, Fernsehen, etc.

FACTS	Flexible AC Transmission Systems	LVRG	Low Voltage Reserve Grid
		M	Master
GEO	Geographie	MS	Mittelspannung (30 / 25 / 20 / 10 / 6 kV)
GIS	Geographische Informationssysteme	MVRG	Middle Voltage Reserve Grid
GPRS	General Packet Radio Service	NS	Niederspannung ( 0,4 kV)
GSM	Global System for Mobile Communications	NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques (Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik)
HS	Höchst-/Hochspannung (400 / 220 / 110 kV)		
ICT	Information and Communications Technology	OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
IEC	International Electrotechnical Commission		
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	PHG	Produkthaftungsgesetz
		PLC	Power Line Communication
IFEA	Institut für Elektrische Anlagen	PQM	Power Quality Monitoring
		PR	Predominantly rural
IFF	Fakultät für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung	PU	Predominantly urban
		Q & D	Quick and Dirty
IFZ	Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur & Alpen Adria Universität Klagenfurt - Fakultät für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung - IFF - Standort Graz	S	Slave
		SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Nichtverfügbarkeit) Mittlere Unterbrechungsdauer bezogen auf die Anzahl der Netzbenutzer
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik	SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Mittlere Unterbrechungshäufigkeit)
IN	Intermediate		
IRRIIS	Integrated Risk Reduction of Information-based Infrastructure Systems	SEBT	Suministro de Emergencia de Baja Tensión (UNV)
		SIP	Session Initiation Protocol
K	Kompensationseinrichtung	SP	Sicherheitspläne
LTE	Long Term Evolution		

STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TIC	Tecnología de la Información y la Comunicación (IKT)
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
Trafo	Transformator
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
UES	Undervoltage Emergency Supply (UNV)
UHF	Ultra High Frequency
UIE	Union Internationale d'Electrotherrnie
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UNV	Unterspannungs- NotstromVersorgung (Smart Emergency)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VHF	Very High Frequency
VoIP	Voice over IP
WR	Wechselrichter
Yz	Stern-Zickzack-Schaltung

# 1.3 Begriffserklärungen

## Smart Grid

Übersetzung aus „Strategic Deployment Document“ (ETP 2008)

*Ein „Smart Grid“ ist ein Stromnetz, das alle Aktionen der Benutzer (Erzeuger, Verbraucher und solche, die beides sind) intelligent vereint, um effizient eine nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten.*

*Ein „Smart Grid“ vereint innovative Produkte und Services mit intelligentem Monitoring, Kontrolle, Kommunikation und Selbstheilungs-Technologien:*

- *erleichtert die Verbindung und den Betrieb von Generatoren in allen Größen und Ausführungsarten*
- *ermöglicht dem Verbraucher eine Rolle bei der Optimierung und der Funktion des Systems zu spielen*
- *versorgt die Verbraucher mit mehr Informationen und Auswahlmöglichkeiten des Angebots*
- *reduziert die Umweltauswirkungen des gesamten Elektrizitätssystems deutlich*
- *bringt eine Steigerung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit der Stromversorgung*

*Die Entwicklung/Erforschung von „Smart Grids“ muss nicht nur Technologie-, Markt- und Wirtschafts-, Umwelt-, Rechts-, Standardisierungs-, IKT-Aspekte und Übergangsstrategie enthalten, sondern hat auch für gesellschaftliche und staatliche Anforderungen genüge zutragen.*

## Smart Emergency

UnterspannungsNotstromversorgung-Konzept siehe Kapitel 5.3.

## Microgrid (Fickert 2008)

Ein „Microgrid“ ist ein abgeschlossenes, dezentral versorgtes Netzgebiet, das im Normalbetrieb mit dem öffentlichen Netz durch definierte Schnittstellen verbunden ist und unter besonderen Bedingungen unabhängig vom öffentlichen Verbundnetz betrieben werden kann.

## Inselnetz

Übersetzung aus „Safety and Reliability for Smart-, Micro- and Islanded Grids“ (Friedl et al. 2008)

Ein Inselnetz ist ein elektrisch unabhängiges Netz, das eine adäquate Frequenz- und Spannungs-Regelung sowie die obligatorischen Personen-, Tier- und Geräte-Schutzstandards erfüllt.

## Blackout

Definition Blackout siehe Kapitel 4.2.2.

### **Stromkrise**

*Man spricht von einer Stromkrise, wenn entweder die Stromaufbringung den Stromverbrauch nicht decken kann oder eine flächendeckende dauerhafte Nichtverfügbarkeit des Netzes auftritt. Eine Unterbrechung der Versorgung (Stromausfall) ist keine Stromkrise. Obwohl eine Stromkrise in Österreich aufgrund von ausreichender Erzeugung und guter Vernetzung im europäischen Verbundnetz eher unwahrscheinlich ist, gibt es ähnlich wie in der Gaswirtschaft Vorkehrungen, um den Markt lang- und kurzfristig zu überwachen sowie um vorbereitende Maßnahmen für den Krisenfall einsetzen zu können. (E-Control 2011c)*

### **Schwarzstartfähigkeit**

*Für den Fall eines totalen Netzzusammenbruchs muss es Kraftwerke geben, die spannungslos anfahren können bzw. mit Hilfe von Notstromaggregaten anfahren können (Renner 2008).*

### **Resilienz**

Resilienz ist die Fähigkeit, Störungen eine Zeit lang zu tolerieren, ohne dass das System zusammenbricht, also quasi die Pufferkapazität oder Elastizität von Systemen. Unter dem englischen Begriff „resilience“ wird etwas umfassender die Widerstandsfähigkeit von gekoppelten Mensch-Umweltsystemen diskutiert [(Bohle 2008) in (Felgentreff und Glade 2008)]. Dies kann auf den deutschen Begriff „Soziale Resilienz“ übertragen werden, der die Fähigkeit von sozialen Gruppen charakterisiert, mit extremem Stress oder Störungen umzugehen.

Resilienzdenken hilft dabei, einen konstruktiven Umgang mit einer turbulenter werdenden Zukunft zu entwickeln. Resilienzmaßnahmen tragen dazu bei, die derzeitigen großen Veränderungen besser zu bewältigen (Langer 2013).

### **Gefahr**

Gefahr ist ein natürliches Ereignis oder Phänomen das einen potenziellen Schaden verursachen kann oder eine menschliche Aktivität, die zu Todesopfern, Verletzungen, Sachschäden, sozialen und ökonomischen Störungen oder zu Umweltschäden führen kann (Gebhardt 2011).

### **Naturgefahr**

Naturgefahr sind natürliche Prozesse oder Phänomene, die ein Schaden bringendes Ereignis darstellen können (Gebhardt 2011).

### **Kritische Infrastruktur**

*Kritische Infrastruktur ist eine staatliche und private Einrichtung, die für das Gemeinwesen grundlegend notwendige (Dienst-)Leistungen anbietet. Stehen diese auf Grund von Störungen nicht oder nur eingeschränkt zur Verfügung, kann dies zu weitreichenden, nachhaltigen und lang andauernden Schäden führen. Diese Schäden können im Extremfall die Sicherheit eines Staates beeinträchtigen oder gefährden. (Schulze 2006)*

*Der Begriff „kritisch“ meint nicht, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit von Störungen in Infrastrukturen hoch ist. Kritisch ist vielmehr so zu verstehen, dass Störungen oder Ausfälle in solchen Infrastrukturen genau die oben beschriebenen weitreichenden Folgen bis hin zu katastrophalen Auswirkungen für Staat, Wirtschaft und / oder große Teile der Bevölkerung haben können, die also eine makroskopische Dimension erreichen. Die Frage, ob eine Infrastruktur als*

*kritisch bezeichnet werden kann, ist somit immer mit „ja“ oder „nein“ zu beantworten. Hingegen ist die Ausprägung der Kritikalität (das Verhältnis zwischen Eintrittswahrscheinlichkeit und prognostiziertem Schadensausmaß) einer Infrastruktur skalierbar. (Schulze 2006)*

In Kapitel 3.3 wird darauf näher eingegangen.

### **Europäische Kritische Infrastruktur EKI**

In Kapitel 3.3 wird darauf eingegangen.

### **Schutz**

In Kapitel 3.3 wird darauf eingegangen.

### **Sicherheitspläne SP**

In Kapitel 3.3 wird darauf eingegangen.

### **Sicherheitsstromversorgung**

*Die Sicherheitsstromversorgung muss die Versorgung der notwendigen Sicherheitseinrichtungen einer baulichen Anlage oder Teilen hiervon selbsttätig übernehmen, wenn die Spannung der allgemeinen Stromversorgung über einen Zeitraum von mehr als 0,5 s unter den Wert von 75 % der Netzspannung gesunken ist (ÖNORM E 8002).*

### **Notstromversorgung**

Die Notstromversorgung ist laut den Technischen Richtlinien für den Vorbeugenden Brandschutz (TRVB E 102) ein Synonym für Sicherheitsstromversorgung. Es wird jedoch sehr oft fälschlicherweise von einer Notstromversorgung gesprochen, obwohl eine Sicherheitsstromversorgung gemeint ist.

### **Ersatzstromversorgung**

Die Ersatzstromversorgung ist eine Versorgung, die die elektrische Energieversorgung von Netzteilen, Verbraucheranlagen oder einzelnen Verbrauchsmitteln nach Ausfall oder Abschaltung der allgemeinen Stromversorgung übernehmen. *Diese kann auch unabhängig von einem allgemeinen Verteilungsnetz betrieben werden. Sie besteht aus ortsfesten oder ortsveränderlichen Ersatzstromerzeugern, deren Schaltanlagen und Hilfseinrichtungen.*

*Anlagen für unterbrechungsfreie Stromversorgung sind keine Ersatzstromversorgungen im Sinne dieser Begriffsbestimmung. (ÖVE-EN 1 Teil 4 §53)*

### **Sicherheitsstromquelle**

*Einrichtung, die bei Ausfall der allgemeinen Stromversorgung für eine begrenzte Zeit die elektrische Energie für die Versorgung von notwendigen Sicherheitseinrichtungen bereitstellt (ÖNORM E 8002).*

### **Ersatzstromquelle**

*Einrichtung, die bei Ausfall der allgemeinen Stromversorgung die elektrische Energie bereitstellt, um normale Tätigkeiten fortsetzen oder in Ruhe beenden zu können (ÖNORM E 8002).*

**Normale Betriebsbedingungen (ÖNORM EN 50160)**

*Der Betriebszustand in einem Verteilnetz, bei dem die Stromnachfrage gedeckt, Schalthandlungen durchgeführt und Störungen durch automatische Schutzsysteme behoben werden, wenn keine außergewöhnlichen Umstände vorliegen, wie z.B.:*

- a) vorübergehende Versorgungsmaßnahmen;*
- b) Fälle, bei denen eine Anlage oder ein Gerät des Netznutzers nicht den einschlägigen Normen oder den technischen Anschlussbedingungen entspricht;*
- c) außergewöhnliche Situationen, wie z. B.:*
  - 1) außergewöhnliche Wetterbedingungen und andere Naturkatastrophen,*
  - 2) Störungen durch Dritte,*
  - 3) Maßnahmen der Behörden,*
  - 4) Arbeitskampfmaßnahmen (nach gesetzlichen Bestimmungen),*
  - 5) höhere Gewalt,*
  - 6) Versorgungsengpässe als Ergebnis äußerer Einflüsse.*



# 2 Einleitung

## 2.1 Motivation und Problemstellung

Mit laufender Steigerung der Anforderung und Auslastung elektrischer Netze bei gleichzeitiger Ökonomisierung der Elektrizitätswirtschaft nehmen die implizierten Reserven im europäischen Energieversorgungssystem stetig ab. Dies hat Stabilitätseinbußen zur Folge, sodass laut Meinung vieler Netzschutzexperten europaweite großflächige Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) nicht auszuschließen sind.

Trotz der Tatsache, dass Österreich in den letzten Jahren von nennenswerten Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) verschont geblieben ist, kann solch ein Ereignis in absehbarer Zukunft nicht ausgeschlossen werden. Eine großflächige Versorgungsunterbrechung hätte gravierende Auswirkungen auf das persönliche Leben, die Wirtschaft sowie die Industrie und stellt somit eine Bedrohung der österreichischen Gesellschaft dar.

Im Zuge der immer stärkeren Durchdringung der Gesellschaft mit Technik, die auf Basis von elektrischer Energie betrieben wird, ist auch eine immer größer werdende Abhängigkeit gegeben. Durch großflächige Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) der öffentlichen Stromversorgung können elektrische Geräte des alltäglichen Gebrauchs nicht mehr betrieben werden und lähmen nötige essentielle Abläufe bzw. Handlungen der menschlichen Gesellschaft. Hinzu kommt, dass durch die sehr geringen Nichtverfügbarkeitszeiten (< 50 min) (E-Control 2011a) von der Gesellschaft sehr viel Vertrauen in die Versorgung gesetzt wird. Dies hat jedoch zur Folge, dass bereits kurze Ausfälle zu kritischen Situationen für Einzelpersonen führen können und längere Ausfälle ein Bedrohungsszenario für unsere gesamte moderne Gesellschaft darstellen (Hiete 2010; Petermann 2011b; Wakolbinger 2009). Hier zeigt sich auch ein sehr großer Unterschied zwischen Stadt- und Landbevölkerung. So verlässt sich gerade im städtischen Bereich, wo ungleich mehr Geräte und Systeme der Grundversorgung stromabhängig sind, die Bevölkerung stärker auf die Versorgung mit elektrischer Energie bzw. auf öffentliche Einrichtungen und Hilfsorganisationen, wie Landeswarnzentralen, Feuerwehr, Polizei und Rettung (BOS, Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben). Bei großflächigen und langandauernden, Stromausfällen oder sogenannten „Blackouts“ können auch diese Katastrophenschutzorganisationen an ihre Grenzen stoßen.

Durch die massive Einschränkung der Funktion von Kommunikation und technischem Gerät ist es auch sehr wahrscheinlich, dass es zu Kaskadeneffekten kommt (Fickert et al. 2009). Daher ist auch auf einen langandauernden Schutz Kritischer Infrastrukturen zu achten. Ebenso ist es notwendig auch für auf den ersten Blick nicht ersichtliche Kritische Infrastruktur eine gewisse Versorgungsflexibilität zu schaffen.

So schreibt das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag in einer Studie zu einem großflächigen Stromausfall, dass die Durchhaltefähigkeit zahlreicher ersatzstromgesicherter Infrastrukturelemente sehr begrenzt ist und durch einen flächendeckenden Ausbau stationärer und mobiler Notstromerzeugungskapazitäten, nur sehr zeitlich und punktuell begrenzt eine Verbesserung der Durchhaltefähigkeit bewirken würde. (Petermann 2011b)

Hier könnten sogenannte Inselnetze – Microgrids –, durchaus für kleine Zellen Abhilfe schaffen. Für eine Vollversorgung der ausgefallenen Inselnetze stehen zur Zeit und auch in naher Zukunft meist nicht genügend dezentrale Erzeugungskapazitäten zur Verfügung. Jedoch würde eine Versorgung bzw. Teilversorgung der Kritischen Infrastruktur, mit flexiblen nicht mit treibstoffversorgungsproblembehafteten Energiequellen, eine Stärkung der Resilienz für die Gesellschaft bedeuten.

Aus Überlegungen im Zuge der geplanten flächendeckenden Einführung der Smart Meter und den zuvor beschriebenen Problemen bei großen Stromausfällen und Katastrophen, wurde eine erste Idee eines Smart Grids mit Smart Meter zur Steuerung des Energieflusses geboren. Wie in Abbildung 1 gezeigt.

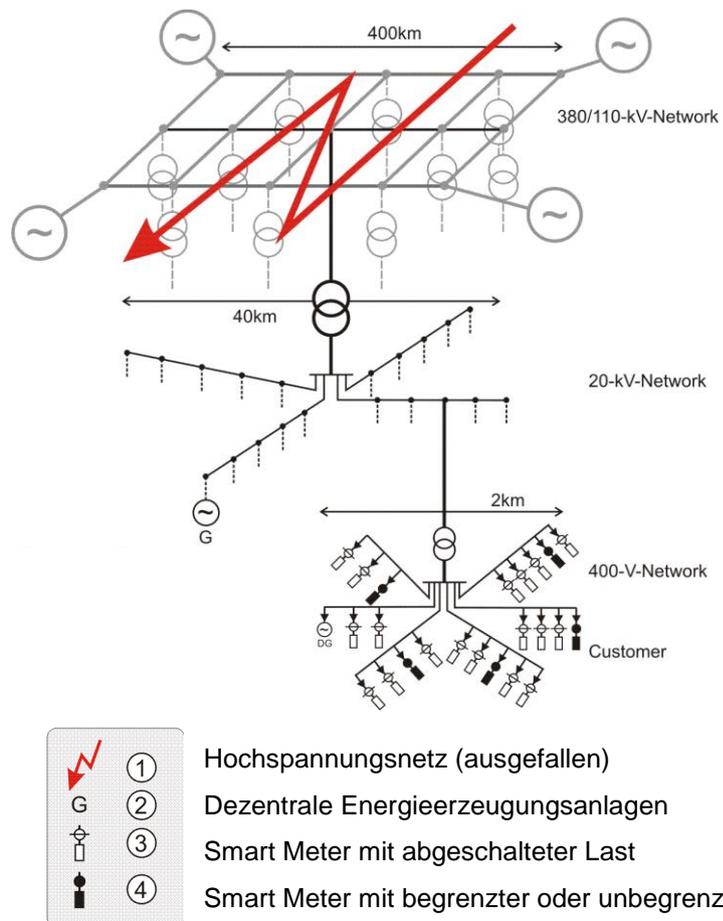


Abbildung 1: Prinzip eines Smart Grids mit Smart Meter zur Steuerung des Energieflusses (Fickert et al. 2009)

Auf Basis dessen soll in der vorliegenden Arbeit ein Konzept eines robusten, flexiblen, weitgehend kostenneutralen und mit der vorhandenen Netzinfrastruktur kompatiblen bzw. auf die Verwendung von in absehbarer Zeit eingesetzten Technologien basierendes „Smart Emergency Grids“ entwickelt werden.

## 2.2 Wissenschaftliche Relevanz

Im Zuge der in den letzten Jahren in der Öffentlichkeit und in Expertenkreisen stark diskutierten Blackout- bzw. Ausfalls-Thematik bei Krisen und Katastrophen kommt mit der Versorgungssicherheit ein nicht neuer aber durch die gute Netzinfrastruktur in den Hintergrund gedrängter gewichtiger Punkt in der elektrischen Energieversorgung in den Fokus. Hier sind neben den herkömmlichen auch den neuen Technologien angepasste Lösungsansätze notwendig und wünschenswert, um die Resilienz der Gesellschaft zu stärken.

Besonders für nicht prima Vista als Kritische Infrastruktur definierte Komponenten, stellt die großflächige Krisenenergieversorgung mit elektrischer „Notenergie“ (dauerhaft, leistungsvariabel und wartungsarm) eine wichtige gesellschaftliche Komponente dar. Durch die Bereitstellung der Krisenenergie entsteht in erster Linie auf lokaler Ebene (Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsebene) ein Mehrwert für bereits vorhandene oder geplante dezentrale, meist erneuerbare Energieerzeugungseinheiten. Bisherige Ersatz- bzw. Notversorgungsmaßnahmen haben gewisse Rahmenparameter (Leistung, Größe, Mobilität, Flexibilität, Kosten, usw.), die sich gegenseitig beeinflussen und limitieren.

Für die nächsten Jahrzehnte zeichnet sich eine Veränderung unseres Energiesystems ab. Die Verwendung bzw. Implementierung des „Smart Emergency Grid“-Konzepts in der bestehenden Netzinfrastruktur ist eine sehr ökonomische Möglichkeit, die Versorgungs- bzw. Ausfallsicherheit bei gleichzeitig minimalen Aufwand an zusätzlicher Netzinfrastruktur zu erhöhen. Erstmals wird dabei ein neuartiger Ansatz für die Laststeuerung (spannungsabhängige Laststeuerung) entwickelt, der bei kleinen sowie großen Netzen eine entfernungs- sowie dargebotsabhängige Versorgung ermöglicht.

So werden auch verschiedenste Endgeräte auf deren Funktion bei Unterspannung untersucht und analysiert. Ebenso werden Synchronisations- bzw. Zuschaltstrategien für die verschiedenen Synchronisationsphasen entwickelt, diese werden auf die im Rahmen des Konzepts sich bildenden Microgrids angewandt. Der Zuwachs an Wissen im Bereich der Versorgung von „Kritischer Infrastruktur“ bringt eine Vielzahl von neuen Nutzungsmöglichkeiten. So erhalten erstmals auch dezentrale Energieerzeugungsanlagen eine wichtige Systemfunktion durch die Sicherstellung der Stromversorgung von Kritischer Infrastruktur. Hier wird eine ereignisbezogene Optimierung des Gesamtenergiesystems vollzogen. Dies erfordert Forschungs- und Technologieentwicklungen mit einem hohen Zukunftspotential und ein gewisses Umdenken bei den herkömmlichen Systemansätzen.

Chancen und Potenziale sowie neue Herausforderungen durch Smart Grids-Konzepte im Hinblick auf Fragen der Versorgungssicherheit, Ausfallsicherheit Kritischer Infrastrukturen, Netzstabilität, Netz-Wiederaufbau, etc. werden dargelegt. Auch wird eine flächendeckende Potentialanalyse für die Steiermark in Bezug auf die Verwendbarkeit des Konzepts bei starker Beeinträchtigung der Netzinfrastruktur anhand von großen Unwetterereignissen durchgeführt. Auch die rechtliche Lage beim Einsatz des Konzepts wird diskutiert. Dies ist besonders im Falle des Einsatzes von wesentlicher Bedeutung.

Im Rahmen der Arbeit wird auch der Zusammenhang sowie das Zusammenspiel von Umwelt – Technik (Elektrizität) – Gesellschaft (Mensch) erläutert. Es werden die menschlichen Bedürfnisse in Bezug auf Kritische Infrastruktur betrachtet und beschrieben. Hier ist besonders die Erläuterung des Begriffs Risiko in Bezug auf Naturgefahren und das elektrische Netz sowie eine Gefahrenbewertung wesentlich, um einen Gesamteindruck des Systems von Umwelt-Technik (Elektrizität)-Gesellschaft (Mensch) zu erhalten.

## 2.3 Gesellschaftliche Relevanz

Die, in Kapitel 3 „Umwelt – Technik (Elektrizität) – Gesellschaft (Mensch)“ beleuchtete, immer größer werdende Abhängigkeit der Gesellschaft bzw. auch des einzelnen Menschen von Elektrizität, hat zur Folge, dass längere Versorgungsunterbrechungen katastrophale Auswirkungen hätten. Diese treten zwar in Österreich mit seiner gut ausgebauten Infrastruktur selten auf, sind jedoch aus dem Grund, dass man sich darauf verlässt, umso fataler und schwerwiegender. Bei Katastrophen ist es entscheidend, Kritische Infrastruktur und Geräte so schnell wie möglich wieder in Betrieb zu nehmen bzw. in Betrieb zu halten. Hier sind nur als Beispiele zu nennen: die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), die Gesundheitsversorgung, Notfalls-, Rettungs- und ähnlichen Dienstleistungen, die gerade in Ausnahmesituationen besonders gefordert bzw. benötigt werden.

Während Ausfällen kann elektrische Energie durch USV-Einrichtungen (Batterien) und/oder Notstromaggregate zur Verfügung gestellt werden. Allerdings sind diese Maßnahmen in der Regel durch ihre Versorgungsart und in der Versorgungsdauer eingeschränkt. Zusätzlich sind diese Einrichtungen meist stationär und bei Notfällen nicht flexibel einsetzbar. Hier sind flexible und dynamische Lösungen eindeutig von Vorteil, wenn nicht sogar erforderlich, um eine best- und schnellstmögliche Hilfeleistung zu erreichen. Ebenso ist auf Grund des seltenen Auftretens solcher Ausfälle eine kostengünstige Lösung von Nöten, um eine flächendeckende Einsetzbarkeit in einem wirtschaftlich sinnvollen Rahmen zu halten.

## 2.4 Aufbau der Arbeit

Die hier vorliegende Arbeit ist folgendermaßen aufgebaut: Im Anschluss an eine kurze Einleitung (Kapitel 2) mit Motivation und Problemstellung, wissenschaftlicher und gesellschaftlicher Relevanz, Forschungsschwerpunkte, Literaturübersicht, Methodik, sowie Abgrenzung und Einordnung der Arbeit, folgt in Kapitel 3 eine Beleuchtung des Gefüges von Umwelt, Technik (Elektrizität) und Gesellschaft (Mensch), sowie der menschlichen Bedürfnisse anhand der Maslow'schen Bedürfnispyramide. Aufbauend wird eine Risikoanalyse bzw. eine theoretische Risikoabwägung und Gefahrenbewertung durchgeführt. Des Weiteren erfolgt eine Analyse der Kritischen Infrastruktur für die modernen menschlichen Bedürfnisse und für unterschiedliche Einsatzbereiche. Ebenso sind exemplarische Beispiele von Kritischen Infrastrukturen und Notversorgungskonzepten in Österreich und International angeführt. In Kapitel 4 werden übliche Netztopologien und deren Ausfallsverhalten dargestellt.

Auf Basis dieser ersten Kapitel werden dann in Kapitel 5 Lösungs- und Abhilfe-Konzepte beleuchtet bzw. entwickelt. Bisherige Lösungen und Ansätze werden kurz beschrieben. Danach wird auf ein erstes Konzept der Stufensteuerung mit Smart Meter eingegangen um schließlich auf den Hauptteil der Arbeit das UNV-Konzept in Kapitel 5.3 zu kommen. Nach einer allgemeinen Beschreibung wird in Kapitel 5.3.2 die genaue Funktionsweise des UNV-Konzepts erläutert. Zur besseren Übersicht und Verständlichkeit des UNV-Konzepts sind in Kapitel 5.3.4 die detaillierten Beschreibungen von Teilfunktionen zu Kapitel 5.3.2 genauer ausgeführt. Folgend auf den Hauptteil der Arbeit wird eine Potentialanalyse anhand spezieller Unwetterereignisse sowie anhand exemplarischer Kritischer Infrastruktur durchgeführt.

Basierend auf das entwickelte UNV-Konzept wird in Kapitel 6 auf rechtliche und organisatorische Aspekte unter Normalbedingungen sowie in Katastrophen oder Krisensituationen eingegangen.

Die Arbeit schließt im Kapitel 7 mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse und einem Ausblick auf mögliche Erweiterungen des im Rahmen dieser Arbeit entstandenen UNV-Konzepts.

## 2.5 Forschungsschwerpunkte – Forschungsfragen

Im Rahmen der Arbeit werden folgende Forschungsfragen bearbeitet:

- (1) Welche Technologien eignen sich für Notstromversorgungen bei großflächigen Störungen, und welche Grenzen haben hierbei herkömmliche konventionelle Notstromversorgungen?
- (2) Welche Einsatzszenarien sind nicht oder nur unzureichend abgedeckt?

Die Fragestellungen (1)-(2) werden in den Kapiteln 3.3, 4, 5.1 und 5.2 bearbeitet.

- (3) Wie könnte eine flexible und ausbaufähige Technologie zur elektrischen Versorgung Kritischer Infrastruktur in Ausnahmesituationen (Krisenfällen, Katastrophen) aussehen?
- (4) Welche zusätzlichen Maßnahmen sind erforderlich, um die Bereitstellung einer öffentlichen, kostengünstigen Notstromversorgung mit einem „Smart Emergency Grid“ zu ermöglichen?
- (5) Welche Funktionalitäten haben heute verfügbare Smart Meter?
- (6) Welche Funktionalitäten sind bei Smart Meter für ein „Smart Emergency Grid“ erforderlich, um diese bei Versorgungsunterbrechungen einsetzen zu können?
- (7) Welche Synchronisationsmaßnahmen bzw. Zuschaltstrategien werden in einem „Smart Emergency Grid“ bzw. nach Wiederkehr der Spannung im öffentlichen Netz benötigt?
- (8) Welche Geräte sind im Unterspannungsbetrieb funktionsfähig?
  - a. Sind Smart Meter schaltungstechnisch für den Unterspannungsbetrieb geeignet?
  - b. Wie können nicht unterspannungsfähige Geräte trotzdem betrieben werden?

Die Fragestellungen (3)-(8) werden in den Kapiteln 5.3, 5.4 und 9.4 bearbeitet.

- (9) Wie groß ist das Versorgungspotenzial des „Smart Emergency“ Konzepts anhand von plakativen Beispielen,
  - a. in Bezug auf Leitungskilometer?
  - b. in Bezug auf Versorgungsfläche?
  - c. in Bezug auf Einwohner, Erzeugungseinheiten und Kritische Infrastruktur?

Die Fragestellung (9) wird in Kapitel 5.4 bearbeitet.

- (10) Was lässt sich zum Stichwort Risikoabschätzung sagen?

Die Fragestellung (10) wird in den Kapiteln 3.2, 3.3 und 5.4 bearbeitet.

- (11) Welche Gesetze, Richtlinien und Normen betreffen ein „Smart Emergency Grid“?

Die Fragestellungen (11) werden in Kapitel 6 bearbeitet.

## 2.6 Stand der Wissenschaft und Technik, Innovationsgehalt

### 2.6.1 Stand der Technik bzw. Stand des Wissens

Derzeit werden lokale Batterieversorgungskonzepte mit USV-Anlagen, z.B. für IKT, sowie für größere Leistungen Notstromaggregate, z.B. Dieselmotoren oder Brennstoffzellen, in Betracht gezogen. Da diese grundsätzlich nicht in den Normalbetrieb eingebunden sind, entstehen Zusatzkosten für die Anschaffung sowie die Wartung der zusätzlichen Betriebsmittel. Aufgrund der lokal eingeschränkten Verfügbarkeit sind solche Versorgungskonzepte meist nur punktuell anwendbar. Dieser Ansatz wird mit steigender Leistung wartungsintensiv und kostspielig und stellt nicht das Mittel zur Wahl dar. (Petermann 2011b)

Ein netztechnisch interessanter Ansatz ist die Bereitstellung von „Emergency Energy“ durch die kontrollierte Bildung von Microgrids. Durch die Forderung der Europäischen Kommission, den Anteil der erneuerbaren Energien im Gesamtenergiemix zu steigern, sind diese im Vormarsch und werden zukünftig einen wesentlichen Anteil des elektrischen Gesamtenergiebedarfs liefern. Durch die Kombination von Smart Metern und dezentralen Erzeugern gibt das „Smart Emergency Grid“ Konzept einen zusätzlichen Mehrwert für den Erzeuger, da die Investitionskosten für diese Art der Ersatzstromversorgung als marginal im Verhältnis zum bestehenden Gesamtsystem eingestuft werden können.

- Für den angestrebten Ansatz, des UNV-Konzepts, können folgende Gegebenheiten als Stand des Wissens bezeichnet werden:  
Zurzeit müssen sich die dezentralen Einspeiser, laut den „Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer“ der E-Control (E-Control 2013), u.a. bei Überlast bzw. Unterfrequenz vom Netz entkoppeln und stehen so nicht mehr für eine flächige Versorgung zur Verfügung.
- Die Regelung des Wirkleistungshaushaltes wird im Verbundnetz über die Frequenz als Regelgröße durchgeführt, da zwischen der Wirkleistung und der Frequenz ein indirekter Zusammenhang besteht, d.h. steigt die Wirkleistungsentnahme bei gleichbleibender Wirkleistungseinspeisung oder sinkt die Wirkleistungseinspeisung bei gleichbleibender Wirkleistungsentnahme, so sinkt auch die Frequenz. Davon abhängig wird in den Regelkraftwerken die fehlende Einspeiseleistung durch Nachregelung eingestellt. Dieses Regelverhalten ist in Abbildung 2 dargestellt.

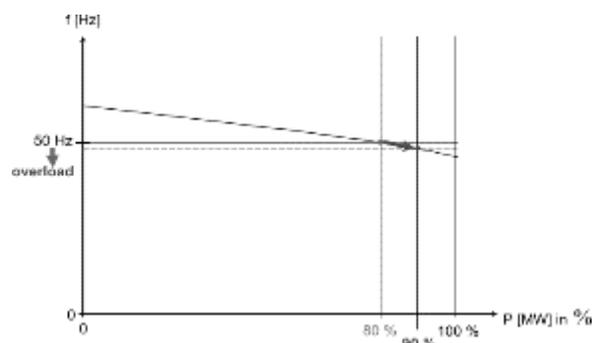


Abbildung 2: Stationäre Frequenzänderung nach einer Laständerung (Wirkleistungs-Frequenzregelung)  
(Fickert und Wakolbinger 2010c)

Ist die vorhandene Regelleistung nicht ausreichend, muss ein Lastabwurf vorgenommen werden; schlimmstenfalls müssen die Erzeugungseinheiten vom Netz getrennt werden.

Gegenwärtig werden im Krisenfall ganze Mittelspannungs-Abzweige vom Netz genommen. Somit werden sensible Verbraucher, beispielsweise Bankomaten, Pumpen, nicht mehr versorgt, obwohl der Netzbereich mit verminderter Leistung grundsätzlich noch funktionsfähig sein könnte.

Die Frage der Zuschaltstrategie ist wesentlich: Smart Meter haben derzeit keine automatische Unterspannungsausschaltung, sondern müssen nach einem Ausfall erst mit Spannung versorgt werden, damit man sie per Steuerbefehl abschalten kann. Dadurch ergeben sich besondere Leistungsanforderungen an die Einspeiser, die das ganze Netz versorgen müssten, um danach die für den Krisenfall nicht notwendigen Verbraucher abschalten zu können.

Primärer Bestandteil eines Smart Grids sind intelligente Steuergeräte, die anlassbezogene Schalthandlungen, z.B. im Notbetrieb, ausführen. Für deren Ausführung sind spezifische Funktionalitäten von Nöten, die auf Basis der Analyse der Kritischen Infrastruktur und der Anforderungen eines „Smart Emergency Grids“ erforscht werden müssen.

## **2.6.2 Darstellung des Grundlagenforschungscharakters**

Die theoretische sowie experimentelle Arbeit in Zusammenhang mit dem Projekt „Smart Emergency Grid“ beinhaltet die Analyse des UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzepts.

Das aus vorgelagerten Arbeiten gewonnene Grundlagenwissen über Kritische Infrastruktur und die energiemäßige Versorgung dieser in Ausnahmesituationen (Krisenfällen, Katastrophen) im nationalen sowie im internationalen Kontext stellt die Basis für nachhaltige Lösungsansätze der bestehenden Herausforderung auf dem Gebiet der Bereitstellung einer flächendeckenden, krisensicheren Notstromversorgung dar.

Da sich dieses Konzept von konventionellen Sicherheitsstrategien abhebt und eine neue innovative Lösung für die flächendeckende Notstromversorgung präsentiert, müssen Erfahrungen und Erkenntnisse im theoretischen und in weiterer Folge im experimentellen Bereich gesammelt werden.

Die Ergebnisse auf Basis charakteristischer Netzdaten sowie die Methodik zur Gewinnung der Erkenntnisse werden als Grundlage für weitere Forschungen dienen.

## **2.6.3 Innovationsgehalt und Entwicklungsrisiko**

### **2.6.3.1 Neuheitsgrad, Technologiesprung**

Das Konzept eines „Smart Emergency Grid“ basiert auf der Lastfluss- und Erzeugungssteuerung durch Smart Meter in Verbindung mit dezentralen Energieerzeugungs- bzw. Notstromaggregaten zur Versorgung von Kritischer Infrastruktur. Diese Form der Bereitstellung der Notversorgung bietet eine neue, leistungsfähige und kostengünstige Möglichkeit, welche vielseitig anwendbar ist.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Konzepten ist das „Smart Emergency Grid“ sowohl punktuell, als auch flächendeckend realisierbar. Bisherige Konzepte mit Batterien, USVs und Aggregaten

sind auf einen örtlich eingeschränkten Bereich und daher nur punktuell anwendbar. Nachteilig ist auch, dass diese auf eine gewisse Leistung bemessen werden müssen. Mit einem „Smart Emergency Grid“ kann die im Einzelfall benötigte Leistung, abhängig von der aus dezentralen Energieerzeugungseinheiten zur Verfügung stehenden Energie, in gewissen Grenzen erhöht oder reduziert werden.

Der Einsatz der „Smart Emergency Grid“-Technologie zur Bereitstellung von krisensicherer Energie bedeutet einen Technologiesprung am Sektor der Energieversorgung. Dieser Technologiesprung zeichnet sich durch den Einsatz von innovativen Netzstrukturen (Smart Grids) im nationalen wie auch internationalen Bereich ab. Die Erkenntnisse aus dem Projekt „Smart Emergency Grid“ sind von besonderer Bedeutung für zukünftige Strategien betreffend der Versorgungs- bzw. Ausfallssicherheit Kritischer Infrastrukturen, siehe Kapitel 5.4 Potentialanalyse.

### **2.6.3.2 Vergleich zum Stand der Technik („Stand des Wissens“)**

Stand der Technik ist, dass dezentrale Energieerzeuger vom Netz getrennt werden müssen, wenn ein Leistungs- und somit ein Frequenzeinbruch im Netz stattfindet. Eine kontrollierte Inselbildung ist meist schwierig und kann unter Verfolgung bisheriger Strategien nur mit gut koordinierten großen Netzbetreibern durchgeführt werden (TOR)(E-Control 2013). Mit einem „Smart Emergency Grid“ ist die Bildung kleiner dezentral versorgter Inseln für Kritische Infrastruktur granularer durchführbar. Außerdem wird die gesamte Kritische Infrastruktur nicht gleichmäßig nach dem Gießkannenprinzip versorgt, sondern kann zielgerichtet versorgt werden. Durch diese zielgerichtete Art der Verteilung ist der Leistungsbedarf besser abschätzbar.

Außerdem erreicht man eine Steigerung der Flexibilität in Bezug auf die Versorgung von unerwarteten Notverbrauchern. Im Gegensatz zu herkömmlichen Notversorgung-Konzepten mit Batterien, USVs ist die Bereitstellung von Notleistung im Krisenfall nachträglich und mit sehr geringem Aufwand realisierbar.

Durch die Kombination bestehender Komponenten im „Smart Emergency Grid“ (Lastfluss- und Erzeugungssteuerung durch Smart Meter in Verbindung mit dezentralen Energieerzeugungs- / Notstromaggregaten zur Versorgung von Kritischer Infrastruktur) entsteht ein Mehrwert auf der einen Seite für die dezentralen Energieerzeugungseinheiten, auf der anderen Seite in Bezug auf die Versorgungs- und Ausfallssicherheit für die Allgemeinheit.

Die Erfassung und Charakterisierung von Anforderungen an die Netze in Bezug auf den Blindleistungshaushalt, die Nichtlinearitäten von Spulen, Überströme durch Inrush-Phänomene, Resonanz- und Oberschwingungsphänomene stellen weiters grundlegende Erkenntnisse zur Entwicklung von zukünftigen Smart Grid Lösungen im Hinblick auf die Realisierung von innovativen Netzen und den Betrieb intelligenter aktiver Netze dar, die zur Zeit nur unzureichend bekannt sind. (Petermann 2011b)

### 2.6.3.3 Beschreibung der Additionalität

Die Ergebnisse der Arbeit werden ein breit aufgestelltes Wissensspektrum der Grundlagenforschung für zukünftige, leistungsfähige und innovative Notversorgungskonzepte liefern und können in weiterer Folge ein wichtiger Standortfaktor für Österreich sein. Außerdem wurden durch das Projekt „Smart Emergency Grid“ Grundbausteine geschaffen und erforscht, um die entwickelten Methoden und Technologien auch in anderen Ländern mit von Österreich unterschiedlichen Charakteristiken europaweit und im internationalen Bereich anwenden zu können.

In folgenden Gebieten werden die aus dem Projekt „Smart Emergency Grid“ gewonnenen Erkenntnisse zur Anwendung kommen bzw. für weitere Entwicklungen verwendet werden können:

- Kenntnisse und Handhabung über bzw. von Kritischer Infrastruktur (IKT, Notruf,...) in Bezug auf die Versorgung mit elektrischer Energie
- Internationaler Vergleich von Kritischen Infrastrukturen
- Möglichkeiten der Implementierung von „Smart Emergency Grids“ in bestehende Netze, um einen stabilen Netzbetrieb mit gegebenenfalls möglicher Netztrennung bzw. Netzwiederaufbau gewährleisten zu können
- Erforderliche Funktionalitäten von Smart Metern für die Bildung eines „Smart Emergency Grids“
- Erhöhung bzw. Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit
- Bereitstellung einer kostengünstigen Notstromversorgung über öffentliche Netze

### 2.6.3.4 Darstellung des technischen und wirtschaftlichen Entwicklungsrisikos

Ein technisches Entwicklungsrisiko beim vorgestellten UNV-Konzept stammt aus der Abhängigkeit der Labor-Evaluation von real existierenden Geräten mit der gewünschten Funktionalität: Da im Smart-Grid-Labor des Institutes für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz reale Schaltungen durchgeführt werden, sind reale Smart Meter mit den erforderlichen Zusatzfunktionen nötig. Die Eignung der intelligenten „State of the Art“-Stromzähler (Smart Meter) mit derzeitiger Hard- und Firmware könnte sich zur Umsetzung eines realen leistungsfähigen „Smart Emergency Grids“ als noch weiter entwicklungsbedürftig herausstellen.

Da momentan im europäischen Ausland bereits geeignete Smart Meter verfügbar sind, die selektive Schalthandlungen durchführen können, was der Mindestanforderung zur erfolgreichen Anwendung dieses Ansatzes entspricht, ist das Risiko jedoch als gering einzustufen.

## 2.7 Methodik

Der methodische Aufbau der Arbeit gliedert sich in mehrere Teile, die im folgenden Flussdiagramm am Ende dieses Kapitels übersichtlich dargestellt sind.

Auf Basis der Diplomarbeit „Abhängigkeit der Telekom-Infrastruktur von der öffentlichen Stromversorgung“ (Wakolbinger 2009) und dem steigenden öffentlichen Interesse in diesem Bereich wird mit der Themenfindung begonnen. Zu Beginn wird eine Q&D Literaturrecherche, die im laufenden Prozess immer noch verfeinert und vertieft wird, durchgeführt. Basierend auf dieser wird eine erste Eingrenzung durchgeführt. Im Weiteren wird in drei parallelen Strängen (Umwelt – Technik – Gesellschaft, Konzeptentwicklung und Potentialanalyse) vorgegangen. Diese drei Stränge stehen jedoch immer in einen gewissen Zusammenhang zueinander und beeinflussen sich auch demensprechend.

Der erste Strang in Kapitel 3 behandelt aus sozialgeografischer bzw. -ökologischer Sicht den Zusammenhang zwischen Umwelt, Technik(Elektrizität) und Gesellschaft(Mensch). Kapitel 3 stellt eine Vertiefung und Weiterführung auf Basis der Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) dar. Als Denkanstoß wurde das Modell der Gesellschaft-Umweltbeziehung der Arbeitsgruppe „Soziale Ökologie“ der Fakultät für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung der Universität Klagenfurt gewählt und ein Modell der Umwelt – Technik (Elektrizität) – Gesellschaft (Mensch) entwickelt. (Fischer und Weisz 1999)

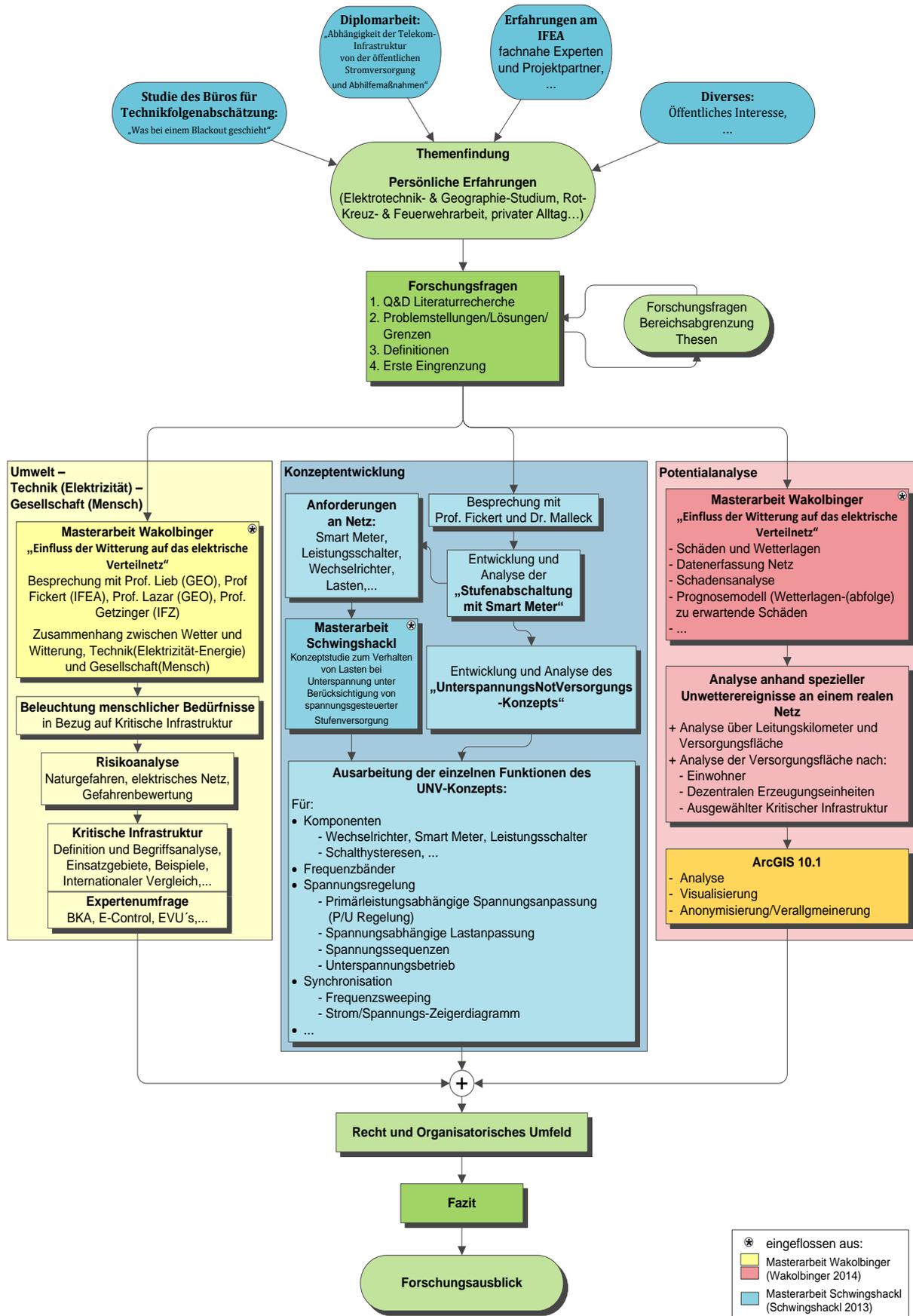
Der zweite Strang in Kapitel 4 und 5 befasst sich mit der Konzeptentwicklung. Hier wird auf Grund der Attribute Flexibilität, Robustheit und kostengünstige bzw. -neutrale Einsetzbarkeit das Stufenversorgungs-Konzept und das UNV-Konzept, das den Schwerpunkt der Arbeit darstellt, entwickelt. Unter anderem wird hier auch die Einsetzbarkeit diverser Verbraucher und Netzkomponenten, wie Smart Meter bzw. Schalter oder die Synchronisationssequenzen eruiert.

Im dritten Strang in Kapitel 5.4 wird eine Potentialanalyse des Konzepts auf Basis von Schadensszenarien, die in er Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) bestimmt wurden, durchgeführt. Hier wird mit dem Analysetool von ESRI ArcGIS 10.1 die räumlich-geografische Analyse, sowie deren Visualisierung in Karten- und Tabellenform, durchgeführt.

Im Hinblick auf die Erkenntnisse bzw. Ergebnisse der drei Stränge werden das Recht und das organisatorische Umfeld beleuchtet. Hier werden auch erste Ansatzpunkte für eine rechtliche und organisatorische Implementierung aufgezeigt.

Zum Schluss wird ein Fazit gezogen und ein Ausblick zu möglichen weiteren Forschungsschwerpunkten gegeben.

Flussdiagramm der Arbeit:



## 2.8 Abgrenzung und Einordnung der Arbeit

Die Arbeit zeigt mit den durchgeführten Untersuchungen und der Entwicklung eines flexiblen, robusten und leicht einsetzbaren Konzepts die Möglichkeit einer Notversorgung. Dies alles nur unter Verwendung der im heutigen Netz vorhandenen bzw. mit relativ kleinem Aufwand nachrüstbaren Komponenten. Der wesentliche Vorteil ist, dass man keine teuren Geräte und deren Treibstoff als Backup vorhalten muss. Ebenso ist bei Verwendung von DEAs eine Versorgung mit Treibstoff – in Krisen meist schwierig – nicht mehr überall notwendig, und es kann somit auch bei großflächigen Störungen eine großräumige Notfunktion von Kritischer Infrastruktur aufrechterhalten werden.

Bestehende Lösungen basieren auf lokalen Maßnahmen, wie beispielweise der Installation von Ersatzstromanlagen, z.B. auf der Basis von ortsfesten oder mobilen Akkus mit ausreichender Pufferenergie oder – für größere Leistungen – durch Notstromaggregate (Diesel, Brennstoffzellen,...). Durch den zusätzlichen Aufwand (finanziell etc.) pro Einzelhaushalt bzw. Betrieb hat sich diese Methode bisher nur eingeschränkt bewährt und wurde nur lokal für eindeutig deklarierte Kritische Infrastruktur bereitgestellt. In bisherigen Konzepten wurde der Dominoeffekt zwischen den unterschiedlichen Komponenten Kritischer Infrastruktur, der z.B. durch einen großflächigen europäischen Stromausfall verursacht wird, nicht berücksichtigt.

Durch die Entwicklung von Konzepten für ein großflächiges „Smart Emergency Grid“ ist es möglich, eindeutig deklarierte und bisher auch noch nicht eindeutig als kritisch deklarierte Infrastruktur im Krisenfall weiter zu versorgen. Außerdem bietet ein großflächiges „Smart Emergency Grid“ die Möglichkeit, aufgrund gezielter Schaltstrategien den Teilnehmern am „Smart Emergency Grid“ Prioritäten, z.B. auf Basis der benötigten Leistungen, zuzuteilen. Da das Konzept eines „Smart Emergency Grids“ in bestehende Netzstrukturen implementiert wird, ist es mit einem geringen Kostenmehraufwand verwirklichtbar. Weitere positive Eigenschaft ist die großflächige und nicht nur lokal begrenzte Realisierbarkeit. Ein weiterer Vorteil ergibt sich aus der Nutzung der dezentralen Energieerzeugungseinheiten, welche europaweit im Vormarsch sind. Durch die Nutzung für die Bereitstellung der Notstromenergie entsteht ein zusätzlicher Mehrwert für diese. Allerdings müssen die Kosten für zusätzliche Netzkomponenten, wie z.B. Blindleistungskompensationseinrichtungen usw., berücksichtigt werden.

Durch die Notautarkie für kleine Netzbereiche wird eine größere Granularität der Netze und somit eine Begrenzung des Schadensbereiches möglich. Es stehen zwar oft nur geringe Leistungen zur Verfügung, diese reichen aber meist aus, um gewisse rudimentäre Grundbedürfnisse der Gesellschaft zu bedienen. Dies bedeutet jedoch auch, dass keine 100 % Versorgung im Allgemeinen, aber auch der Kritischen Infrastruktur, in 100 % der Zeit gewährleistet werden kann. Gewisse Not- und Katastrophenvorsorgemaßnahmen müssen nach wie vor von BOS getroffen und beübt werden.

Die Arbeit bezieht sich hauptsächlich auf die NS-Ebene, auch wenn in gewissen Kapiteln ebenso Aspekte der MS-Ebene beleuchtet werden.



# 3 Umwelt – Technik (Elektrizität) – Gesellschaft (Mensch)

Dieses Kapitel stellt eine Vertiefung und Weiterführung auf Basis der Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) dar. *Kursive* Textstellen und Bilder sind teilüberarbeitet aus (Wakolbinger 2014) übernommen. Hier wird auf das komplexe Beziehungsgefüge „Umwelt – Technik – Gesellschaft“ in Bezug auf Elektrizität eingegangen. In diesem Zusammenhang werden die Thematik der Risikoanalyse und der Begriff der „Kritischen Infrastruktur“ erläutert.

## 3.1 Allgemein

### 3.1.1 Beziehungsgefüge Umwelt – Technik – Gesellschaft

*In Bezug auf die Verwundbarkeit (Vulnerability oder Vulnerabilität) von Menschen in den modernen Gesellschaften ist die elektrische Energie einer der wesentlichsten, wenn nicht sogar der wesentlichste Akteur bzw. Bestandteil von Resilienzmaßnahmen. Resilienzmaßnahmen tragen zu Schutz und Verminderung der Vulnerabilität bei und sind ein wesentlicher Bestandteil in der Prävention, Warnung und auch im Akutfall, um einfach und komfortabel Handlungsspielraum zu erlangen und große Veränderungen bewältigen zu können. –Die Eigenschaft flexibel auf Veränderung reagieren zu können und dabei Schaden abzuwenden wird als Resilienz bezeichnet–.*

*Die Verwundbarkeit spezifischer Menschengruppen ist eng an deren geografische und natürliche Umwelt gekoppelt (Umwelt Wiki). Elektrische Energie gewährleistet die Versorgung mit Wasser, Nahrung, Wärme, Kälte, Bewegung, Hilfe, Schutz, Kommunikation in Regionen bzw. Umgebungen und Zeiten, in denen das Überleben nur schwer oder mit größtem Aufwand und Einschränkungen möglich wäre. Sie ist somit ein Hauptbestandteil bei fast allen Resilienzmaßnahmen. Dies macht sie somit auch primär zu einem Gut höchster Wichtigkeit. Das Zusammenspiel aus Umwelt, Mensch (Gesellschaft) und Technik (elektrische Energie) wird in Abbildung 3 und Abbildung 4 als holistische Modelle „vor der Nutzung der elektrischen Energie“ und „Heute“-mit der Nutzung von elektrischer Energie- dargestellt. Es wird der Zusammenhang zwischen Natur (nichtmenschlichen Wesen) und Kultur (menschliche Wesen) sowie dem dazwischenliegenden Hybriden bzw. Netzwerken veranschaulicht. (Gebhardt 2011)*

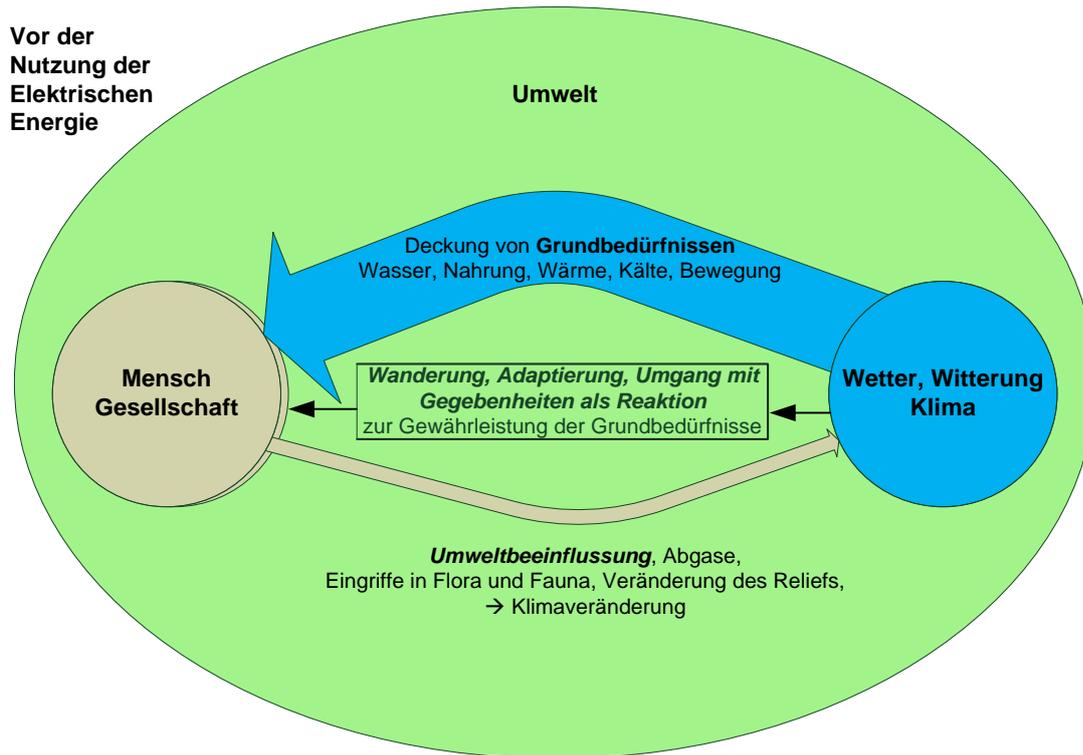


Abbildung 3: Holistisches Modell der Beziehung Mensch(Gesellschaft) -Wetter, Witterung, Klima[vor der Nutzung der elektrischen Energie] (eigene Darstellung)) (Wakolbinger 2014)

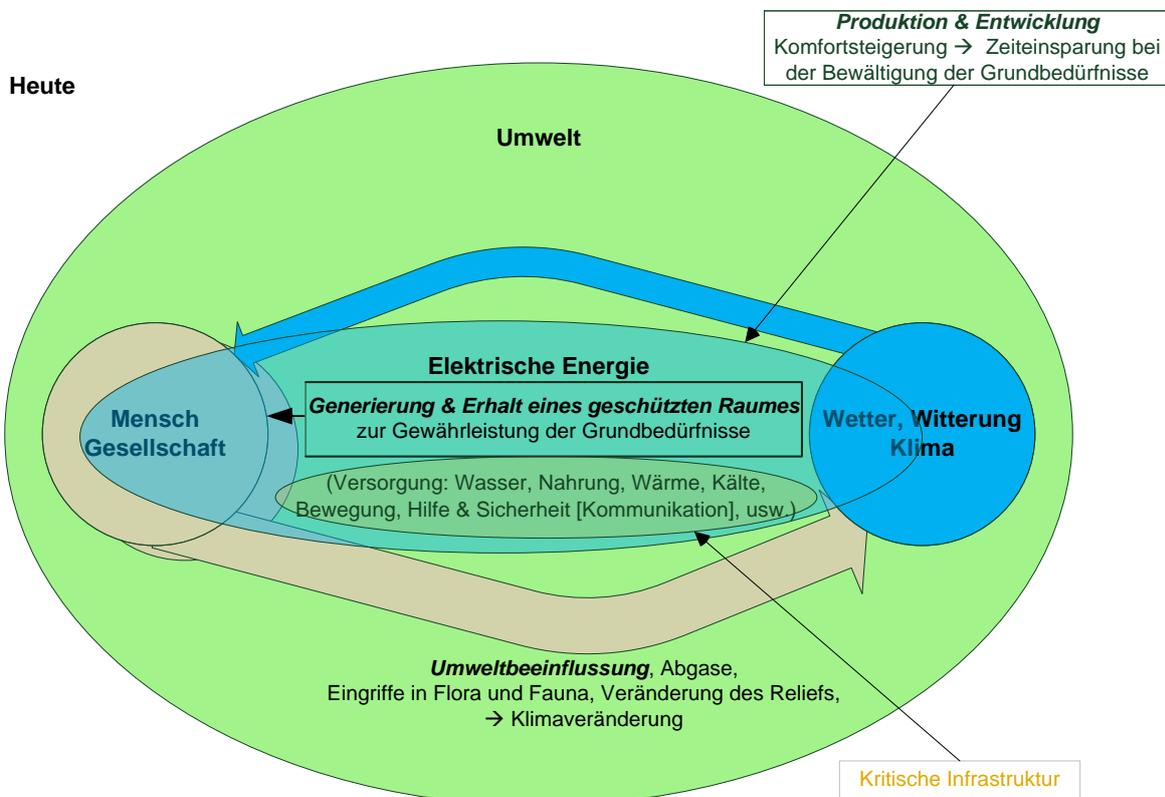


Abbildung 4: Holistisches Modell der Beziehung Mensch(Gesellschaft)-Elektrische Energie-Wetter, Witterung, Klima[heute, mit Nutzung elektrischer Energie] (eigene Darstellung)) (Wakolbinger 2014)

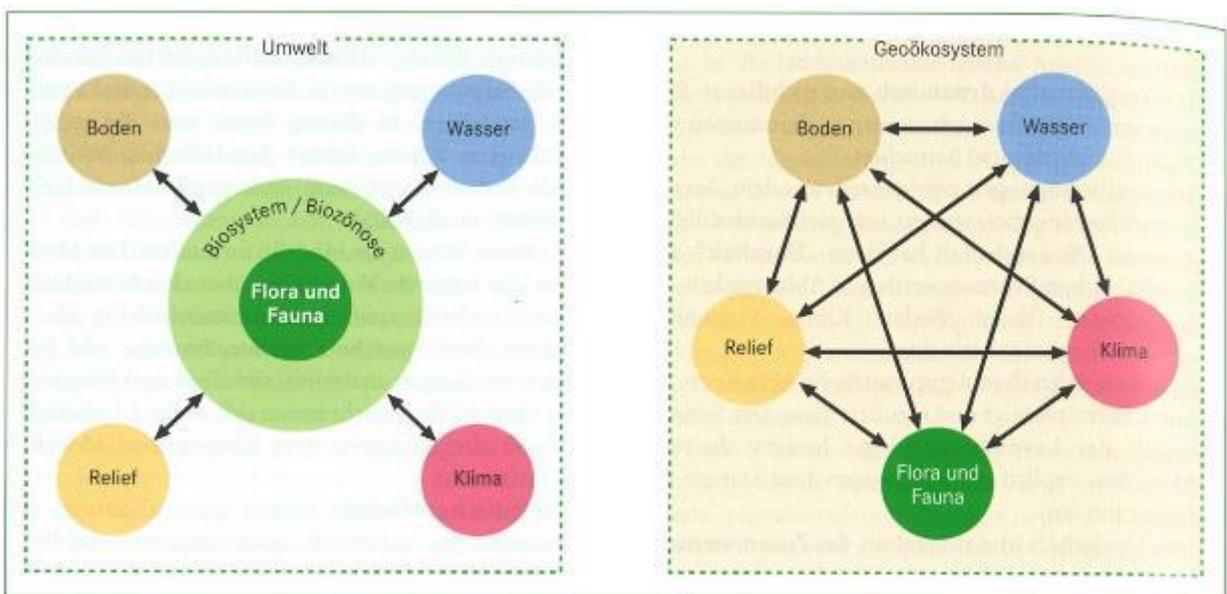
Als Denkanstoß wurde das Modell der Gesellschaft-Umweltbeziehung der Arbeitsgruppe „Soziale Ökologie“ der Fakultät für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung der Universität Klagenfurt aufgegriffen. (Fischer und Weisz 1999)

Diese holistischen Modelle sind aus Gründen der Übersichtlichkeit meist sehr einfach gehalten und stellen so nur einen Überblick über die Zusammenhänge dar.

So sind in Abbildung 5 noch differenziertere Modelle zu sehen, die das Zusammenspiel aus verschiedenen Perspektiven beschreiben. Im Modell in Abbildung 3 und Abbildung 4 wird auf diese Aspekte über die Umweltbeeinflussung (braune Pfeile) und Wetter, Witterung, Klima (blaue Kreise) eingegangen.

Die blauen Pfeile stellen die Deckung der menschlichen Grundbedürfnisse (Wasser, Nahrung, Wärme, Kälte, Bewegung,...) (siehe „Maslow'sche Bedürfnispyramide“) und die daraus folgende Abhängigkeit von Wetter, Witterung und Klima dar. Die eckigen Kästen in der Mitte stellen die Handlungsweisen bzw. Reaktionen, die für die Gewährleistung der Grundbedürfnisse notwendig sind, dar. Sind diese in Abbildung 3 nahezu gepufferte Folgen und Reaktionen auf Wetter, Witterung und Klima, kann heute mit der elektrischen Energie (siehe Abbildung 4) ein geschützter Raum (transparente blaue Ellipse) als Puffer generiert werden. Dieser Raum gewährleistet die Deckung der Grundbedürfnisse unter widrigsten Umständen und zusätzlich die heute in modernen Gesellschaften neu anfallenden zusätzlichen Grundbedürfnisse, wie Kommunikation, Information und Hilfe. Diese Grundbedürfnisse stellen im realen Raum oft elektrisch betriebene Infrastruktur zur Verfügung. Diese Infrastruktur ist deshalb wesentlich für den Erhalt des Gesellschaftssystems und wird hieraus folgend als „Kritische Infrastruktur“ bezeichnet.

Dies alles findet in einer zeitlich, räumlich und gesellschaftlich geprägten Umwelt statt (grüner Kreis).



**Abbildung 5: Das Beziehungsmodell in der Darstellung links ist aus Sicht der Ökologie bzw. Bioökologie und rechts des Geoökologie (Gebhardt 2011)**

In Abbildung 5 links bezeichnet der Begriff Umwelt allgemein etwas, mit dem ein Lebewesen oder etwas, das in Analogie zu einem Lebewesen behandelt wird, in kausalen Beziehungen steht. (Treppl 2005) Die Einflüsse der verschiedenen Bereiche sind abhängig von der Perspektive. Darum ist es

wichtig zur Umwelt immer auch deren Umweltträger, bzw. aus welcher Perspektive die Umwelt gesehen werden muss, anzugeben.

In Abbildung 3 und Abbildung 4 ist als Umweltträger der Mensch zu sehen.

In Abbildung 5 rechts ist der Zusammenhang der verschiedenen Bereiche eines Geoökosystems schematisch dargestellt. Dies ist in Abbildung 3 und Abbildung 4 für die Rückkopplung Mensch (Gesellschaft) – Wetter, Witterung, Klima (braune Pfeile) von Bedeutung.

Die im Modell in Abbildung 4 eingezeichnete Kritische Infrastruktur bezieht sich im Wesentlichen auf die Versorgung mit lebensnotwendigen Gütern bzw. Deckung der Grundbedürfnisse der Bevölkerung für ein humanes Leben bzw. Überleben. (siehe Kapitel 3.3)

Zum Erhalt eines geordneten Zustands bzw. für die geordnete Rückkehr zu einem normalen Zustand sind die Kritischen Infrastrukturen meist unabdingbar. Resilienzmaßnahmen haben ihre Ansatzpunkte meist genau bei den Kritischen Infrastrukturen einer Gesellschaft. Sie können sich aber auch in tiefgreifenden Verhaltensänderungen im Ausnahmezustand manifestieren.

Ist eine Gesellschaft extremen Stress oder großen Störungen ausgesetzt –z.B. einem Blackout– greifen zuerst die Resilienzmaßnahmen. Sind diese Resilienzmaßnahmen oder „Pufferkapazitäten“ überfordert, kommt es zum Kollaps. Dies bedeutet zu drastischen Veränderungen im Gesellschaftssystem (z.B. Untergang der Maya in Mittelamerika) und somit meist zu einer Etablierung eines neuen Systemzustandes. Dies kann unter Umständen in Krisensituationen und/oder durch extremen ökonomischen Druck sogar bis zum Zerfall der Sozialstrukturen führen. Die auftretende Konkurrenz bei Nutzungsinteressen ohne regulierende Kraft kann problematisch für die Gesellschaft werden.

Werden die „Pufferkapazitäten“ nicht überfordert, wird alles wieder in den Ausgangszustand zurückgehen. (Gebhardt 2011) Im besten Fall werden Lehren und Erfragungen gemacht, die in die Resilienzmaßnahmen einfließen.

Der Dreiklang „Resilienz“, „Kollaps“ und „Rekonstruktion“ zeigt den Zusammenhang zwischen Umwelt und Gesellschaft bzw. zeigen die Beziehungsmuster zwischen Gesellschaft und Natur, welche materiell reguliert und kulturell symbolisiert sind, in extremer Weise. (Jahn und Schramm 2007; Gebhardt 2011)

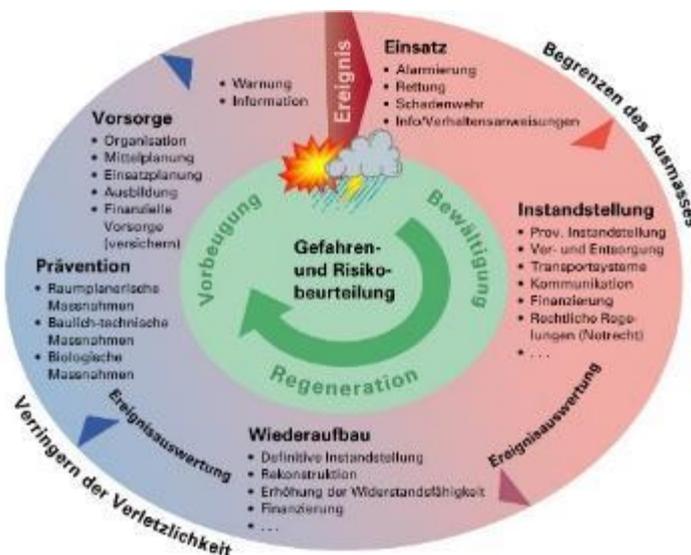


Abbildung 6: Modell des Risikokreislaufs (ABSM 2013)

Abbildung 6 zeigt ein Modell des Risikokreiskaufes. Die einzelnen Elemente des Risikokreiskaufes beginnend beim Ereignis über die Bewältigung, die Regeneration und die Vorbeugung zeigen das Vorgehen nach bzw. vor einem Ereignis. Die Funktion dieses Kreislaufs ermöglicht einen Systemerhalt (die Gesellschaft ist resilient). Funktioniert dies nicht, kommt es zum Kollaps, und es stellt sich ein neuer vom Startzustand unterschiedlicher Systemzustand ein (ABSM 2013) (Gebhardt 2011).

Dies zeigt die Relevanz der Veranschaulichung von Zusammenhängen in der Umwelt bzw. im Lebensraum der Gesellschaft. Die in Kapitel 3 entwickelte Veranschaulichung der Zusammenhänge von „Natur – Technik – Gesellschaft“ soll helfen, einen Überblick für den Ausbau bzw. der Funktion weiterer Resilienzmaßnahmen zu erlangen.

### 3.1.2 Maslow'sche Bedürfnispyramide

Die sozialpsychologische Theorie der Maslow'schen Bedürfnispyramide beschreibt von unten nach oben die menschlichen Bedürfnisse, beginnend mit den Grundbedürfnissen über die Sicherheits-, Sozial- und Ich-Bedürfnisse zu einem Selbstverwirklichungsbedürfnis.

Ist ein Bedürfnis in seinen Grundzügen gedeckt, entwickelt der Mensch ein Streben nach dem bzw. das darüber liegende Bedürfnis. Hier kann es auch Sprünge geben.

Im Prinzip ist diese Hypothese eine gute Beschreibung des Zusammenhangs bzw. der Schichtung der menschlichen Bedürfnisse, auch wenn die theoretische Fundierung sowie die empirische Evidenz im Gegensatz zu ihrer Bekanntheit eher gering sind. Für die Beschreibung der Grundbedürfnisse, die von Kritischer Infrastruktur gedeckt werden, ist sie jedoch ausreichend genau. (Maier 2014)



Bedürfnispyramide nach Abraham Harold Maslow (1908 - 1970)

Abbildung 7: Maslow'sche Bedürfnispyramide (eigene Bearbeitung)

Im unteren Bereich befinden sich die Defizitbedürfnisse, in deren Erhalt bzw. Aufbringung sich auch die Kritische Infrastruktur wieder findet. Die Nichtdeckung der Defizit- oder Mangelbedürfnisse haben physische und/oder psychische Störungen zur Folge.

Hierunter fallen die Grund- oder Existenzbedürfnisse, welche das Bedürfnis nach Nahrung, Wasser, Wärme, Kälte, Schlaf, usw. beinhalten. Auch das Sicherheitsbedürfnis fällt hierunter, zu dem die physische Sicherheit (eigene und von Angehörigen), sowie die Wohnsicherheit, die Versorgungs- bzw. materielle Sicherheit (Wissen über Grundbedürfnisse) und die Arbeitssicherheit gehören. Die Deckung dieser ersten zwei Stufen ist für ein Überleben ohne Folgeschäden unabdingbar. Deswegen muss die Infrastruktur zur Deckung dieser Bedürfnisse klar zu Kritische Infrastruktur gezählt werden.

Ähnlich verhält es sich mit den Sozialen Bedürfnissen, die im ersten Augenblick nicht überlebensnotwendig sind. Über längere Zeit ändert sich dies, sodass die Sozialen Bedürfnisse dann sowohl zu den Defizitbedürfnissen, als auch zu den Wachstumsbedürfnissen zu zählen sind. (Maier 2014)

Die Wachstumsbedürfnisse (unstillbare Bedürfnisse) unterteilen sich in die Selbstverwirklichung und die Ich- oder Individualbedürfnisse. Diese sind für das Überleben des Menschen nicht von wesentlicher Bedeutung, aber für seine persönliche Entwicklung. Für dies ist Kritische Infrastruktur nicht von wesentlicher Bedeutung.

Auch anzumerken ist, dass Bedürfnisse nicht auf Dauer gestillt bleiben. *Die Pyramide stellt nichts dar, was dauerhaft zu befriedigen wäre, sondern vielmehr eine Infrastruktur oder Logistik zur Bedürfnisbefriedigung, die stets Arbeit bzw. einen Aufwand erfordert.* (Müller-Schoppen 2011; Maslow 1987)

## 3.2 Risikoanalyse

### 3.2.1 Risiko von Naturgefahren

*Im Allgemeinen ist das Auftreten eines natürlichen Prozesses ein Naturereignis. Geht von diesem Naturereignis eine potentielle Gefahr auf den Menschen oder auf die von ihm geschaffenen Werten aus, spricht man von einer Naturgefahr. Tritt dieses Ereignis ein, spricht man von einer Naturkatastrophe.*

*Naturkatastrophen sind jedoch grundsätzlich erst in der Verknüpfung von Umwelt und Gesellschaft denkbar. Ihr Auftreten in Form von Sozialkatastrophen ist stets das Ergebnis von sozial erzeugtem Risiko im Naturgefahrenkontext. (IADB 2005) Das heißt Naturkatastrophen treten nur im Zusammenspiel von Verwundbarkeit und dem Auftreten von Naturereignissen ein.*

*Eine Klassifizierung – basierend auf Prozessursachen – der Begriffe Naturgefahren, technologische Gefahr und Umweltzerstörung nach einem Vorschlag der Internationalen Strategie zur Katastrophenvorsorge der Vereinten Nationen ist in Tabelle 1 ersichtlich.*

*Die rot hinterlegten Felder zeigen die in dieser Arbeit betrachteten Naturgefahren bzw. Schadensursachen des elektrischen Netzes. Die Schadensursachen Sturm, Gewitter, Hitze, Kälte, Eis, Eisregen, Schnee, Raureif, eingedrungene Feuchtigkeit, Nebel/Betauung in Verbindung mit Fremdschicht, Erdbeben, Felssturz, Lawinen sowie sonstige atmosphärische Einwirkung ordnen sich alle in den ersten drei Kategorien ein.*

*Die grün hinterlegten Felder zeigen zusätzlich noch die im Untersuchungsgebiet denkbaren und beeinflussenden Naturgefahren.*

*Prinzipiell ist das Risiko  $R$  das Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit  $p$  und Schadenshöhe  $S$ .*

$$R = p \cdot S \quad (3-1)$$

*Aus rein naturwissenschaftlicher Perspektive setzt sich  $p$  aus der Eintrittswahrscheinlichkeit des Naturereignisses  $p_N$  mal (&-Verknüpfung) der Wahrscheinlichkeit  $p_A$ , dass Assets des elektrischen Netzes betroffen sind zusammen. Ebenso ist die Schadenshöhe  $S_A$  nur primär auf die betroffenen Assets zu beziehen.*

$$R_{ges} = (p_N \cdot p_A) \cdot S_A \quad (3-2)$$

**Tabelle 1: Gliederung der Begriffe Naturgefahren, technologische Gefahr und Umweltzerstörung nach einem Vorschlag der Internationalen Strategie zur Katastrophenvorsorge der Vereinten Nationen [ eigene Überarbeitung nach (Gebhardt 2011; UN, ISDR 2004)]**

Ursache	Phänomen/Beispiel
<b>meteorologische Naturgefahren</b> natürliche Prozesse oder Phänomene der Atmosphäre, das heißt der überwiegend gasförmigen Hülle der Erde	<ul style="list-style-type: none"> <li>• tropische Wirbelstürme (Hurrikan, tropischer Zyklon, Taifun), Tornado, Wintersturm</li> <li>• Hagelsturm, Eissturm, Eisregen, Schneesturm, Sandsturm</li> <li>• Extremniederschlag</li> <li>• Blitzschlag, Hitzewelle, Kältewelle</li> <li>• Nebel</li> </ul>
<b>hydrologisch-glaziologische Naturgefahren</b> natürliche Prozesse oder Phänomene der Hydrosphäre und Kryosphäre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Überschwemmung</li> <li>• Sturmfluten</li> <li>• Sturzfluten</li> <li>• Dürre</li> <li>• Schneelawine</li> <li>• Gletscherabbrüche</li> <li>• Ausbruch von Gletscherseen</li> <li>• Permafrostschmelze</li> <li>• Frosthieb</li> </ul>
<b>geologisch-geomorphologische Naturgefahren</b> natürliche Prozesse oder Phänomene der Erdkruste (Lithosphäre) und der Erdoberfläche (Reliefsphäre); unterschieden werden endogene Ursachen (z. B. Tektonik, Magmatismus) und exogene Ursachen (z. B. Niederschlag, Temperatur)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erdbeben</li> <li>• Vulkaneruption</li> <li>• Tsunami</li> <li>• gravitative Massenbewegung</li> <li>• Bergsenkung</li> <li>• Bodenerosion</li> <li>• Küstenerosion</li> <li>• Flusserosion</li> </ul>
<b>biologische Naturgefahren</b> Prozesse der Biosphäre im weitesten Sinne mit organischer Ursache sowie jener Vorgänge, die durch biologische Pfade übertragen werden, einschließlich pathogener Mikroorganismen, Gifte und bioaktiver Substanzen; weiterhin Prozesse der Interaktion biologischer Systeme einschließlich des Menschen mit der Natur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Epidemien</li> <li>• Tier- und Pflanzenkrankheiten</li> <li>• Seuchen</li> <li>• Waldbrände</li> <li>• Heuschreckenschwärme</li> <li>• Insektenplage</li> </ul>
<b>extraterrestrische Naturgefahren</b> Prozesse der Meteoritenbewegung im Weltall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Meteoriteneinschlag</li> </ul>
<b>technologische Gefahren (vom Menschen ausgehend):</b> Gefahren in Verbindung mit technologischen oder industriellen Unfällen, Zusammenbruch der Infrastruktur oder bestimmten menschlichen Aktivitäten mit Todesopfern oder Verletzungen, Sachschäden, sozialen und ökonomischen Störungen, Umweltzerstörungen; technologische Gefahren werden manchmal als anthropogene Gefahren bezeichnet; Beispiele: Versehrnutzung durch Industrieanlagen, radioaktive Verseuchung, Giftabfälle, Dammbuch, industrieunfälle, Flugzeugabsturz, Pipelinebruch, Explosionen, Feuer, Ölverschmutzung, Sabotage, chemische Angriffe, terroristische Angriffe	
<b>Umweltzerstörung:</b> durch menschliches Verhalten oder Aktivitäten verursachte Phänomene, die natürliche Ressourcen zerstören oder natürliche Prozesse oder Ökosysteme negativ verändern; potenzielle Auswirkungen sind unterschiedlich und können zu einer Zunahme der Verwundbarkeit, Frequenz und Intensität von Naturgefahren beitragen; Beispiele: Bodenerosion durch Wasser und Wind, Bodendegradation, Entwaldung, Waldbrand, Verlust von Biodiversität, Boden-, Wasser- und Luftverschmutzung, Klimaveränderung, Meeresspiegelanstieg und Abbau der Ozonschicht	
	im Untersuchungsgebiet denkbare und beeinflussende Naturgefahren
	In Untersuchung enthaltene Naturgefahren

Im Zuge immer komplexer werdender Zusammenhänge bzw. Vorgänge transformiert sich die moderne Gesellschaft immer mehr zu einer Risikogesellschaft, die einen immer stärkeren technokratischen Umgang mit wachsenden Umweltrisiken (Beck 1988) bzw. immer stärker exponierten Lebensstil in Raum und Zeit den Umweltgefahren gegenüber aufweist – die Risikokultur ist im Wandel. Dies bringt die sozialwissenschaftliche Perspektive ins Spiel. Die soziale Verwundbarkeit ist die gesellschaftlich und räumlich ungleiche, differenzierte und von Gruppe zu Gruppe sowie von Region zu Region unterschiedliche Exposition und Anfälligkeit gegenüber Risiken. [(Bohle 2008) in (Felgentreff und Glade 2008)]

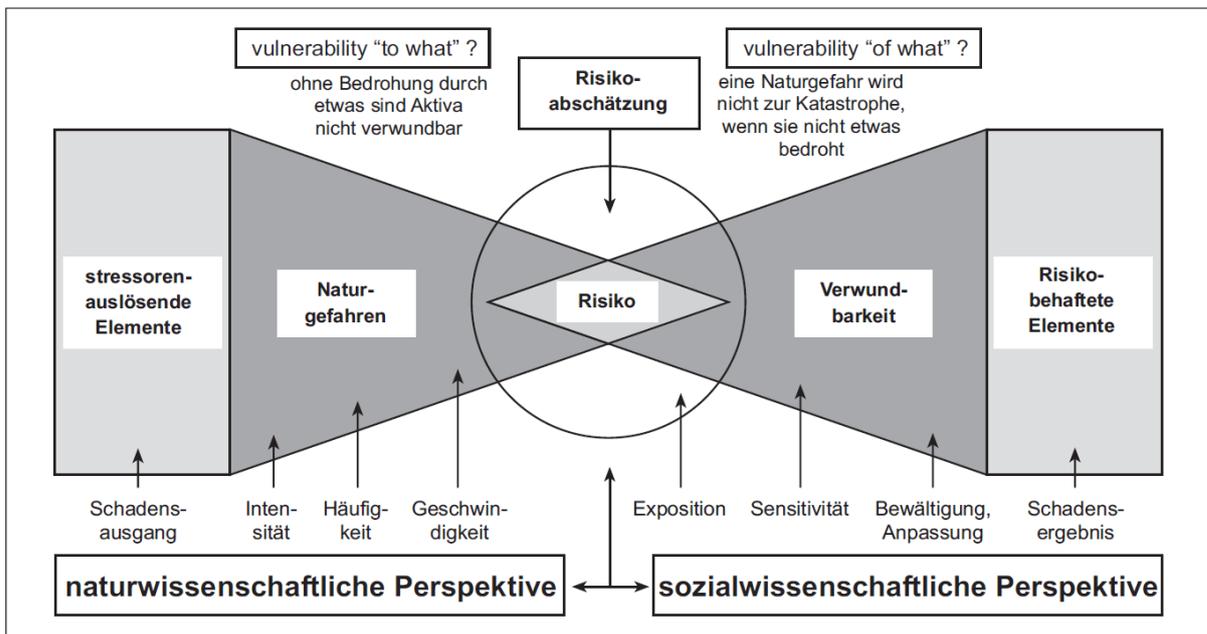
Im Zusammenhang mit der sozialen Verwundbarkeit muss die Verwundbarkeitswahrscheinlichkeit der Gesellschaft  $p_G$  noch multipliziert werden und der soziale Schaden  $S_G$  addiert werden.

Hieraus ergibt sich als Erweiterung von Formel ( 3-1 ) das Gesamtrisiko  $R_{ges}$

$$R_{ges} = (p_N \cdot p_A \cdot p_G) \cdot (S_A + S_G) \quad (3-3)$$

Hier ist jedoch zu beachten, dass  $p_G$  und  $S_G$  schwer quantifizierbar und eher qualitative Werte sind, die meist subjektiv quantifiziert werden müssen um eine Zahl als Risikoabschätzung zu erhalten.

Die schematische Kopplung zwischen natur- und sozialwissenschaftlichen Ansätzen beschreibt David Alexander (Alexander David 2004) in Abbildung 8.



**Abbildung 8: Natur- und sozialwissenschaftliche Perspektiven der Risikoabschätzung im Kontext von Naturkatastrophen [überarbeitet von (Bohle 2008) aus (Alexander David 2004)]**

Es gibt zu bedenken, dass in vielen Fällen die gesellschaftliche Verwundbarkeit die Katastrophenschäden stärker beeinflussen kann als die Naturgefahr selbst. Ebenso, dass die Dynamik und die soziale wie räumliche Differenziertheit der gesellschaftlichen Verhältnisse das Katastrophenpotenzial einer Gesellschaft bestimmen. Dies beruht auch auf der dynamischen Dualität der menschlichen Aktivitäten, die Risiken zu erzeugen und die Risiken zu vermeiden.

### 3.2.2 Risiko im elektrischen Netz

Hier gibt es zwei Herangehensweisen. In beiden wird die Schadenshöhe  $S_A$  gleich quantifiziert. In der ersten Herangehensweise setzt sich die Ausfallswahrscheinlichkeit  $p$  wie in Formel (3-2) zusammen aus der Eintrittswahrscheinlichkeit des Naturereignisses  $p_N$  mal (&-Verknüpfung) der Wahrscheinlichkeit  $p_A$ , dass Assets des elektrischen Netzes betroffen sind. In der zweiten Herangehensweise berechnet man die Ausfallswahrscheinlichkeit  $p_{NV}$  (auch Nichtverfügbarkeit  $NV$ ) aus der Häufigkeit  $H$  der Ausfälle mal der mittleren Ausfallsdauer  $T_A$ .

$$p_{NV} = H \cdot T_A \triangleq SAIFI \cdot CAIDI = SAIDI \quad (3-4)$$

$$R_{ges} = (p_{NV} \cdot p_A) \cdot S_A \quad (3-5)$$

In Österreich berechnet die nachfolgend angeführten Indikatoren die E-Control nach IEEE Standard 1366<sup>TM</sup>-2003:

**SAIDI** Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index)

Mittlere Unterbrechungsdauer bezogen auf die Anzahl der Netzbenutzer [in Min]

**SAIFI** Mittlere Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index)

**CAIDI** Durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung

(Customer Average Interruption Duration Index) [in Min]

Die erste Herangehensweise ist etwas abstrakter und schwieriger zu definieren im Gegensatz zur Zweiten, da hier die Zahlen Netzkennzahlen sind und von den Netzbetreibern aufgezeichnet und an die E-Control weitergeleitet werden.

Im Prinzip kommt jedoch bei beiden Herangehensweisen das gleiche Ergebnis heraus.

### 3.2.3 Risikoabwägung und Gefahrenbewertung

Die Risikoabwägung und Gefahrenbewertung ist meist eine Kosten-Nutzenabwägung, die nicht immer monetär, sondern auch auf qualitativen Werten beruht. Gar kein oder nur ein Minimum an Gefahr in Kauf zu nehmen ist sicherlich meist nicht die vernünftigste Lösung. Welches Restrisiko verbleiben darf hängt sehr von der gesellschaftlichen Akzeptanz im Verhältnis zur Kosten-Nutzenabwägung ab. Meist stehen gewissen Risiken Chancen gegenüber, die auf geringeren Wettbewerbsdruck, Ressourcen- bzw. Standortvorteilen beruhen.

Dass die Risiken den Chancen folgen, gilt immer seltener, da es mit steigender Externalisierung des Schadens auf Dritte bzw. auf die Allgemeinheit zu einer Änderung im Umgang mit dem Risiko kommt und oft das Schadenspotential insgesamt steigt. Der „Hasadeur“ trägt den Schaden nicht direkt, sondern nur mehr zu einem kleinen Teil. (Gebhardt 2011)

Bei der Naturgefahrenbewertung ist meist eine Einteilung in Klassen notwendig, die aus Messdaten und Erfahrungen aus historisch-genetischen Kontext der Prozesse abgeleitet werden. Hier treten natürlich gewisse Unsicherheiten in Bezug auf Vorhersagbarkeit bzw. dem Vorhandensein von ausreichendem und qualitativ genügendem Datenmaterial aus der Vergangenheit auf.

Im Prinzip beruhen die allgemeinen Risikofunktion [(Bohle 2008)in (Felgentreff und Glade 2008)]

$$Risiko = f(Gefahr, Risikoelmente, Vulnerabilität) \quad (3-6)$$

*auf Gefahr, Risikoelemente und Vulnerabilität.*

Da die Gefahren (Art, Eintrittswahrscheinlichkeit, usw.) im Vorhinein meist nicht genau bekannt sind bzw. mit vertretbarem Aufwand nicht flächendeckend bestimmt und abgesteckt werden können lassen sich „Risiken“ durch Naturkatastrophen oder Ähnlichem nicht naturwissenschaftlich festlegen, sondern werden über Aushandlungsprozesse in einer Gesellschaft definiert. Hier sind die Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft gefragt, eine Prioritätensetzung (räumlich, aber auch ökologisch oder ökonomisch) durchzuführen und themenbezogen politisch zu entscheiden. (Gebhardt 2011)

Dies zeigt sich als sehr umfassender und dadurch auch oft schwieriger Entscheidungsprozess, da zwar auf den einzelnen Standort bezogen die Chancen und Potentiale meist gut bekannt sind, jedoch die Risiken auf Grund größerer gesellschaftlicher Arbeitsteilung und einer hohen Mobilität bzw. Energie-, Informations- und Kommunikations- sowie bautechnischer Möglichkeiten bis zu einem gewissen Punkt gehandhabt werden können. Darüber hinaus sind die Schäden dann meist sehr viel verheerender und destruktiver als zuvor angenommen (Beispiel: Hochwasserverbauten). Hinzu kommt noch, das je flächenhafter und ausgedehnter ein Ereignis ist, umso größer sind in der Regel die Schäden, insbesondere weil dann oft auch die Erste Hilfe sehr erschwert ist und somit die Folgeschäden ein größeres Ausmaß annehmen. (Gebhardt 2011)

## 3.3 Kritische Infrastruktur

In Kapitel 3.1 wurde eine erste theoretische, begriffserläuternde Einführung von „Kritischer Infrastruktur“ erarbeitet. Im Folgenden wird die praktische bzw. reale Seite der „Kritischen Infrastruktur“ beleuchtet.

In modernen Gesellschaften werden die in Kapitel 3.1 beschriebenen Grundbedürfnisse im realen Raum meist mit elektrisch betriebener Infrastruktur zur Verfügung gestellt. Diese Infrastruktur ist deshalb wesentlich für den Erhalt des Gesellschaftssystems und wird hieraus folgend als „Kritische Infrastruktur“ bezeichnet.

### 3.3.1 Definition und Begriffsanalyse

Laut RICHTLINIE 2008/114/EG DES EUROPÄISCHEN RATES (Eu Rat 2008)

*„**Kritische Infrastruktur**“ die 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 der Bevölkerung sind und deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen auf einen Mitgliedstaat hätte, da diese Funktionen nicht aufrechterhalten werden könnten;*

*„**europäische kritische Infrastruktur**“ oder „**EKI**“ eine in einem Mitgliedstaat gelegene kritische Infrastruktur, deren Störung oder Zerstörung erhebliche Auswirkungen in mindestens zwei Mitgliedstaaten hätte. Die Tragweite dieser Auswirkungen wird anhand sektorübergreifender Kriterien bewertet. Dies schließt die Auswirkungen sektorübergreifender Abhängigkeiten auf andere Arten von Infrastrukturen ein;*

*„Schutz“ alle Tätigkeiten zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit, der Kontinuität und der Unversehrtheit kritischer Infrastrukturen und zur Abwendung, Minderung oder Neutralisierung einer Bedrohung, eines Risikos oder einer Schwachstelle;*

*Sicherheitspläne („SP“) oder gleichwertige Maßnahmen, in denen auf wichtige Anlagen hingewiesen und eine Gefahrenabschätzung vorgenommen wird sowie Gegenmaßnahmen und Verfahren ermittelt, ausgewählt und in eine Rangfolge gebracht werden.*

Laut „MASTERPLAN Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (BMI 2008)

*„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.*

Deutschland: laut „Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastruktur (KRITIS-Strategie)“

*„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.*

Auch wenn am Beispiel der „Kritischen Infrastrukturen“ ersichtlich ist, dass der Wortlaut der Definitionen verschieden ist, wird in allen Fällen vom Gleichen ausgegangen, und es wird deutlich, dass zu dieser Thematik die europäische Konsultierung gut funktioniert.

### 3.3.2 Kritische Infrastruktur in unterschiedlichen Einsatzbereichen

Eine Übersicht über die wesentliche Kritische Infrastruktur im europäischen Kontext bietet die Auflistung und Einteilung in 11 Sektoren(BMI 2008):

- |                       |                    |                           |             |
|-----------------------|--------------------|---------------------------|-------------|
| • Energie             | • Nuklearindustrie | • IKT                     | • Wasser    |
| • Lebensmittel        | • Gesundheit       | • Finanzen                | • Transport |
| • Chemische Industrie | • Raumfahrt        | • Forschungseinrichtungen |             |

Die RICHTLINIE 2008/114/EG DES EUROPÄISCHEN RATES (Eu Rat 2008) besagt, dass die Europäische Kommission gemeinsam mit den Mitgliedstaaten Leitlinien für die Anwendung der sektorübergreifenden und sektorspezifischen Kriterien und von ungefähren Grenzwerten zur Ermittlung der EKI entwickelt. Die Kriterien werden als Verschlussachen eingestuft, siehe Tabelle 2. Die Kommission kann die Mitgliedstaaten auf deren Antrag bei der Ermittlung der potenziellen EKI unterstützen.

**Tabelle 2: Auszug der Liste der Sektoren mit EKI (Eu Rat 2008)**

Sektor	Teilsektor	
I Energie	1. Strom	Infrastrukturen und Anlagen zur Stromerzeugung und Übertragung in Bezug auf die Stromversorgung
	2. Öl	Gewinnung, Raffinierung, Behandlung und Lagerung von Öl sowie Öltransport in Rohrfernleitungen
	3. Gas	Gewinnung, Raffinierung, Behandlung und Lagerung von Gas sowie Gastransport in Rohrfernleitungen LNG-Terminals
II Verkehr	4. Straßenverkehr 5. Schienenverkehr 6. Luftverkehr 7. Binnenschifffahrt 8. Hochsee- und Küstenschifffahrt und Häfen	

Aus der Liste der EKI-Sektoren selbst ergibt sich keine allgemeine Verpflichtung, in jedem Sektor eine EKI auszuweisen. Die Staaten müssen nur die auf sie zutreffenden Kritischen Infrastrukturen definieren und charakterisieren. Ebenso müssen die EKI nicht immer mit den „Nationalen Kritischen Infrastrukturen“ übereinstimmen.

Aus zuvor genannter Auflistung und Einteilung der EKI in 11 Sektoren ergibt sich die für Österreich wichtige Kritische Infrastruktur (ACI), die im Masterplan „Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (APCIP) (BMI 2008) ausgearbeitet ist. Dieser beinhaltet Unternehmen und Organisationen, die eine wesentliche Bedeutung für die Aufrechterhaltung wichtiger gesellschaftlicher Funktionen haben, wird vom Bundeskanzleramt (BKA) erstellt und steht aus Sicherheitsgründen unter Geheimhaltung.

Folglich kann gesagt werden, dass die in dieser Arbeit betrachtete Elektrische Infrastruktur zu der für die Gesellschaft relevanten „Kritischen Infrastruktur“ gehört.

Einen guten Überblick über für die Bevölkerung wichtige und lebensnotwendige Güter und Dienstleistungen gibt Abbildung 9. Dies zwar für Deutschland erstellt, jedoch auch für Österreich als exemplarisch zu sehen.

Augenscheinlich ist hier, dass zur Gewährleistung bzw. Aufrechterhaltung aller 8 Sektoren elektrische Energie benötigt wird oder zumindest wesentlich ist.

Ebenso sind alle Sektoren im höchsten Maße interdependent und miteinander verflochten. Dies zeigt auch der hohe Grad an Arbeitsteilung, der diese Infrastrukturen immer wichtiger macht und die Verflechtungen in Zukunft auch sicherlich noch weiter steigern wird.

Außen rundherum sind Vulnerabilitätsindikatoren aufgetragen, die sich im speziellen auf Kritische Infrastrukturen beziehen. Diese Indikatoren sind wichtig für den Funktionserhalt der Kritischen Infrastrukturen. (Lenz 2009)



### 3.3.3 Exemplarische Beispiele

**IKT-Stromversorgung:** Die Kommunikationstechnik ist in hohem Maße von der öffentlichen Stromversorgung abhängig und die Folgen von großräumigen, langfristigen Stromausfällen wären dramatisch. (Reichl und Schmidthaler 2012; Petermann 2011a, 2011b) Im Festnetz verlor das Zentralbatterie-Konzept zur Stromversorgung der Endgeräte de facto an Bedeutung. Endgeräte mit bestimmten Zusatzfunktionen benötigen einen Stromanschluss vor Ort. Beispielsweise ist die Anrufbeantworterfunktion zumeist mit den Basisfunktionen des Endgerätes schaltungstechnisch verknüpft, sodass bei Stromausfall keine Telefonate geführt werden können. Im Mobilnetz bleiben Endgeräte bei aufgeladenem Akku und mäßigem Gebrauch einige Tage funktionstüchtig. Basisstationen werden zumeist durch Batterien gepuffert. Bei Ausfall des Stromnetzes gehen daher die Basisstationen nach bereits 30 Minuten, abhängig vom Gesprächsaufkommen, außer Betrieb, sodass die Einwahl in Mobilnetze unterbrochen ist. Auch der Betrieb von Vermittlungs- und Übertragungsequipment in den Netzen ist weitgehend vom Stromnetz abhängig geworden. Lediglich zentrales Kommunikationsequipment, z.B. Home Location Register, ist mit Unterbrechungsfreien Stromversorgungen ausgestattet, wobei der Dieselvorrat vor Ort auf wenige Tage beschränkt ist. Wegen der ausgefallenen Endgeräte bleiben jedoch die zentralen Notstromversorgungen weitgehend wirkungslos und für Bevölkerung, Behörden und Einsatzkräfte entfällt innerhalb kurzer Zeit die Möglichkeit zur Kommunikation über Telefon und Internet.

Die Wiederinbetriebnahme von Fest- und Mobilnetz und des Internets ist bei großräumigen länger dauernden Stromausfällen aufwändig, besonders wegen der eingeschränkten Kommunikationsmöglichkeit des dafür eingesetzten Wartungspersonals sowie der Endgeräte- und Netzbelastung durch erfolglose Verbindungsaufbauversuche in den Wiederanlaufphasen. Neben diesen qualitativen werden in den Endbericht quantitative Aussagen auf Basis (Fraunhofer IZM und ISI 2009; Arnold et al. 2010; Blume et al. 2010; Auer und et al 2011) eingearbeitet, um die Wirksamkeit der hier vorgestellten „Smart Emergency Grid“ Methode zu untermauern.

Bei großflächigem Stromausfall kommen öffentlich-rechtlichen Sendeanstalten als Massenmedien für die Kommunikation zur Bevölkerung dann in Betracht, wenn diese über Notstromversorgungen bei den Sendeanlagen verfügen und somit in der Lage sind, zu senden. Zwar können Fernsehgeräte bei Stromausfall keine Sendungen empfangen, aber akku- und batteriebetriebene Radiogeräte ermöglichen sehr lange den Empfang von Radioprogrammen. Die Abhängigkeit von Stromversorgung und IKT in Krisensituationen wird bei vielen weiteren Anwendungen, insbesondere bei Notruf und Alarmierung deutlich. Notrufzentralen verfügen oftmals über Notstromversorgungen und setzen für die Einsatzkräftesteuerung u.a. Pagerdienste ein, welche im VHF- bzw. UHF-Band senden. Zentralen von Alarmanlagen beziehen den Strom aus zwei voneinander unabhängigen Energiequellen, um bei Netzausfall die Überwachungsfunktion zumindest für einige Zeit sicherstellen zu können. Fällt jedoch die IKT-Verbindung einer Alarmanlage ins Mobilnetz aus, weil die zugehörige Basisstation außer Betrieb ging, dann ist keine externe Benachrichtigung über Alarme und kein unmittelbares Einschreiten von Sicherheitskräften möglich.

**IT-Komponenten:** Die Funktionsfähigkeit des bei Endverbrauchern, Behörden, Industrie und Gewerbe breit eingesetzten Informationstechnik-Equipments ist ebenfalls von der Verfügbarkeit der Stromnetze abhängig. Notebooks, Smartphones und Tablet Computer verfügen bereits über enorme lokale Rechenleistung, hohe Datenspeichervolumina und „always on“-Internetzugriff, die kabellosen Batterielaufzeiten sind dzt. jedoch mit etwa 7 Stunden begrenzt. Deutlich kürzere Ladeperioden haben z.B. das WLAN-Equipment. Im Gegensatz dazu verfügen Rechenzentren für ihr IT-Equipment und zur Klimatisierung lokale Notstromversorgungen. (BKA 2007) Sofern Rechenzentren erhebliche Leerkapazitäten und gute Anbindungen an Kommunikationsnetze haben, können sie zu Cloud-Computing Plattformen werden. Cloud-Kunden können je nach Bedarf Rechenleistung, Datenspeicher, fertige Software- und Programmierumgebungen als Dienstleistung aus der Cloud beziehen. Andererseits können Hacker über die Cloud in Rechenzentren eindringen und in der Folge auch erhebliche Schäden verursachen. Das ist zu bedenken, wenn kommerzielle Daten von Smart Grids mit Cloud Computing gespeichert und verarbeitet werden.

**Computerkassen:** Laut einer Untersuchung von (Platz 2006) besitzen ca. die Hälfte aller Filialen im Lebensmittelhandel über eine Notstromversorgung, die die Notbeleuchtung und zumeist auch Kassen und EDV-Systeme für einige Stunden im Notbetrieb aufrechterhalten kann. Dies ist jedoch meist nur im Bereich von unter einem Tag möglich. (Petermann 2011b)

**Bankomaten:** Bankomaten sind, wenn sie an die USV-Anlage der Bank angeschlossen sind, meist bis zu 8 Stunden funktionsfähig und danach sind auf Grund des Problems des Verbindungsaufbaus mit den Hauptservern keine Ausgaben mehr möglich. Ab diesem Zeitpunkt sollte die Geldausgabe über den Schalterverkehr in den Banken selbst erfolgen. Dies ist jedoch von Bargeldnachschub und dem Vorhandensein von Personal bei einem mehrere Tage andauernden Stromausfall abhängig. (Petermann 2011a)

**Wasserversorgung:** Hier kann für einige Stunden auf Schwerkraftbetrieb gesetzt werden. Für längeren Betrieb ist jedoch für die Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie für die meist energieintensive Wasseraufbereitung elektrische Energie für den reibungslosen und sicheren Betrieb notwendig.

Zu dieser Thematik findet in Zusammenarbeit des Instituts für Siedlungswasserwirtschaft und Landschaftswasserbau und des Instituts für Elektrische Anlagen an der Technischen Universität Graz eine Masterarbeit statt (Ende 2014), wo eine genauere Bearbeitung aus energie- sowie wassertechnischer Sicht erfolgt.

**Nicht augenscheinliche Kritische Infrastruktur:** In Katastrophenfällen ist die Anzahl der Geräte, die die Hauptlast bei den BOS (Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben; wie Feuerwehr, Rettungsorganisationen, Katastrophenschutz, etc.) bilden, im Bereich IT und

Kommunikation zu finden. (Wakolbinger 2009; Petermann 2011b)

Aus der Verbrauchsanalyse der Landesleitstelle, sowie der Funkrepeaterstation (Plabutsch) des Roten Kreuzes Steiermark, geht auch eine Dominanz an Schaltnetzteilen für den IT- und Kommunikationsbereich hervor. (siehe Kapitel 4.2.3, 5.3.4.12 und 5.4.2)

**Smart Grids / Smart Meter:** Von Smart Grids werden u.a. die bidirektionalen Lastflüsse, wie sie durch teilweise Verlagerung der Stromerzeugung an die verbraucherseitigen unteren Netzränder entstehen, koordiniert. Schrittweise übernehmen dafür IKT-Komponenten die Steuer- und Regelaufgaben, sodass in den nächsten zwei Jahrzehnten geschlossene, proprietäre und prozessspezifische Techniken durch offene, vernetzte TCP/IP-Technologie abgelöst werden. (BKA 2007; SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011)(SEI 2011) Die Prozessleittechnik der obersten Systemebene ist davon nicht betroffen, denn hohe Verfügbarkeitsanforderungen bedingen weiterhin exklusive IKT-Zugriffsrechte der Netzbetreiber. Die nachgeordneten Verteilnetzebenen und die IKT-Infrastruktur in Smart Grids haben die Zugriffe auf Daten, Dienste und Geräte diskriminierungsfrei, sicher und zuverlässig durchzuführen, wobei der Informationsaustausch der Regelung und Absicherung des Energienetz-Betriebes sowie kommerziellen (z.B. Tarife und Strommessung) und zukünftigen neuen (z.B. Smart Applications) Aufgaben dient. Anteilig liefern dazu die Steuerinformationen, die bei Endverbrauchern installierten Smart Meter. Zur Informationsübertragung können z.B. GSM/GPRS, UMTS, LTE, Digital Subscriber Line DSL, optische Netze oder Power Line Communication PLC zum Einsatz kommen. (Zaballos et al. 2011; Adebisi, Bamidele, et al 2011; Wenqing et al. 2011)

Zusätzlich zur Funktionssicherheit werden durch die schrittweise Einbindung offener IKT-Systeme in Smart Grids alle Aufgaben und Problemen zur Informationssicherheit (z.B. Verschlüsselung, Identity Management; Schadsoftware und Hacker als Teil der Cyber-Security (U.S. Department of Energy 2009; CSA 2011; Yilin et al. 2012)) in den Energiebereich hereingezogen. Bei Smart Grids kann das für Neuentwicklungen anzuwendende Prinzip „Security-by-Design“ nur schwer durchgängig zur Anwendung kommen. Unterschiedlich lange Einsatzzyklen von Hard- und Software im IKT-Bereich und von energietechnischem Equipment (z.B. neuere intelligente Ortsnetzstationen (Schenk 2012), Stromspeicher (Roberts und Sandberg 2011), netzseitige Zusatzkomponenten für die Elektromobilität (Boulanger et al. 2011; Spiegelberg 2012)(Spiegelberg 2012) werden wegen der engen Kopplung von Energie- und IKT-Funktionalitäten mehrfach abgeänderte oder zusätzliche Sicherheitslösungen erforderlich machen. Aus der absehbaren und über lange Zeit bestehenden heterogenen Gesamtnetzesituation von bereits umgerüsteten Inseln (intelligente Stromnetze mit offener IKT-Infrastruktur) verbunden mit der Legacy des Energienetzes lassen sich zusätzliche erhebliche Risiken für die Beherrschbarkeit von Störfällen postulieren. Daher sollten Notabschaltungen und Wiederinbetriebnahme der Stromversorgung bei der Konzeption des Smart Grids Roll-out besondere Beachtung finden.

### 3.3.4 Internationaler Vergleich von Kritischen Infrastrukturen und Notversorgungskonzepten

Gesondert werden hier drei spezielle nationale und internationale Programme kurz angeführt, die bereits in Kapitel 3.3.1 und 3.3.2 näher behandelt wurden.

- EU: Europäisches Programm zum Schutz kritischer Infrastrukturen (EPSKI) (EPCIP) (Eu Kom 2007; Eu Rat 2008)
- Deutschland: „Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastruktur (KRITIS-Strategie)“, (BMI D 2011, 2009)
- Österreich: Masterplan „Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (APCIP), (BMI 2008)

Weiter Auswahl von Literatur die in der Arbeit schon näher erläutert wurde: (BBK 2008, 2009; Reichl und Schmidthaler 2012; Petermann 2011a, 2011b; Eu Rat 2008; Hiete 2010; BBK 2008; BMI D 2005, 2011; Kwasinski et al. 2006; Kwasinski und Krein 2007; Kwasinski 2008; Kwasinski et al. 2009; Kwasinski 2010)....

Um für Notsituationen durch großräumigen Stromausfall gerüstet zu sein, werden vielerorts stationäre oder mobile Notstromaggregate eingesetzt (Kranken- und Pflegeheime, Landwirte, Feuerwehren, IT-Nutzer). Das Durchhaltevermögen bei länger andauernden Stromausfällen wird jedoch wegen des großen Dieselbedarfs der Notstromaggregate kaum verbessert. Für die Allgemeinheit erstellte Notkonzepte haben sich dann als unwirksam erwiesen, wenn zu deren Einleitung Aktionen manuell zu setzen waren, welche das zu Beginn der Katastrophe bereitstehende ungeschulte Personal nicht setzen konnte. (Milster 2007; Stern 2010)(Stern 2010)(Stern 2010)(Stern 2010)(Stern 2010)(Stern 2010)(Stern 2010)(Stern 2010) Mit dezentral vernetzten regenerativen Stromquellen könnten regionale Inselnetze entstehen, die für sich weiterhin Strom bereitstellen. (siehe „UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzept“ Kapitel 5.3)

Für den internationalen Vergleich wurde eine Vorauswahl relevanter Länder getroffen. So haben Deutschland, USA und China für Smart Grids/Smart Meter aber auch für IKT eine Leitfunktion. Frankreich engagiert sich sehr für Nuklearenergie, Dänemark ist Vorreiter bei Windenergie und Indien hat ebenso ein großes Wachstumspotenzial. Bedauerlicherweise werden jedoch die Sicherheitsvorkehrungen zum Schutz Kritischer Infrastrukturen vielfach als vertrauliche Informationen angesehen, da deren Offenlegung zur Planung und Durchführung von Handlungen missbraucht werden können, welche eine Störung oder Zerstörung kritischer Infrastrukturanlagen zur Folge hätte. (Eu Rat 2008) Internet-Recherchen zu den im Folgenden angeführten vier Ländern waren zumindest für Deutschland und USA teilweise erfolgreich. In Deutschland finden sich zu Notstromversorgungskonzepten eher formale Abhandlungen zur Krisenvorsorge, wogegen USA zusätzlich eine praktische Konsequenz aus einem historischen, langandauernden und großflächigen Stromausfall mit dramatischen Folgewirkungen zieht. Die

Erhebungen zu Australien und Schweiz lassen ein gewisses Problembewusstsein, wenngleich deutlich unterschiedlich orientiert, erkennen. In Australien wird versucht, die Menschen in ihrer prekären Lage abzulenken und die Schweiz überdenkt Vorkehrungen bei langandauernden Stromausfällen für die Abwasserwirtschaft. Zu weiteren Ländern liegen vorerst keine Informationen vor. Umfangreicheres Schrifttum findet sich jedoch zu Ausnahmesituationen nach Störungen in Atomkraftwerken, was jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist.

**Deutschland:** Bisher wurden für Deutschland allgemeine Richtlinien zum Schutz kritischer Infrastrukturen (BMI D 2009) und Fallbeispiele (Hiete 2010) veröffentlicht. Für Behörden und andere wichtige öffentliche Einrichtungen wurde vom Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe aus gegebenem Anlass ein Leitfaden für die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung erstellt. (BBK 2008) Es erscheint bemerkenswert, dass in Dokumenten zur Informationssicherheit kein Bezug auf gesicherte Stromversorgung genommen wird. (BMI D 2005; BSI 2011)

**USA:** Zur Modernisierung des amerikanischen Elektrizitätsnetzes wurde das US Smart Grid Programm mit dem American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (ARRA) (US GPO 2008) ins Leben gerufen. Mittlerweile arbeiten u.a. IT Systemdesigner und Cyber Security-Spezialisten am Illinois Institute of Technology an der Umsetzung. (Gordon und Shahidehpour 2011)  
Vinton G. Cerf, Google fasste nach einem persönlich von ihm in USA miterlebten längeren Stromausfall seine Eindrücke zusammen. Er leitete daraus die Notwendigkeit konzertierten Vorgehens ab. Insbesondere begrüßt er, dass das US Department of Energy and Commerce frühzeitig das Thema Sicherheit zum funktionalen Systemdesign in das Smart Grids Programm mit aufgenommen hat. (Cerf 2011) Hurrikan Katrina hatte u.a. im Großraum New Orleans den totalen Zusammenbruch der Stromversorgung – trotz vorhandener Notstromaggregate – zur Folge, da die bei den Aggregaten bevorrateten Dieselmengen während der lang andauernde Krise bei weitem nicht ausreichten. In der Folge entschloss man sich, die Notstromaggregate über Gasleitungen zu versorgen und damit einen lange andauernden Notbetrieb zu gewährleisten. (Kwasinski et al. 2006; Kwasinski und Krein 2007; Kwasinski 2008, 2010)

**Australien:** Durch Naturkatastrophen bedingte Strom- und Telefonausfälle führten in den Städten Australiens zu hoher persönlicher Verunsicherung, insbesondere bei Dunkelheit. Im Rahmen einer Studie wurden Mensch-Computer-Interaktionen auf Basis mobiler Technologien analysiert, mit denen die Menschen gezielt von ihrer prekären Situation abgelenkt werden sollen. (Satchell und Foth 2011)

**Schweiz:** Im Verband Schweizer Abwasser- und Gewässerschutzfachleute wurde EMSRL-Technik in der Abwasserentsorgung bei länger dauerndem Stromausfall als umfassendes technisch/operatives Konzept vorgestellt. (Thomann und Rieder 2011)

Aus den angeführten Beispielen wird deutlich, dass die Bewusstseinsbildung zur Stromversorgung in Ausnahmesituationen und die Ausarbeitung entsprechender Notstromversorgungskonzepte international erst am Anfang stehen dürfte. Dies ist wohl darin begründet, dass im Allgemeinen die Stromversorgung als abgesichert gilt bzw. so empfunden wird. Durch zukünftig stark steigenden Strombedarf könnte sich dies trotz bzw. wegen des Einsatzes regenerativer Energiequellen ändern.



Für das UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzept wird auf die Netzstruktur vor dem Ausfall aufgebaut und somit von einem Strahlennetz ausgegangen.

# 4.1 Leitungslängen

Um eine ungefähre Abschätzung der benötigten Betriebsleistung des Netzes zu erhalten sind die durchschnittlichen Leitungslängen von Nöten. In einem Gutachten der Consentec für die E-Control (consentec 2013) wurden anhand von 20 repräsentativen Netzbetreibern die gängigen Betriebsnetzstrukturen, siehe Abbildung 12, ermittelt und quantifiziert. Dies deckt nicht zwingend das gesamte in Österreich auftretende Spektrum von gegenwärtigen Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben ab, stellt jedoch einen ausreichenden Überblick über die hauptsächlich auftretenden dar.

a.) Städtische Mittelspannungsnetze (10 kV)	b.) Ländliche Mittelspannungsnetze (20 kV)
<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Ohne Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 70%</li> <li>» Leitungslänge: 5-10 km</li> </ul> </li> <li>&gt; 2-fach-Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 25%</li> <li>» Leitungslänge: 8-15 km</li> </ul> </li> <li>&gt; 3-fach Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 5%</li> <li>» Leitungslänge: 10-20 km</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Ohne Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 50%</li> <li>» Leitungslänge: 8-15 km</li> </ul> </li> <li>&gt; 2-fach-Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 20%</li> <li>» Leitungslänge: 20-30 km</li> </ul> </li> <li>&gt; 3-fach Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 5%</li> <li>» Leitungslänge: 20-30 km</li> </ul> </li> <li>&gt; Zwei 2-fach-Verzweigungen                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 20%</li> <li>» Leitungslänge: 30-45 km</li> </ul> </li> <li>&gt; Eine 3-fach und zwei 2-fach-Verzweigungen                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 5%</li> <li>» Leitungslänge: 40-60 km</li> </ul> </li> </ul>
c.) Städtische Niederspannungsnetze (0,4 kV)	d.) Ländliche Niederspannungsnetze (0,4 kV)
<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Ohne Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 70%</li> <li>» Leitungslänge: 150-300 m</li> </ul> </li> <li>&gt; 2-fach-Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 25%</li> <li>» Leitungslänge: 200-350 m</li> </ul> </li> <li>&gt; 3-fach Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 5%</li> <li>» Leitungslänge: 300-500 m</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Ohne Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 30%</li> <li>» Leitungslänge: 200-400 m</li> </ul> </li> <li>&gt; 2-fach-Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 50%</li> <li>» Leitungslänge: 300-500 m</li> </ul> </li> <li>&gt; 3-fach Verzweigung                             <ul style="list-style-type: none"> <li>» Anteil: 20%</li> <li>» Leitungslänge: 350-700 m</li> </ul> </li> </ul>

Abbildung 13: Typische Betriebsnetzstruktur (consentec 2013)

Die Netze in Abbildung 13 decken sich auch mit den berechneten Werten aus den Daten für ein typisches, reales österreichisches Verteilnetz aus (Brandauer 2014), siehe Tabelle 3.

„Rural“ entspricht hier ländlichen NS-Netzen ohne Verzweigung und 2-fachverzweigt, „Village“ entspricht ländlichen NS-Netzen 3-fach verzweigt. „Provincial Suburban und Urban“ entspricht städtischen NS-Netzen ohne Verzweigung und 2-fachverzweigt, „Commerce“ entspricht 3-fachverzweigt. Dies ist nur eine ungefähre Zuordnung, um einen Vergleich anstellen zu können.

**Tabelle 3: Übersicht über charakteristische Werte von Siedlungsstrukturellen Gebietstypen (Grunddaten aus der Dissertation von Werner Brandauer) (Brandauer 2014)**

Siedlungsstrukturelle Gebietstypen		Ländliche Räume geringer Dichte – „Rural“	Ländliche Räume höherer Dichte – dörfliche Strukturen – „Village“	Verstädterte Räume – Vorstadtbereich – „Provincial Suburban“	Verstädterte Räume - Provinz(Bezirks)-städte – „Provincial Urban“	Vorwiegend gewerblich strukturierte Räume – „Commerce“
Ø Abgänge pro Transformator	in #	3,3	4,1	5,25	6,29	3,9
Ø Leiterlänge	in m	91	40	37	36	46
Ø Leiterquerschnitt	in mm <sup>2</sup> Cu	90	65	70	79	80
Ø Leiter pro Transformator	in #	24	95	55	43	32
Ø Anzahl der Kundenanlagen/Transformator	in #	28	153	337	210	83
Ø Energieabgabe	in MWh/ (Kundenanlage*Jahre)	6,5	3,8	2,6	4,3	6
Ø Transformatorgröße	in kVA	190	292	573	678	907
Ø Netzlänge pro Trafo	in m	2184	3800	2035	1548	1472
Ø Netzlänge pro Abgang	in m	662	927	388	246	377

### 4.1.1 Modellnetze

Die Bildung von Modellnetzen von typischen Verteilnetzen wird über die Einteilung der Gebiete in siedlungsstrukturell ähnliche Netzbereiche und die Mittelung der Netzdaten in diesen durchgeführt. (Brandauer 2014; Kerber 2011; Scheffler 2002)

Diese Werte sind jedoch aufgrund von sehr vielen Einflussparametern, wie Technologieentwicklung, Gebietsentwicklung (Bevölkerung, Industrie,...), Art der Industrie, topographische Lage, Klima usw., nur sehr ungenau und bestenfalls als Richtwerte anzusehen. Für genaue Analysen müssen die Netzgebiete bzw. Regionen ebenso genau betrachtet werden und spezifisch für dieses Gebiet Kriterien für siedlungsstrukturell ähnliche Netzbereiche ausgeführt werden.

Die geographische Potentialanalyse in Kapitel 5.4 wurde anhand eines realen Netzes durchgeführt. Somit ist die Einteilung in siedlungsstrukturell ähnliche Netzbereiche nicht mehr zwingend notwendig.

## 4.2 Ausfallsthematik

Auf das Ausfallsrisiko wird bereits in Kapitel 3.2.2 eingegangen.

### 4.2.1 Dauer von Ausfällen

**Spannungseinbrüche** (engl. *dips*, amerik. *sags*) sind plötzliche Änderungen des Effektivwertes der Spannung auf Werte unterhalb von 90 % der Referenzspannung mit anschließender Normalisierung des Spannungsniveaus. Als Referenzspannung wird in Niederspannungsnetzen die Nennspannung  $U_N$  des Netzes und in Mittelspannungsnetzen die vertragliche Spannung  $U_c$  herangezogen. Diese entspricht der zwischen Kunden und Energieversorger vereinbarten Spannungshöhe, die durchaus von der Nennspannung des Netzes abweichen kann.

Die Charakterisierung von Spannungseinbrüchen erfolgt vor allem durch die **verbleibende Restspannung** während der Störung. Die Grenze zwischen Spannungseinbruch und Spannungsunterbrechung wird unterschiedlich definiert. Laut Europeanorm EN 50160 spricht man bei einer verbleibenden Restspannung unter 1 % der Referenzspannung von einer Spannungsunterbrechung. Der Entwurf der IEC-Norm 61000-4-30 (IEC 61000-4-30) sieht eine variable, vertraglich zu vereinbarende Grenze von z.B. 10 %; UIE sieht eine Grenze von 20 % vor. Für Mehrphasensysteme wird der kleinste, in einer Phase erreichte Wert der Restspannung herangezogen.

Ein weiteres wichtiges Merkmal ist die **Dauer** des Spannungseinbruches. Dies ist jene Zeit, in der der Effektivwert der Spannung bzw. bei Mehrphasensystemen mindestens ein Effektivwert einer Spannung unter 90 % der vertraglichen Spannung liegt. Als Grenze zur Unterscheidung zwischen Spannungseinbruch und transientem Vorgang gilt – je nach Norm -  $1/2$  Periode der Netzfrequenz bzw. 1 Periode der Netzfrequenz. (Renner und Sakulin 2007)

Laut (ÖNORM EN 50160) werden Unterbrechungen der Versorgungsspannung in lange ( $\geq 3$  min) und kurze ( $< 3$  min) Unterbrechungen unterteilt.

Zu den kurzen Unterbrechungen gehören Dips ( $< 60$  sec) sowie alle Spannungseinbrüche, die bei Schaltungen erfolgen können sich jedoch von selbst wieder erholen.

### 4.2.2 Definition Blackout

Ursprünglich bezeichnet der Begriff **Blackout** das schlagartige, komplette Verlöschen der Scheinwerfer als Ende einer Szene auf dem Kabarett, später auch auf dem Theater. Dabei entsteht eine sehr starke Verringerung des Kontrastes, so dass die Zuschauer nichts mehr sehen und erkennen können. (Wikipedia 2014)

Im modernen Sprachgebrauch bezeichnet man einen plötzlich auftretenden, länger andauernden, überregionalen Stromausfall.

Als Ursachen zu Blackouts sind besonders zu nennen:

- Witterungseinflüsse wie Sturm, Eislast und extreme Temperaturen
- Defekte Betriebsmittel
- Unkontrollierter Baumwuchs

- Menschliches Versagen bei Montage- und Wartungsarbeiten sowie der Durchführung von Schalthandlungen
- Terrorismus
- Mangelhafte Inbetriebsetzungsprüfungen
- Netzengpässe vor allem an Kuppelstellen zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)
- Außergewöhnliche Einspeise- und Lastverhältnisse, z.B. bei Transit, Energiehandel, Sonderschaltzuständen, Windeinspeisungen
- Maroder Zustand in den Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsanlagen infolge Rückgang der Investitionen und der Wartung
- Nichtoptimale Parametrierung in der Schutz- und Leittechnik
- Ungenügende Kommunikation zwischen Einspeisern, TSOs und DSOs
- Veraltete Schutz- und Leittechnik
- Know-How-Verlust durch Personalabbau, Nachwuchsmangel

Diese können in drei Hauptursachenkategorien zusammengefasst werden: **Umwelteinflüsse, Mensch** und **technische Gebrechen bzw. schwierige Schaltzustände**.

Eine genaue Definition ist weder gewünscht noch möglich, da es im Fall eines Blackouts auf die betroffene Region (Einwohner, Topographie, Art der Betroffenen Infrastrukturen, Jahreszeit, usw.) ankommt. Im Prinzip geht man jedoch zumindest von einer überregionalen Ausdehnung aus. Hinzu kommt noch, dass je flächenhafter und ausgedehnter ein Ereignis ist, umso größer sind in der Regel die Schäden, insbesondere weil dann oft auch die erste Hilfe aus unbeschädigten Regionen sehr erschwert ist und somit die Folgeschäden ein größeres Ausmaß annehmen. (Gebhardt 2011)

Bezüglich der Ausfalldauer gibt es verschiedene Ansätze. Meist wird jedoch nicht von einer bestimmten Ausfalldauer ausgegangen, sondern nur beschrieben welche Probleme ab einer gewissen Ausfalldauer auftreten. So wird in der Studie „Was bei einem Blackout geschieht“ (Petermann 2011b) für das Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestags von einem überregionalen großflächigen Stromausfall ausgegangen und dieser in verschiedene Phasen eingeteilt (0-2 h, 2-8 h, 8-24 h, 24 h – 1 Woche und > 1 Woche).

Für das „Smart Emergency“ Konzept wird prinzipiell von einer Ausfalldauer >48 h ausgegangen, da hier in so gut wie allen Fällen die herkömmlichen Notstromversorgungsmaßnahmen nicht mehr ohne größeren Aufwand funktionstüchtig bleiben (Treibstoffversorgung, Batterieladung, usw.). Dies geht sowohl aus dem Bericht des Workshop „Blackout Szenario“ für die Steiermark (InfraProtect 2013) als auch aus der Studie „Was bei einem Blackout geschieht“ (Petermann 2011b) und anderen hervor. Für die reibungslose Funktion bzw. den sinnvollen Einsatz des „Smart Emergency“ Konzepts ist es nur notwendig, dass die Unterbrechung zumindest einige Minuten dauert, um eine Abgrenzung zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen, Flicker usw. zu machen.

Die Definition ist gegebenheitsabhängig (Ereignisart, -ort, -zeit, usw.), sowohl in der Ausdehnung als auch bei der Ausfalldauer. Der Blackout ist jedoch ein wesentlicher Unterschied zum Normalbetrieb und mit den herkömmlichen Maßnahmen nicht mehr handhabbar.

### 4.2.3 Leistungsbedarf

Teile dieses Kapitels wurden von Christian Wakolbinger für die E&I Veröffentlichung „Innovative Elektrizitätsversorgungssysteme“ (Fickert und Wakolbinger 2010a) erarbeitet.

Aus diversen Berichten (InfraProtect 2013; Petermann 2011b) und der Analyse von ausgewählter BOS in Kapitel 5.4.2 geht hervor, dass im Besonderen die IKT einen wichtigen bzw. einen Großteil der Kritischen Infrastruktur bildet, da sie für die Organisation und das Management der BOS und des herkömmlichen Katastrophenschutzes von immenser Bedeutung ist. **Somit wird als erste Abschätzung hauptsächlich der Leistungsbedarf der IKT herangezogen.**

Laut einer Studie des Fraunhofer Instituts (Fraunhofer IZM und ISI 2009) für das Deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) sind ca. 10 % des Gesamtstrombedarfs von Deutschland für IKT und Unterhaltungselektronik zu veranschlagen. Von diesen 10 % wird gut ein Drittel für Telefonie (Festnetz, Mobilfunk,...) und Übertragungstechnik benötigt. Wie in Abbildung 14 veranschaulicht wird, teilt sich dieses Drittel wiederum in 18 % für den Betrieb von Telefon, Routern und mobilen Geräten beim Kunden selbst, 34 % für den Netzzugang und das Kernnetz sowie 48 % für Server und Rechenzentren auf. Diese drei Bereiche sind von Nöten, um eine moderne Kommunikation aufrechtzuerhalten.

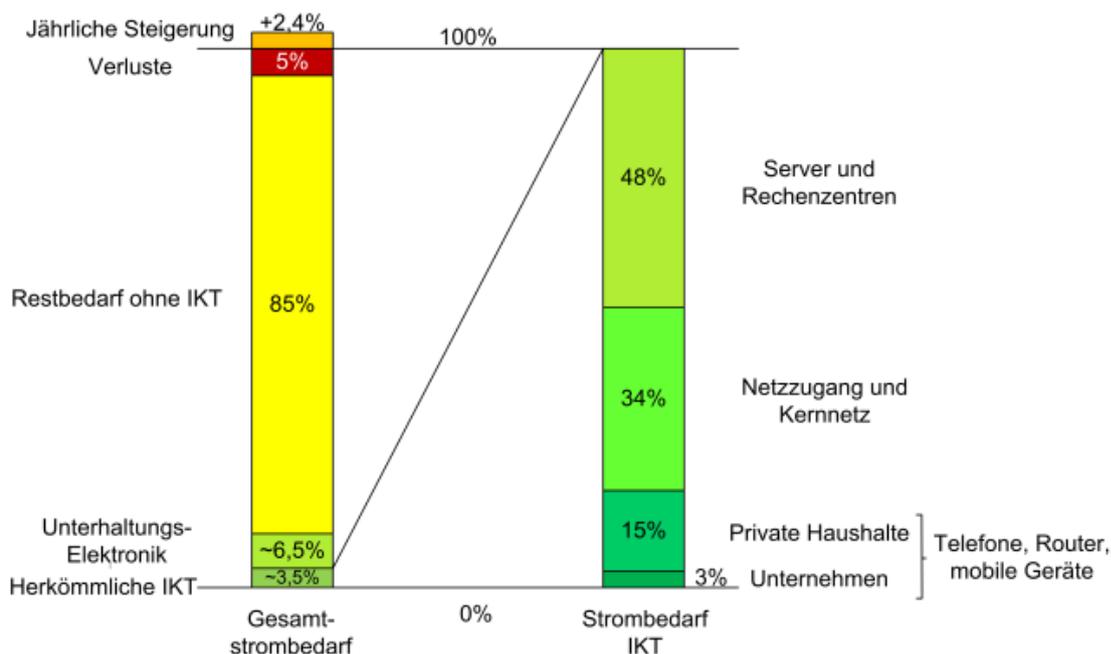


Abbildung 14: Prozentueller Anteil der IKT am gesamtösterreichischen elektrischen Energiebedarf (eigene Bearbeitung)(Fraunhofer IZM und ISI 2009)

Da Österreich einen ähnlichen Industrialisierungsgrad sowie einen ähnlichen Lebensstandard wie Deutschland aufweist, kann diese Aufteilung ebenfalls für Österreich herangezogen werden. Unter Berücksichtigung des österreichischen elektrischen Gesamtenergiebedarfs von 69,5 TWh (E-Control 2009) und der prozentuellen Gewichtung sind ca. 2.500 GWh oder ca. 300MW Leistungsbedarf nur für die IKT zu veranschlagen. Dies entspricht ungefähr der Leistung eines Gas- und Dampfkraftwerksblocks oder der Leistung von zwei Donaukraftwerken.

### 4.2.3.1 IKT – State of the Art

Hier ist anzumerken, dass die Sprachtelefonie und Datenservicedienste (Internet, TV, usw.) nicht mehr getrennt voneinander betrachtet werden können, da sie die gleiche IKT-Infrastruktur verwenden und sich nur im Datenvolumen und in den Endgeräten unterscheiden.

Die IKT hängt sehr stark vom öffentlichen Stromnetz, speziell von der jeweiligen Lage in den Hierarchieebenen ab. Das bedeutet, je weiter man sich vom Kernnetz weg bewegt, desto abhängiger wird die Komponente vom öffentlichen Stromnetz. So kann beispielsweise bei Ausfall der öffentlichen Stromversorgung in Mobilfunknetzen bei Basisstationen, die sich nicht auf firmeneigenen Gebäuden befinden, der Betrieb nur mit integrierten Ersatzstrombatterien für maximal eine Stunde aufrecht erhalten werden. (Fickert und Wakolbinger 2010b).

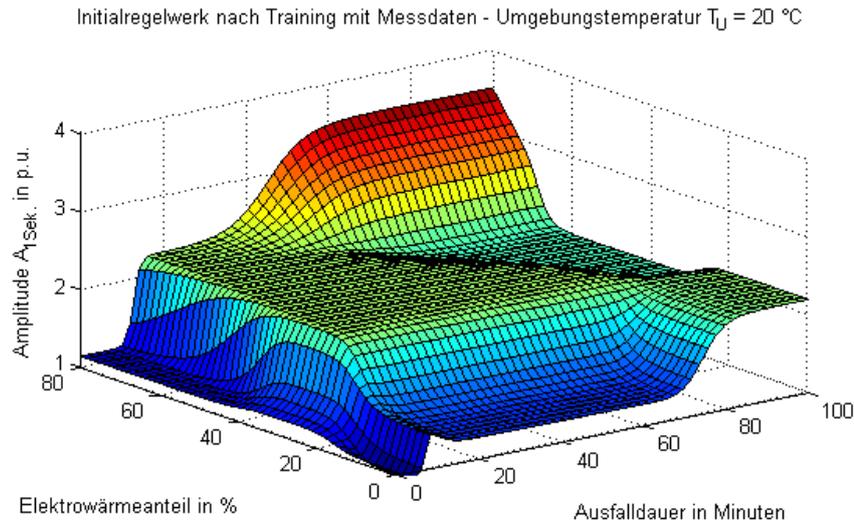
Je höher die Netzkomponenten in der Hierarchie stehen, desto besser sind diese energetisch abgesichert. Die notwendige Ersatzstromversorgung wird meist mit einer USV und einem Ersatzstrom-Dieselmotor realisiert. Auf der Kundenseite sind die meisten Endgeräte völlig von der öffentlichen Stromversorgung abhängig. Ein länger anhaltender Stromausfall äußert sich besonders schwerwiegend bei hilfsbedürftigen Personengruppen, wie z. B. Senioren oder Behinderten, die von öffentlichen Hilfsdiensten abhängig sind (Wakolbinger 2009)

### 4.2.3.2 Cold Load Pickup

Im Zuge eines Projekts in Zusammenarbeit mit Österreichs Energie wurde eine Masterarbeit über Cold Load Pickup (CLPU) von Stefan Stadler (Stadler 2013) verfasst, die vom Verfasser dieser Dissertation betreut wurde. Es wurden Störschriebe von Abzweigen im der NS- und MS-Ebene gesammelt. Die Datensätze sollten einen Leistungsschrieb mit hoher Zeitauflösung, zumindest für die erste Minute (z.B. Störschreiber), Leistungsschrieb der nächsten 30 min mit geringerer zeitlicher Auflösung (z.B. Netzleitsystem), grobe anonymisierte Charakterisierung des gemessenen Abzweigs bzw. der Station (Spannungsebene, Anteil von Gewerbe, Industrie, Haushaltskunden, Elektroheizungen, dezentrale Einspeiser,...), Zeitpunkt des Ausfalls bzw. der Wiedereinschaltung, Dauer der Unterbrechung und klimatische Bedingungen während des Ausfalls (ungefähre Außentemperatur,...) enthalten. Aus der Summe der erhaltenen Störschriebe wurde eine Selektion auf Basis von der Vollständigkeit bzw. Qualität der Daten durchgeführt. Diese wurden dann auf die vermuteten Einflussparameter (Verbraucherzusammensetzung, Ausfalldauer, E-Heizungsanteil und Außentemperatur) ausgewertet.

Aus diesen Auswertungen geht hervor, dass eine Überhöhung von 1,5 bis 4 p.u. bestätigt werden kann. Bei Transienten Vorgängen (wie z.B. Motoranläufen) sind die Amplituden jedoch deutlich höher. Im jetzigen Stadium ist eine genaue Vorhersage des Zuschaltstroms nicht möglich. Die Genauigkeit der Abschätzungen würde auch mit Steigerung der Anzahl der Datensätze wesentlich zunehmen. Ebenso wäre eine Erweiterung um zusätzliche Ausfallsparametern möglich, die auch eine weitere Diversifizierung des Ergebnisses nach sich ziehen. Dies ist auch in einer weiteren Fortführung des Projekts geplant.

In Abbildung 15 ist die Abhängigkeit der Amplitude von Ausfalldauer und Elektrowärme in Prozent nach dem Training mit Messdaten als Beispiel für  $T_U = 20^\circ\text{C}$  dargestellt.



**Abbildung 15: Darstellung der Abhängigkeit der Amplitude von Ausfalldauer und Elektrowärme in Prozent. Die Umgebungstemperatur wird auf den Wert  $T_U = 20\text{ °C}$  festgehalten. (Stadler 2013)**

Da sich herausstellt, dass Überhöhungen hauptsächlich von Kälte- und Wärmeerzeugung abhängen und diese somit für die IKT selbst nicht bzw. gering zum Tragen kommen, wird die Überhöhung bzw. CLPU in Bezug auf Smart Emergency vernachlässigt.

Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass Kühlung und Heizung der IKT in gedämpfter Form zum Tragen kommen. Unter Inkaufnahme gewisser Nachteile, wie z.B. einer Senkung der Lebensdauer der Bauteile, funktioniert die IKT meist auch ohne Kühlung und Heizung.

# 5 Lösungs-/Abhilfe Konzepte

In diesem Kapitel werden unter Kapitel 5.1 konventionelle bzw. bisherige Herangehensweisen der Not- bzw. Ersatzstromversorgung beleuchtet. Des Weiteren werden das Konzept der Stufenversorgung mit Smart Meter in Kapitel 5.2, sowie das UNV-Konzept in Kapitel 5.3 vorgeschallt. Das UNV-Konzept stellt den Schwerpunkt der Arbeit dar und dessen einzelne Komponenten und Feinheiten werden hier auch ausführlich erläutert. Dies geht von einer allgemeinen Beschreibung über eine Beschreibung der Gesamtfunktion bis zu einer detaillierten Beschreibung von Teilfunktionen und Teilkomponenten.

## 5.1 Bisherige Lösungen und Ansätze

Dieses Kapitel erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es soll lediglich einen Überblick über die gängigsten und potentiell stärksten Lösungen und Ansätze geben.

### **Batterien und Akkus**

(Brückmann 2010)

Batterien und Akkus haben den Vorteil der schnellen Verfügbarkeit der Energie, sind aber auch begrenzt in der Leistung, der Energie, den Ladezyklen, dem Platzbedarf, der einfachen Handhabung und der Wartung. All diese Faktoren wirken sich auf die Kosten aus, die, wenn es um kleine Kapazitäten geht, wirtschaftlicher gegenüber Aggregaten oder ähnlichen Lösungen sind. So sind derzeit in der IKT meist lokale Batterieversorgungskonzepte sowie für größere Leistungen Notstromaggregate (z.B. Dieselmotoren oder Brennstoffzellen) das Mittel der Wahl.

Der Vergleich in Tabelle 4 macht aber klar, dass ein wesentlicher Aspekt die Energiedichte ist, die im Vergleich mit Dieselöl um einen Faktor 100 bis 1000 darunter liegt. Hieraus ergibt sich auch der Einsatzbereich für eher kurzzeitige Unterbrechungen.

**Tabelle 4: Eigenschaften von Energiespeichern (eigene Bearbeitung)(Brückmann 2010)**

Energiespeicher	Energiedichte			Spannung in V	Zyklenzahl in #
	Theorie	Praxis			
	in Wh/kg	in Wh/kg	in Wh/l		
Bleiakku	160	12- 40	110	2	1000 - 1500
NiCd-Akku	217	24 - 40	200	1,2	> 1200
NiFe-Akku	260	bis 60	70	1,2	> 1000
NaS-Akku (300°C)	760	100	155	2,08	300
Lithium-Eisensulfid-Akku (450°C)	577	100	250 - 500	1,65	300
Silber-Zink-Akku	460	55 - 120	500 - 750	1,5	100
Zum Vergleich:	Energiedichte			Wirkungsgrad	
	in Wh/kg		in kWh/l	in %	
Dieselloil	12000		10,6	25 - 30	
Wasserstoff-Hydrid	600			21 - 50	
Wasserstoff flüssig	33000			18 - 43	

Ebenso ist die Wiederaufladung ein wesentlicher Flexibilitätsnachteil, da Gerätschaften und deren Primärenergieträger vorgehalten werden müssen. Dies sowie fixe Installation und die Wartungs- bzw. Instandhaltungskosten, gehen hier auf Kosten der Flexibilität, jedoch bei einer hohen Verfügbarkeit.

### Notanschluss / redundanter Anschluss

(Küng und Felder 2006)

Redundante Anschlüsse können unterschiedlichste Ausführungsstufen aufweisen (2-fach – Mehr-fach Ausführung, am selben oder anderen NS-Trafo, im selben oder anderen MS-Netz, usw.). Redundante Anschlüsse haben den Vorteil der einfachen Installation und einen geringen Wartungsaufwand. Sie stehen jedoch bei einem totalen Blackout aufgrund der Energieabhängigkeit vom Netz nicht zur Verfügung. Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 5 im Vergleich zu fest installierten und mobilen Aggregaten aufgelistet.

### Fest installiertes Aggregat (ähnlich zu BHKW)

(Küng und Felder 2006)

Fest installierte Aggregate bringen eine hohe Autonomie, weisen jedoch auch eine hohe Flexibilitätseinschränkung auf. Nachteilig zeigen sich auch die hohen Installationskosten sowie die Tatsache, dass sie einer regelmäßigen Wartung unterzogen werden müssen. Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 5 im Vergleich zu redundanten Anschlüssen und mobilen Aggregaten aufgelistet.

### Mobiles Aggregat

(Küng und Felder 2006)

Mobile Aggregate finden in Diesel- und Benzin-Variante Verwendung. Die Wahl hat meist firmenspezifische Gründe (Dieselfuhrpark, usw.). Mobile Aggregate haben den Vorteil einer hohen Flexibilität und Kombinierbarkeit, brauchen allerdings lange bis sie vor Ort sind und eine Ersatzversorgung wieder hergestellt ist. Dies kann nach Maßnahmen für eine kurzzeitige Überbrückung verlangen.

Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 5 im Vergleich zu redundanten Anschlüssen und fest installierten Aggregaten aufgelistet.

**Tabelle 5: Vergleich von Vor- und Nachteilen von redundanten Anschlüssen fest installierten und mobilen Aggregaten** (Küng und Felder 2006)

<i>Technische Merkmale</i>	<i>Variante der Notstromversorgung</i>		
	<i>Notanschluss</i>	<i>fest installiertes Dieselaggregat</i>	<i>mobiles Dieselaggregat</i>
Reaktionszeit der Anlage	Niederspannung: 3 Min. Mittelspannung: 3 Sek.	20 Sek.	2–4 Std.
Platzbedarf	2 m <sup>2</sup>	20 m <sup>2</sup> plus Platz für Zu- und Abluftkanäle	0 m <sup>2</sup>
Erforderliche Bewilligungen	vom Netzbetreiber	Baubewilligung	keine
Verfügbarkeit	je nach Netzanschluss (gleiche oder andere Trafostation bzw. gleiches oder anderes Unterwerk usw.)	bei Netzausfall: jeder 12. Start ein Fehlstart (wartungsabhängig)	wie bei fest installiertem Dieselaggregat und zusätzliche Risiken durch Strassenverkehrslage
Lebensdauer [Jahre]	Anschluss: 40 Umschaltetelektronik: 15	Aggregat: 25 Notstromsteuerung: 15	15
Überlastfähigkeit	sehr hoch	gering (1,1-fache Nennleistung); 1 Std. pro 12 Std.	gering (1,1-fache Nennleistung)
Benötigte Batteriekapazität der USV	mittel	klein	sehr gross (USV nur für kleine Leistungen sinnvoll)
Rückschaltung auf Notstromversorgung	unterbrechungsfrei	In der Regel unterbrechungsfrei	ohne Rücksynchronisationseinheit mit Unterbruch
Wartung	jedes Jahr	1 × pro Monat Lasttest >60% (Netzsynchrisation); mindestens 2 × pro Jahr Notstromtest; 1 × pro Jahr Wartung	jeden Monat Lasttest >60% (nur mit Rücksynchronisation)
Hauptnachteile	bei Total-Blackout nicht verfügbar (je nach Ausführung)	hohe Investitionskosten	hohe Investitionskosten, Verkehrsabhängigkeit, Umweltproblematik
Hauptvorteile	einfaches System mit grosser Leistung, Mittelspannung sehr rasch verfügbar	schnell verfügbar, bei genügend Diesel sehr autonom	kostengünstig im Unterhalt, flexibel einsetzbar, zügelbar, mehrere Standorte kombinierbar

Zusammenfassend ist für redundante Anschlüsse, fest installierte und mobile Aggregate zu sagen, dass alle drei eine leistungsmäßige oder flexibilitätsmäßige Einschränkung aufweisen. Zusätzlich kommt bei redundanten Anschlüssen eine Abhängigkeit vom Verbundnetz, sowie bei den Aggregaten von der Treibstoffversorgung hinzu. Auch ist bei allen drei Varianten für eine unterbrechungsfreie Versorgung eine USV notwendig. (Küng und Felder 2006)

### Backup- oder Reservenetz

(Bader et al. 2009; La Fauci et al. 2011)

Hier ist ein separates Backup- bzw. Reservenetz parallel zum herkömmlichen Netz installiert. In Abbildung 16 sind diverse Ausführungen für MS-Backup- bzw. Reservenetz und in Abbildung 17 für ein NS-Backup- bzw. Reservenetz dargestellt. Diese können in Kombination oder auch einzeln realisiert sein. Die Kosten und die Zuverlässigkeit sich natürlich stark von den Ausführungen abhängig.

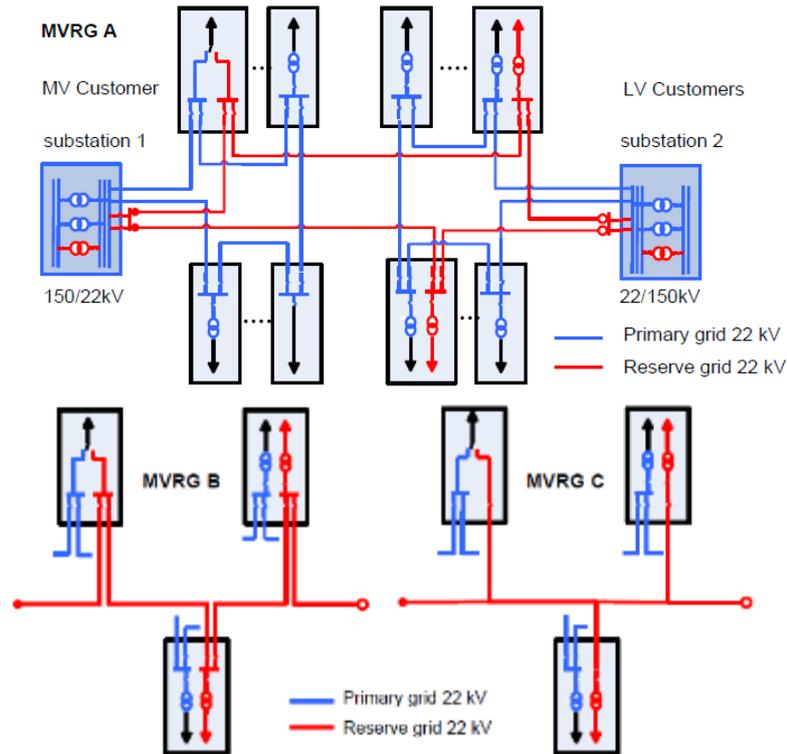


Abbildung 16: Verschiedene MS-Backup- bzw. -Reservenetz Topologien; MVRG A: Ringnetztopologie, MVRG B/C: Strahlennetztopologie(ökonomischer aber geringere Zuverlässigkeit) (La Fauci et al. 2011)

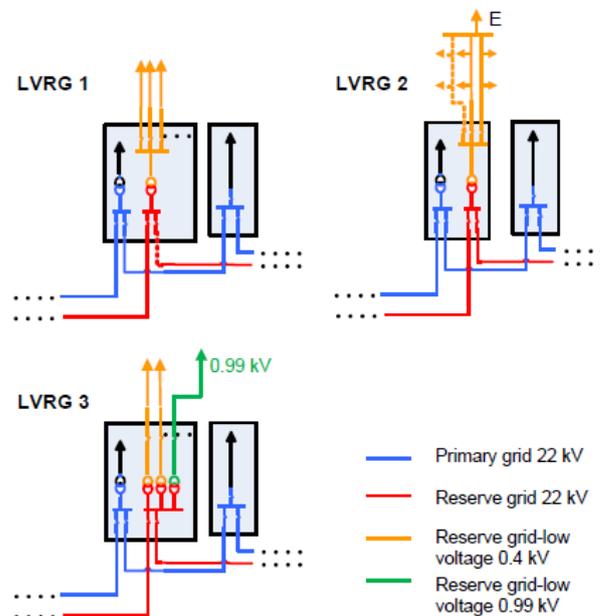


Abbildung 17: Verschiedene NS-Backup- bzw. -Reservenetz Topologien; LVRG1: Strahlennetz, LVRG2: Maschennetz, LVRG3: Strahlennetz mit größerer Reichweite (La Fauci et al. 2011)

In Zürich haben die EWZ ein solches Netz realisiert. La Fauci beschreibt (La Fauci et al. 2011) die Kosten am Beispiel Zürich in drei Regionalkategorien: „City Center“, „Districts“ und „Outskirts“. Die Kosten je Anschluss sind in Tabelle 6 ( $k_{res}$ ) für die MS-Topologien alleine und in Tabelle 7 für die MS-Topologien inklusive NS-Strahlennetz ( $k_{tot}$ ) im Verhältnis zu den normalen Anschlusskosten angeführt. Hier geht klar der Zusammenhang aus Anschlussdichte (kurze

Kabellängen, größerer Notleistungsbedarf) und den verschiedenen Topologien mit den Kosten hervor.

Ist eine parallele Installation bei einem Neubau bzw. einer Erneuerung möglich, senkt dies die Kosten natürlich auch erheblich.

**Tabelle 6: Kosten je Anschluss für die MS-Topologien je Regionalkategorie** (La Fauci et al. 2011)

Area supplied	MVRG A $k_{res}$ (20 MVA) in percent	MVRG B $k_{res}$ (20 MVA) in percent	MVRG C $k_{res}$ (20 MVA) in percent
City Centre	75 - 110	50 - 120	45 - 90
Districts	95 - 135	65 - 145	55 - 110
Outskirts	125 - 170	85 - 195	70 - 135

**Tabelle 7: Kosten je Anschluss für die MS-Topologien inklusive NS-Strahlennetz je Regionalkategorie** (La Fauci et al. 2011)

Area supplied	MVRG A & LV Grid Radial f. $k_{tot}$ (20 MVA) in percent	MVRG B & LV Grid Radial f. $k_{tot}$ (20 MVA) in percent	MVRG C & LV Grid Radial f. $k_{tot}$ (20 MVA) in percent
City Centre	95 - 305	70 - 310	65 - 280
Districts	115 - 330	85 - 340	75 - 300
Outskirts	145 - 365	100 - 385	85 - 330

Im Zusammenspiel mit dezentralen bzw. teilzentralen Erneuerbaren bzw. Aggregaten ist dies eine im höchsten Maße zuverlässige Technologie. Andererseits ist der Mangel an Flexibilität, da alles für den Einsatzfall bereits gebaut und installiert sein muss, als nachteilig anzumerken. Das Verhältnis zwischen Kosten und Flexibilität bzw. Nutzen lässt es deshalb nicht überall als sinnvoll erscheinen.

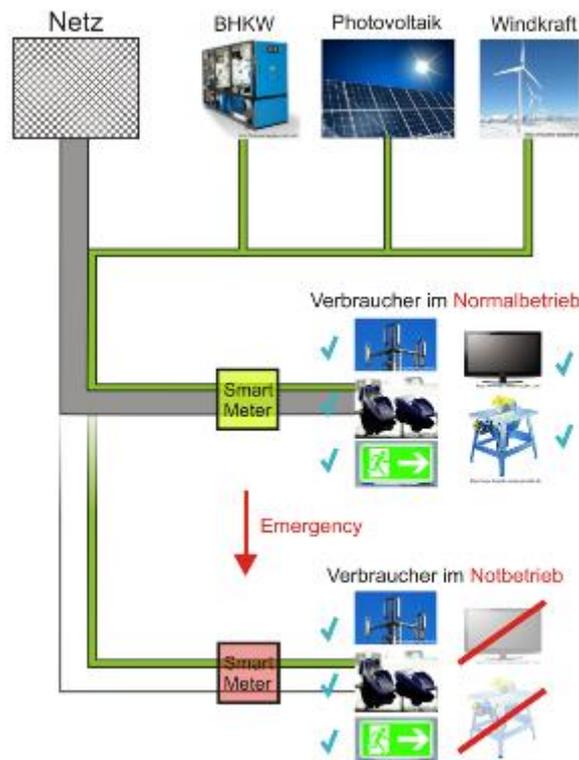
Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Implementierung eines Backup- oder Reservenetz zwar eine sehr hohe Zuverlässigkeit bringt, die Kosten sich aber nur in Gebieten rentieren, wo eine hohe Nachfrage an Ersatzleistungsversorgung gefordert ist, sowie kurze Leitungslängen installiert werden müssen.

Bei speziellen Kundenstrukturen wie in Finanz- und Industriegebieten können solche Netze durchaus Sinn machen, z.B. in Zürich.

## 5.2 Stufensteuerung mit Smart Meter

Teile dieses Kapitels wurden von Christian Wakolbinger für die E&I Veröffentlichung „Innovative Elektrizitätsversorgungssysteme“ (Fickert und Wakolbinger 2010a) erarbeitet.

Smart Meter bieten eine interessante und innovative Möglichkeit, mittels dezentralen Inselnetzbildungen die Notstromversorgung aufrechtzuerhalten. Solche Netzeinseln – Smart Grids bzw. autonome Microgrids – versorgen die in Abbildung 18 exemplarisch beschriebene kritische Infrastruktur im Falle einer großflächigen Versorgungsunterbrechung (Blackout).



**Abbildung 18: Not-Energieversorgungskonzept mit (de-)zentralen Energieerzeugungseinheiten – prinzipielle Darstellung Stufenversorgung** (Fickert und Wakolbinger 2010a)

Das Zusammenwirken steuerbarer Verbraucher (Lastmanagement) über Smart Meter, dezentrale Energieerzeugungseinheiten und/oder zusätzliche Notstromaggregate liefert eine kostengünstige Möglichkeit der Notstromversorgung. Durch die Forderung der flächendeckenden Einführung von Smart Metern und den Wunsch zur vermehrten Einbindung dezentraler Energieerzeugungseinheiten (20-20-20-Ziele)(Eu Parl 2009) sind fundamentale Bestandteile zur Realisierung des flächendeckenden Notstromversorgungskonzepts gegeben. Da für das in Abbildung 18 dargestellte Konzept große Teile bestehender Infrastruktur (Netz, Zähler, Steuerungseinrichtungen, ...) genutzt werden, ist der Mehrkostenaufwand im Verhältnis zum Nutzen verhältnismäßig gering: Erste Abschätzungen ergeben, unter Annahme eines zusätzlichen zentralen Notstromaggregates (bei den NS-Trafos), einen Aufwand im einstelligen Euro-Bereich für eine beispielhafte Notstromleistung von jeweils 200 bis 400 W pro Anschlusspunkt. (siehe Kapitel 5.2.2 und Kapitel 9.5 „Kostenabschätzung von teilzentralen Aggregaten“) Dieser Betrag gestaltet sich bei der Verwendung eines BHKWs grundsätzlich etwas geringer, da die Fixkosten

für das BHKW über den Normaleinspeisebetrieb bereits gedeckt sind und nicht zusätzlich getätigt werden müssen. Nachteilig für BHKWs ist deren Dezentralität, da entsprechende schnelle Regelkonzepte im Augenblick nicht umgesetzt sind und im Worst-Case-Szenario die doppelte Leitungslänge überbrückt werden muss. Ein weiterer wesentlicher Nachteil der BHKWs ist der höhere Unsicherheitsgrad der Verfügbarkeit: Diese ist wesentlich geringer, wenn sich BHKWs in Privatbesitz befinden und nicht nur für Störfälle vorgesehen werden. Hier ist es notwendig, durch komplexe Vertragskonstruktionen die Verantwortlichkeiten zu klären und festzulegen. Dies verursacht wiederum für die Nutzer Kosten für die Anwendung einer vorgeschlagenen Systemlösung.

Das Konzept der Stufensteuerung mit Smart Meter wird aufgrund der Tatsache, dass hier ebenso eine Kommunikation zwischen den einzelnen Akteuren nötig wäre und dies ein wesentlicher Flexibilitätsnachteil ist, nicht weiter verfolgt als in dieser Arbeit ausgeführt wird. Es ist jedoch eine Verwendung im Zusammenspiel mit dem UNV-Konzept denkbar. Diese Kombination wird in der Arbeit nicht behandelt, kann jedoch als Ausblick für zukünftige Forschungsaktivitäten gelten.

## 5.2.1 Smart Grids mit Smart Meter

Ein Smart Meter ist ein Zähler mit Zusatzfunktionen. Mit einigen dieser Zusatzfunktionen (Lastunterbrechung, Leistungsbegrenzung, Fernsteuerung, Externe Lastschaltgeräte, usw.) kann ein Smart Grid mit enormen Möglichkeiten aufgebaut werden, wenn in diesem Netzabschnitt eine flächendeckende Durchdringung mit Smart Meter vorhanden ist. (Wakolbinger 2009)

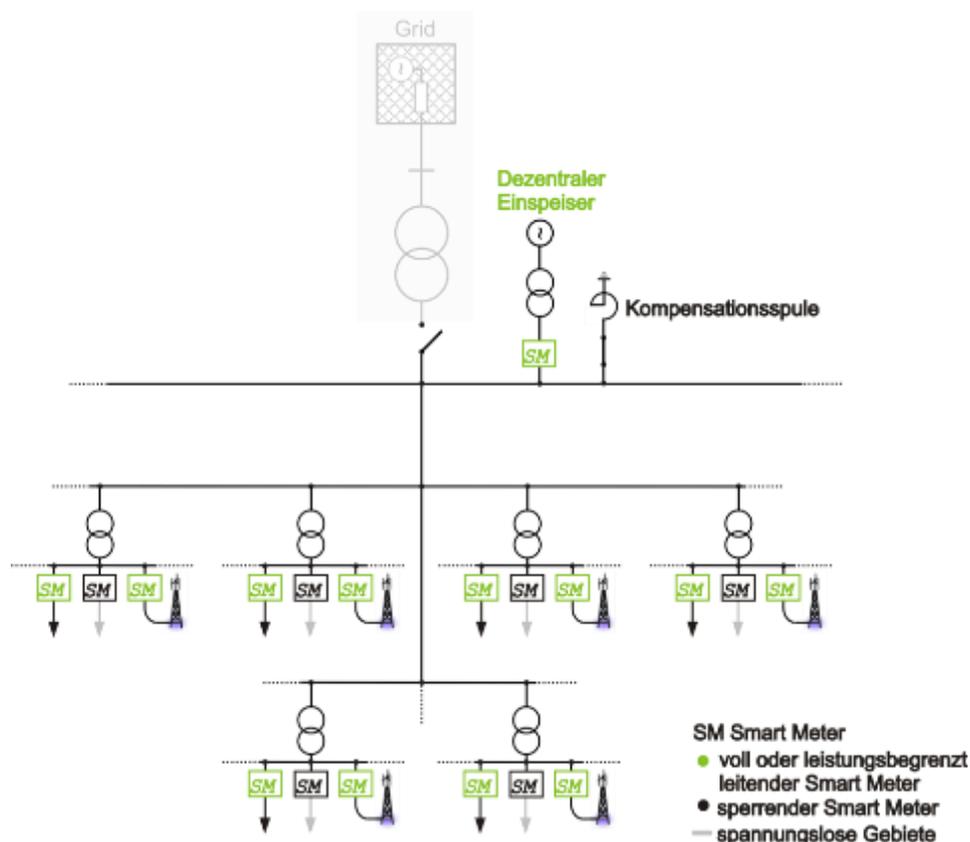


Abbildung 19: Schematische Netzstruktur eines Smart Grids mit flächendeckend eingebauten Smart Meter

(Wakolbinger 2009)

In Abbildung 19 ist eine schematische Netzstruktur eines Smart Grids mit flächendeckend eingebauten Smart Meter für einen eine Stufensteuerung dargestellt.

*Ein großes Problem, das noch einiges an Arbeit bedarf, sind bei der Einführung und besonders bei der genauen Spezifizierung von „Smart Meter“ die energierechtlichen und datenschutzrechtlichen Rahmenbedingungen. Ebenso zwingend notwendig wäre eine rasche Standardisierung der Zähler hinsichtlich der Schnittstellen, Datenformate und Zusatzfunktionen. Nur so kann eine möglichst offene Basis für die Liberalisierung und die einheitliche Abrechnung oder Vergütung geschaffen werden. (Wakolbinger 2009)*

In Österreich sind Mindeststandards in der IMA-VO 2011 (E-Control 2011) festgelegt. Somit kann für zukünftige Einsatzszenarien zumindest in Hinblick auf die Schaltfähigkeit der Smart Meter auf diese Funktion zurückgegriffen werden.

## **5.2.2 Funktion der Not-Energieversorgung durch Stufensteuerung mit Smart Meter**

Eine prinzipielle Darstellung des Konzepts einer Not-Energieversorgung durch Stufensteuerung mit Smart Meter, ist in Abbildung 18 dargestellt.

In Abbildung 18 werden zwei Betriebszustände dargestellt: Im Regelfall (ungestörter Netzbetrieb) wird die gesamte Energie seitens des Netzes zur Verfügung gestellt. Im Falle eines Blackouts, bei dem die Netzeinspeisung ausgefallen ist, werden alle nicht-sensiblen Verbraucher mittels eines Steuerbefehls an die Smart Meter durch diese vom Netz getrennt, wohingegen die sensiblen Verbraucher nicht abgeschaltet werden. Diese erhalten von den dezentralen Quellen, z. B. einem Dieselgenerator, im Sinne einer Ersatzstromversorgung die benötigte Leistung zur Aufrechterhaltung eines Notbetriebes bzw. der Versorgung kritischer Infrastruktur. Nach Behebung des Blackouts werden auch unkritische Verbraucher wieder zugeschalten, und somit ist eine Versorgung aller elektrischen Betriebsmittel gegeben.

Dieses spezielle Einsatzgebiet der Smart Meter bietet neben bestehenden Einsatzszenarien (zeitnahe Rechnungslegung etc.) die Realisierung einer kostengünstigen, ausfallsicheren Notstromversorgung und dient somit als integraler Bestandteil des Smart Grids zur Realisierung eines flächendeckenden Notstromversorgungskonzepts. Die Zurverfügungstellung der Notstromleistung kann im Sinne einer Kostenwahrheit in Form einer speziellen Dienstleistung des Netzbetreibers bzw. eines Einspeisers gegen Entgelt erfolgen und ist wegen der freiwilligen Entscheidung seitens des Verbrauchers somit als marktfähige Netzdienstleistung einzustufen.

## **5.2.3 Technische Herausforderungen**

Beim Einsatz der Smart Grid-Technologie treten auch einige Herausforderungen zum Vorschein, wie etwa Zuschaltstrategien der Lasten, der Blindleistungshaushalt des Netzes, Nichtlinearitäten von Spulen, Überströme durch Inrush-Phänomene, Resonanz- und Oberschwingungsphänomene sowie nicht zu vernachlässigende Fragestellungen hinsichtlich des Schutzes.

Die Frage der Zuschaltstrategie ist wesentlich: Smart Meter haben dzt. keine automatische Unterspannungsauslösung, sondern müssen nach einem Ausfall erst mit Spannung versorgt werden damit man sie dann per Steuerbefehl abschalten kann. Dadurch ergeben sich besondere Leistungsanforderungen an die Einspeiser, wie das folgende Beispiel zeigt.

In Abbildung 20 ist ein zu versorgender Mittelspannungsnetzbezirk mit einer beispielhaften Voll-last von ca. 1 MW ersichtlich, der im Krisenfall mit einer angenommenen Not-Leistung von 120 kW versorgt werden soll.

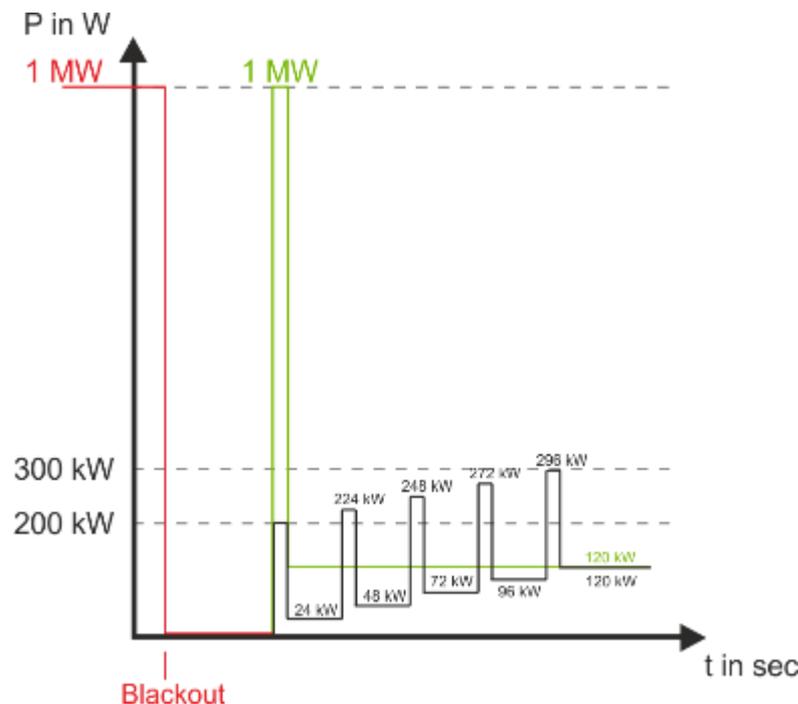


Abbildung 20: Grün: Zuschalten der Gesamtlast eines typischen Mittelspannungsnetzbezirkes; Schwarz: Stufenweise (segmentierte) Zuschaltung einzelner Zweige im Mittelspannungsnetzbezirk; Rot: Normalbetrieb mit anschließendem Blackout

Eine Variante (grün) verfolgt die Beschaltung des Mittelspannungsnetzbezirkes mit der vollen Leistung von 1 MW. Anschließend wird die Leistung durch Abschaltung von nicht relevanten Lasten über Smart Meter auf ca. 120 kW reduziert; es erfolgt nur mehr eine Versorgung von für den Notfall wichtigen Lasten. Die zweite Variante (schwarz) berücksichtigt in diesem Fall eine fünfstufige Bespannungsstrategie. Bei dieser Variante werden anstatt der Einschaltleistung von 1 MW nur maximal 300 kW benötigt. Dies erfolgt durch segmentierte Zuschaltung der Zweige mit anschließender Reduktion der Lasten, welche sofort über Smart Meter abgeschaltet werden. Voraussetzung für diese Variante ist die Möglichkeit, die Zweige einzeln in ca. 200-kW-Stufen im Mittelspannungsnetz zuzuschalten.

Die bereits erwähnte maximal nötige Einschaltleistung von ca. 300 kW ergibt sich aus den Leistungen der im Notbetrieb befindlichen Zweige (ca. 96 kW) und des noch in den Notbetrieb zu bringenden Zweiges (ca. 200 kW).

Eine weitere Herausforderung besteht im großen kapazitiven Blindleistungsbedarf des Netzes, der durch Blindleistungskompensationseinrichtungen oder die dezentralen Einspeiser gedeckt werden muss. (siehe Abbildung 21)

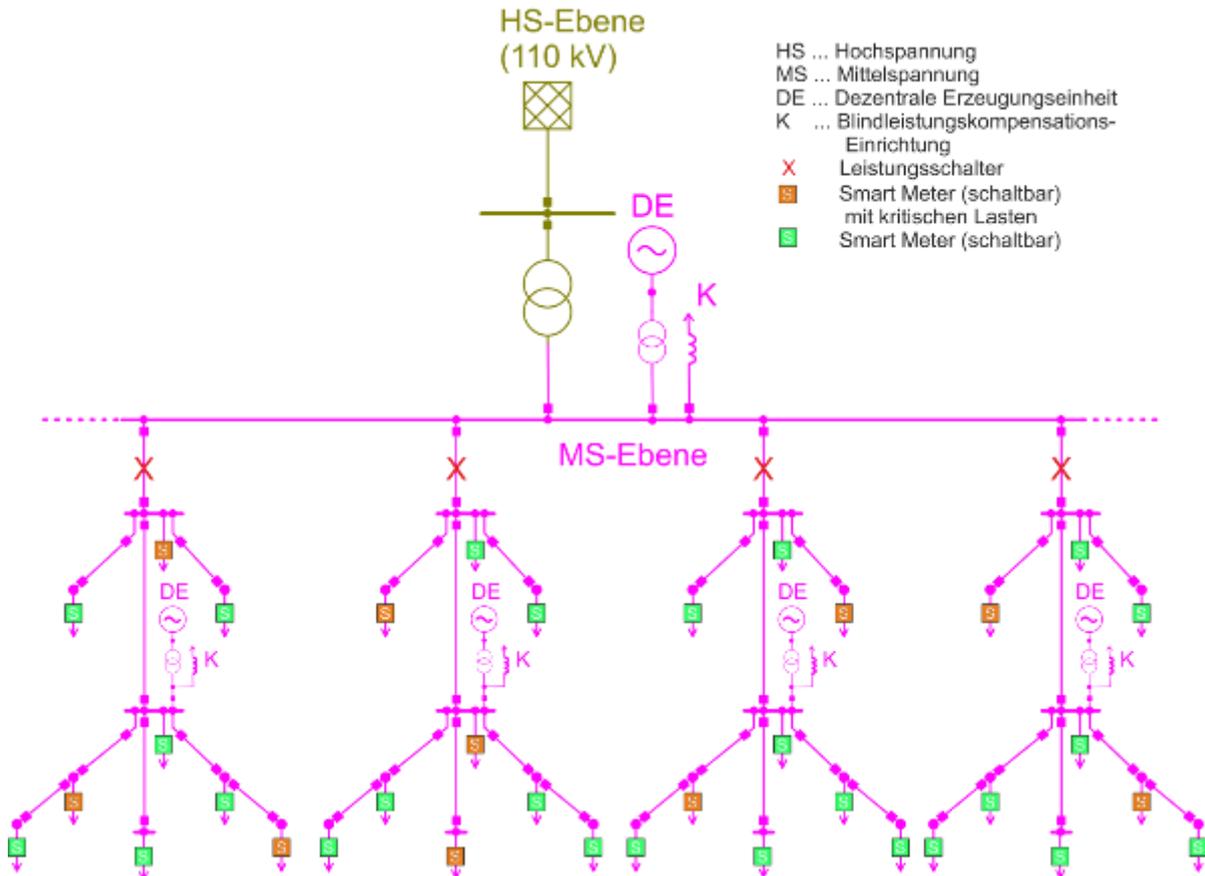


Abbildung 21: Beispielhafter Ausschnitt einer Not-Energieversorgung durch Stufensteuerung mit Smart Meter mit dezentralen Erzeugungseinheiten und Smart Metern

Störende Inrush-Ströme sind durch eine adaptive Zuschaltstrategie (zweigweise) oder durch einzeln schaltbare Pole bei Leistungsschaltern handhabbar, so dass der Strom in gewissen Grenzen bleibt.

Eine weitere Fragestellung ergibt sich aus schutztechnischer Sicht: Wegen der reduzierten Kurzschlussleistung dezentraler Einspeiser kann der Personenschutz bei kritischen Randbedingungen und ohne spezielle Adaptierung des Schutzes u. U. nicht mehr sichergestellt werden. Dies wird in der Dissertation von Frau Maria Aigner behandelt. (Aigner 2015) Die auftretenden Herausforderungen sind, wie hier ausführlich dargelegt, grundsätzlich beherrschbar, benötigen jedoch noch weiterführende Analysen.

# 5.3 UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzept

## 5.3.1 Allgemeine Beschreibung

Es wird auf Basis der Gegebenheiten in typischen österreichischen Verteilnetzen (Wakolbinger 2009) ein Konzept entwickelt, damit bei geringer Informationslage der einzelnen Elemente (Smart Meter, Smart Switches, Regler der dezentralen Erzeugungseinheiten) möglichst einfache und immer gültige Verhaltensschemen in Kraft treten und so ein Inselnetz aufgebaut wird. Als zusätzliches Feature wird die Möglichkeit angesehen, Microgrids im Mittel- und Niederspannungsnetz kombiniert zu erzeugen und zu betreiben. Hier wird versucht, um eine möglichst hohe Unabhängigkeit von der IKT zu erhalten (nach dem Prinzip „Keep it simple“), auf physikalische Netzgrößen wie Strom, Spannung, Frequenz und Phasenwinkel zurückzugreifen. Auf dieser Grundlage wird in dieser Arbeit das UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzept (UNV oder Smart Emergency – Konzept) entwickelt. In Abbildung 22 ist eine prinzipielle Darstellung des Konzepts gezeigt.

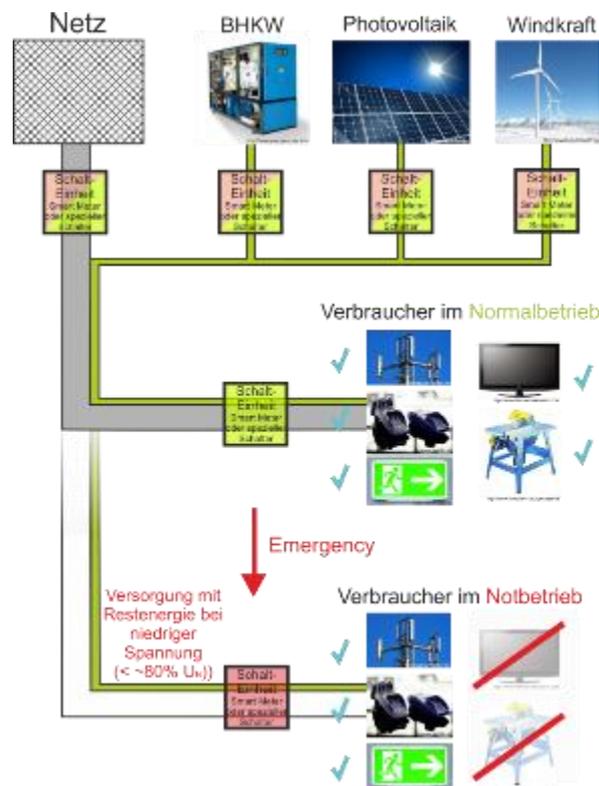


Abbildung 22: Smart Emergency Konzept mit (de-)zentralen Energieerzeugungsanlagen – prinzipielle Darstellung

Bei steigender Gesamtleistung von kleinen dezentralen Erzeugungseinheiten ergibt sich die Möglichkeit, gesellschaftlich wichtige, neuralgische Punkte im Notbetrieb (lokal gesteuert, mit einfachen Handlungsanweisungen für Erzeuger, Netz und Verbraucher) (siehe Abbildung 23 rot) bzw. im Ausnahmebetrieb (zentral über IKT gesteuert) (siehe Abbildung 23 gelb) auch darüber hinaus, zu versorgen und so eine wesentliche und zielgerichtete Unterstützung der Gesellschaft bzw. von Behörden und Einsatzorganisationen zu leisten.

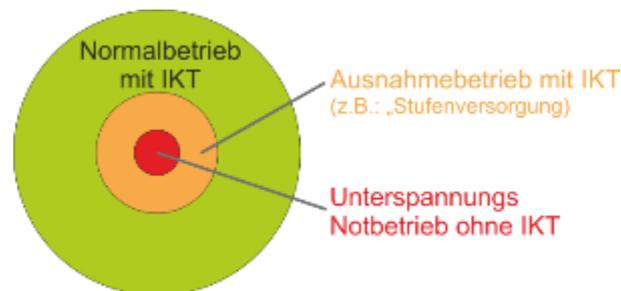


Abbildung 23: Schematische Darstellung der Abdeckung der Stromversorgung bei verschiedenen Betriebsarten

Das Konzept basiert auf fundamentalen Handlungsanweisungen, die jeder der Intelligenen Schalter bzw. Smart Meter ausführt, wenn er an Unterspannung liegt bzw. keine anderen Befehle, z.B. über IKT, bekommt. Die Handlungsanweisungen werden nur auf Grund der Spannung (physikalische Größe im Netz) durchgeführt. Dies ergibt eine Robustheit und Sicherheit für Notsituationen, da nur auf das Netz reagiert wird und keine zusätzlichen Informationswege benötigt werden.

Bricht die Netzspannung bei einem Systemkollaps zusammen, wird die Restenergie in den Smart Meter und Schaltern im Netz noch genützt, um alle Smart Meter (Lasten) vom Netz zu schalten. (siehe Kapitel 5.3.4.11)

Bleibt die Spannung der übergeordneten Netzebene eine gewisse Zeit  $t_{\text{Verzögerung}}$  aus, wird von den dezentralen Erzeugungseinheiten (PV, Wind, Notstromaggregate, ...) der Notbetrieb in Gang gesetzt, und es wird langsam die Spannung, einer Rampe folgend, hochgefahren. Überschreitet die Spannung eine bestimmte Stufe, schalten vorher definierte Smart Meter zu. Falls noch genügend Energie vorhanden ist, wird die Spannung weiter, der Rampe folgend gesteigert und weitere Smart Meter - nach vordefinierter Priorität - zugeschaltet.

Kommt die Netzspannung wieder in einen normalen Bereich, registriert dies der an der Verbindung zum übergeordneten Netz stehende Leistungsschalter, der bei Erreichen bzw. Einhalten der für die Zuschaltung notwendigen Grenzen von Spannung, Phasenverschiebung und Frequenz zuschaltet. ( $t_{\text{sync}}$  ist die Zeit zwischen Spannungswiederkehr und Synchronisation; siehe Abbildung 24)

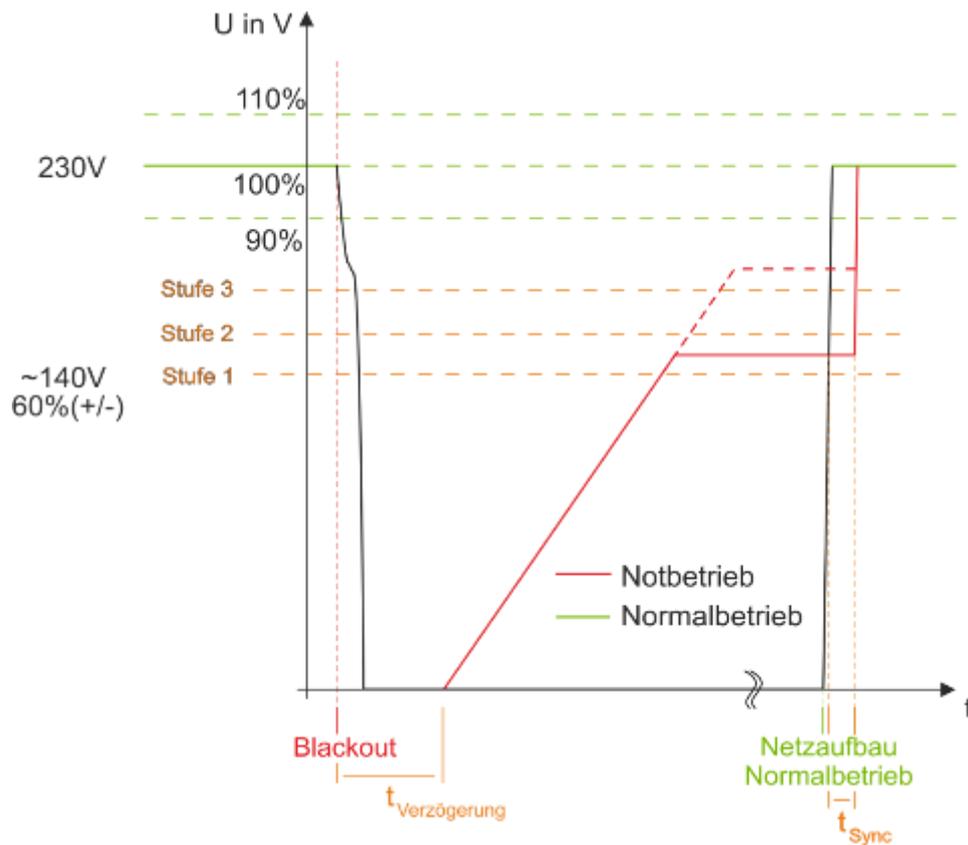


Abbildung 24: Zeit-Spannungsverlauf von Normal- bzw. den diversen Notbetriebsstufen

In Abbildung 25 ist ein schematisches Mittel- und Niederspannungsverteilstromnetz dargestellt, bei dem durch äußere Einwirkungen das Hochspannungsnetz sowie vereinzelte Leitungen ausgefallen sind. In den meisten Fällen würden jedoch noch grundsätzlich funktionierende Netzteile bestehen bleiben, welche jedoch die Spannungs- und Frequenzkriterien für eine ordnungsgemäße Versorgung nicht erfüllen. Diese werden bei Verletzung der Grenzwerte ( $U$ ,  $f$ ) nicht genutzt, da in der bisherigen Betriebsweise alle dezentralen Erzeugungseinheiten vom Netz gehen müssen. (E-Control 2013)

Auf Grund von vorhandenen dezentralen Erzeugern, wie Photovoltaik, Kleinwasserkraft, BHKW oder auch Notstromaggregaten, im Zusammenspiel mit intelligenten Lastschaltern bzw. Smart Meter, besteht in manchen Netzteilen die Möglichkeit einer Notversorgung der wichtigsten Verbraucher, auch wenn eine Vollversorgung aus energetischer und aus leitungstechnischer Sicht nicht mehr möglich ist.

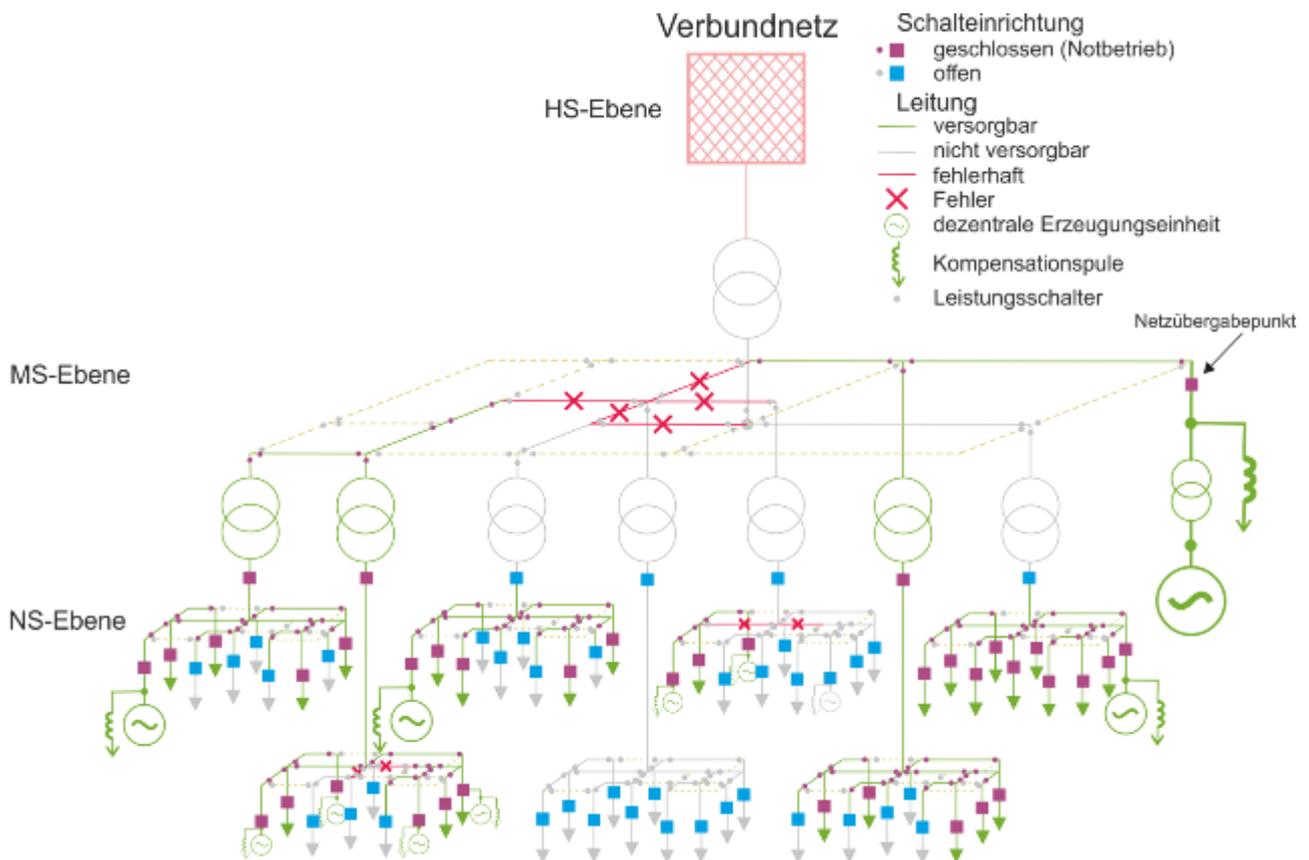


Abbildung 25: Schematisches Mittel- und Niederspannungsverteilstromnetz mit ausgefallenen Leitungen und aufgefallener Versorgung aus dem Hochspannungsnetz

### 5.3.2 Beschreibung der Funktion des UNV-Konzepts im NS-Netz

Im Folgenden wird in Abbildung 26 der Ablauf und die Funktion des UnterspannungsNotVersorgungs-Konzepts für die wesentlichen Komponenten in diesem Konzept gezeigt. Dies sind die Smart Meter als intelligente Lastschaltgeräte, smarte Schalter im Netz und am NS-Trafo und auch wichtig die Wechselrichter. Für das UNV-Konzept wird von Wechselrichtern als dezentralen Erzeugungseinheiten ausgegangen. Hier muss für jedes Microgrid zumindest einer inselnetzfähig (Master) sein. Die restlichen WR können als Slave-WR oder als Master, die im Slave-Betrieb fahren, ausgeführt sein.

Die genauen Beschreibungen der einzelnen Funktionen sind in Kapitel 5.3.4 „Beschreibung der Teilfunktionen des UNV-Konzepts“ genauer ausgeführt.

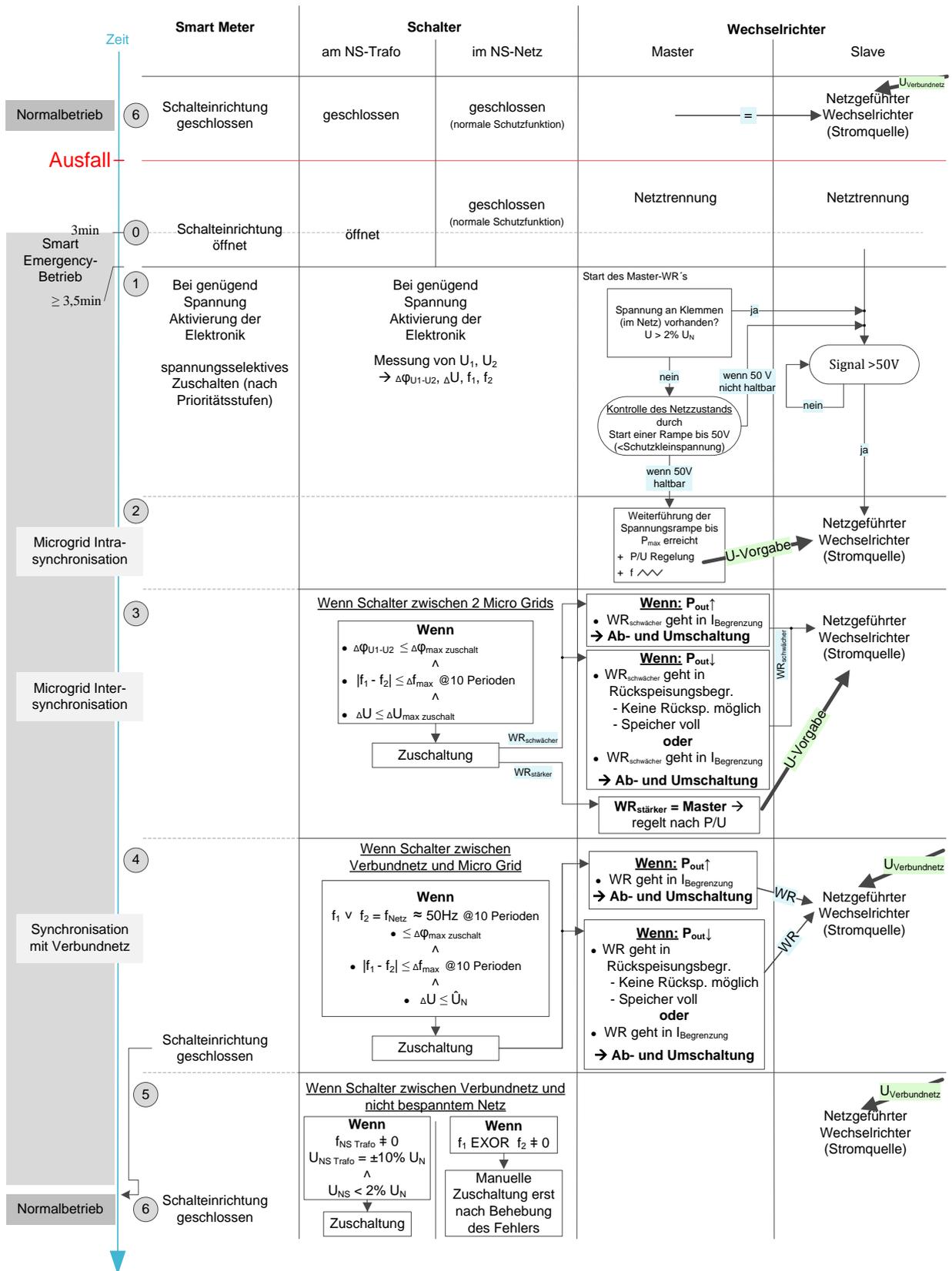


Abbildung 26: Schematisches Ablaufdiagramm des UNV-Konzepts

Die Punkte 0-6 sind im Folgenden noch genauer ausgeführt.

### Normalbetrieb

Im Normalbetrieb ⑥ sind alle Schalteinrichtungen (Leistungsschalter, Smart Meter) entsprechend der Schaltung des normalen Netzbetriebs geschlossen oder geöffnet. Es werden alle Wechselrichter als Slave-WR (netzgeführte Stromquellen) betrieben.

### Ausfall (Einstellung der Energielieferung)

Zum Zeitpunkt des Ausfalls bleiben alle Schalteinrichtungen in ihrem für den Normalbetrieb vorgesehenen Zustand. Die Wechselrichter gehen vom Netz.

### Vorbereitung für Smart Emergency-Betrieb

Nach 3 min ① (siehe Kapitel 4.2.1) öffnet der Leistungsschalter beim Trafo sowie alle Schalteinrichtungen in den Smart Metern (Lasttrennung). Dies ist auch in Abbildung 27 dargestellt.

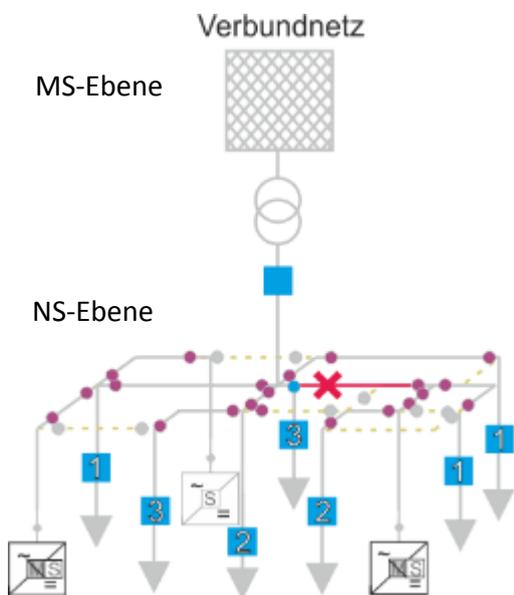


Abbildung 27: Schaltzustand im Niederspannungsnetz  $t \geq 3\text{min}$  bei einem Ausfall

### Legende für die Abbildungen 26 – 37

- Schalteneinrichtung**
- Leistungsschalter
  - Smart Meter, Smart Switch
  - ①②③ Priorisierung
  - geschlossen (Notbetrieb)
  - blau offen
- Leitung**
- grüne Linie versorgt
  - graue Linie nicht versorgt
  - gelbe Linie versorgt im Notbetrieb
  - rote Linie fehlerhaft
  - ✗ Fehler
- Wechselrichter**
- Master
  - Slave
  - Master im Slavebetrieb

### Funktionsprüfung des Netzes der Master-Wechselrichter

Punkt ① aus Abbildung 26

Um nicht auf ein defektes bzw. zerstörtes Netz aufzuschalten wird zu Beginn vom Master-WR, das Netz mit einer Spannung bespannt. Diese Spannung beginnt langsam ( $\sim 0,5-1\text{ V/s}$ ) einer Rampe folgend bis 50 V. (siehe auch Kapitel 5.3.4.6)

Wenn der WR noch nicht in der Strombegrenzung ist, wird die Rampe, wie im UNV-Konzept vorgesehen, danach weiter gesteigert (Abbildung 28). Wenn schon, geht er in den Slave-Betrieb über (Abbildung 38) und wartet, bis das Netz repariert bzw. wieder bespannt ist.

## Microgrid Intrasynchronisation

Punkt ② aus Abbildung 26

Der die Funktion des Master-WR übernehmende WR des jeweiligen Microgrids (gelb: Microgrid 1; orange: Microgrid 2) gibt die Spannung entsprechend der P/U Regelung vor (siehe Kapitel 5.3.4.1 Leistungsabhängige Spannungsanpassung) und fährt die Frequenz entlang eines Dreiecks für eine spätere Synchronisation durch. (siehe Abbildung 28)

Ist die Spannung  $>50$  V, beginnen auch die Slave-Wechselrichter sich zu synchronisieren und Leistung einzuspeisen. (siehe Abbildung 29 und Kapitel 5.3.4.7 Netzgeführte Wechselrichter (Stromquellen) – Slave-Wechselrichter)

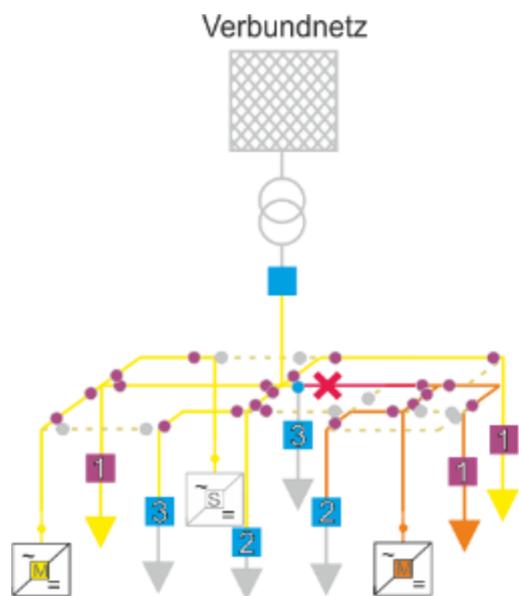


Abbildung 28: Schaltzustand im Niederspannungsnetz beim Hochfahren mehrerer Microgrids

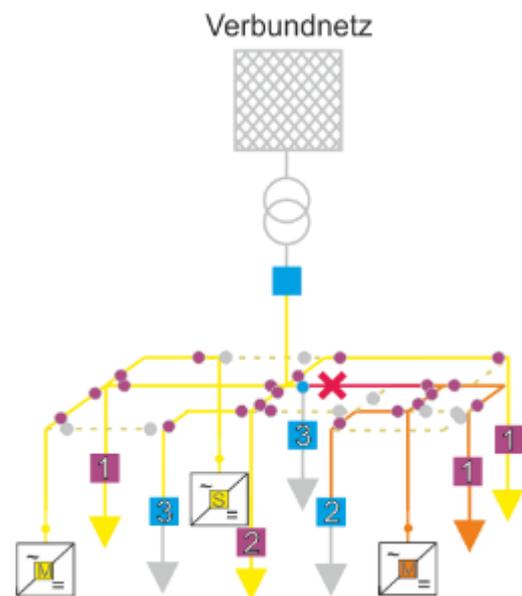


Abbildung 29: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit mehreren Microgrids mit synchronisierten Slave-WR

## Teilfehlerbehebung

Wenn der Fehler aus Abbildung 29 behoben worden ist, jedoch noch keine Versorgung vom Verbundnetz möglich ist bildet sich ein Netz wie in Abbildung 30 heraus. (gelb: Microgrid 1; orange: Microgrid 2)

Es entsteht somit ein direkter Verbindungspunkt zwischen zwei Microgrids, der durch einen offenen Leitungsschalter (•) getrennt ist. In weiterer Folge ist somit ein Microgrid Intersynchronisation möglich.

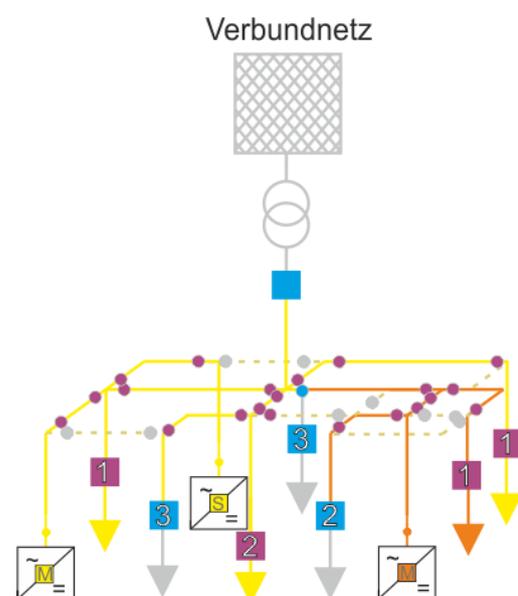


Abbildung 30: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit Microgrids mit synchronisierten Slave-WR und behobener Fehlerstelle

## Microgrid Intersynchronisation

Punkt ③ aus Abbildung 26

Wenn der Phasenwinkel  $\Delta\varphi_{U_1-U_2}$  zwischen den beiden Microgrids gegen 0 geht bzw.  $\leq \Delta\varphi_{\max\text{zuschalt}}$  ist, sowie Frequenzen auch annähernd gleich sind  $f_1 \approx f_2$  und  $\Delta U \leq \Delta U_{\max\text{zuschalt}}$ , dann schließt der Schalter zwischen den beiden Microgrids.

Durch die nicht genau gleichen Frequenzen der Master-WR im gebildeten Netz wird der Phasenwinkel zwischen diesen größer, und es beginnt einer Leistung aufzunehmen und einer abzugeben. Dies erfolgt sehr schnell ( $< 10\text{ms}$ ), bis einer in die Strombegrenzung läuft und sich folglich abschaltet. (siehe Kapitel 5.3.4.4 Strom/Spannungs-Zeigerdiagramm bei Synchronisation) Somit gibt es, wie in Abbildung 31 dargestellt, nur mehr einen einzigen Master im neu gebildeten Microgrid. Der abgeschaltete Master-WR detektiert nun ein Signal wie in Punkt ① und geht in den Slave-Betrieb. (siehe Abbildung 32)

Die Slave-WR folgen dem Netz, synchronisieren sich auf die neue Frequenz und speisen weiter ein (siehe Kapitel 5.3.4.7 Netzgeführte Wechselrichter (Stromquellen) – Slave-Wechselrichter).

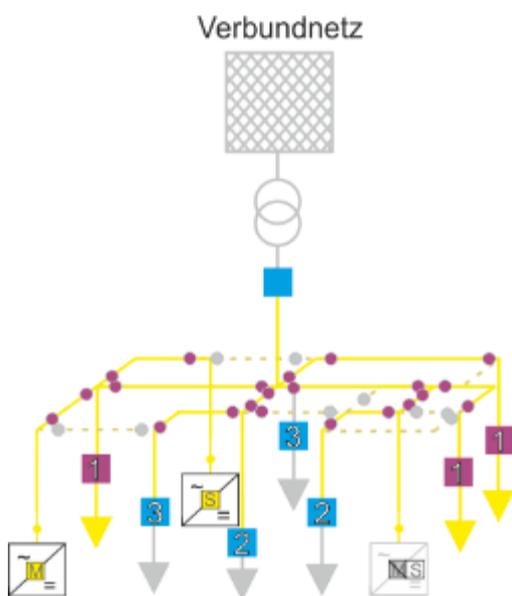


Abbildung 31: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit einem Microgrid und in Strombegrenzung gelaufenen Master-WR

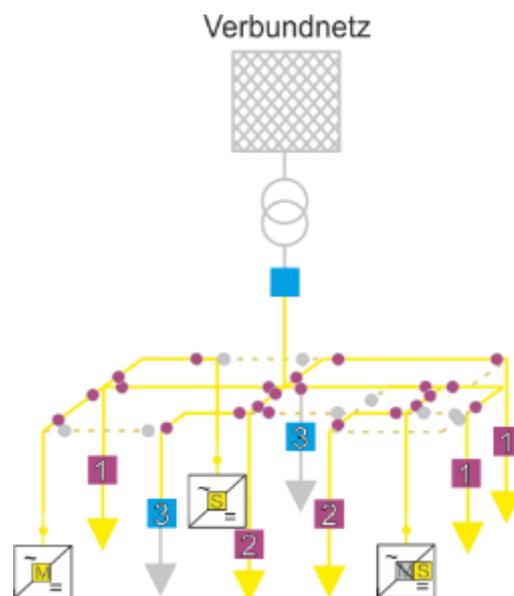


Abbildung 32: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit einem Microgrid und sich als Slave synchronisiertem Master-WR

## Synchronisation mit Verbundnetz

Punkt ④ aus Abbildung 26

Hier sind zwei Fälle möglich:

### 1. Fall:

Nicht alle Microgrids im Netz sind verbunden und somit ist nur eine Synchronisation mit dem zum Verbundnetz verbindbaren Microgrid möglich. (siehe Abbildung 33)

In Abbildung 26 Punkt ② → ④

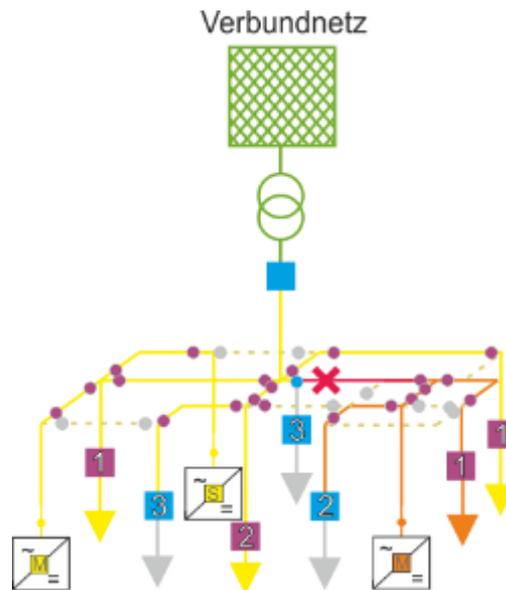


Abbildung 33: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit mehreren Teilmicrogrids vor Zuschaltung des Verbundnetzes

Wenn der Phasenwinkel zwischen dem Verbundnetz und dem verbindbaren Microgrid gegen 0 geht bzw.  $\leq \Delta\varphi_{\max\ zuschalt}$  ist, die Frequenzen auch annähernd gleich sind und  $\Delta U \leq \Delta U_{\max\ zuschalt}$ , dann schließt der Schalter zum Niederspannungstrafo.

Durch die nicht genau gleichen Frequenzen des Verbundnetzes und des Master-WR des verbindbaren Microgrids wird der Phasenwinkel zwischen diesen größer und der Master-WR des verbindbaren Microgrids beginnt Leistung aufzunehmen bzw. abzugeben. Dies erfolgt sehr schnell bis zu seiner Strombegrenzung, und folglich schaltet er sich ab (siehe Kapitel 5.3.4.4 Strom/Spannungs-Zeigerdiagramm bei Synchronisation). Folglich gibt es, wie in Abbildung 34 dargestellt, nur mehr einen Teil der mit dem Verbundnetz verbunden ist im Normalbetrieb (In Abbildung 26 Punkt ⑥) und für den nicht zuschaltbaren Teil den Notbetrieb, bis der Fehler repariert und eine Zuschaltung möglich ist. Der abgeschaltete Master-WR des zugeschalteten Microgrids detektiert nun ein Signal wie in Punkt ① Abbildung 26 und geht in den Slave-Betrieb. (siehe Abbildung 35)

Die Slave-WR folgen dem Netz, synchronisieren sich auf die neue Frequenz und speisen weiter ein.

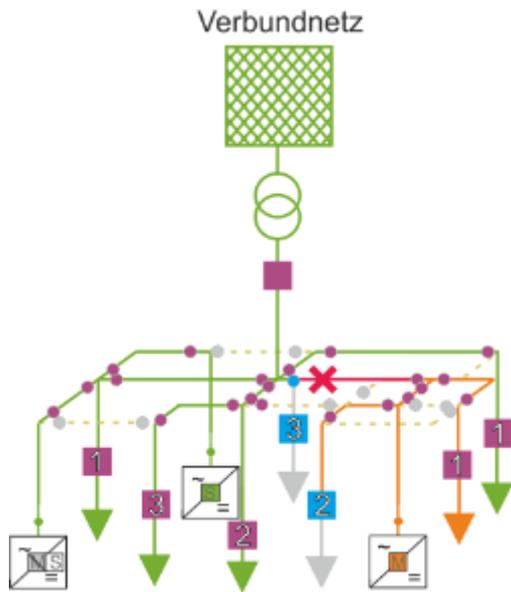


Abbildung 34: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Teilschaltung des Verbundnetzes mit in Strombegrenzung gelaufenen Master-WR und einem verbleibenden Microgrid

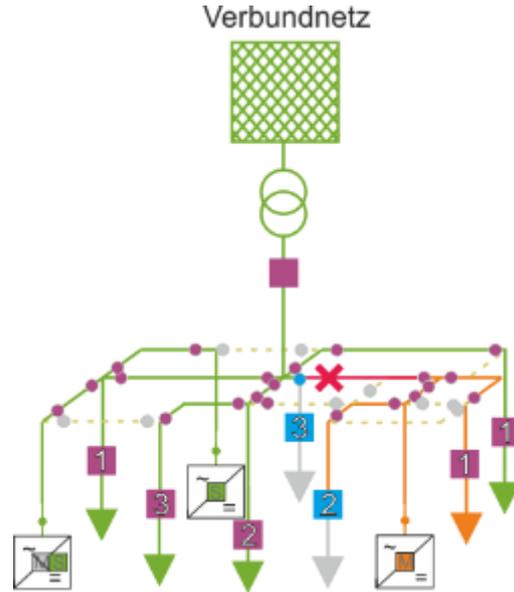


Abbildung 35: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Teilschaltung des Verbundnetzes mit sich als Slave synchronisiertem Master-WR und einem verbleibenden Microgrid

**2. Fall:**

Alle Netzteile und Microgrids im Netz sind funktionsfähig und verbunden, und daher ist eine direkte Synchronisation des gesamten Microgrids möglich. (siehe Abbildung 36)

In Abbildung 26 Punkt ③ → ④

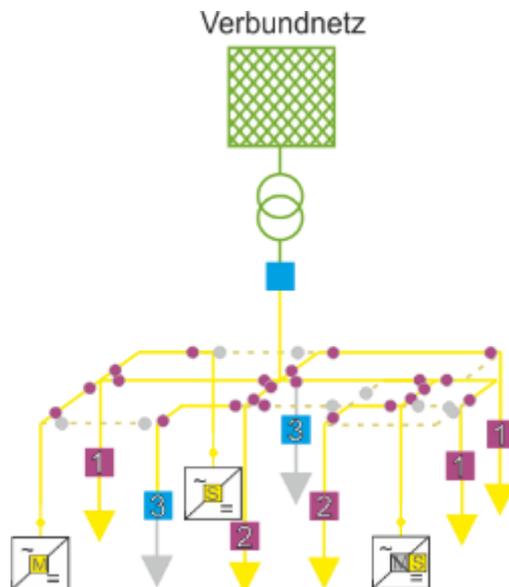


Abbildung 36: Schaltzustand im Niederspannungsnetz wenn alle Netzteile und Microgrids im Netz funktionsfähig und verbunden sind

Wenn der Phasenwinkel zwischen dem Verbundnetz und dem Microgrid gegen 0 geht bzw.  $\leq \Delta\varphi_{max\ zuschalt}$  ist, die Frequenzen auch annähernd gleich sind und  $\Delta U \leq \Delta U_{max\ zuschalt}$  ist, dann schließt der Schalter zum Niederspannungstrafo.

Durch die nicht genau gleichen Frequenzen des Verbundnetzes und des Master-WR wird der Phasenwinkel zwischen diesen größer, und der Master-WR beginnt Leistung aufzunehmen bzw. abzugeben. Dies erfolgt sehr schnell bis zu seiner Strombegrenzung und folglich schaltet er sich

ab. (siehe Kapitel 5.3.4.4 Strom/Spannungs-Zeigerdiagramm bei Synchronisation) Infolge dessen gibt es, wie in Abbildung 37 dargestellt, nur mehr das Verbundnetz im Normalbetrieb. Der abgeschaltete Master-WR detektiert nun ein Signal wie in Punkt ① und geht in den Slave-Betrieb. (siehe Abbildung 38)

Die Slave-WR folgen dem Netz, synchronisieren sich auf die neue Frequenz und speisen weiter ein.

➔ Rückkehr zu Punkt ⑥ (Abbildung 26) Normalbetrieb für das ganze Netz

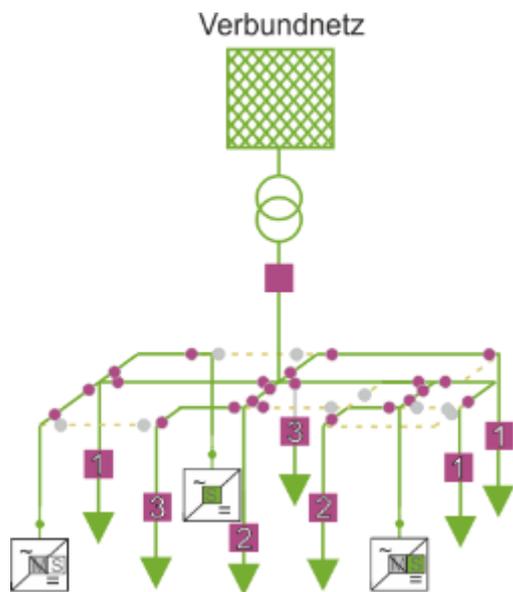


Abbildung 37: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Zuschaltung des Verbundnetzes mit in Strombegrenzung gelaufenen Master-WR

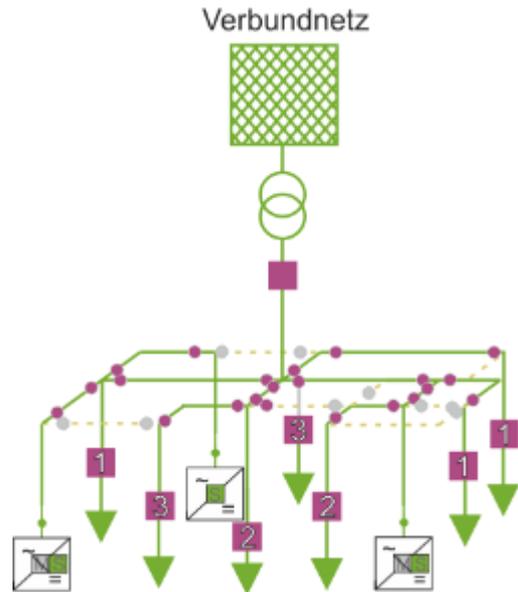


Abbildung 38: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Teilzuschaltung des Verbundnetzes mit sich als Slave synchronisiertem Master-WR

**Schließen der Schalter für den Normalbetrieb, wenn zwischen Verbundnetz und nicht bespanntem Netz:**

Punkt ⑤ aus Abbildung 26

Dies erfolgt nur, wenn auf nur einer Seite des Schalters ein Signal detektiert wird.

Der Schalter zum Niederspannungstrafo auf der NS-Netzseite wird geschlossen, wenn ein Signal von der Trafoseite ( $f_{NS\ Trafo} \neq 0$ ;  $U_{NS\ Trafo} = \pm 10\% U_N$ ) und kein Signal von der NS-Netzseite ( $U_{NS} < 2\% U_N$ ) anliegt.

Bei den Schaltern im Netz wird erst manuell zugeschaltet, wenn der Netzteil wieder repariert ist.

➔ Rückkehr zu Punkt ⑥ Normalbetrieb in Abbildung 26

### 5.3.3 Spannungs-Leistungs-Sequenzen des UNV-Konzepts

In Abbildung 39 sind Ablaufsequenzen des UNV-Konzepts dargestellt. Die jeweiligen Sequenzen sind immer vom Vorstatus abhängig. Eine Beschreibung der Vorgänge in den Sequenzen ist in Tabelle 8 aufgelistet. Diese Aufstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit aller möglichen Sequenzen und Sequenzabfolgen und soll lediglich einen Auszug der charakteristischsten und aussagekräftigsten Sequenzabfolgen darstellen.

In Kapitel 5.3.6.1 ist zum Vergleich eine Sequenzabfolge als Test im Labor dargestellt. Auf Grund der kurzen Leitungslängen und des relativ starken Leistungsverstärkers spielt im Laboraufbau die Last bzw. das Netz nur eine marginale Rolle und tritt kaum zum Vorschein. In Abbildung 39 zeigen sich jedoch die Lasten und die aus deren Strömen resultierenden Spannungsabfälle an den Leitungen in diversen Sprüngen beim Schalten der Prioritäts- bzw. Laststufen.

**Tabelle 8: Auflistung der Beschreibung der Ablaufsequenzen aus Abbildung 39 (Sequenz ist immer abhängig von Vorstatus)**

Sequenz	Sequenzbeschreibung	P/U-Regelung	Ausgangsspannung $U_{out}$	Abgabeleistung $P_{out}$	Zwischenkreis- spannung $U_{DC}$
1	P-Reserven vorhanden	$U_{DC} > U_{DCreg+}$	↗	steigt leicht	sinkt leicht
2	Stufe 1 ON		↓	↑	↘
3	P-Reserven vorhanden	$U_{DC} > U_{DCreg+}$	↗	steigt leicht	sinkt leicht
4	Stufe 2 ON		↓	↑	↘
5	P-Reserven vorhanden	$U_{DC} > U_{DCreg+}$	↗	steigt leicht	sinkt leicht
6	P-Gleichgewicht $\rightarrow U_{DC}$ sinkt auf $U_{DCreg+}$	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	=
7	P-Gleichgewicht	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	=
8	$P_{DC}$ (Primärleistung) sinkt	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	sinkt
9	$P_{DC}$ sinkt $\rightarrow U_{DC}$ sinkt unter $U_{DCreg-}$	$U_{DC} < U_{DCreg-}$	↘	sinkt leicht	sinkt leicht
10	$P_{DC}$ sinkt	$U_{DC} < U_{DCreg-}$	↘	sinkt leicht	sinkt leicht
11	Stufe 2 OFF $\rightarrow U_{DC}$ steigt über $U_{DCreg+}$	$U_{DC} > U_{DCreg+}$	↑	↓	↗
12	P-Reserven vorhanden	$U_{DC} > U_{DCreg+}$	↗	steigt leicht	sinkt leicht
13	P-Gleichgewicht $\rightarrow U_{DC}$ sinkt auf $U_{DCreg+}$	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	=
14	P-Gleichgewicht	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	=
15	$P_{out}$ (Lasten) sinkt	$U_{DC} > U_{DCreg+}$	steigt leistungsabhängig	sinkt lastabhängig	steigt lastabhängig
16	Stufe 2 ON $\rightarrow P_{out} \uparrow \rightarrow U_{DC}$ sinkt unter $U_{DCreg-}$		↓	↑	↘
17	Energiedefizit in WR	$U_{DC} < U_{DCreg-}$	↘	sinkt lastabhängig	steigt lastabhängig
18	P-Gleichgewicht $\rightarrow U_{DC}$ stieg auf $U_{DCreg-}$	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	=
19	P-Gleichgewicht	$U_{DCreg-} \leq U_{DC} \leq U_{DCreg+}$	=	=	=

↗ steigende Rampe	↑ steigender Sprung	= gleichbleibend	↗ Ladekurve
↘ fallende Rampe	↓ fallender Sprung		↘ Entladekurve

Die Schwellenwerte für die Prioritäts- bzw. Laststufen wurden beispielhaft angenommen. Die genaue Beschreibung der Masterwechselrichter ist in Kapitel 5.3.4.6 erläutert.

Im Zwischenkreis des WR zeigen sich die Lastsprünge beim Schalten der Prioritäts- bzw. Laststufen als Entladevorgänge, deren Zeit von der Kapazität des Zwischenkreises und der Größe des Lastsprunges abhängig ist.

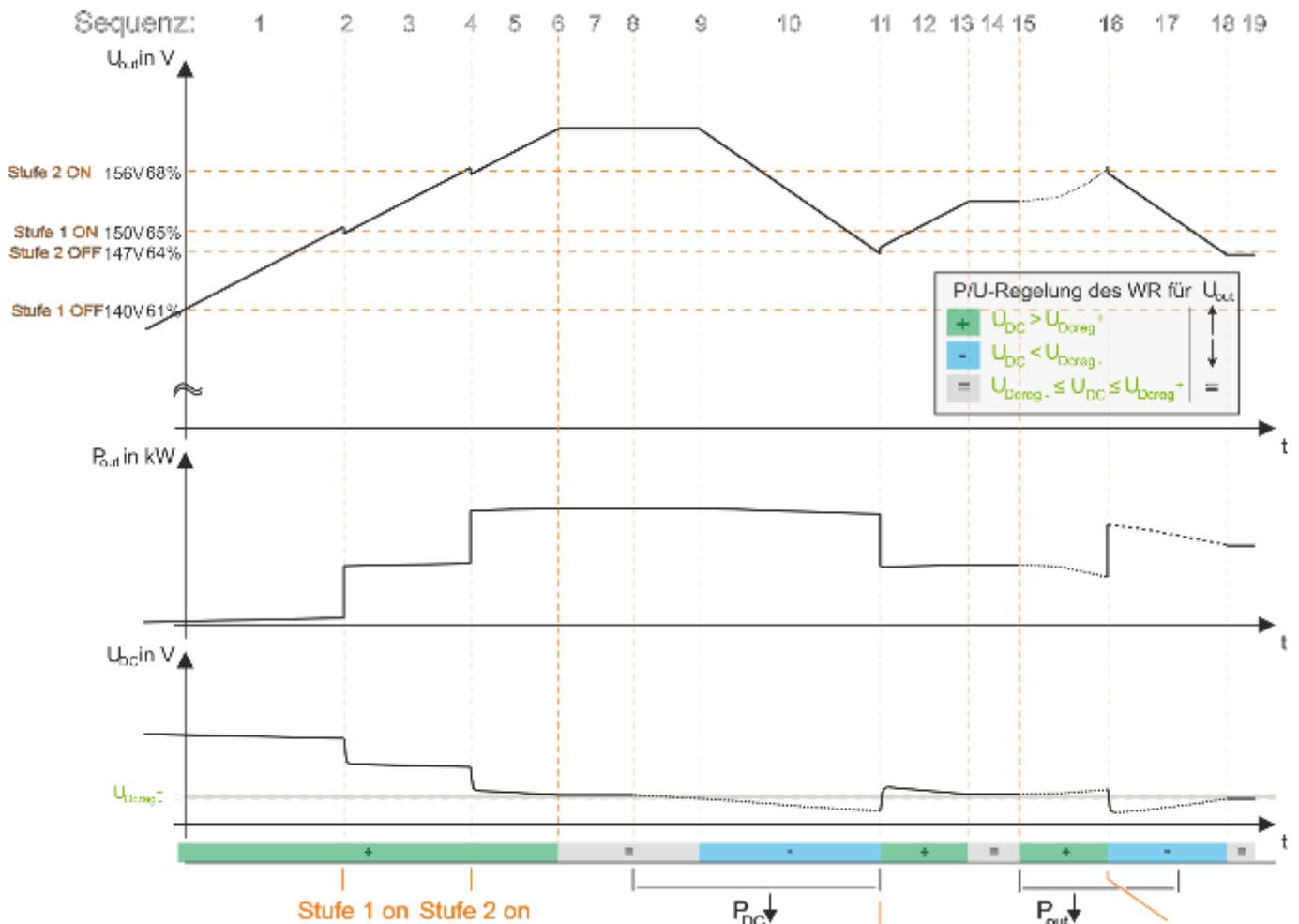


Abbildung 39: Ablaufsequenzen des UNV-Konzepts von Netzspannung, Abgabeleistung und Zwischenkreisspannung des Wechselrichters ( $P_{DC}$ : Primärleistung in DEA,  $P_{out}$ : Abgabeleistung von DEA)

### 5.3.4 Beschreibung der Teilfunktionen des UNV-Konzepts

In diesem Kapitel findet sich eine genaue Beschreibung von speziellen Teilen, Vorgängen und Einstellungen des in Kapitel 5.3.1 „Allgemeine Beschreibung“ und Kapitel 5.3.2 „Beschreibung der Funktion des UNV-Konzepts im NS-Netz“ vorgestellten UNV-Konzepts.

#### 5.3.4.1 Erzeugerseitige primärleistungsabhängige Spannungsanpassung (P/U Regelung)

Die dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) beginnen mit der Microgrid-Synchronisation und starten die Boot-Sequenz (in Kapitel 5.3.2 Abbildung 24: Beginn der grünen Linie nach  $t_{Verzögerung} \geq 3\text{min}$ ) durch langsames Erhöhen der Spannung einer Rampe folgend. Dies erfolgt in einem Bereich von einigen Volt pro Sekunde ( $\sim 0,5\text{-}1\text{ V/s}$ ). Moderne Wechselrichter sind in der Lage, leistungsabhängig die Spannung zu verändern bzw. anzupassen. Wenn die Spannung einen

bestimmten Wert überschreitet, schalten definierte Smart Meter ihre Last durch. Wenn genügend potentielle Einspeiseleistung vorhanden ist, wird die Spannung der Rampe folgend weiter erhöht und zusätzliche Smart Meter schalten entsprechend der Spannung nach Priorität zu. Nimmt die vorhandene Erzeugungsleistung der DEA ab, wird durch die Wechselrichter auch die Spannung wieder reduziert bis einige Smart Meter abschalten und somit ein Gleichgewicht mit der benötigten Leistung hergestellt ist. (siehe Kapitel 5.3.4.9 Schalthysterese)

### 5.3.4.2 Spannungsabhängige Lastanpassung durch Smart Meter

Die spannungsabhängige Lastanpassung ist ähnlich der herkömmlichen frequenzselektiven Last- bzw. Erzeugungsanpassung f/P-Regelung. (siehe Kapitel 2.6.1)

Je nach Priorität und der Spannung (vorhandener Erzeugungsleistung, P/U-Regelung der Wechselrichter) im Microgrid schalten die Smart Meter, ihrer fix eingestellten Programmierung folgend, Lasten zu oder ab.

Die Schaltzustände sind nur von physikalischen Netzparametern, wie Spannung oder Frequenz, abhängig. Dies ist ein wichtiger Vorteil aufgrund der Unabhängigkeit von der IKT. So wird zum Beispiel Cyber-Attacken keine Angriffsfläche geboten. Ebenso ist eine physikalische Manipulation nur schwer möglich, da eine Veränderung der Spannung oder Frequenz eine beträchtliche Menge an Wirk- oder Blindleistung erfordern würden. Um eine Oszillation durch das Zu- bzw. Abschalten zu vermeiden, ist eine gewisse Schalthysterese (unterschiedliche Ein- bzw. Ausschaltsschwellen) erforderlich, die von der Größe der geschalteten Last abhängig ist, notwendig.

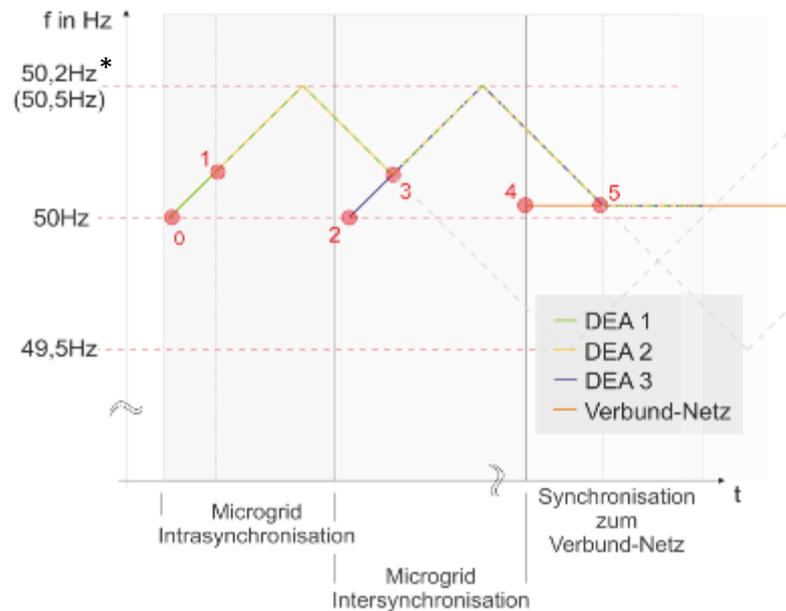
### 5.3.4.3 Synchronisation

Eine Herausforderung ist die automatische Synchronisation, die in drei verschiedenen Schritten (siehe Abbildung 40) gelöst wird:

- die Synchronisation im Microgrid (Intrasynchronisation),
- die Synchronisation von unterschiedlichen Microgrids (Intersynchronisation),
- die Synchronisation mit dem Verbundnetz.

Eine erste schaltungstechnische Beschreibung befindet sich in Kapitel 5.3.2 sowie eine Beschreibung des Strom/Spannungs-Zeigerdiagramms bei Synchronisation in Kapitel 5.3.4.4.

Im Prinzip ist jedoch auf Grund des relativ kleinen  $\Delta f_{max}$  von 0,7 Hz die Frequenz vernachlässigbar und nur die Phasendifferenz  $\Delta\varphi$  bei der Zuschaltung wesentlich. In Kapitel 5.3.4.5 wird in diesem Zusammenhang auf das Frequenzsweeping zur Erreichung der Zuschaltbedingungen noch näher eingegangen.



**Abbildung 40: Frequenz-Zeitverlauf bei den drei Stufen der Synchronisation**

\* Zur leichteren Darstellung wurde immer von 50,2 Hz ausgegangen anstatt von bspw. 50,19 Hz.

### Microgrid Intrasynchronisation

Alle DEA's, die Leistung zur Verfügung stellen können, beobachten die eigene Klemmenspannung. Wenn kein Signal bzw. Spannung ( $\leq 2\% U_N$ ) im Netz vorhanden ist, beginnt DEA 1 (grüne Linie) mit der Startsequenz (Abbildung 40, roter Punkte 0 und für DEA 3 blaue Linie und roter Punkt 2). Wenn ein Signal anliegt und dieses in einem gültigen Frequenzbereich (49,5 - 50,2 Hz) liegt, synchronisiert sich DEA 2 und stellt ihre Leistung im ersten Microgrid zur Verfügung (Abbildung 40, roter Punkt 1).

### Microgrid Intersynchronisation

In verbundenen Netzteilen (Microgrids) wird die Frequenz, einer Dreiecksfunktion folgend verändert. Dies erfolgt in jedem entstandenen Microgrid, so dass sich die Frequenzen von DEA 1-2 (grün-gelbe Linie) und DEA 3 (blaue Linie) in Abbildung 40 im Punkt 3 treffen. An diesem Punkt schaltet der "Smart Switch"(Leistungsschalter), der zwischen den beiden Microgrids liegt, durch und verbindet sie. Somit entsteht ein größeres Microgrid mit einer größeren geografischen Ausdehnung und mehr potentiellen Erzeugern und Verbrauchern. Der Master-WR mit der größeren Erzeugungsleistung gibt in weiterer Folge Frequenz und Spannung vor und der zweite als Master-WR fungierende WR schaltet ab und startet im Slave-Betrieb.

Folglich erhält man mehr Flexibilität und macht das Mittel der erzeugten Leistung weniger volatil. (ähnlich dem Konzept eines Verbundnetzes)

### Synchronisation mit dem Verbundnetz

Die Synchronisation mit dem Verbundnetz funktioniert ähnlich der Microgrid Intersynchronisation, nur dass die Frequenz des Verbundnetzes mehr oder weniger konstant, bzw. die Leistung größer ist, sodass am Ende der Synchronisation das Verbundnetz führt und der

als Master-WR fungierende WR abschaltet und im Slave-Betrieb startet. Sobald diese Sequenz beendet ist, ist die Wiederherstellung abgeschlossen.

### 5.3.4.4 Strom/Spannungs-Zeigerdiagramm bei Synchronisation

In Abbildung 41 ist ein schematisches Schaltbild von 2 Microgrids mit Master-WRn, die mit einem offenen Lastschalter verbunden sind, dargestellt. Eine Zuschaltung von einem Microgrid auf das Verbundnetz funktioniert ähnlich, nur dass das Verbundnetz relativ starr bleibt und der Master-WR des Microgrids, je nachdem ob er Leistung bezieht oder entnimmt, wegen Überstrom oder Rückspeisung vom Netz geht und als Slave-WR startet.

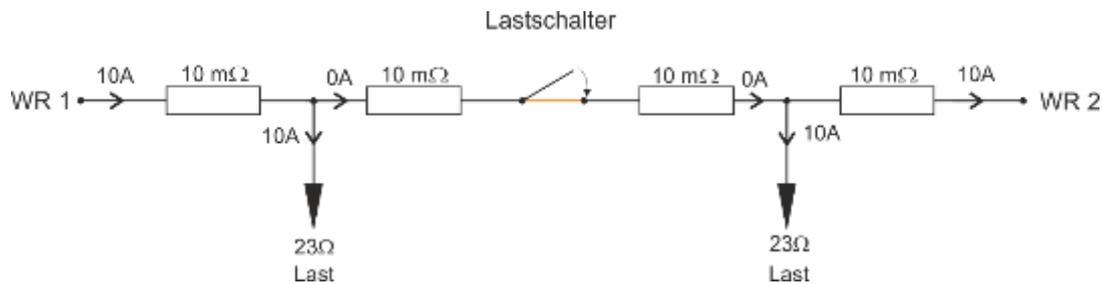


Abbildung 41: Schematisches Schaltbild von 2 Microgrids mit Master-WR

Um die Zeigerdiagramme möglichst einfach zu halten, wird ein vereinfachtes schematisches Schaltbild, wie in Abbildung 42 dargestellt, verwendet. Dies verändert die Verhältnisse nur marginal und zeigt trotzdem die wesentlichen Vorgänge bei der Zusammenschaltung.

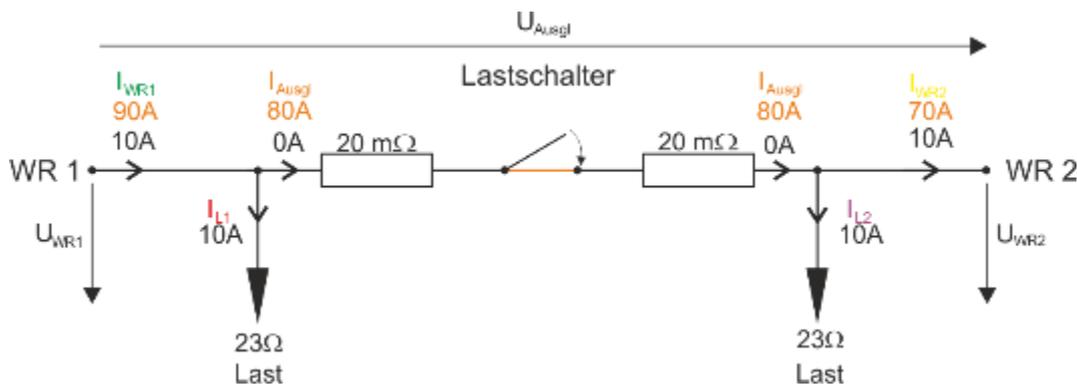


Abbildung 42: Vereinfachtes schematisches Schaltbild von 2 Microgrids mit Master-WR

Die Zeigerdiagramme der verschiedenen Stadien der Zuschaltung sind in Abbildung 43 dargestellt.

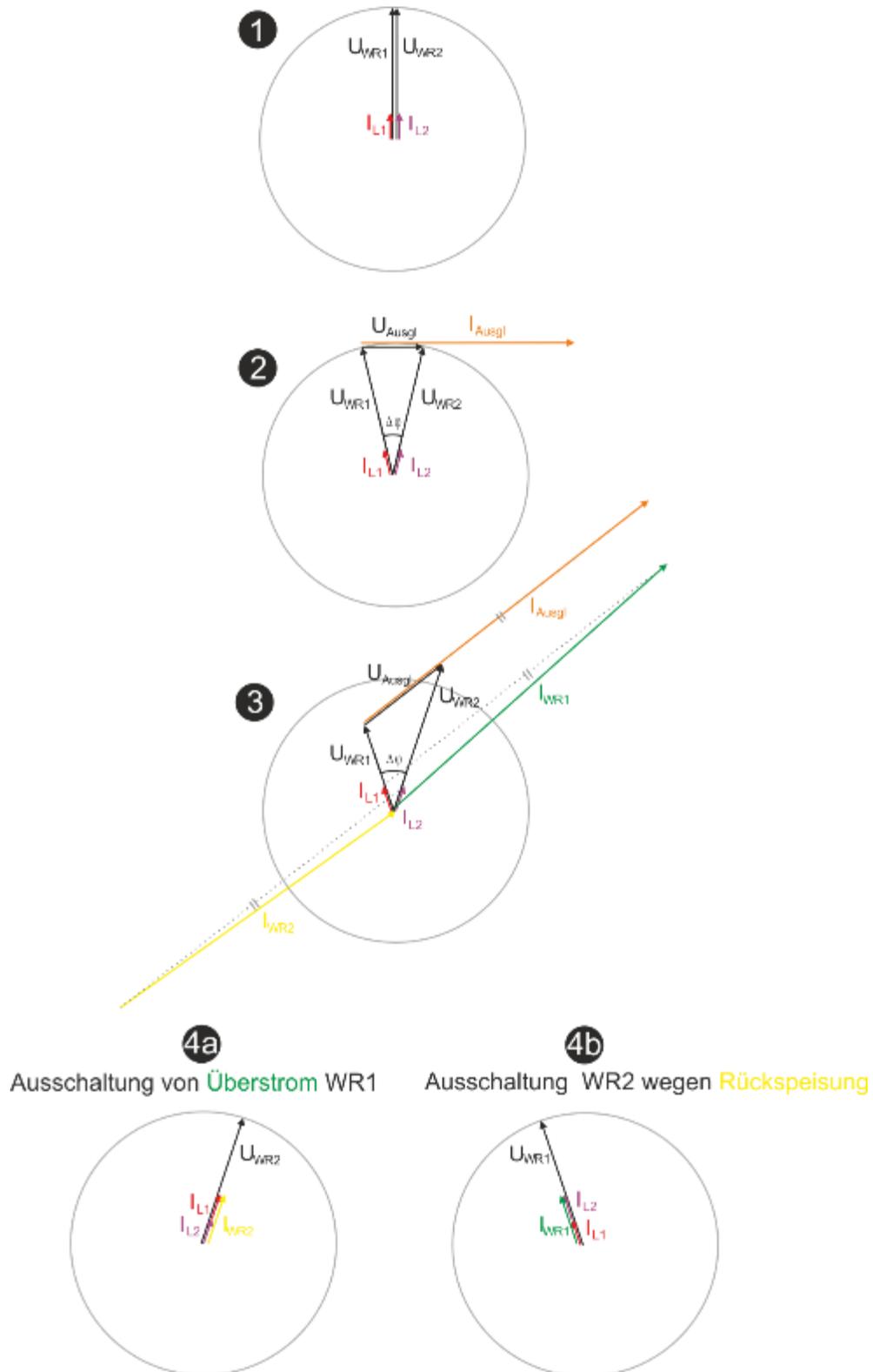


Abbildung 43: Strom Spannungszeigerdiagramme Zuschaltung bei Synchronisation im UNV-Konzept

Bei der Synchronisation muss der Leistungsschalter auf beiden Seiten die Spannungen vergleichen und bei Phasengleichheit zuschalten (siehe ①), da dies von Leistungsschalter abhängig  $\geq 15 \text{ ms}$  dauern kann, hat man bei der Zuschaltung schon eine gewisse Phasenverschiebung  $\Delta\varphi$  und somit eine Differenzspannung bzw. Ausgleichsspannung  $U_{\text{Ausgl}}$ .

Diese Spannung verursacht einen Ausgleichstrom  $I_{Ausgl}$  zwischen den Wechselrichtern. (siehe ②)

Entsprechenden der Phasenverhältnisse folgt hieraus, dass ein WR Leistung aufnimmt und einer Leistung abgibt. (siehe ③) Die Steigerung des Ausgleichstroms in diesem Vorgang erfolgt im Millisekunden-Bereich. Aufgrund der maximalen Stromgrenze der WR geht einer der beiden in die Strombegrenzung und schaltet ab. Bei WR gleicher Nennleistung schaltet jener, der Leistung abgibt, ab. Bei unterschiedlichen Nennleistungen schaltet, jener der weniger Nennleistung hat, ab. (siehe ④a) Leistung für diesen Vorgang wird aus den Zwischenkreisen der WR geholt und ist auf Grund des sehr schnellen Vorgangs nicht von hohen Energien getragen.

Ist im Zwischenkreis des WR, der Leistung aufnimmt, keine Pufferkapazität mehr vorhanden bzw. ist der WR so konzipiert, dass er bei Leistungsrückspeisung abschaltet, schaltet dieser WR ab. (siehe ④b)

Die abgeschalteten WR's können danach wieder als Slavewechselrichter ans Netz gehen.

### Berechnung des Ausgleichstroms:

Dies ist als Berechnungsmodell zu sehen und soll nur einen Überblick über die Berechnung verschaffen. Eine exakte Bestimmung ist von der jeweiligen Microgrid-Konfiguration abhängig (Leitungswiderstand  $R_{Ltg}$  und  $I_N$  bzw.  $S_N$  der der Wechselrichter).

Aus dem für das Konzept herangezogenen Frequenzband 50 Hz +0,4/-1 % (50,2 - 49,5 Hz) (Kapitel 5.3.4.13) geht ein  $\Delta f_{max}$  von 0,7 Hz hervor.

Da für die Wechselrichter die Zuschaltfrequenz bzw. der Frequenzunterschied in diesem Bereich noch handhabbar ist, ist als limitierende Größe  $I_N$  (bzw. oft auch  $I_{N+10\%}$ ) der Wechselrichter heranzuziehen. Dies ist bei der Zuschaltung im Wesentlichen gleich  $I_{Ausgl}$  (siehe ②) und somit vom Leitungswiderstand und von der Phasenverschiebung  $\Delta\varphi$  der beiden Wechselrichterspannungen ( $U_{WR1}$ ,  $U_{WR2}$ ) abhängig.

Die Phasendifferenz  $\Delta\varphi$  ergibt sich nach Formel ( 5-1 ). Hieraus kann man auf ein  $\Delta f$  ( 5-2 ) zurückrechnen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 44 für verschiedene  $\Delta\varphi$  dargestellt.

$$\Delta\varphi = 360^\circ \cdot \Delta t \cdot |f_{WR1} - f_{WR2}| = 360^\circ \cdot \Delta t \cdot \Delta f \quad (5-1)$$

$$\Delta f = \frac{\Delta\varphi}{360^\circ \cdot \Delta t} \quad (5-2)$$

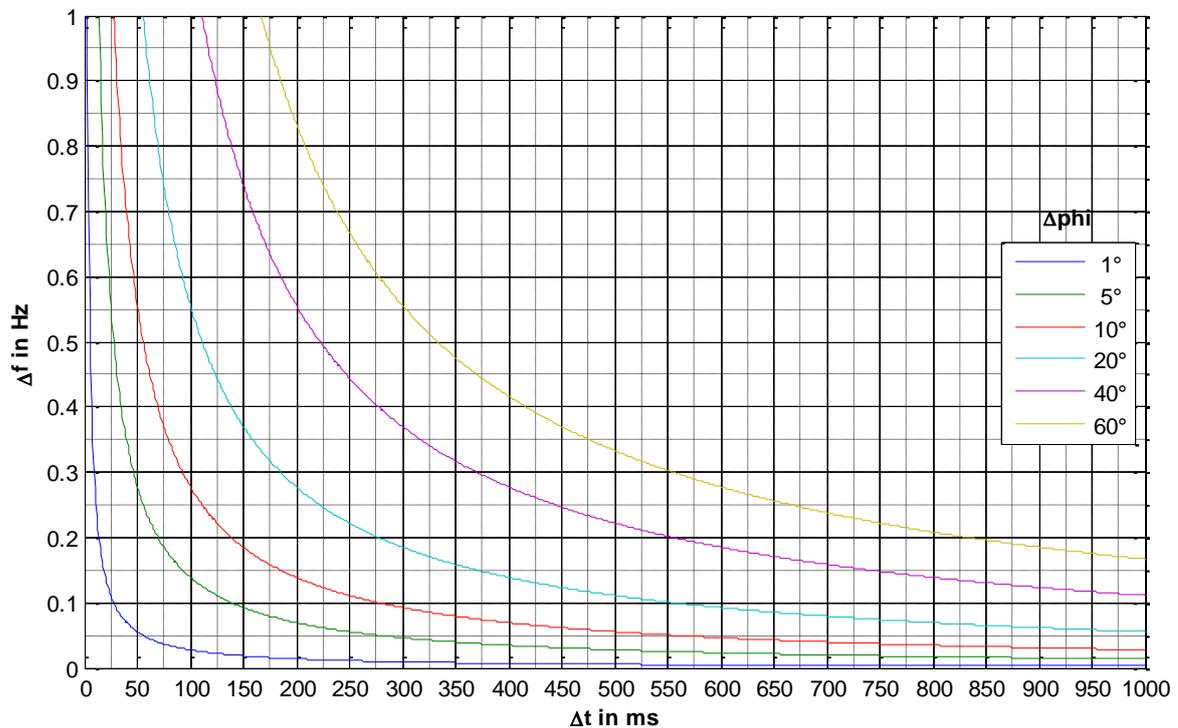


Abbildung 44: Verlauf verschiedener Phasendifferenzen in Abhängigkeit von  $\Delta f$  und der Zeit

Abhängig von der Zuschaltzeit des Schalters und des gewünschten maximalen  $\Delta f$  kann die Phasendifferenz bestimmt werden bzw. umgekehrt folgend aus  $I_N$  (bzw. oft auch  $I_{N+10\%}$ ) der Wechselrichter und somit  $I_{Ausgl}$  und den Leitungswiderstand, wie aus Formel ( 5-6 ) folgend und in Abbildung 45 dargestellt, kann ein maximales  $\Delta\varphi$  bestimmt werden. Mit diesem kann man über die Zuschaltzeit des Schalters auf ein maximales  $\Delta f$ , wie in Formel ( 5-3 ) vereinfacht für

$|U_{WR1}| = |U_{WR2}|$  und in Formel ( 5-4 ) allgemein gezeigt, zurückschließen, um so die Statik bzw. die Steigung des Frequenzdreiecks zu bestimmen.

$$\text{aus ( 5-2 ) und ( 5-6 )} \quad \Delta f = \frac{\Delta\varphi}{360^\circ \cdot \Delta t} = \frac{\arccos\left(1 - \frac{I_{Ausgl}^2 \cdot R_{Ltg}^2}{2 \cdot |U_{WR}|^2}\right)}{360^\circ \cdot \Delta t} \quad (5-3)$$

$$\text{aus ( 5-2 ) und ( 5-8 )} \quad \Delta f = \frac{\Delta\varphi}{360^\circ \cdot \Delta t} = \frac{\arccos\left(\frac{U_{WR1}^2 + U_{WR2}^2 - I_{Ausgl}^2 \cdot R_{Ltg}^2}{2 \cdot U_{WR1} \cdot U_{WR2}}\right)}{360^\circ \cdot \Delta t} \quad (5-4)$$

Geht man davon aus, dass die Wechselrichterspannungen ( $U_{WR1}$ ,  $U_{WR2}$ ) vom Betrag her gleich sind (siehe ②), so erhält man einen maximal möglichen Ausgleichsstrom  $I_{Ausgl}$  gemäß ( 5-5 ). Diese Beziehung ist in Abbildung 45 für verschiedene  $R_{Ltg}$  dargestellt. Die eingezeichnete Ausgleichsgerade zeigt den in diesem Bereich nahezu linear verlaufenden Verlauf der Kurve.

$$|U_{WR1}| = |U_{WR2}| = |U_{WR}| = 230 + 10 \% \quad (5-5)$$

$$I_{Ausgl} = \frac{U_{Ausgl}}{R_{Ltg}} = \frac{\sqrt{2 \cdot |U_{WR}|^2 \cdot (1 - \cos(\Delta\varphi))}}{R_{Ltg}} \quad (5-6)$$

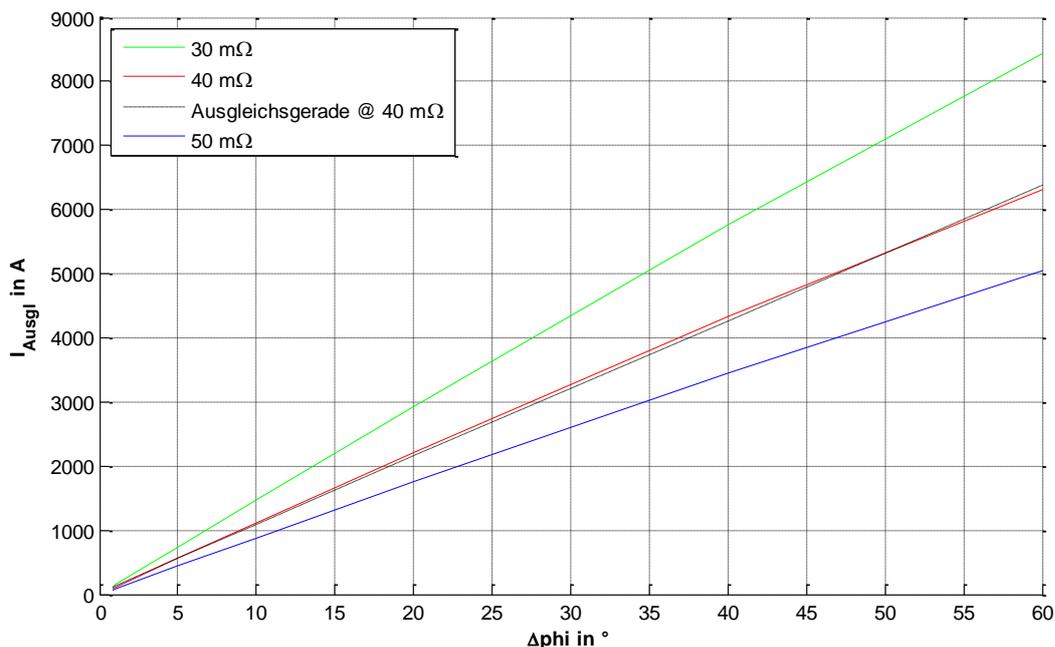


Abbildung 45:  $I_{Ausgl}$  in Abhängigkeit vom Phasenwinkel  $\varphi$  bei verschiedenen Leitungswiderständen

Sind die Wechselrichterspannungen ( $U_{WR1}$ ,  $U_{WR2}$ ) vom Betrag verschieden (siehe ③), ändert sich  $I_{Ausgl}$  abhängig von der Differenz der Wechselrichterspannungen  $|\Delta U|$  ( 5-7 ) und der Phasendifferenz  $\Delta\varphi$ . (siehe Formel ( 5-8 ) und Abbildung 46)

$$|\Delta U| = |U_{WR1} - U_{WR2}| \quad (5-7)$$

$$I_{Ausgl} = \frac{U_{Ausgl}}{R_{Ltg}} = \frac{\sqrt{U_{WR1}^2 + U_{WR2}^2 - 2 \cdot U_{WR1} \cdot U_{WR2} \cos(\Delta\varphi)}}{R_{Ltg}} \quad (5-8)$$

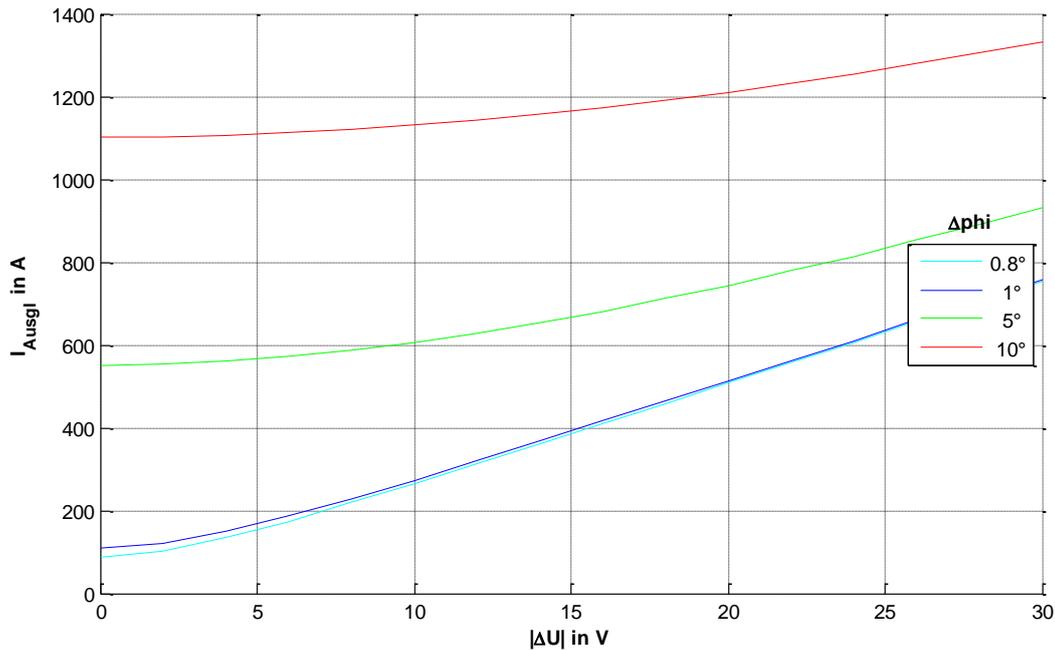


Abbildung 46:  $I_{Ausgl}$  in Abhängigkeit von der Spannungsdifferenz der beiden Wechselrichterspannungen bei verschiedenen Phasendifferenzen  $\Delta\varphi$

### 5.3.4.5 Frequenzsweeping zur Erreichung eines geringen Phasenunterschieds bei der Zuschaltung

Da bei der Microgrid-Intersynchronisation und bei der Synchronisation mit dem Verbundnetz die Phase zwischen den zwei Netzen von wesentlicher Bedeutung ist, ist es notwendig eine **möglichst geringe Phasenverschiebung** bei der Zusammenschaltung zu erreichen.

Ebenso müssen die **Frequenzen der beiden Netze möglichst nahe beisammen** liegen. Aus dem für das Konzept herangezogenen Frequenzband 50 Hz +0,4/-1 % (50,2 - 49,5 Hz) (siehe Kapitel 5.3.4.13) geht ein  $\Delta f_{max}$  von 0,7 Hz hervor. Dieses  $\Delta f_{max}$  ist jedoch so klein, dass es von den heutigen Wechselrichtern ohne größeren Aufwand bewältigt werden kann. Das heißt, dass die Slave-WR diesem Phasenübergang folgen können und ein Master-WR nach der Synchronisation abschaltet und in den Slave-Betrieb übergeht bzw. neustartet. Aus diesen Gründen wurde die exakte Frequenzübereinstimmung für die Simulationen vernachlässigt.

Da die Schalter im Normalbetrieb von 0V auf  $U_{N+Toleranz}$  schalten können, ist, wenn die Phasenbeziehung für die Zuschaltung stimmt, die Schaltspannung kleiner ( $U_{Zusvalt} \leq U_{max\ zusvalt}$ ) und daher der Wert der Spannung bei der Zuschaltung vernachlässigbar.

#### → Zuschaltbedingungen:

- möglichst geringe Phasenverschiebung ( $\Delta\varphi \leq \Delta\varphi_{max\ zusvalt}$ )
- Frequenzen der beiden Netzteile möglichst nahe beisammen
- $U_{Zusvalt} \leq U_{max\ zusvalt}$

Wenn man, wie im Normalbetrieb, eine herkömmliche f/P-Regelung anwendet, wäre die Phasenverschiebung vom jeweiligen Leistungsangebot der Microgrids abhängig und ein Erreichen der Zuschaltbedingungen nicht immer bzw. nur in den wenigsten Fällen möglich. Darum wurde im Zuge des UNV-Konzepts die U/P-Regelung und in weiterer Folge eine Veränderung der Frequenzen einem Dreiecksverlauf folgenden übergegangen. Dieser wurde mit Hilfe einer Matlab-Simulation verifiziert und verbessert.

### Berechnung der zulässigen Zuschaltphasenverschiebung $\Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt}$ :

Die zulässige Zuschaltphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt}$  dient als Grenze für das Erreichen der Zuschaltzeit.

Für eine stabile und reibungslose Zuschaltung geht man bei Kraftwerken (Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke) in der Hochspannungsebene üblicherweise von einer maximalen Phasenverschiebung bei der Zuschaltung  $\Delta\varphi_{max\ zuschalt} = 12^\circ$  bis  $20^\circ$  aus. Dies ergibt sich aus einem Zusammenspiel von Kraftwerk (Maschinen) und dem Netz. Es sollen die Ströme möglichst klein gehalten werden, damit keine Auslösung von Schutzmechanismen erfolgt. Das Gleiche gilt für den Niederspannungsbereich. Hier sind jedoch keine Erfahrungswerte bekannt und es wird deswegen ein  $\Delta\varphi_{max\ zuschalt} = 15^\circ$  festgesetzt.

Da die Schalter der Synchronisationseinrichtung vom Befehl des Schaltens bis zum vollständig geschlossen Zustand eine gewisse Zeit benötigen, ist hier eine gewisse Phasenverschiebung einzurechnen. Diese liegt typischerweise im ms-Bereich (z.B.: ABB XT4N 160 Ekip E-LSIG bei 15 ms). Für die Simulation wurde ein Wert von **20 ms** angenommen.

Die maximal mögliche Phasenverschiebungsveränderung (Steigung) für einen Fall wird nach ( 5-9 ) berechnet.

$$|\Delta\varphi'(t)|_{max} = \left| d \left( \int f_{2(t)} dt - \int f_{1(t)} dt \right) / dt \right|_{max} = |f_{2(t)} - f_{1(t)}|_{max} \quad (5-9)$$

Die für alle Fälle maximal mögliche Phasenverschiebungsveränderung (Steigung) ergibt sich nach ( 5-10 ), wenn zur gleichen Zeit sich eine der beiden Frequenzkurven auf  $f_{max} = 50,2\ Hz$  und eine auf  $f_{min} = 49,5\ Hz$  befindet.

$$|\Delta\varphi'(t)|_{max\ für\ alle\ Fälle} = |f_{2(t)} - f_{1(t)}|_{max\ für\ alle\ Fälle} = f_{max} - f_{min} = 0,7\ Hz \quad (5-10)$$

In ( 5-11 ) folgt für einen Frequenzunterschied von 0,7 Hz eine Änderung der Phasenverschiebung um  $\frac{252^\circ}{s}$

$$1\ Hz \triangleq \frac{360^\circ}{s} \rightarrow 0,7\ Hz \triangleq \frac{252^\circ}{s} \quad (5-11)$$

Hieraus folgt in ( 5-12 ) eine zusätzliche Phasenverschiebung  $\Delta\varphi_{SchalterMax}$  durch die Schaltzeit ( $t_{Schalter} = 20\ ms$ ).

$$\Delta\varphi_{SchalterMax} = \frac{252^\circ}{s} \cdot t_{Schalter} = \frac{252^\circ}{s} \cdot 20\ ms \approx 5^\circ \quad (5-12)$$

Aus der maximalen Phasenverschiebung bei der Zuschaltung  $\Delta\varphi_{zu\_max}$  und der zusätzliche Phasenverschiebung durch die Schaltzeit  $\Delta\varphi_{SchalterMax}$  ergibt sich nach ( 5-13 ) die zulässige Zuschaltphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt}$

$$\Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt} = \Delta\varphi_{max\ zuschalt} - \Delta\varphi_{SchalterMax} = 15^\circ - 5^\circ = 10^\circ \quad (5-13)$$

### Simulation in Matlab:

Es wurde eine Simulation in Matlab mit verschiedenen Steigungen und Verschiebungen der Statik der Frequenz sowie verschiedenen Startphasenverschiebungen zwischen den Signalen (Spannungen der Beiden Netzteile) durchgeführt.

Zuerst wurde ein Dreiecksignal mit jeweils Steigung und Verschiebung für  $f_1$  und  $f_2$  generiert. Hieraus wurde, wie in Formel ( 5-14 ), die Phase des jeweiligen Signals aus der Frequenz aufintegriert und Modulo  $2\pi$  gerechnet.

$$\varphi_{x(t)} = \left( \int f_{x(t)} dt + const. \right) \text{mod}(2\pi) \quad (5-14)$$

Aus den Phasen der Signale wurde entsprechend ( 5-15 ) die Phasenverschiebung  $\Delta\varphi_{(t)}$  berechnet.

$$\Delta\varphi_{(t)} = \varphi_{2(t)} - \varphi_{1(t)} \quad (5-15)$$

Ebenso wurden die Signale für die Darstellung entsprechend ( 5-16 ) aus den Phasen berechnet.

$$u_x = \sin(\varphi_{x(t)}) \quad (5-16)$$

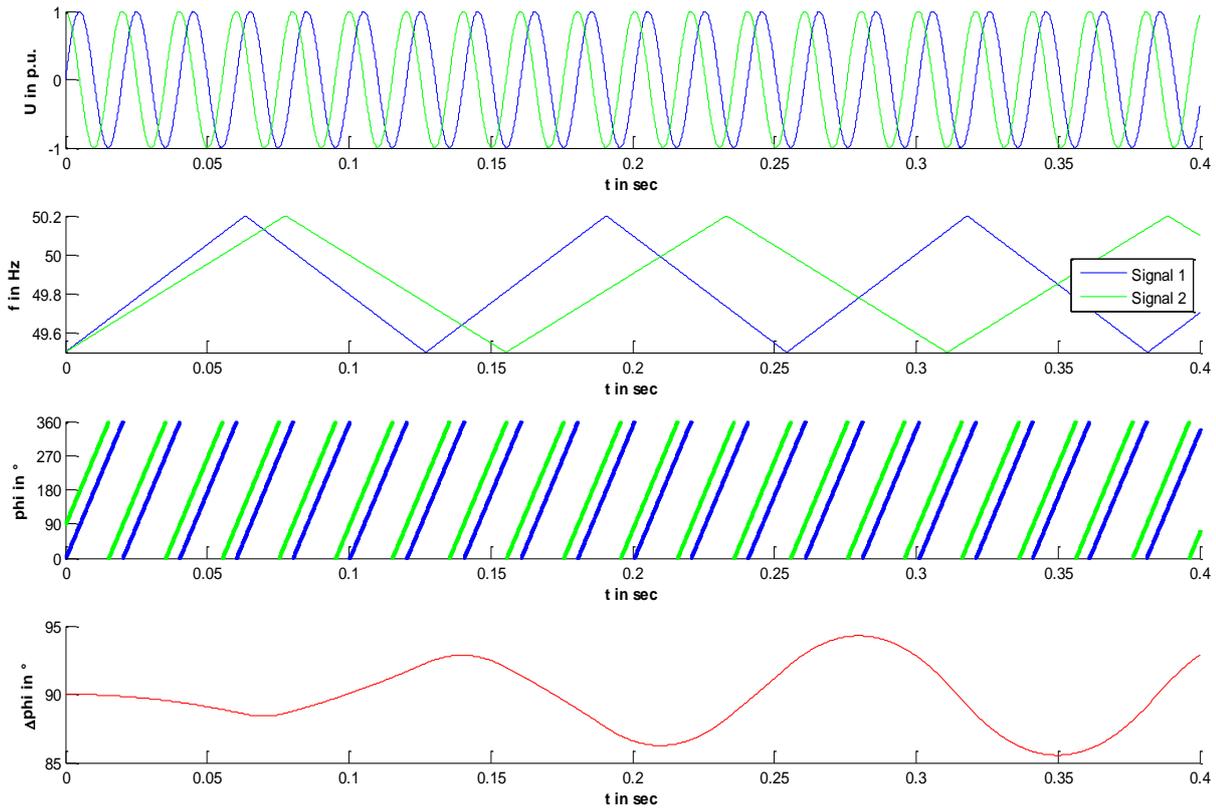
In Abbildung 47 sind beispielhaft die Spannungssignale ( $u_1, u_2$ ) in p.u., die Frequenzen ( $f_1, f_2$ ), Winkel ( $\varphi_1, \varphi_2$ ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen  $\Delta\varphi$  über die Zeit, wie in Formel ( 5-14 ) bis ( 5-16 ) berechnet, aufgetragen.

### **Erster Ansatz:**

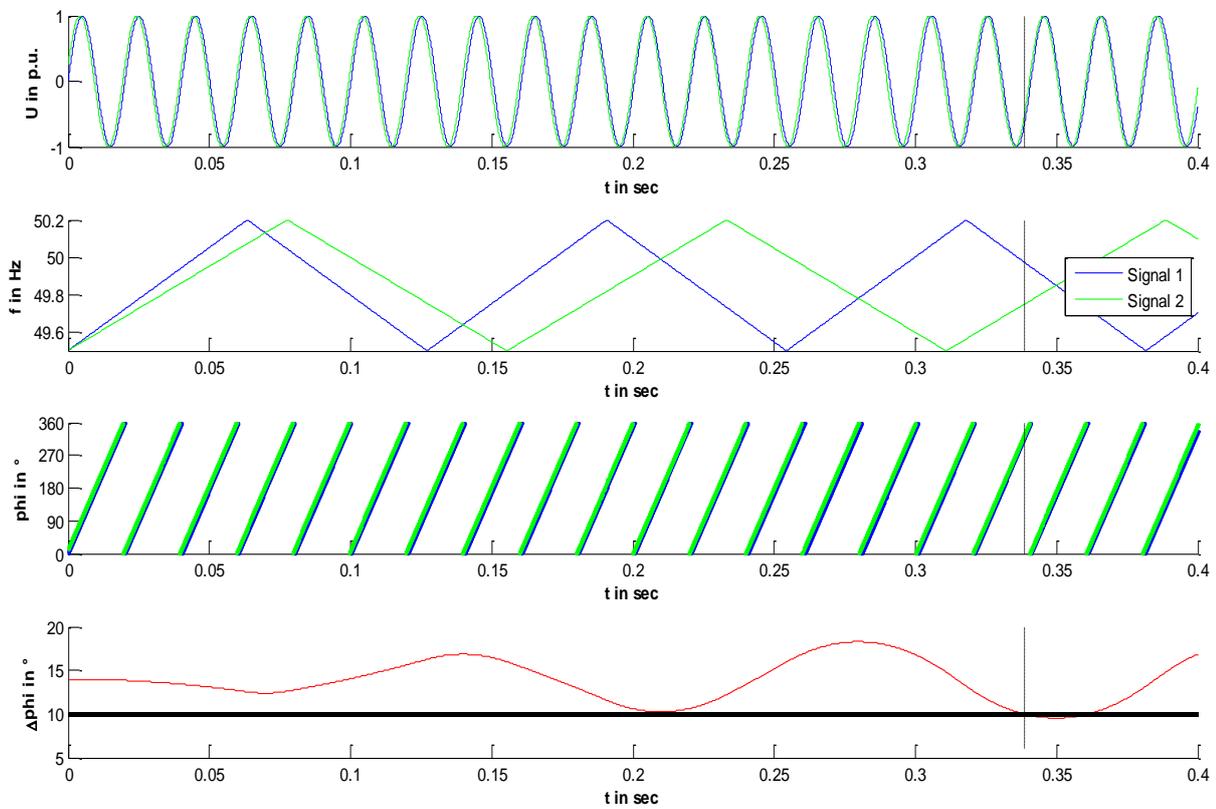
Für die **ersten Simulationen** wurde eine **konstante Steigung (+/-)** für den Frequenzgang jedes Signals (in jedem Netzteil) eingestellt.

Auch mit dieser Adaption ist ein Erreichen der Zuschaltbedingungen zwar wahrscheinlicher, jedoch auch nicht immer möglich. Einen solchen Fall zeigt Abbildung 47. Hier stellt sich ein Schwingen von  $\Delta\varphi$  von ca. +/-  $5^\circ$  ein. Allerdings ist dies nicht ausreichend, um auf  $\Delta\varphi \leq \Delta\varphi_{max\ zuschalt}$  zu kommen, um eine Zuschaltung durchzuführen.

Abbildung 48 zeigt einen Fall in dem die Zuschaltbedingung erfüllt ist und eine Zuschaltung mit  $t = 338\ ms$  möglich ist.



**Abbildung 47: Spannungssignale ( $u_1, u_2$ ) in p.u., die Frequenzen ( $f_1, f_2$ ), Winkel ( $\phi_1, \phi_2$ ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen  $\Delta\phi$  über die Zeit bei konstanter Steigung der Frequenzdreieckskurven ohne Erreichen eines Zuschaltpunktes**



**Abbildung 48: Spannungssignale ( $u_1, u_2$ ) in p.u., die Frequenzen ( $f_1, f_2$ ), Winkel ( $\phi_1, \phi_2$ ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen  $\Delta\phi$  über die Zeit bei konstanter Steigung der Frequenzdreieckskurven mit Erreichen eines möglichen Zuschaltpunktes bei  $t = 338$  ms**

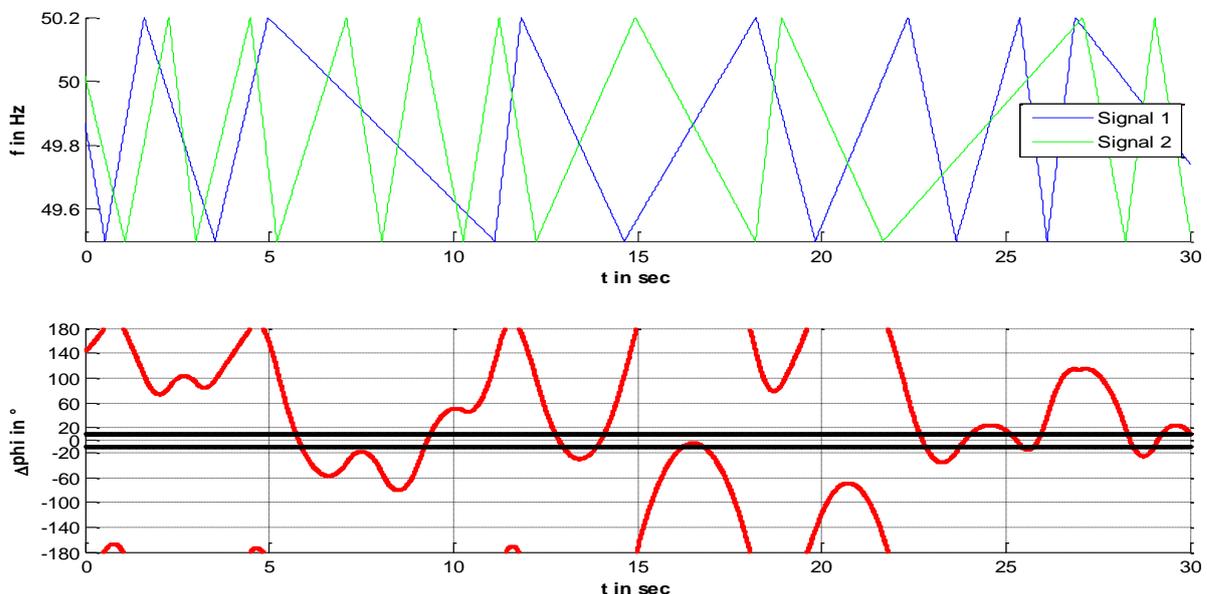
Für die Auswertung des Zuschaltverhaltens wurde eine Monte-Carlo-Simulation mit zufälliger Wahl der Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang}$  der Signale zwischen  $0^\circ$  und  $360^\circ$  und 10.000 Wiederholungen durchgeführt. Es wurde zu über 92 % kein Zeitpunkt ( $t_{Zuschalt} \leq 2 h$ ) erreicht, bei dem die Zuschaltbedingungen erfüllt waren. Hieraus folgte, dass der erste Ansatz nicht brauchbar ist und ein anderer Ansatz gefunden werden musste  $\rightarrow$  Zweiter Ansatz.

### Zweiter Ansatz:

Für den **zweiten Ansatz der Simulationen** wurde nach jeder vollendeten Steigung für den Frequenzgang (+ oder -) per Zufall eine neue, sich in gewissen Grenzen befindliche, Steigung eingestellt.

Da im Normalbetrieb heutiger Netze eine Frequenzänderung leistungsabhängig durch das Zusammenspiel zwischen Last und Erzeugung erfolgt, findet sich über diese Thematik nichts in den Normen und Richtlinien. Auf Basis von Erfahrungswerten wurde eine plausible Eingrenzung von 0,1 bis  $1 \text{ Hz/s}$  getroffen. Diese Eingrenzung zeigte sich auch für die Simulationen als sehr brauchbar.

Abbildung 49 zeigt einen Fall mit dem zweiten Ansatz mit einer Startphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang} = 140^\circ$ . Der erste Zuschaltzeitpunkt wird bereits nach 5,71 Sekunden erreicht ( $|\Delta\varphi| \leq \Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt}$ ). Wie aus dem Verlauf von  $\Delta\varphi$  in Abbildung 49 ersichtlich, wird bereits in den ersten 30 Sekunden 11 mal die Zuschaltsschwelle für die Phase ( $|\Delta\varphi| \leq \Delta\varphi_{zul\ max\ zuschalt}$ ) unterschritten.



**Abbildung 49: Frequenzen ( $f_1, f_2$ ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen  $\Delta\varphi$  über die Zeit mit nach jeder vollendeten Steigung per Zufall neu gewählten Steigungen der Frequenzdreieckskurven (erreichen eines möglichen Zuschaltzeitpunktes bei  $t = 5,71s$ )**

Für die Auswertung wurde, wie bereits für den ersten Ansatz, eine Monte-Carlo-Simulation mit zufälliger Wahl der Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang}$  der Signale zwischen  $0^\circ$  und  $360^\circ$  und 10.000 bzw. 1.000.000 Wiederholungen durchgeführt. Für den Zeitpunkt des Absetzens des Zuschaltbefehls  $t_{Zuschalt}$  wurden für eine erste Abschätzung 30 Sekunden herangezogen. Wie

aus Abbildung 50 und Abbildung 55 hervorgehend ist bereits bei 30 Sekunden eine Zuschaltung bei 97,69 % der Fälle möglich.

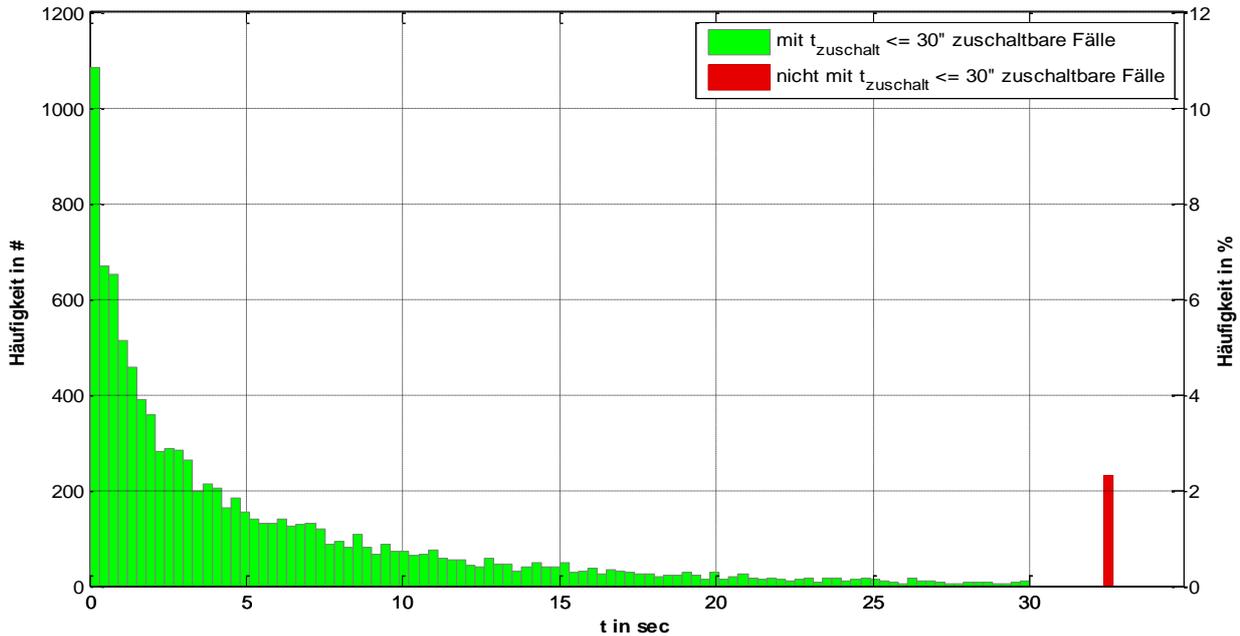


Abbildung 50: Häufigkeit von  $t_{zuschalt}$  absolut und in % bis  $t_{zuschalt} = 30$ s (grün) und von nichtzuschaltbaren Fällen bis  $t_{zuschalt} = 30$ s (rot) (bei 10.000 berechneten Fällen)

Nach 60 Sekunden ist eine Zuschaltung bereits bei 99,88 % und nach 81,06 Sekunden bei 100 % möglich. (siehe Abbildung 51 und Abbildung 55)

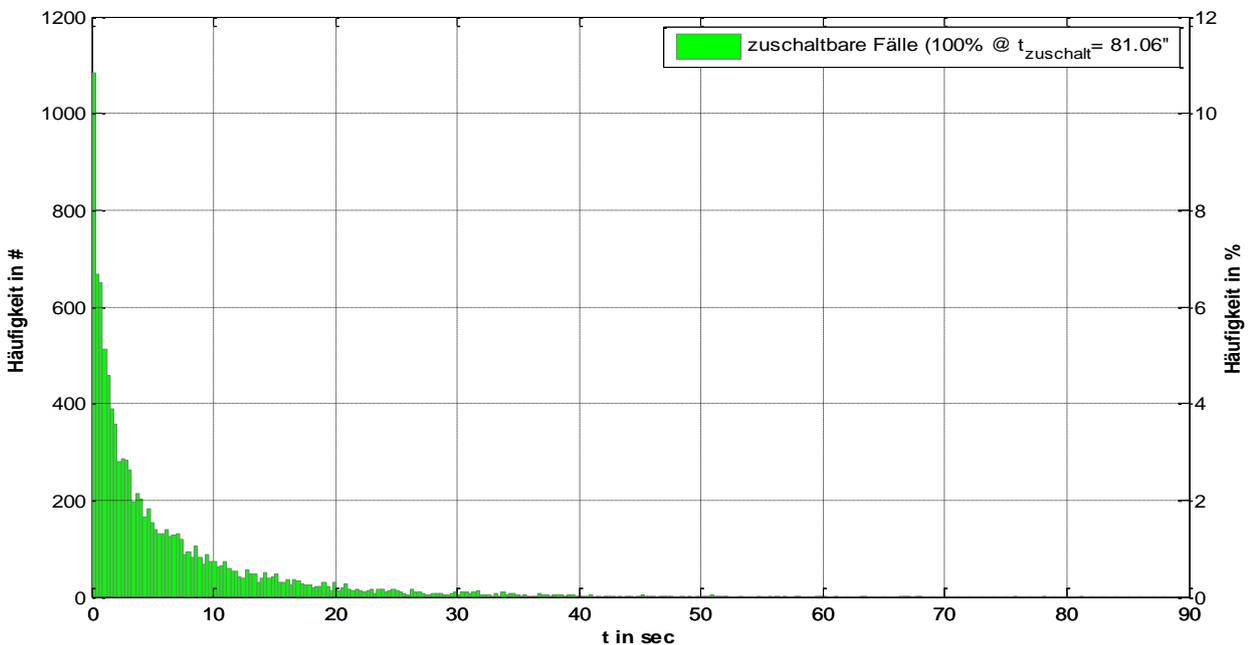


Abbildung 51: Häufigkeit von  $t_{zuschalt}$  absolut und in % (bei 10.000 berechneten Fällen)

Um ein noch feineres Bild zu bekommen wurde eine Auswertung mit 1 Mio. Fällen durchgeführt. (siehe Abbildung 52) Hier war eine Zuschaltung in 99,9997 % aller Fälle in unter 100 Sekunden möglich.

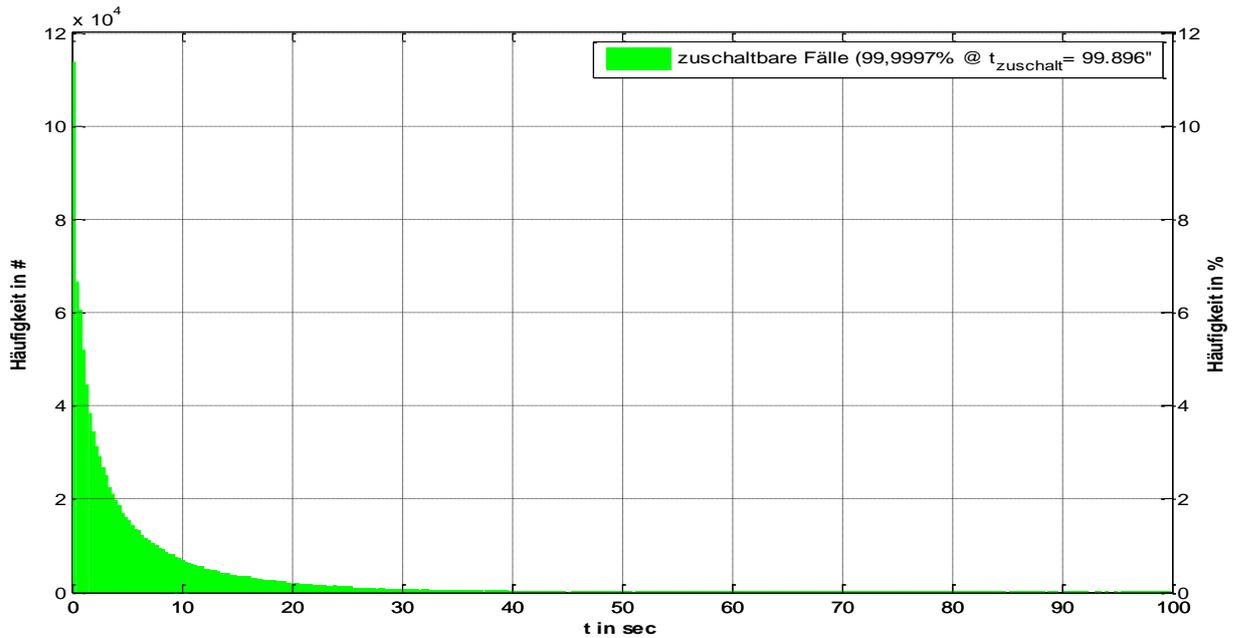


Abbildung 52: Häufigkeit von  $t_{zuschalt}$  absolut und in % (bei 1 Mio. berechneten Fällen)

Es fällt auf, dass in den meisten Fällen die Synchronisation schon nach sehr kurzer Zeit möglich ist. Dies lässt den Schluss zu, dass eine Häufung von Fällen mit einer Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang}$  um  $0^\circ$  bzw.  $360^\circ$  auftritt, obwohl die Random-Funktion von Matlab sie gleich verteilen sollte. Aus der Probe über eine Summation mit einer Klassenbildung mit der Breite  $10^\circ$  zeigt sich in Abbildung 53 eine Gleichverteilung. Das heißt, die Verteilung der Anfangsphasenverschiebung für die Monte-Carlo-Simulation ist korrekt.

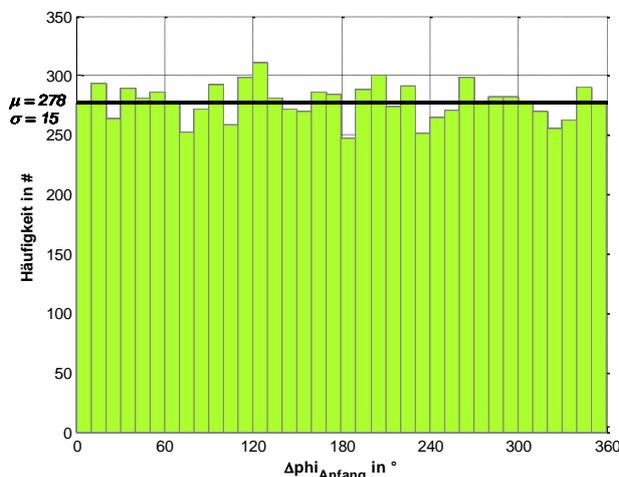


Abbildung 53: Absolute Häufigkeit der verwendeten Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang}$

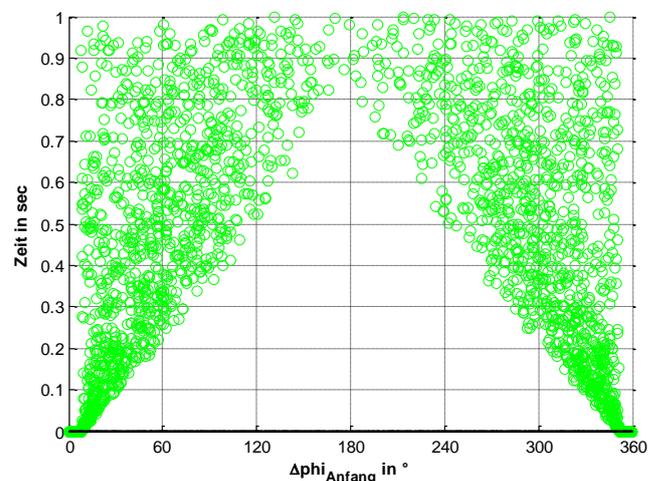


Abbildung 54: Scatterplot von  $t_{zuschalt}$  von 0 bis 1s über die Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang}$

Die Scatterplots von Zeitpunkt des Beginns der Zuschaltung  $t_{zuschalt}$  über die Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\varphi_{Anfang}$  in Abbildung 54 und Abbildung 55 zeigen ebenso die Gleichverteilung der Anfangsphasenverschiebung. Es geht hervor, dass die Synchronisation bei Phasenverschiebungen nahe um  $0^\circ$  bzw.  $360^\circ$  schon nach sehr kurzer Zeit möglich ist. Dies ist sehr plausibel, da hier auch die geringste Phasenverschiebung überwunden werden muss. Ebenso ist, wie aus Abbildung 54 genau ersichtlich, bei  $\Delta\varphi_{Anfang} = 180^\circ$  mit einer

Mindestzuschaltzeit von ca. 800 ms zu rechnen. Diese ist von der maximalen Frequenzdifferenz  $\Delta f_{max}$  abhängig. Ist diese größer wird die Mindestzuschaltzeit kleiner und vice versa.

In Abbildung 55 ist links zusätzlich zu den Zeiten rechts, die Häufigkeit der Fälle in % aufgetragen, um zu sehen wieviel Prozent der Fälle in welcher Zeit zuschaltbar sind.

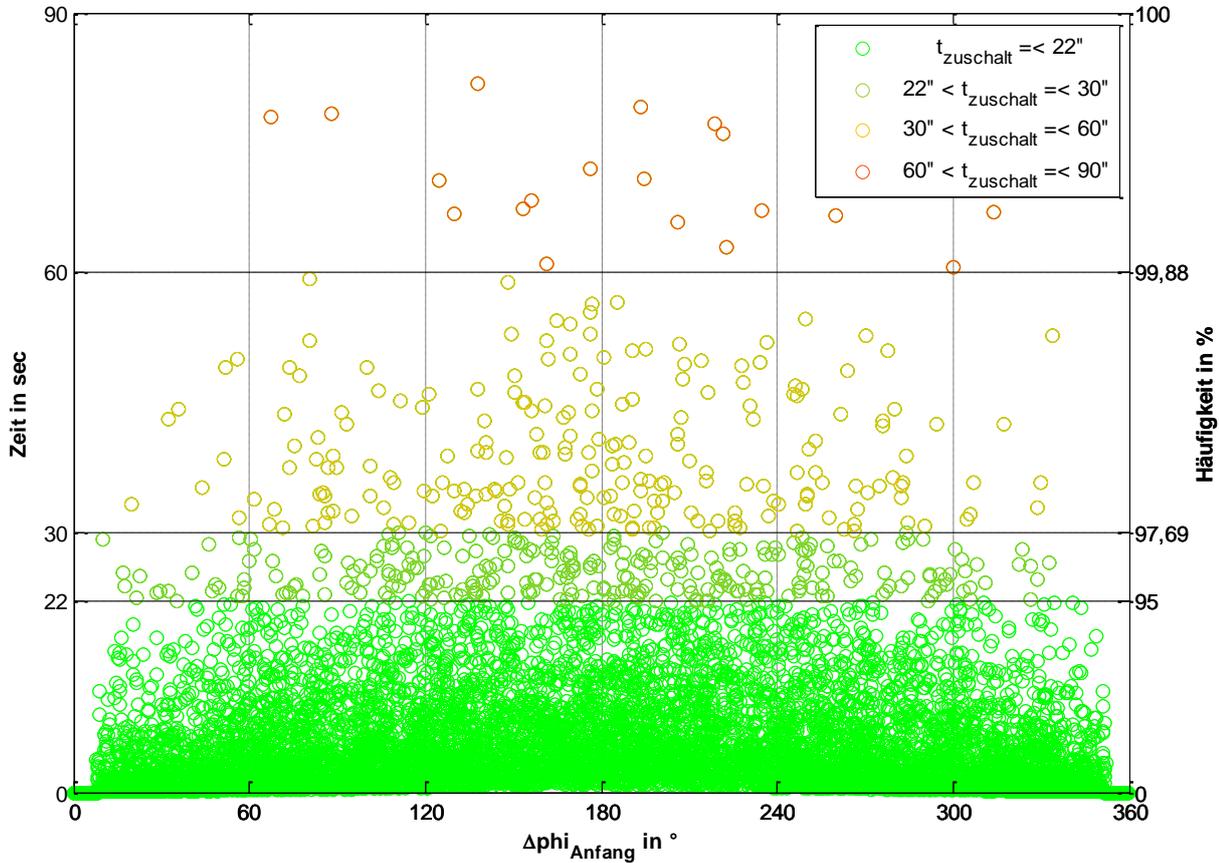


Abbildung 55: Scatterplot von  $t_{Zuschalt}$  von 0 bis 90 Sekunden über die Anfangsphasenverschiebung  $\Delta\phi_{Anfang}$  (zusätzlich zu den Zeiten links, rechts die Häufigkeit der Fälle in %)

Aus der Auswertung des zweiten Ansatzes geht eine 99,9997 %ige Zuschaltung in den ersten 97 Sekunden hervor, was ein nicht nur hinreichendes, sondern auch ein ausgezeichnetes Ergebnis für die Synchronisation ist.

### 5.3.4.6 Masterwechselrichter (Start, f-Sweeping, P/U Regelung)

#### Start des Masterwechselrichters

Um nicht auf ein bespanntes Netz aufzuschalten, überprüft ein Master-WR die Spannung an seinen Netzanschlussklemmen. Ist diese größer als  $\sim 2\% U_N \approx 5V$ , geht er in den Slave-Betrieb und arbeitet wie ein Slave-WR in Kapitel 5.3.4.7. Ist  $U_{WR} \leq \sim 2\% U_N$  entspricht dies in Abbildung 26 Punkt ① einem spannungslosen Zustand und der WR startet eine Spannungsrampe bis auf 50 V ( $\leq$  Schutzkleinspannung). Dies erfolgt, um nicht auf ein defektes bzw. zerstörtes Netz aufzuschalten. Da aufgrund der geringen Spannung schnell die Strombegrenzung erreicht ist, wenn ein Defekt im Netz vorliegt, ist die eingespeiste Leistung gering, und es kann zu keiner Personengefährdung kommen.

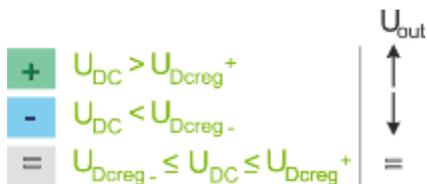
Wenn der WR noch nicht in der Strombegrenzung ist, wird die Rampe, wie im UNV-Konzept vorgesehen, weiter auch über 50 V gesteigert. Wenn schon, geht er in den Slave-Betrieb über und wartet bis das Netz repariert bzw. wieder bespannt ist. Oberhalb von 50 V geht der WR in die P/U Regelung, die auch in diesem Kapitel beschrieben wird.

#### f-Sweeping

Für das für die phasengleiche Zuschaltung wichtige f-Sweeping ist auch der Master-WR zuständig. Hierauf wird in Kapitel 5.3.4.5 „Frequenzsweeping zur Erreichung eines geringen Phasenunterschieds bei der Zuschaltung“ eingegangen.

#### P/U Regelung des Masterwechselrichters:

Ein Wechselrichter im Masterbetrieb regelt gemäß folgender Regeln:



Wenn wenig bzw. viel Primärleistung am WR vorhanden ist, ist  $U_{DC} < U_{Dcreg-}$  oder  $U_{DC} > U_{Dcreg+}$  und die Ausgangsspannung  $U_{out}$  wird vermindert bzw. erhöht, bis  $U_{DC}$  wieder in den Grenzen  $U_{Dcreg-} \leq U_{DC} \leq U_{Dcreg+}$  liegt und ein Gleichgewicht von Primärleistung und Abgabeleistung herrscht ( $P_{Primär} \approx P_{out} + P_{verluste WR}$ ).

Siehe auch Kapitel 5.3.3, wo die Regelung an einem sequenziellen Beispiel dargestellt ist.

#### Grenzen bzw. Ab- und Umschaltbedingungen für den Master-WR

Aufgrund der Funktion des UNV-Konzepts muss der Master-WR bei folgenden Abschalt- bzw. Umschaltbedingungen abschalten und in Folge in den Slave-Betrieb umschalten bzw. neu als Slave booten.

### Ab- und Umschaltbedingungen:

- Wenn die Spannung  $U_{WR} > \sim 2 \% U_N$  ist
- $P_{out} \uparrow$ 
  - Überstrombegrenzung (zum Schutz der Leistungselektronik z.B.:  $I \leq \sim 110 \% I_N$ )
- $P_{out} \downarrow$ 
  - Überstrombegrenzung (zum Schutz der Leistungselektronik z.B.:  $I \leq \sim 110 \% I_N$ )
  - Rückspeisebegrenzung (wenn z.B. kein Speicher vorhanden oder keine Rückspeisung gewollt ist)
  - Speicher ist voll

### 5.3.4.7 Netzgeführte Wechselrichter (Stromquellen) – Slave-Wechselrichter

Siehe Abbildung 26 und Abbildung 56

Die Slave-WR dürfen erst über einer Spannung von 50 V zuschalten, um nicht auf ein defektes bzw. zerstörtes Netz aufzuschalten. Danach wird einer Rampe folgend die Spannung erhöht, bis über der ersten Spannungs-(Prioritäts-)Stufe die Maximalleistungsabgabe erreicht ist.

Erreicht die Spannung an der Klemme des Slave-WR 246 V, wird bei steigender Spannung die Leistungsabgabe wieder bis auf 0 (@  $U_{WR} = 251 V$ ) gesenkt. Dies erfolgt, um den Master-WR nicht zu überlasten, wenn keine Lasten vorhanden sind. Das bedeutet, der Master-WR arbeitet oberhalb 251 V alleine. Die verwendeten Spannungswerte sind exemplarische Werte.

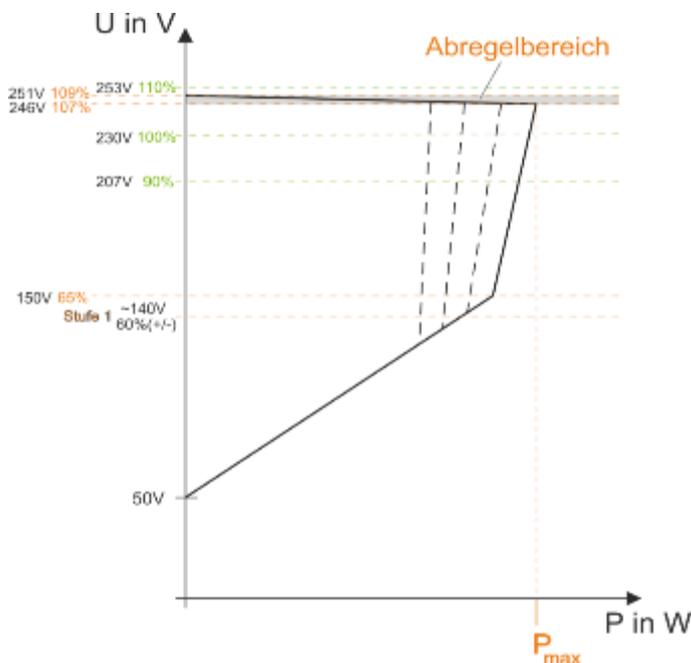


Abbildung 56: U/P-Regelkennlinienverlauf eines Netzgeführten Wechselrichters (Stromquellen) – Slave-Wechselrichter – des UNV-Konzepts

Der Leistungsverlauf des WR ist begrenzt durch den thermischen Begrenzungsstrom  $I_{Begrenzung}$  des Wechselrichters. Um bei niedrigerer Spannung die gleiche Leistung abgeben zu können, ist ein höherer Strom notwendig. Dieser ist mit  $I_{Begrenzung}$  begrenzt, und die maximal abgebbare Leistung sinkt proportional zur Spannung.

### 5.3.4.8 Schutz

In der elektrischen Schutztechnik wird wegen seiner Einfachheit mit großem Erfolg das Überstrom-Zeit-Staffelschutz-Prinzip angewendet: Dabei werden im Fehlerfall alle vom Kurzschlussstrom durchflossenen Schutzeinrichtungen angeregt. Die Schutzeinrichtung, welche mit der geringsten Zeitverzögerung eingestellt und stromdurchflossen ist, löst als erste aus. Wenn die Zeiteinstellungen so gewählt werden, dass vom Ende des zu schützenden Bereichs in Richtung der Kurzschlussstrom-Einspeisung die Verzögerungszeiten ansteigen, löst die – von der Fehlerstelle her gesehen – nächste Schutzeinrichtung aus und hält so die Stromversorgung aller „stromaufwärts“ gelegenen Netzbereiche aufrecht. Um den Fehlerfall vom Normalbetriebszustand und damit den Ruhezustand vom Anregezustand bzw. Auslösezustand zu unterscheiden, ist die Sicherstellung eines im Fehlerfall entsprechend großen Stromes notwendig.

In Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist üblicherweise durch die entsprechende Kurzschlussleistung der Quelle (Trafo) sichergestellt, dass die Kurzschlussströme deutlich größer als die Betriebsströme sind und sich im Verlauf des Fehleregeschehens nicht ändern.

Bei wechselrichtergespeisten Netzen ist allerdings - wegen der thermischen Begrenzung der Ausgangsstufe - der maximal auf einen Fehler gespeiste Strom in der Größenordnung des Nennstroms. Damit entfallen die bei den für herkömmliche Schutzeinrichtungen geltenden erforderlichen Kriterien, nämlich eine entsprechende Größe des Kurzschlussstromes und seine Konstanz während der gesamten Fehlerdauer.

Daher müssen Schutzkonzepte in der Niederspannung hinsichtlich der Gewährleistung von Personensicherheit und des Anlagenschutzes überprüft werden. Eine Abhilfe für diese Thematik stellt ein patentierter Überstrom-Zeitschutz für Netze mit schwacher Kurzschlussstrom-Einspeisung dar. Weitere Aspekte des Personen- und Sachgüterschutzes werden in der Dissertation: „Personen- und Sachgüterschutz in aktiven Verteilernetzen“ behandelt. (Aigner 2015)

### 5.3.4.9 Schalthysterese

Um ein Schwingen zwischen Last und Erzeugungsanlagen bezüglich der Zu- und Abschaltung und der Leistungs-/Spannungsregelung zu vermeiden, ist eine Schalthysterese bei der Zu- und Abschaltung notwendig. (siehe Abbildung 57 und Abbildung 58)

Diese Hysteresen verwenden die Smart Meter für jede Prioritäts- bzw. Lastschaltstufe.

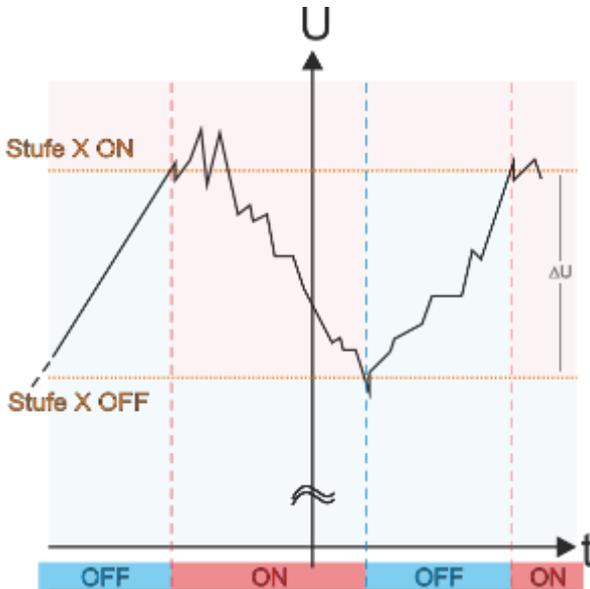


Abbildung 57: Zeitverlauf der Schalthysterese bei den Prioritäts-/Leistungslevels

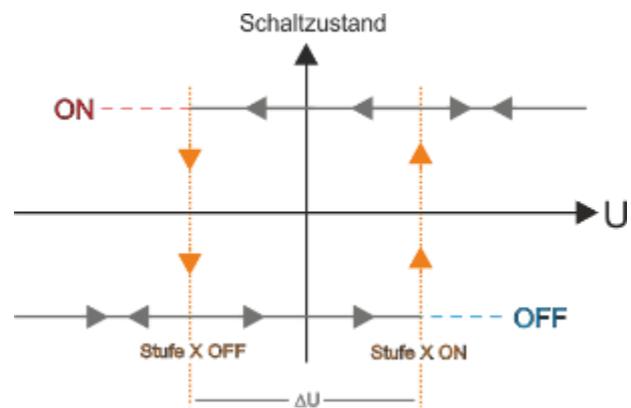


Abbildung 58: Schalthysterese bei den Prioritäts-/Leistungslevels

Die Spannungsdifferenz zwischen dem On- und Off-Niveau ist entsprechend der aufgenommenen Leistung zu wählen. Je größer die Leistung der nachgeschalteten Verbraucher, umso größer sollte die Differenz gewählt werden, um ein sofort folgendes Ausschalten zu verhindern. Wenn keine genauen Lasten bekannt sind, sollte auf Basis einer ungefähren Abschätzung der Stufenmittelwert sowie die Stufendifferenz abgeschätzt werden. Später, wenn Lastdaten und Erzeugungsdaten bekannt sind, kann eine weitere Justierung vorgenommen werden, um eine optimale Ausnutzung des UNV-Konzepts in diesem Netzgebiet zu erreichen.

Aus dem Testaufbau in Kapitel 5.3.6 ging bei Amis Smart Metern eine gute Funktion bereits bei 1V Differenzspannung zwischen On und Off hervor. Hier ist jedoch anzumerken, dass dies bei sehr kurzen Leitungslängen der Fall ist. Bei größeren Leitungslängen muss mit einer Vergrößerung der Spannungsdifferenz und zusätzlich einer Erhöhung der On-Spannung reagiert werden, um den Spannungsabfall entlang der Leitung zu berücksichtigen.

### 5.3.4.10 Relevante Funktionalitäten an Smart Meter und Schalter

Aus dem entwickelten UNV-Konzept gehen folgende Anforderungen für einen Einsatz in diesem hervor:

- Messung von elektrischen Parametern, wie Strom, Spannung und Frequenz
- Verarbeiten dieser Parameter und Setzen von Schalthandlungen auf Basis dieser Parameter, sowie fix vorprogrammierter Schaltstufen bzw. Priorisierungen
- Bistabile Schalteinrichtung
- Funktionserhalt bei Unterspannung

Zusätzlich müssen die Smarten Schalter die Messung von elektrischen Parametern, wie Strom, Spannung und Frequenz beidseitig durchführen können und auch von beiden Seiten versorgbar sein.

In Kapitel 5.3.6.2 Tabelle 22 sind die Daten, Spezifikationen und Messergebnisse der verschiedenen im Labor getesteten Smart Meter aufgelistet.

### 5.3.4.11 Öffnen der intelligenten Schalteinrichtungen

Damit nicht bei kleineren Störungen, wie z.B. kurzen Unterbrechungen (< 3min; siehe Kapitel 4.2.1), die intelligenten Schalteinrichtungen eine Netztrennung vornehmen, ist es notwendig, eine gewisse Zeit zu warten. Laut (IEC 61000-2-8) sind kurze Unterbrechungen hauptsächlich  $\leq 1$  min. Ausnahmen sind hier Wiederversorgungsmaßnahmen (Schalthandlungen zur Umgehung eines Fehlers), die bis zu 3 Minuten dauern können. Bei spannungslosen Pausen von mehr als 3 Minuten wird von langen Unterbrechungen gesprochen, die auch für das UnterspannungsNotstromVersorgungs-Konzept als Einsatzbereich gesehen werden. Zusätzlich werden hierdurch die Schaltzyklen der Relais minimiert und es bleiben die bereits verwendeten Relais (ca. 50.000 bis 100.000 Schaltvorgänge) ohne Probleme einsetzbar.

Aus diesen Gründen wird von einer Verzögerungszeit  $t_{verzögert\ Aus}$  von 3 Minuten für das Öffnen der Schalteinrichtungen ausgegangen. Diese Lasttrennung erfolgt, um später nur selektiv Kritische Infrastruktur zuschalten zu können.

#### Berechnung der zusätzlich benötigten Energie für eine verzögerte Abschaltung

Aus der im Anhang 9.4 angeführten Tabelle geht ein maximaler Leistungsbedarf für die Elektronik der Smart Meter von ca. 6 W hervor. Für das Schalten eines Relais wurde 1,8 W gemessen. Nach Vergleich mit Datenblättern ähnlicher Relais wird 3 W und eine maximale Schaltzeit  $t_{Schalt}$  von 50 ms angenommen.

Da die Leistungsaufnahme für die Elektronik DC-seitig gemessen wurde und Energiespeicher zur Überbrückung von spannungslosen Pausen AC-seitig (12 V) in Smart Meter eingebaut werden, ist der Wirkungsgrad der Gleichrichter und Spannungskonverter-Schaltung (Trafonetzteile, Schaltnetzteile)  $\eta_{DC-AC}$  ebenfalls von Bedeutung. Dieser wurde auf Basis diverser Datenblätter <85 % angenommen. (FAIRCHILD Semiconductor 2014) In den herangezogenen Smart Meter wird eine „Switched Mode Power Supply“ verwendet (Gleichrichter + Primary-Side-Regulated Flyback-Converter)

$$\begin{aligned} W_{Elektronik} &= P_{SM,DC} \cdot t_{verzögert\ Aus} \cdot \eta_{DC-AC} \\ &= 6\text{ W} \cdot 3\text{ min} \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \cdot 0,85 = 918\text{ Ws} \end{aligned} \quad (5-17)$$

$$W_{Relais} = P_{Relais} \cdot t_{Schalt} = 3\text{ W} \cdot 3 \cdot 50\text{ ms} = 0,45\text{ Ws} \quad (5-18)$$

$$W_{benötigt} = W_{Elektronik} + W_{Relais} \approx 919\text{ Ws} \quad (5-19)$$

$$W_{benötigt} = W_{Kondensator} = W_{Akku} \quad (5-20)$$

Kondensatorberechnung:

$$W_{Kondensator} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U_{AC}^2 \quad (5-21)$$

$$\rightarrow C = \frac{2 \cdot W_{Kondensator}}{U_{AC}^2} = \frac{2 \cdot 963 \text{ Ws}}{12^2 \text{ V}^2} = 12,8 \text{ F} \quad (5-22)$$

Ein 12,8 F Kondensator ist definitiv zu groß und zu teuer und wird deshalb nicht als Lösung angesehen. Zusätzlich kommt noch hinzu, dass der Kondensator nicht 100 %-ig entladen werden kann und deswegen noch etwas größer dimensioniert werden muss.

Akkuberechnung:

$$Q_{Akku} = \frac{W_{Akku}}{U_{AC}} = \frac{919 \text{ Ws}}{12 \text{ V}} = 76,58 \text{ As} \triangleq 21,3 \text{ mAh} \quad (5-23)$$

$$I_{Akku} = \frac{P_{SM,DC} + P_{Relais}}{U_{AC}} = \frac{6 \text{ W} + 9 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 1,25 \text{ A} \quad (5-24)$$

Im Bereich von Lithium Akkus gilt als Faustformel die Entsprechung, dass der Wert des maximalen Entladestroms [in A] der Kapazität [in Ah] entspricht. Dies ergibt ein vertretbares Verhältnis zwischen Entladestrom und Kapazitätsreduktion, die von der Höhe des Entladestroms abhängig ist. Das bedeutet, es wird ein Akku mit einer Kapazität von 1250 mAh benötigt. Der nächstgrößte handelsübliche Akku wäre hier eine günstige Alternative. Dieser ist in entsprechender Stückzahl zu einem vertretbaren einstelligen Eurobetrag beziehbar.

Eine zweite Möglichkeit wäre ein für diese Anwendung mit 21,3 mAh und 1,25 A entsprechend chemisch designter und gefertigter Akku, der gegenüber Standardprodukten sicherlich teurer kommt.

Eine Lösung mit einem Akku ist eine technisch und kostenmäßig attraktive Möglichkeit.

### 5.3.4.12 Analyse des Unterspannungsbetriebs

Im Zuge dieser Analyse soll geklärt werden, welche Geräte bei den BOS und anderen Kritischen Infrastrukturen verwendet werden bzw. im Unterspannungsbetrieb verwendet werden können. Dies wurde im Zuge einer umfassenden Untersuchung von elektrischen Geräten in der Masterarbeit „Konzeptstudie zum Verhalten von Lasten bei Unterspannung unter Berücksichtigung von spannungsgesteuerter Stufenversorgung“ (Schwingshackl 2013), die vom Verfasser betreut wurde, durchgeführt. (siehe Kapitel 9.4 „Geräteliste für Unterspannungsbetrieb“)

Im Zuge der Untersuchung der Funktion und des Verhaltens verschiedener Niederspannungsverbraucher konnten spannungsabhängige Funktionsbereiche in Abhängigkeit von den integrierten Bauteilen ermittelt werden. So ist im Besonderen bei Verbrauchern, welche

über Schaltnetzteile versorgt werden, eine Spannungsreduktion bis auf 50 V realisierbar. Da diese Baugruppen die häufigsten im Bereich der Kritischen Infrastrukturen sind, kann ein Notstromversorgungskonzept für diese Netznutzer mit Unterspannung in einem ausreichend großen Spannungsbereich realisiert werden. Verbraucher mit integrierten thermischen Komponenten funktionieren über einen großen Spannungsbereich, lediglich begrenzt eine elektronische Steuerung deren Verwendung, da eine nicht ausreichende Versorgungsspannung detektiert wird. Des Weiteren soll sich, die reziprok-quadratisch zur Spannung verhaltende Verwendungsdauer  $\left(t_{\text{Verwendungsdauer}} = E \cdot \frac{R}{U^2}\right)$  bei im On/Off-Betrieb verwendeten thermischen Lasten -dies ist bei den meisten der Fall- bei Reduzierung der Spannung in einem für den Anwender noch in einem sinnvollen, verwendbaren Bereich befinden.

In Abbildung 59 und Abbildung 60 ist die Positionierung der Verbraucher mit elektrischem Antrieb im Bereich höherer Spannungen gut zu erkennen. Durch Veränderung der Spannung kommt es bei den unterschiedlichen Antriebsmaschinen zu einer Veränderung der Drehzahl-Drehmoment-Kennlinien, wobei sich in Abhängigkeit der vorhandenen Lastkennlinie der Arbeitspunkt verschiebt.

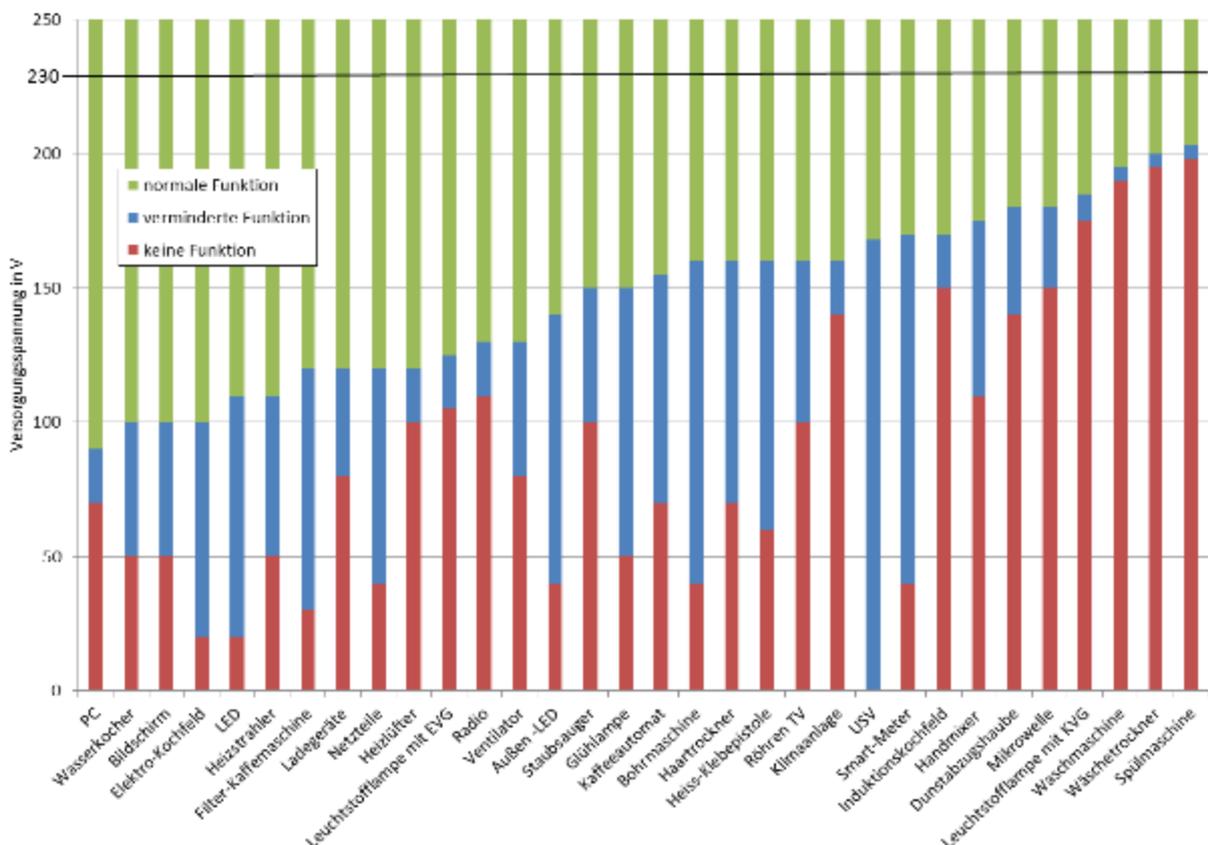


Abbildung 59: Funktionsbereiche einzelner ausgewählter Geräte [eigene Bearbeitung] (Schwingshackl 2013)

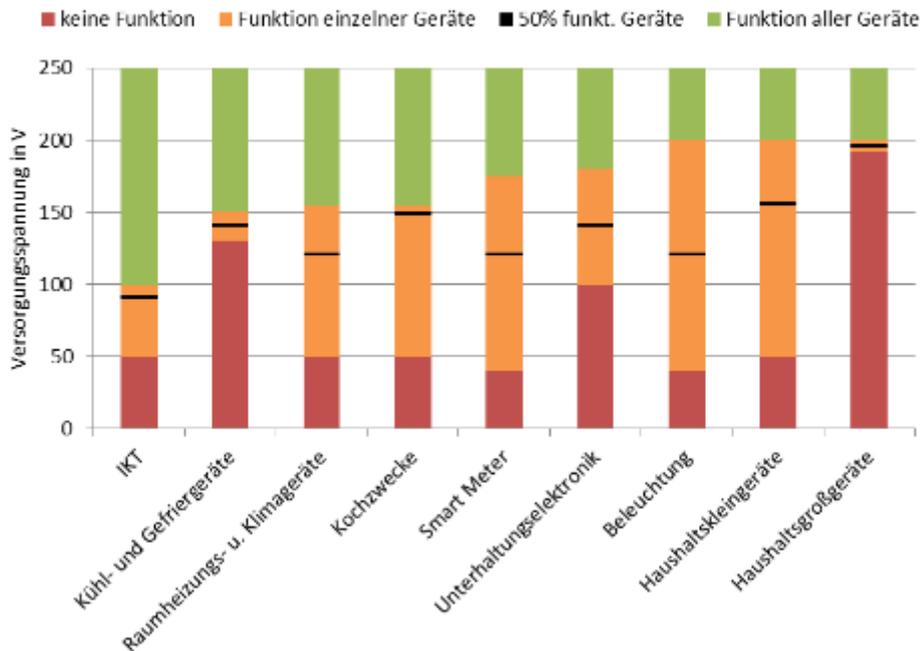


Abbildung 60: Funktionsbereiche einzelner ausgewählter Geräte (Schwingshackl 2013)

Aus Abbildung 60 geht klar die Funktion der bei BOS und anderen Kritischen Infrastrukturen im Krisenfall besonders wichtigen IKT hervor. Auch Kühl- und Gefriergeräte sowie Raumheizungs- und Klimageräte sind ab ca. 150 V betriebsfähig.

Für die Analyse wurde eine spezielle Kritische Infrastruktur im Fall von BOS ausgewählt. Hier boten sich Einrichtungen des Roten Kreuzes Steiermark zur Analyse an. (siehe Kapitel 5.4.2) Es zeigte sich, dass die Hauptverbraucher im Wesentlichen die IKT sowie Kühl- und Heizeinrichtungen dieser sind.

Auf Basis der Untersuchung verschiedener Geräte bei Unterspannungsversorgung kann auf eine weitgehende Anwendbarkeit des „Smart Emergency“ Konzepts bei diesen Einrichtungen geschlossen werden.

Etwaige Adaptionen könnten jedoch dennoch bei manchen Geräten vorzunehmen sein.

### Einsatz von USV's als Spannungswandler

Eine weitere Möglichkeit für die ordnungsgemäße Funktion der Geräte wäre die Vorschaltung von USV-Anlagen, die wie aus Abbildung 59 ersichtlich ist mit sinkender Spannung eine verminderte Funktion haben bzw. proportional zur Spannung ein Derating erfolgt. Die ausgegebene Spannung ist  $U_N$  jedoch mit verminderter Maximalleistung. Das Verhalten ist von der Elektronik der USV abhängig. (Eaton 2013) Wie in Tabelle 9 aufgelistet, sind jedoch in allen Leistungsklassen Typen vorhanden, die unter  $<195\text{ V}$  funktionieren und somit für Smart Emergency eingesetzt werden können. Tabelle 9 stellt nur eine Übersicht der Firma Eaton dar und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

**Tabelle 9: Zusammenstellung der Eingangsspannungsbereiche von USV-Anlagen der verschiedenen Leistungsklassen der Firma (Eaton 2013)**

Typ	Leistung	Anschluss	Eingangsspannungsbereich	min $U_{AC}$
Eaton 5SC	500-1500 VA	Einphasig+N+PE	184V-276V	184V
Eaton Ellipse PRO	650-1600VA	Einphasig+N+PE	165 - 285 V (einstellbar auf 150 V - 285 V)	150V
Eaton EX	700-3000 VA	Einphasig+N+PE	100/120/160/184 V bis 284V für Belastungen <20%, <33%, <66%, >=66% der $P_N$	100V @ < 20% $P_N$
Eaton 5130	1250-3000 VA	Einphasig+N+PE	160-294V	160V
Eaton 5P 5PX	1500-3000 VA	Einphasig+N+PE	160V-294V (einstellbar auf 150V-294V)	150V
Eaton 9130	700-6000 VA	Einphasig+N+PE	160-276 V	160V
Eaton 9SX	5-11 kVA	Einphasig+N+PE	176-276 V ohne Derating (bis zu 100-276 V mit Derating)	100V @ < 20% $P_N$
Eaton 9PX	5-22 kVA	Einphasig+N+PE	176-276 V ohne Derating (bis zu 100-276 V mit Derating)	100V @ < 20% $P_N$
Eaton 9155	8-30 KVA	Einphasig oder dreiphasig+N+PE	Unterer Wert: -20% bei 100% Last, -50% bei 50% Last ohne Batterie-Entladung; Oberer Wert: +10%/max. +20%	115V/199V @ 50% $P_N$
Eaton 9355	8-40kVA	Einphasig oder dreiphasig+N+PE	Unterer Wert: -20% bei 100% Last, -50% bei 50% Last ohne Batterie-Entladung; Oberer Wert: +10%/max. +20%	115V/199V @ 50% $P_N$
Eaton BladeUPS	12kW pro USV-Modul	3 x 400Vac + PE + N	400 V: 311-519 V AC, Phase-Phase	180V/311V
Eaton 93PM	30-200kVA	Dreiphasig + N + PE	Unterer Wert: -15% bei 100% Last, -40% bei 50% Last ohne Batterie-Entladung Oberer Wert: +20% Gleichrichtereingang, 10% Bypass-Eingang	138V/240V @ 50% $P_N$
Eaton 93E	80-400 kVA	Dreiphasig + N	+20% / -15% bei 100% Last +20% / -50% bei 50% Last	115V/199V @ 50% $P_N$
Power Xpert 9395	225-1100kVA	Dreiphasig + N + PE	+10% / -15%	195V/340V

In der Masterarbeit (Schwingshackl 2013) wurden die Betriebsarten von USV's analysiert und anhand von zwei Klein-USV-Anlagen getestet. Diese waren ohne weitere Einstellungen bis 162 V bzw. 174 V betreibbar. (siehe Anhang Kapitel 9.3)

### 5.3.4.13 Frequenzbänder

#### Frequenzband für das UnterspannungsNotVersorgungs-Konzept

Laut EN 50160 ist im Normalbetrieb für Netze ohne synchrone Verbindung zu einem Verbundnetz ein Frequenzband von +/- 15 % von 50 Hz in 100 % der Zeit, jedoch maximal 8,4 h pro Woche einzuhalten. Dies ist jedoch nur bei Intra- und Intersynchronisation der Fall. Um ein allgemein gültiges und kompatibles Frequenzband zu erreichen, werden aus der EN 50160 die Grenzen von Netzen mit synchroner Verbindung zu einem Verbundnetz (50 Hz +4 % / -6 %) und aus der TOR D4 die Einstellwerte für Entkupplungsschutz von Wechselrichtern nach (ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712) (50 Hz +3 %/ -5 %) herangezogen. Somit ist man innerhalb der Grenzen des Über- und Unterfrequenzschutzes (50 Hz +3 % / -5 %).

Da es nur Sinn macht, zu einem einigermaßen stabilen Verbundnetz zu synchronisieren, werden die Grenzen von 50 Hz +/-1 % (50,5 - 49,5 Hz), sowie 50 Hz +0,4 % (50,2 Hz) herangezogen, um Abschaltungen älterer Anlagen zu vermeiden. Somit ergibt sich für das UNV-Konzept ein Frequenzbereich von 50 Hz +0,4/-1 % (50,2 - 49,5 Hz). Außerhalb dieser Grenzen können die verwendeten Geräte eine normale Funktion, den Normen und Richtlinien entsprechend, aufweisen und so im Normalbetrieb ordnungsgemäß verwendet werden.

In Abbildung 61 ist eine Übersicht über die verschiedenen zulässigen Frequenzbereiche laut EN 50160 und TOR D4 im Vergleich zum gewählten Frequenzband für das dreiecksförmige Frequenzsweeping des UnterspannungsNotVersorgungs-Konzepts dargestellt.

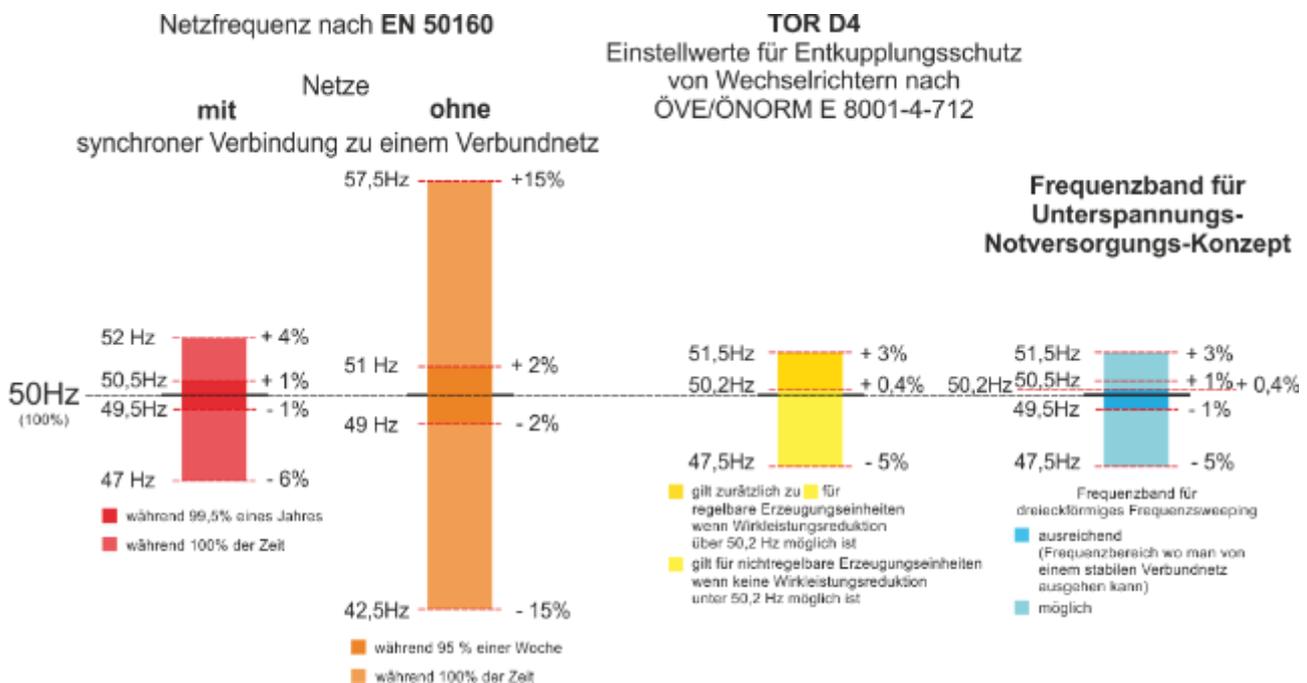


Abbildung 61: Übersicht über die verschiedenen zulässigen Frequenzbereiche laut EN 50160 (ÖNORM EN 50160) und TOR D4 (E-Control 2013)

#### 5.3.4.14 Blindleistungsaufbringung im NS-Netz

Falls die Blindleistung nicht vollständig kompensiert wird, könnte die Blindleistungsaufbringung weitere Anforderungen an die Einspeiser stellen.

Der kapazitive Erdstrom des gesamten Netzes beträgt:

$$I_E = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C'_{\text{Netz}} \quad (5-25)$$

Die daraus abgeleitete Ladeblindleistung:

$$Q_L = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_E = U_N^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C'_{\text{Netz}} \quad (5-26)$$

(f Netzfrequenz;  $U_N$  Nennspannung;  $C'_{\text{Netz}}$  durchschnittlicher Leitungskapazitätsbelag des gesamten Netzes)

Aus der quadratischen Abhängigkeit der Ladeblindleistung  $Q_L$  des Netzes von der Nennspannung  $U_N$  folgt, dass sich bei einer Halbierung der Betriebsspannung nur mehr 1/4 an Ladeblindleistungsbedarf ergibt bzw. bei einer Senkung der Betriebsspannung um 1/3, eine Verminderung des Ladeblindleistungsbedarfs auf das 0,44 fache resultiert.

Hieraus ist ersichtlich, dass die Blindleistungsaufbringung für das Hochfahren des NS-Netzes für einen Notbetrieb ohne größere Lasten („Smart Emergency Konzept“) wesentlich kleiner und somit einfacher zu handhaben ist als im Normalbetrieb. Dies rührt daher, dass der Blindleistungsbedarf des NS-Netzes bei  $U_N$  schon sehr gering ist.

### 5.3.5 Beschreibung der Funktion des UNV-Konzepts im MS-Netz

Aus Gründen der Arbeitsökonomie wird die Systemerweiterung im Mittelspannungsnetz nur grob beschrieben und erhebt daher keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Die Leistungsschalter vor und nach dem NS-Trafo sind verbunden und agieren wie ein Schalter, der zuerst auf der MS-Seite schaltet und dann mit sehr kurzer Verzögerungszeit auf der NS-Seite um die NS-Microgrids weniger zu belasten. Diese Leistungsschalter haben entsprechend ihrer Nummern auch eine Priorisierung und öffnen nur bei entsprechender Leistung bzw. Spannung von der MS-Seite bzw. von der NS-Seite.

Die im MS-Leitungsnetz verteilten Schalter übernehmen normale Schutzfunktion und trennen die entsprechende Leitung bei Fehler. Dies setzt einen ausreichend hohen Fehlerstrom voraus, der von den Microgrids im NS-Netz bzw. von den dezentralen Erzeugungseinheiten im MS-Netz jeweils geliefert können werden muss. Die hierfür notwendige Leistung muss bestimmt werden und bei den MS-NS-Trafo-Schaltern bzw. bei den dezentralen Erzeugungseinheiten im MS-Netz für eine Zuschaltung eingestellt werden.

Der Schalter nach dem HS-MS-Trafo schließt, wenn die Phasendifferenz zwischen dem Verbundnetz und dem Microgrid gegen 0 geht bzw.  $\leq \Delta\varphi_{\max\ zuschalt}$  ist, die Frequenzen auch annähernd gleich sind und  $\Delta U \leq \Delta U_{\max\ zuschalt}$  ist. Die Synchronisation läuft wie bereits in Kapitel 5.3.4 entsprechend der Synchronisationsart ab. Dies ist schematisch in Abbildung 62 dargestellt.

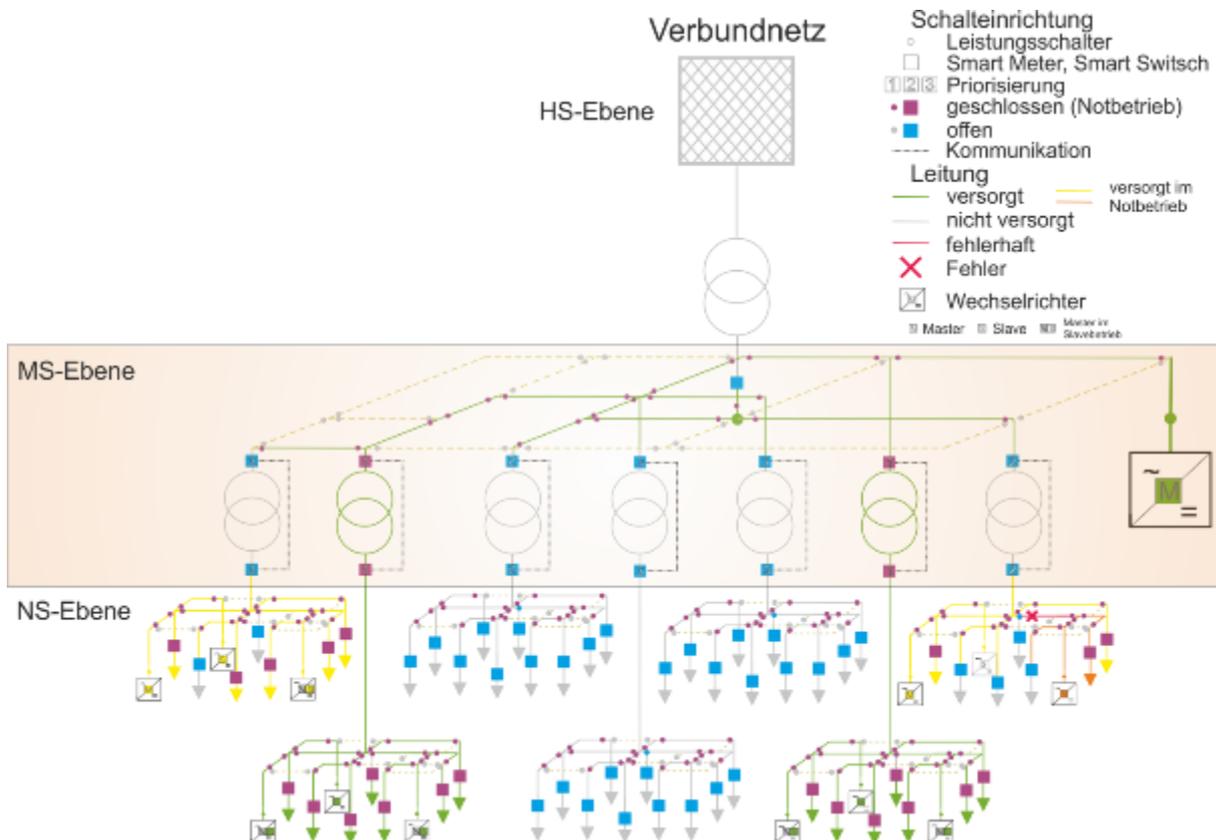


Abbildung 62: Schaltzustand in einem Verteilnetz bei Ausfall des Verbundnetzes unter Verwendung des UNV-Konzepts mit Fokus auf das Mittelspannungsnetz

Zur Abschätzung der Mittelspannungsebene wird auf bereits in der Diplomarbeit (Wakolbinger 2009) Kapitel 5.2 erhobenen Daten eines durchschnittlichen Mittelspannungsnetzes in Österreich für 2009 zurückgegriffen und mit einer jährlichen Kabelnetzzuwachsrate von 2 % für das Jahr 2014 angenähert. Zusätzlich wäre noch mit einer kleinen Verkürzung der Freileitungen bzw. Umbau zu Kabel zu rechnen. Dies ist insofern berücksichtigt, dass eine Kabelzuwachsrate von 2-3 % angegeben wird, jedoch nur mit 2 % gerechnet wird. Ebenso wurden die Anzahl der NS-Trafostationen und der HS/MS Umspannwerke angenähert. Dies beruht auf Gesprächen mit Fachkollegen aus der Branche.

**Tabelle 10: MS-Netz Datenerhebung mit Approximation für 2014** (Wakolbinger 2009)

Representative MS-Netz auswahl für Österreich	Frei-leitung	Kabel	Gesamt	Verkabelungsgrad	Trafostationen NS	Umspannwerke HS/MS	Mittlere Anzahl NS-Trafos je MS-Netzgebiet	Mittlere MS-Leitungslänge je HS/MS-Trafo	Datenquelle
Jahr	in km	in km	in km	in %	in #	in #	in #	in km	
2009	24669	23421	48090	49	50108	320	157	150	(Wakolbinger 2009)
2014	24669	25859	50528	51	52648	336	157	150	

Da bei der weiteren Berechnung in der Diplomarbeit bereits von 50 % Verkabelungsgrad ausgegangen wurde und 2014 51 % angenommen werden, stellen die Berechnungen in der Diplomarbeit eine vertretbare Näherung dar.

Für die Berechnung der Ladeblindleistung des Netzes in Kapitel 5.3.5.1 sowie des Leistungsbedarfs der NS-Trafos in Kapitel 5.3.5.2 wird  $U = U_N = 20 \text{ kV}$  und  $U = U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$  aus dem UNV-Konzept folgend herangezogen.

### 5.3.5.1 Ladeblindleistung des Gesamtnetzes

#### Ladeblindleistung des Netzes

Für  $U_N = 20 \text{ kV}$

$$U_\phi = \frac{U_N}{\sqrt{3}} = 11550 \text{ V} \quad (5-27)$$

Aus Tabelle 10:

$$l_{\text{Netz}} = 150 \text{ km} \quad (5-28)$$

Aus (Wakolbinger 2009) S.48:  $C'_{\text{Netz}} = \frac{I_B}{U_\phi \cdot \omega_N \cdot l_{\text{Netz}}} = 324 \text{ nF/km} \quad (5-29)$

$$I_B = \frac{U_\phi}{X_C} = U_\phi \cdot \omega_N \cdot l_{\text{Netz}} \cdot C'_{\text{Netz}} = 176 \text{ A} \quad (5-30)$$

Aus dem kapazitiven Ladestrom pro Leiter  $I_B$  wird der kapazitive Erdstrom des Gesamtnetzes  $I_E$  berechnet.

$$I_E = I_B \cdot 3 = 528 \text{ A} \quad (5-31)$$

Die Ladeblindleistung des Netzes ergibt sich aus:

$$Q_{Netz} = I_E \cdot U_\phi = I_B \cdot \sqrt{3} \cdot U_N = (-j) 176 \text{ A} \cdot \sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV} = -6,1 \text{ MVar} \quad (5-32)$$

Für  $U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$

$$U_{\phi 60\%} = \frac{U_{N 60\%}}{\sqrt{3}} = 6928 \text{ V} \quad (5-33)$$

$C'_{Netz}, l_{Netz}$  bleiben gleich wie bei  $U_N$

$$I_{B 60\%} = \frac{U_{\phi 60\%}}{X_C} = U_{\phi 60\%} \cdot \omega_N \cdot l_{Netz} \cdot C'_{Netz} = 106 \text{ A} \quad (5-34)$$

$$I_{E 60\%} = I_{B 60\%} \cdot 3 = 318 \text{ A} \quad (5-35)$$

$$Q_{Netz 60\%} = (-j) 106 \text{ A} \cdot \sqrt{3} \cdot 12 \text{ kV} = -2,2 \text{ MVar} \quad (5-36)$$

### Ladeblindleistung des Gesamtnetzes

Die Gesamtblindleistung ist die Blindleistung des Netzes zuzüglich der Blindleistung der Last. Im Fall des UNV-Konzepts für Mittelspannung besteht die Last hauptsächlich aus den Niederspannungstrafos.

Es wird die Annahme getroffen, dass ~50 % der Trafos (79) so gut wie unbelastet sind, also im Leerlauf, und ~50 % der Trafos (78) belastet sind. Die Gesamtanzahl ist aus Tabelle 10 entnommen.

**Tabelle 11: Gesamtleistungswerte für NS-Trafos in einem repräsentativen Österreichischen MS-Netz aus Kapitel 5.3.5.2**

Anzahl der Trafos	79		78		157	
	Q <sub>0</sub> Durch Ges	P <sub>0</sub> Durch Ges	Q <sub>T</sub> bel Durch Ges	P <sub>T</sub> bel Durch Ges	Q <sub>T</sub> Durch Ges	P <sub>T</sub> Durch Ges
Betriebsspannung	in kVar	in kW	in kVar	in kW	in kVar	in kW
$U_N=20\text{kV}$	259	26	259	27	518	54
$U_{N 60\%}=12\text{kV}$	93	9	103	14	196	23

Für  $U_N = 20 \text{ kV}$

$$Q_L = Q_{Netz} + Q_{T \text{ Durch Ges}} = -6,1 \text{ MVar} + 0,518 \text{ MVar} = -5,582 \text{ MVar} \quad (5-37)$$

Für  $U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$

$$\begin{aligned} Q_{L 60\%} &= Q_{Netz 60\%} + Q_{T \text{ Durch Ges } 60\%} \\ &= -2,2 \text{ MVar} + 0,196 \text{ MVar} = -2,007 \text{ MVar} \end{aligned} \quad (5-38)$$

### Berechnung der Kompensationsspule

Die Kompensationsblindleistung  $Q_{Komp}$  soll ungefähr der Ladeblindleistung des Gesamtnetzes  $Q_L$  entsprechen, um eine gute Kompensation zu erreichen.

$$\rightarrow Q_{Komp} \approx -Q_L \quad (5-39)$$

Berechnungsschritte für Induktivität.

$$X_{Komp} = \frac{U_N^2}{Q_{Komp}} = \omega \cdot L_{Komp} \quad (5-40)$$

$$L_{Komp} = \frac{X_{Komp}}{2 \cdot \pi \cdot f_N} \quad (5-41)$$

Für  $U_N = 20 \text{ kV}$  und  $U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$ , da  $X$  nicht spannungsabhängig ist.

$$L_{Komp} \approx 228 \text{ mH} \quad (5-42)$$

Diese Kompensation kann durch eine fixe parallele Induktivität, die im Inselnetzbetrieb über einen Leistungsschalter zugeschaltet wird oder über ein fix angeschlossenes FACTS-Element (SVC, STATCOM, TCR) realisiert werden.

Die Aufstellung solcher Kompensationsanlagen würde das UNV-Konzept verteuern und weniger flexibel machen, darum wurde das MS-Konzept nicht weiter ins Auge gefasst, der Vollständigkeit halber aber angeführt und einige Details angeschnitten. Im Speziellen wird in dieser Arbeit Fokus auf das NS-Konzept gesetzt, jedoch ist im MS-Bereich sicherlich noch Forschungsbedarf gegeben.

### 5.3.5.2 Leistungsbedarf der NS-Transformatoren

Dieses Kapitel stellt eine Vertiefung und Weiterführung auf Basis der Diplomarbeit „Abhängigkeit der Telekom-Infrastruktur von der öffentlichen Stromversorgung und Abhilfemaßnahmen“ (Wakolbinger 2009) dar.

Aus der Erhebung der Auslastung einzelner Transformatoren, die in der Dissertation Brandauer (Brandauer 2014) plakativ aus realen Daten für eine größere österreichische Stadt erstellt wurde (siehe Abbildung 63), geht hervor, dass die durchschnittliche Auslastung der Transformatoren, wenn man die Tagzeiten betrachtet, ca. 30 bis 40 % beträgt.

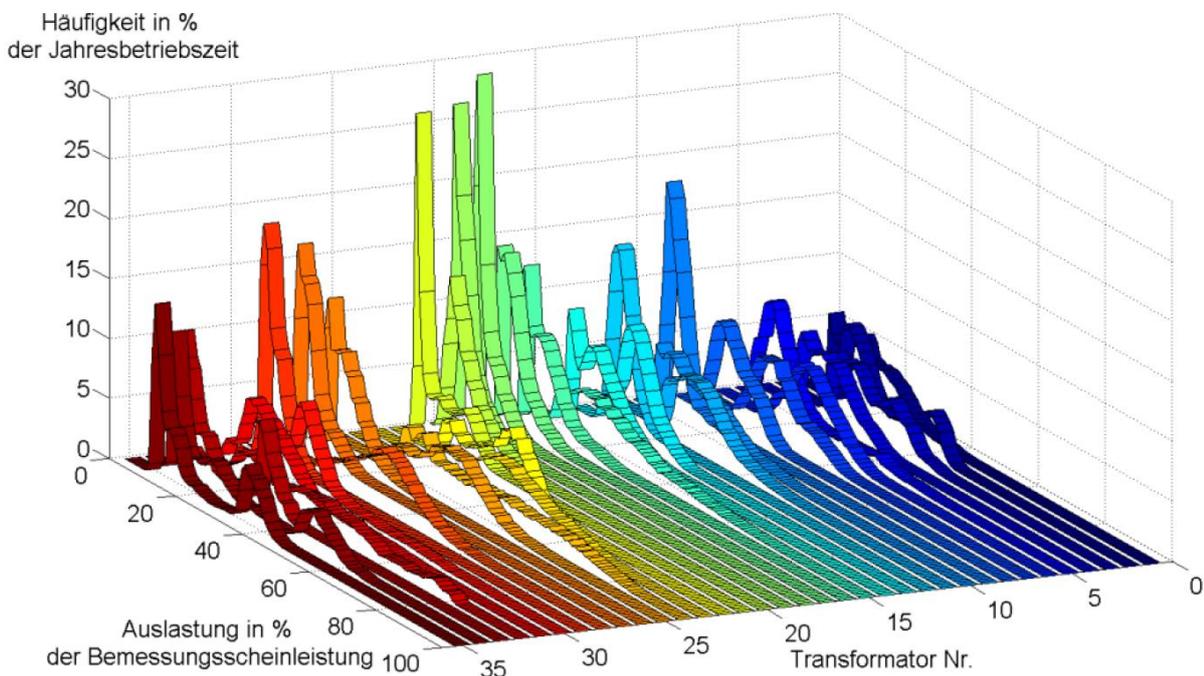


Abbildung 63: Auslastung einzelner Transformatoren – Histogramm über 365 Tage a 15 Min (Brandauer 2014)

Geht man nun, wie in Kapitel 4.2.3 definiert, von einem Leistungsbedarf bei Krisen von etwa 10 % aus, so ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung bei Krisen von 3 bis 4 %, oder im Worst Case 9 %. Für die weiteren Berechnungen werden 10 % gewählt, um auf der sicheren Seite zu sein.

In Abbildung 64 ist die prozentuelle Verteilung der Niederspannungstrafos aus realen Daten eines für Österreich repräsentativen Verteilnetzbetreibers dargestellt, die im Weiteren für eine Berechnung der durchschnittlichen Verluste der Trafos herangezogen werden.

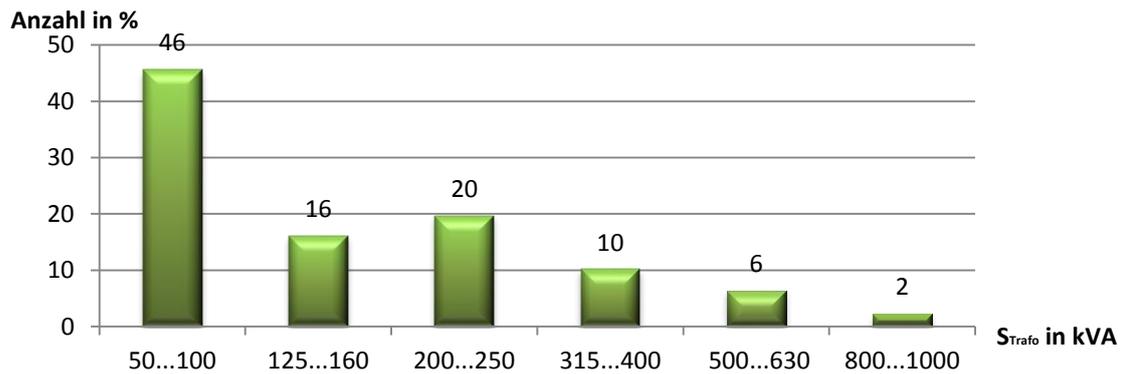


Abbildung 64: Prozentuelle Verteilung der Niederspannungstrafos aus realen Daten eines für Österreich repräsentativen Verteilnetzbetreibers (Wakolbinger 2009)

Um eine Basis für weitere Berechnungen zu erhalten, wird aus dieser Verteilung ein Durchschnittswert für Q und P errechnet.

### Transformatoren ohne Last (Leerlauf)

Da im Leerlauf die Sekundärseite des Trafos offen ist, ergibt sich aus der Ersatzschaltung des Trafos in Abbildung 65 die vereinfachte Ersatzschaltung für den Leerlauf in Abbildung 66.

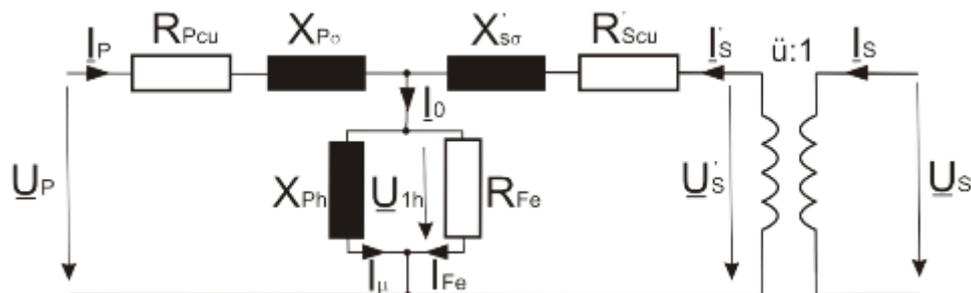


Abbildung 65: Ersatzschaltung eines Transformators (Wakolbinger 2009)

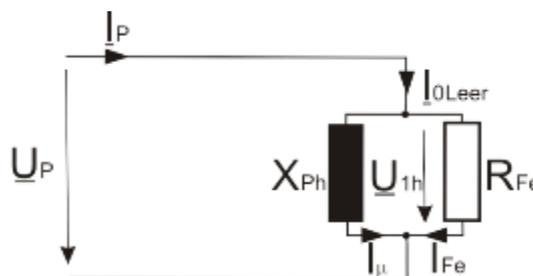


Abbildung 66: Vereinfachte Ersatzschaltung eines Transformators im Leerlauf (Wakolbinger 2009)

Für  $U_N = 20 \text{ kV}$  ist die Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf in Tabelle 12 dargestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen aus (Wakolbinger 2009) werden in Tabelle 13 dargestellt.

**Tabelle 12: Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf @  $U_N = 20 \text{ kV}$  (Wakolbinger 2009)**

$S_N$	in kVA	100	160	250	400	630	1000	1250
$U_N$	in kV	20	20	20	20	20	20	20
$P_0$	in W	200	290	440	460	655	960	1350
$I_N$	in A	2,89	4,62	7,22	11,55	18,19	28,87	36,08
$I_{0LEER}$	in mA	43,30	69,28	108,25	173,21	272,80	433,01	541,27
$\cos \varphi_{0LEER}$		0,133	0,121	0,117	0,077	0,069	0,064	0,072
$\varphi_{0LEER}$	in °	82,34	83,06	83,26	85,60	86,03	86,33	85,87
$Q_0$	in kVar	1,487	2,382	3,724	5,982	9,427	14,969	18,701
$X_{Ph}$	in k $\Omega$	807	504	322	201	127	80	64
$R_{FE}$	in M $\Omega$	6,000	4,138	2,727	2,609	1,832	1,250	0,889
$I_{FE}$	in mA	5,77	8,37	12,70	13,28	18,91	27,71	38,97
$I_{\mu}$	in mA	42,91	68,77	107,51	172,70	272,14	432,12	539,86
Typische Werte aus Datenblatt, Vorgabewerte								
Berechnete Werte								

$$Q_0 \text{ Durchschnittlich je Leistungskl} = \text{Anteil der Trafos} \cdot Q_0 \text{ je Leistungskl} \quad (5-43)$$

$$P_0 \text{ Durchschnittlich je Leistungskl} = \text{Anteil der Trafos} \cdot P_0 \text{ je Leistungskl} \quad (5-44)$$

$$Q_0 \text{ DurchschnittlichGes} = \sum Q_0 \text{ Durchschnittlich je Leistungskl} \quad (5-45)$$

$$P_0 \text{ DurchschnittlichGes} = \sum P_0 \text{ Durchschnittlich je Leistungskl} \quad (5-46)$$

**Tabelle 13: Berechnung der durchschnittlichen Leerlaufleistungen der Verteilnetztransformatoren @  $U_N = 20 \text{ kV}$  (Wakolbinger 2009)**

Anteil der Trafos	in %	46	16	20	10	6	2	0
$Q_0$ Durchschnittlich je Leistungskl	in kVar	0,684	0,381	0,745	0,598	0,566	0,299	0,000
$P_0$ Durchschnittlich je Leistungskl	in W	92	46	88	46	39	19	0
$Q_0$ DurchschnittlichGes	in kVar	3,273						
$P_0$ DurchschnittlichGes	in W	331						

Für  $U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$  werden die Werte für die Berechnung in Tabelle 14, sowie deren Ergebnisse in Tabelle 15 dargestellt.

Aus einem Datenblatt von typischen Transformatoren (Rauscher & Stoecklin AG 2008) kann man  $P_0$  bei bestimmten  $S_N$  und  $U_N$  herauslesen. Hieraus wird  $R_{FE}$  und  $X_{Ph}$ , wie in Tabelle 12, berechnet. Diese Werte werden näherungsweise als konstant bzw. gleich für  $U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$  angenommen und zur Berechnung von  $P_{0 60\%}$  und  $Q_{0 60\%}$  herangezogen.

Berechnungsbeispiel für  $S_N = 100 \text{ kVA}$ :

$$P_{0 60\%} = \frac{3 \cdot U_{N 60\%}^2}{R_{FE}} = 72 \text{ W} \approx P_{VFE} \quad (5-47)$$

$$Q_{0 60\%} = \frac{3 \cdot U_{N 60\%}^2}{X_{Ph}} = 535 \text{ Var} \quad (5-48)$$

**Tabelle 14: Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf @  $U_{N60\%} = 12 \text{ kV}$** 

$S_N$	in kVA	100	160	250	400	630	1000	1250
$U_N$	in kV	20	20	20	20	20	20	20
$U_{N60\%}$	in kV	12	12	12	12	12	12	12
$Q_{060\%}$	in Var	535	858	1341	2154	3394	5389	6732
$P_{060\%}$	in W	72	104,4	158,4	165,6	235,8	345,6	486
Typische Werte aus Datenblatt, Vorgabewerte								
Berechnete Werte								

$$Q_{0 \text{ Durchschnittlich } 60\% \text{ je Leistungskl}} = \text{Anteil der Trafos} \cdot Q_{060\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-49)$$

$$P_{0 \text{ Durchschnittlich } 60\% \text{ je Leistungskl}} = \text{Anteil der Trafos} \cdot P_{060\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-50)$$

$$Q_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } 60\%} = \sum Q_{0 \text{ Durchschnittlich } 60\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-51)$$

$$P_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } 60\%} = \sum P_{0 \text{ Durchschnittlich } 60\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-52)$$

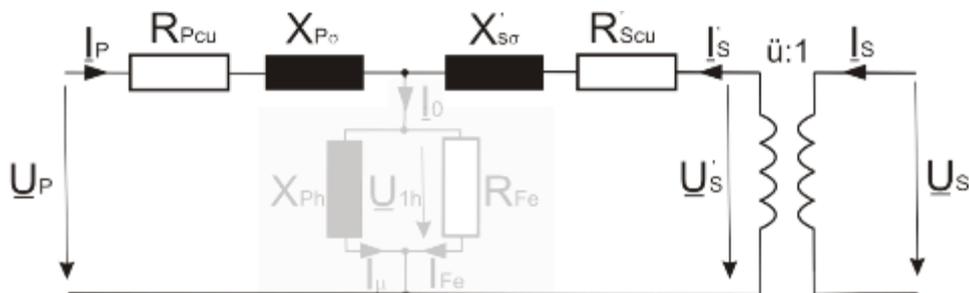
**Tabelle 15: Berechnung der durchschnittlichen Leerlaufleistungen der Verteilnetztransformatoren @  $U_{N60\%} = 12 \text{ kV}$** 

Anteil der Trafos	in %	46	16	20	10	6	2	0
$Q_{0 \text{ Durchschnittlich } 60\% \text{ je Leistungskl}}$	in Var	246	137	268	215	204	108	0
$P_{0 \text{ Durchschnittlich } 60\% \text{ je Leistungskl}}$	in W	33	17	32	17	14	7	0
$Q_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } 60\%}$	in Var	1178						
$P_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } 60\%}$	in W	119						

$Q_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } X}$  und  $P_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } X}$  sind der Blind- und Wirkleistungsbedarf für einen gemittelten leerlaufenden Ersatztransformator der verschiedenen Transformatorgrößen. (siehe Tabelle 13 und Tabelle 15)

### Belastete Transformatoren (Vereinfachungen)

Da beim belasteten Trafo der Magnetisierungsstrom und der dem Eisenverlustwiderstand zugeordnete Verluststrom sehr viel kleiner als die Lastströme sind (siehe Abbildung 65), wird der Querzweig in der T-Ersatzschaltung (siehe Abbildung 67) vernachlässigt.


**Abbildung 67: Vereinfachte Ersatzschaltung für einen belasteten Transformator (Wakolbinger 2009)**

$$\underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T = u_k \cdot \frac{U_{NP}^2}{S_N} = (u_R + j \cdot u_X) \cdot \frac{U_{NP}^2}{S_N} \quad (5-53)$$

$$R_T = R_{cu} = R_{Pcu} + R'_{Scu} = u_R \cdot \frac{|U_{NP}|^2}{|S_N|} = P_{cu} \cdot \frac{|U_{NP}|^2}{|S_N|^2} \quad (5-54)$$

$$X_T = X_{P\sigma} + X'_{S\sigma} = u_x \cdot \frac{|U_{NP}|^2}{|S_N|} = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{P_{cu}}{|S_N|}\right)^2} \cdot \frac{|U_{NP}|^2}{|S_N|^2} \quad (5-55)$$

$$u_R = \frac{P_{cu}}{|S_N|} \quad (5-56)$$

Für die weitere Berechnung wird eine **unsymmetrische einphasige Belastung** angenommen, da hier die größten Verluste auftreten.

Für  $U_N = 20 \text{ kV}$  ist die Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf in Tabelle 16 dargestellt. Die Gesamtergebnisse der Berechnungen werden in Tabelle 20 dargestellt. Die genauen Berechnungsschritte sind in (Wakolbinger 2009) angeführt.

Berechnungsbeispiel für  $S_N = 100 \text{ kVA}$ :

$$P_{Last} \approx S_N \cdot 10\% \quad (\text{siehe Seite 94 unten}) \quad (5-57)$$

$$I_{SL} = I = \frac{P_{Last}}{U_{Last}} \approx \frac{10 \text{ kW}}{230 \text{ V}} = 43,5 \text{ A} \quad (5-58)$$

$$\ddot{u}_{Dy} = \ddot{u}_{YZ} = \frac{|U_P|}{|U_S|} = \frac{20 \text{ kV}}{400 \text{ V}} = 50 \quad (5-59)$$

$$\begin{bmatrix} I_{P1L} \\ I_{P2L} \\ I_{P3L} \end{bmatrix} = \frac{1}{\ddot{u}_{Dy}} \cdot \frac{I}{3} \cdot \begin{bmatrix} -\sqrt{3} \\ +\sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\ddot{u}_{YZ}} \cdot \frac{I}{3} \cdot \begin{bmatrix} -\sqrt{3} \\ +\sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{50} \cdot \frac{I}{3} \cdot \begin{bmatrix} -\sqrt{3} \\ +\sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,502 \\ +0,502 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5-60)$$

$$S_T = I_{P1L}^2 \cdot Z_T + I_{P2L}^2 \cdot Z_T + I_{P3L}^2 \cdot Z_T = 80,7 \text{ VA} \quad (5-61)$$

**Tabelle 16: Berechnungstabelle der belasteten Verteilnetztrafos @  $U_N = 20 \text{ kV}$**

Anteil der Trafos	in %	46	16	20	10	6	2	0
$S_N$	in kVA	100	160	250	400	630	1000	1250
$P_{cu}$	in W	1600	2300	2700	3450	4550	6750	9700
$P_{Last} 10\%$	in kW	10	16	25	40	63	100	125
$U_N$	in kV	20	20	20	20	20	20	20
$U_{NS}$	in V	230	230	230	230	230	230	230
$u_k$	in %	4	4	4,2	4,4	4,6	5	5
$I_N$	in A	2,89	4,62	7,22	11,55	18,19	28,87	36,08
$\ddot{u}_{YZ}, \ddot{u}_{Dy}$		50	50	50	50	50	50	50
$I_{SL}$	in A	43,48	43,48	43,48	43,48	43,48	43,48	43,48
$I_{P1L}$	in A	-0,502	-0,502	-0,502	-0,502	-0,502	-0,502	-0,502
$I_{P2L}$	in A	0,502	0,502	0,502	0,502	0,502	0,502	0,502
$I_{P3L}$	in A	0	0	0	0	0	0	0
$Z_T$	in $\Omega$	160	100	67	44	29	20	16
$u_R$	in %	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	0,7	0,8
$u_x$	in %	3,7	3,7	4,1	4,3	4,5	5,0	4,9
$R_{cu}$	in $\Omega$	64	3594	1728	863	459	270	248
$X_T$	in $\Omega$	147	9332	6494	4315	2884	1982	1581
$S_T$	VA	81	50	34	22	15	10	8
Typische Werte aus Datenblatt, Vorgabewerte		Yzn5-Trafos			Dyn5-Trafos			
Berechnete Werte								

$$\varphi = \arctan\left(\frac{X_T}{R_T}\right) = 66^\circ \quad (5-62)$$

$$P_T = |\underline{S}_T| \cdot \cos(\varphi) = 74 \text{ W} \quad (5-63)$$

$$Q_T = |\underline{S}_T| \cdot \sin(\varphi) = 32 \text{ Var} \quad (5-64)$$

$$Q_{T \text{ bel Durch je Leistungskl}} = \text{Anteil der Trafos} \cdot Q_{T \text{ bel je Leistungskl}} \quad (5-65)$$

$$P_{T \text{ bel Durch je Leistungskl}} = \text{Anteil der Trafos} \cdot P_{T \text{ bel je Leistungskl}} \quad (5-66)$$

$$Q_{T \text{ bel Durch}} = \sum Q_{T \text{ bel Durch je Leistungskl}} \quad (5-67)$$

$$P_{T \text{ bel Durch}} = \sum P_{T \text{ bel Durch je Leistungskl}} \quad (5-68)$$

**Tabelle 17: Berechnung der durchschnittlichen Leistungen der belasteten Verteilnetztransformatoren @  $U_N = 20 \text{ kV}$** 

Anteil der Trafos	in %	46	16	20	10	6	2	0
$\varphi$	in °	66	69	75	79	81	82	81
$Q_{T \text{ bel Durch je Leistungsklasse}}$	in Var	34	8	7	2	1	0	0
$P_{T \text{ bel Durch je Leistungsklasse}}$	in W	15	3	2	0	0	0	0
$Q_{T \text{ bel Durch}}$	in Var	51						
$P_{T \text{ bel Durch}}$	in W	20						

$$Q_{T \text{ bel Durch Ges}} = Q_{0 \text{ Durchschnittlich Ges}} + Q_{T \text{ bel Durch}} \quad (5-69)$$

$$= 3273 \text{ Var} + 51 \text{ Var} = 3324 \text{ Var}$$

$$P_{T \text{ bel Durch Ges}} = P_{0 \text{ Durchschnittlich Ges}} + P_{T \text{ bel Durch}} \quad (5-70)$$

$$= 331 \text{ W} + 20 \text{ W} = 351 \text{ W}$$

Für  $U_{N 60\%} = 12 \text{ kV}$  ist die Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf in Tabelle 16 dargestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in Tabelle 17 dargestellt. Bei gleichem  $P_{Last} \approx S_N \cdot 10\%$ , wie für  $U_N = 20 \text{ kV}$  und  $U_{N 60\%}$  steigt der Strom bei auf das ca. 1,6 fache an. Berechnungsbeispiel für  $S_N = 100 \text{ kVA}$ :

$$P_{Last} \approx S_N \cdot 10\% \quad (5-71)$$

$$I_{SL} = I = \frac{P_{Last}}{U_{Last}} \approx \frac{10 \text{ kW}}{140 \text{ V}} = 71,4 \text{ A} \quad (5-72)$$

$$\begin{bmatrix} I_{P1L} \\ I_{P2L} \\ I_{P3L} \end{bmatrix} = \frac{1}{\ddot{u}_{Dy}} \cdot \frac{I}{3} \cdot \begin{bmatrix} -\sqrt{3} \\ +\sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\ddot{u}_{Yz}} \cdot \frac{I}{3} \cdot \begin{bmatrix} -\sqrt{3} \\ +\sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{50} \cdot \frac{I}{3} \cdot \begin{bmatrix} -\sqrt{3} \\ +\sqrt{3} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,825 \\ +0,825 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5-73)$$

$$\underline{S}_{T 60\%} = I_{P1L}^2 \cdot \underline{Z}_T + I_{P2L}^2 \cdot \underline{Z}_T + I_{P3L}^2 \cdot \underline{Z}_T = 80,6 \text{ VA} \quad (5-74)$$

**Tabelle 18: Berechnungstabelle der belasteten Verteilnetztrafos @  $U_N 60\% = 12 \text{ kV}$** 

Anteil der Trafos	in %	46	16	20	10	6	2	0
$S_N$	in kVA	100	160	250	400	630	1000	1250
$P_{Cu}$	in W	1600	2300	2700	3450	4550	6750	9700
$P_{Lair 10\%}$	in kW	10	16	25	40	63	100	125
$U_N$	in kV	20	20	20	20	20	20	20
$U_{NS 60\%}$	in V	140	140	140	140	140	140	140
$U_k$	in %	4	4	4,2	4,4	4,6	5	5
$I_N$	in A	2,89	4,62	7,22	11,55	18,19	28,87	36,08
$\ddot{u}_{Yz}, \ddot{u}_{DY}$		50	50	50	50	50	50	50
$I_{SL}$	in A	71,43	71,43	71,43	71,43	71,43	71,43	71,43
$I_{P1L}$	in A	-0,825	-0,825	-0,825	-0,825	-0,825	-0,825	-0,825
$I_{P2L}$	in A	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825
$I_{P3L}$	in A	0	0	0	0	0	0	0
$Z_T$	in $\Omega$	160	100	67	44	29	20	16
$U_R$	in %	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	0,7	0,8
$R_{Cu}$	in $\Omega$	64	3594	1728	863	459	270	248
$X_T$	in $\Omega$	147	9332	6494	4315	2884	1982	1581
$S_{T60\%}$	VA	218	136	91	60	40	27	22
Typische Werte aus Datenblatt, Vorgabewerte		Yzn5-Trafos			Dyn5-Trafos			
Berechnete Werte								

$$\varphi = \arctan\left(\frac{X_T}{R_T}\right) = 66^\circ \quad (5-75)$$

$$P_{T \text{ bel } 60\%} = |S_{T 60\%}| \cdot \cos(\varphi) = 87 \text{ W} \quad (5-76)$$

$$Q_{T \text{ bel } 60\%} = |S_{T 60\%}| \cdot \sin(\varphi) = 200 \text{ Var} \quad (5-77)$$

$$Q_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ je Leistungskl}} = \text{Anteil der Trafos} \cdot Q_{T \text{ bel } 60\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-78)$$

$$P_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ je Leistungskl}} = \text{Anteil der Trafos} \cdot P_{T \text{ bel } 60\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-79)$$

$$Q_{T \text{ bel Durch } 60\%} = \sum Q_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-80)$$

$$P_{T \text{ bel Durch } 60\%} = \sum P_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ je Leistungskl}} \quad (5-81)$$

**Tabelle 19: Berechnung der durchschnittlichen Leistungen der belasteten Verteilnetztransformatoren @  $U_N 60\% = 12 \text{ kV}$** 

Anteil der Trafos	in %	46	16	20	10	6	2	0
$\varphi$	in $^\circ$	66	69	75	79	81	82	81
$Q_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ je Leistungskl}}$	in Var	92	20	18	6	2	1	0
$P_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ je Leistungskl}}$	in W	40	8	5	1	0	0	0
$Q_{T \text{ bel Durch } 60\%}$	in Var	139						
$P_{T \text{ bel Durch } 60\%}$	in W	54						

$$Q_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ Ges}} = Q_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } 60\%} + Q_{T \text{ bel Durch } 60\%} \\ = 1178 \text{ Var} + 139 \text{ Var} = 1317 \text{ Var} \quad (5-82)$$

$$P_{T \text{ bel Durch } 60\% \text{ Ges}} = P_{0 \text{ Durchschnittlich Ges } 60\%} + P_{T \text{ bel Durch } 60\%} \\ = 119 \text{ W} + 54 \text{ W} = 173 \text{ W} \quad (5-83)$$

Es ergeben sich für  $U_{N\ 60\%}$  nur geringfügig höhere Blind- und Wirkverlustleistungen. Dies ist plausibel, da der höhere Laststrom sich nur im Querzweig auswirkt und die Leerlaufleistungen bei Leerlauf den Hauptteil ausmachen. (siehe Tabelle 20)

**Tabelle 20: Berechnung der durchschnittlichen Leistungen der belasteten und unbelasteten Verteilnetztransformatoren**

Betriebsspannung		$U_N=20\text{kV}$	$U_{N\ 60\%}=12\text{kV}$
$Q_{0\text{DurschnittlichGes}}$	in Var	3273	1178
$P_{0\text{DurschnittlichGes}}$	in W	331	119
$Q_{T\text{bel Durch}}$	in Var	51	139
$P_{T\text{bel Durch}}$	in W	20	54
$Q_{T\text{bel DurchGes}}$	in Var	3324	1317
$P_{T\text{bel DurchGes}}$	in W	351	173

## 5.3.6 Laboraufbau eines „Smart Emergency Grids“

### 5.3.6.1 Testaufbau und Testlauf

Da am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz bei diversen Projekten schon Erfahrungen mit AMIS Smart Metern aufgebaut werden konnten und auch zu Entwicklern der Firma Siemens gute Kontakte bestehen, wurden für ein „Test Smart Emergency Grid“ auch AMIS Smart Metern verwendet.

Aus Tabelle 22 folgend wurde, aus Gründen der Einsetzbarkeit mit allen Smart Meter-Typen mit Abschalteneinrichtung, die höchste minimal verwendbare Versorgungsspannung +10 % Sicherheit ( $\sim 180\text{V}$ ) als Basis für den Testlauf gewählt.



**Abbildung 68: Testaufbau eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen mit AMIS-Smart Meter von Siemens**

Um eine Verifikation durchzuführen bzw. eventuelle Fehlerquellen des UNV-Konzepts aufzudecken, wurde ein Teststand im Labor aufgebaut. Aus arbeitsökonomischen Gründen wurde der Aufbau 1-phasig realisiert und anstatt der Wechselrichter ein Omicron CMC 256-6 Sekundärschutzprüfgerät als Funktionsgenerator und ein ELGAR Coop. AC Power Source 501A Leistungsverstärker verwendet. Die Realisierbarkeit der Funktionen der Wechselrichter des UNV-Konzepts wurde anhand von bestehenden Projekten [morePV2Grid (Winter et al. 2014); DGDemoNet (Schwalbe et al. 2013)] und unter Rücksprache mit Entwicklern eines führenden

WR-Herstellers als gegeben angesehen. Als Lasten wurden 1 kW-Heizradiatoren verwendet. Die Einspielung der Sequenzen bzw. die Steuerung des CMC 256-6 wurde über Laptop 1 durchgeführt. (siehe Abbildung 69) Die Programmierung der Smart Meter mit den Prioritätsschaltstufen erfolgte über Infrarot-Tastköpfe von Laptop 2. Aufgrund dieses Settings wurde eine andere Sequenzabfolge als in Kapitel 5.3.3 gewählt, auf Basis derer die Funktion festgestellt wurde.

Aus Datensicherheitsgründen durfte für den Testaufbau nicht auf die interne Programmierung der Smart Meter zugegriffen werden, deshalb wurde ein externer Zugang für das Auslesen der Messwerte bzw. für die Befehlseingabe über Infrarot-Tastköpfe gewählt. Die ausgelesenen Messwerte (Spannungen) wurden in einem eigens erstellten Python-Programm von Laptop 2 für jeden Smart Meter verarbeitet und die daraus folgenden Handlungsbefehle wieder an den Smart Meter gesendet. Dies erforderte jedoch längere Schaltzeiten (1-3 sec) und machte das System sehr träge. Des Weiteren konnten die Spannungsgrenzen der Schalthysterese erst nach Erreichen einer minimalen Versorgungsspannung für die Smart Meter in die Smart Meter programmiert werden, da diese ohne Spannung nicht gespeichert werden. Es wurde jedoch von der Entwicklungs- und Programmierabteilung für die AMIS-Reihe zugesichert, dass die Geräte dies bei interner Programmierung im  $\mu$ s-Bereich verarbeiten können und Schalthandlungen in 2-3 Netzperioden durchführen können.

In Abbildung 69 ist der Labor-Testaufbau mit den diversen Versorgungs- und Kommunikationsleitungen übersichtlich dargestellt.

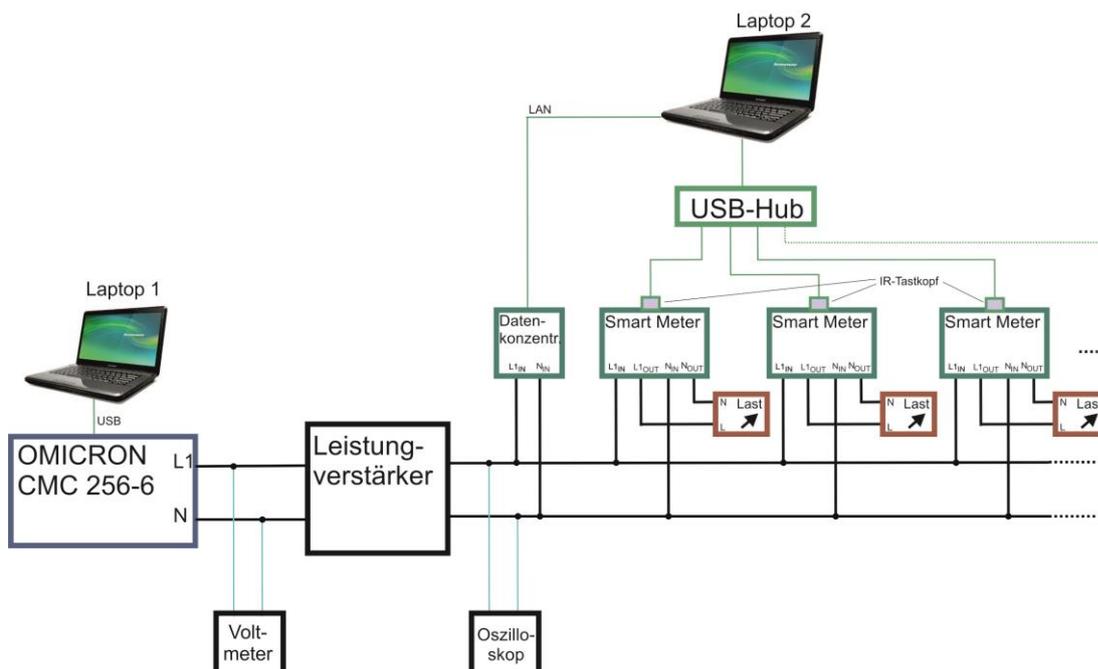
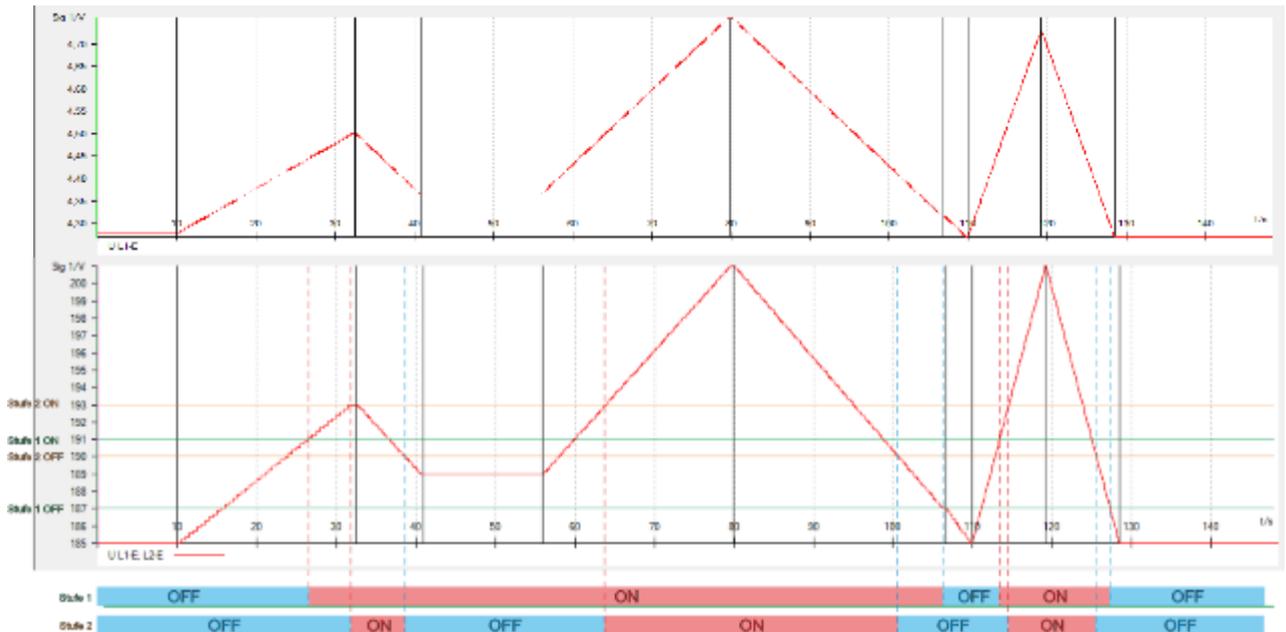


Abbildung 69: Schaltbild des Labor-Testaufbaus am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz

In Abbildung 70 sind die durchlaufenen Spannungssequenzen, oben vor dem Leistungsverstärker, unten nach dem Leistungsverstärker (Versorgungsspannung im Testnetz), dargestellt.



**Abbildung 70: Spannungverlauf von Test eines „Smart Emergency Grids“ im Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der TU Graz mit AMIS-Smart Meter von Siemens**

Der Test wurde hauptsächlich als Funktionskontrolle für die adaptierten Smart Meter durchgeführt. Auf Grund der kurzen Leitungslängen und des relativ starken Leistungsverstärkers spielt hier die Last nur eine marginale Rolle.

Es wurden verschiedene Sequenzen zum Test der Funktion des Konzepts gewählt. Diese sind in Tabelle 21 aufgelistet und beschrieben.

In der ersten (10-32 sec) und der zweiten Sequenz (32-41 sec) wird ein Verlauf beschrieben und simuliert, in dem mehr Leistung als für Stufe 1 benötigt, jedoch weniger als für Stufe 2 vorhanden ist. Aus den restlichen Sequenzen sollte auf einen Bereich für die Flankensteilheit der Spannungsrampen geschlossen werden. Dies konnte jedoch nicht für einen weiten Bereich durchgeführt werden, da durch die Programmierung der Smart Meter über die Infrarot-Tastköpfe eine Limitierung in der Geschwindigkeit erfolgte. Unter Rücksprache mit Entwicklern eines führenden WR-Herstellers, sowie eines führenden Smart Meter Herstellers konnte kein genauer Bereich festgelegt werden, da dies sehr konfigurationsabhängig ist. Jedoch wurde ein sinnvoller Bereich für die negative als auch positive Flankensteilheit von  $\sim 0,5-1$  V/s als gut erachtet.

**Tabelle 21: Beschreibung der Sequenzen des Testlaufs im Labor**

Dauer	Sequenzbeschreibung	Rampensteigung	Spannung
in s		in V/s	in V
10	Angangssequenz	0	185
22	beide Stufen ON	$\sim 0,4$	193
9	unter Stufe 1 ON und Stufe 2 OFF	$\sim -0,4$	189
15	Konstant	0	189
24	größere Steigung bis 201V; Stufe 2 ON	$\sim 0,5$	201
30	größere neg Steigung bis 185V; Stufe 1 & 2 OFF	$\sim -0,5$	185
9	größere Steigung bis 201V; Stufe 1 & 2 ON	$\sim 0,85$	201
9	größere neg Steigung bis 185V; Stufe 1 & 2 OFF	$\sim -0,85$	185

Im Testaufbau konnte ein einwandfreier Betrieb ermöglicht werden. Das realisierte „Smart Emergency Grid“ funktionierte einwandfrei mit allen eingestellten Schalthysteresen.

### 5.3.6.2 Analyse derzeit installierter Smart Meter

Es wurden von der Energie Steiermark diverse Smart Meter zur Verfügung gestellt. Diese und neue Smart Meter, die am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz angeschafft wurden, wurden auf ihre Funktion und Einsetzbarkeit getestet. (siehe Abbildung 71) Ziel der Messungen ist es Verwendbarkeit von zur Zeit installierten Smart Meter in einem „Smart Emergency Grid“ in Bezug auf die Funktionalitäten, Funktion sowie Dauerbetrieb (Erwärmung) im Unterspannungsbetrieb zu analysieren.



Abbildung 71: Teststand zur Prüfung der Funktion und Einsetzbarkeit der verschiedenen Smart Meter Typen für ein „Smart Emergency Grid“

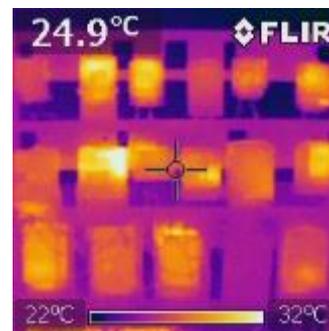


Abbildung 72: Thermobild des Smart Meter-Teststands mit Übersicht über alle Smart Meter

Da sich bei Unterspannung der gleiche Leistungsbedarf und somit ein zum Quadrat höherer Strom einstellt, wurde auch die Wärmeentwicklung betrachtet. (siehe Abbildung 72)

In Abbildung 73 sind Thermobilder der sich am stärksten erwärmenden Smart Meter in der Testserie bei einem Dauerbetrieb von 1h @ 165 V Unterspannung dargestellt.

In allen Fällen blieben die Temperaturen in einem akzeptablen Bereich.

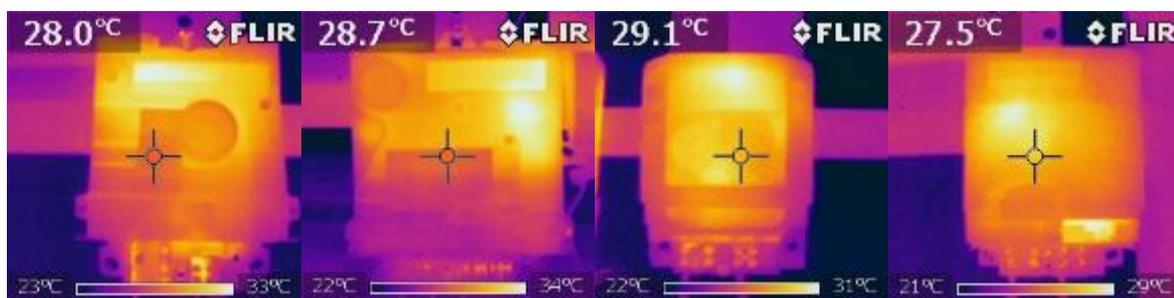


Abbildung 73: Thermobilder der sich am stärksten erwärmenden Smart Meter bei Dauerbetrieb @ 165 V Unterspannung (von links beginnend: Typ 1:Siemens AMIS TD-3512 1 Ph; Typ 2:Siemens AMIS TD-3511 3 Ph; Typ 3: Landys+Gyr E350 (ZCF 120) 1 Ph; Typ 4: Echelon 83331-1/VAD 1 Ph)

Da im Testnetz im Labor nur Typ 1 (AMIS TD-3512 1 Ph) und Typ 3 (AMIS TD-3511 3 Ph) eingesetzt wurden, werden diese noch näher betrachtet.

In Abbildung 74 und Abbildung 75 sind Thermobilder des AMIS TD-3512 1 Ph bzw. TD-3511 3 Ph nach 1 h Dauerbetrieb bei 230 V (links) und bei 265 V (rechts) dargestellt.

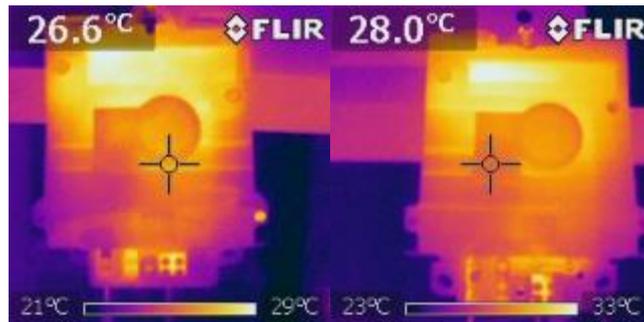


Abbildung 74: Thermobilder des Siemens AMIS TD-3512 1 Ph Smart Meter nach 1h Dauerbetrieb (links @ 230V, rechts @ 165 V)

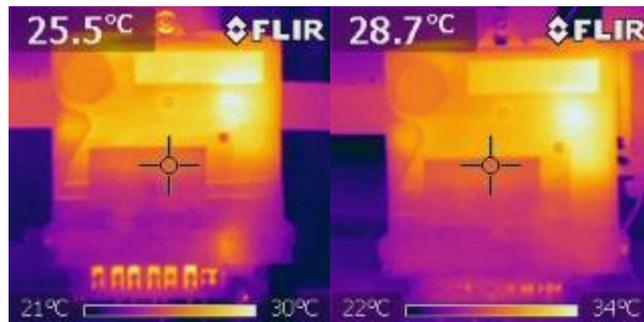


Abbildung 75: Thermobilder des Siemens AMIS TD-3511 3 Ph Smart Meter nach 1h Dauerbetrieb (links @ 230V, rechts @ 165 V)

Es zeigt sich bei beiden Thermobildern ein Temperaturunterschied von 4°. Dies ist in einem akzeptablen Betriebsbereich. Die höchsten Temperaturen treten an den Netzteilen der Geräte auf (weiß). Die Messungen zeigen, dass die Temperaturen in den Geräten zwar ansteigen jedoch in einem akzeptablen Bereich bleiben und somit die Temperatur keinen limitierenden Faktor im Unterspannungsbetrieb darstellt.

In Tabelle 22 sind die Daten, Spezifikationen und Messergebnisse der verschiedenen im Labor getesteten Smart Meter aufgelistet. Hieraus geht hervor, dass alle Smart Meter, die mit einer Schalteinrichtung erhältlich sind, auch mit Unterspannung versorgt werden können. Jedoch variiert die minimal verwendbare Versorgungsspannung, ca. 70 V bis 165 V.

**Tabelle 22: Vergleich der verschiedenen im Labor getesteten Smart Meter (\*= Angaben beziehen sich auf eine Phase, k.A.= keine Angaben in den Datenblättern) Erweiterung (Schwingshackl 2013)**

Marke	Modell	Nennspannung	Spannweite	Eigenverbrauch @ $U_N$		Eigenverbrauch @ 140V		integrierte Abschaleinrichtung	minimal verwendbare Versorgungsspannung
				Wirk	Schein	Wirk	Schein		
1-phasig									
Siemens	AMIS TD-3512	230V~	-20% bis +15%	ca. 3,6W	9VA	3,18W	5,13VA	✓	110V
Kampstrup	162-L	230V~	-10% bis +10%	0,8W	0,7VA	0,60W	1,46VA	Version erhältlich	120 V
Itron	ACE4000 GSS	220-240V~	-20% bis +15%	k.A.	k.A.	0,79W	1,62VA	x	140 V
Echelon	83331-1/VAD	220-240V~	-20% bis +15%	< 2W	< 5VA	1,13W @160V	2,54VA @160V	✓	165 V
Landys+Gyr	ZCF 120	230V~	-20% bis +15%	0,6W	4,5VA	2,26W @170V	3,88VA @170V	x	175 V
3-phasig									
EasyMeter	Diehl Q3D	3x230/400V~	-10% bis +10%	< 0,6W	< 2,5VA	0,67W	6,44VA	x	40V
Siemens	AMIS TD-3511	3 x 230/400V~	-20% bis +15%	ca. 5,4W	ca. 14VA	3,81W	12,68VA	✓	62V
Iskra	MT174	3 x 230/400V~	-20% bis +15%	<2W	<10VA	Messung nicht vorhanden		x	70V
Kampstrup	382-L	3 x 230/400V~	-10% bis +10%	0,45W *	0,7VA *	0,94W	7,39VA	Version erhältlich	75 V
Iskra	MT851	3 x 220/380-240/415V~	-10% bis +10%	< 3W	< 4VA	1,28W	1,42VA	x	95 V
UHER	TD MZ 15	3 x 230/400V~	-10% bis +10%	k.A.	k.A.	1,51W	2,45VA	k.A.	140V
Itron	ACE4000 PLC	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	k.A.	k.A.	2,01W @150V	6,91VA @150V	x	145 V
Landys+Gyr	ZMD 120	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	0,5W *	4VA *	Messung nicht vorhanden		x	150 V
Echelon	83331-3/VAD	3 x 220/380-240/415V~	-20% bis +15%	< 2W	<5VA	1,84W @169V	5,10VA @169V	✓	161 V

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.3.4.10 aufgeführten relevanten Funktionalitäten von Smart Metern geht aus Tabelle 22 hervor, dass nicht alle getesteten Smart Meter die Funktionen für ein „Smart Emergency Grid“ erfüllen: So sind etwa nicht alle Smart Meter mit einer Abschaltvorrichtung ausgestattet. Die Funktionalität bei Unterspannung ist bei allen Smart Metern erst ab 175 V gegeben. Diese Gegebenheiten lassen die Implementierung eines „Smart Emergency Grids“ nur unter Verwendung bestimmter Smart Meter zu.

Eine einfache Zusatzfunktion, damit in einem Netz eine teilweise Implementierung möglich wäre, ist die automatische Abschaltung bei Unterspannung. Hierzu wurde nur bei Siemens eine Angabe der möglichen Funktion gemacht.

Um das mögliche zukünftige Potential eines Smart Emergency Grids im vollen Umfang ausschöpfen zu können, ist eine bessere Funktion im Unterspannungsbetrieb sowie eine durchgängige Implementierung und Ausweitung der Schalteinrichtung in den Smart Metern erforderlich.

# 5.4 Potentialanalyse

## 5.4.1 Potentialanalyse anhand spezieller Unwetterereignisse an einem realen Netz

Dieses Kapitel stellt eine Vertiefung und Weiterführung auf Basis der Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) dar. *Kursive* Textstellen und Bilder sind teilüberarbeitet aus (Wakolbinger 2014) übernommen.

Hier wurde aus den in dieser Masterarbeit lokalisierten großen Unwetterereignissen plakative Unwetterereignisse ausgewählt, um eine Analyse dieser durchzuführen (siehe Tabelle 23). Dabei wurde die weiterführende Analyse auf Grund der Datenlage auf die Steiermark fokussiert.

**Tabelle 23: Gesamte Unwetterereignistabelle in den Untersuchungsgebieten aus (Wakolbinger 2014); Die für die weiterführenden Analysen ausgewählten Ereignisse sind grau hinterlegt (ZAMG 2014; Umwelt Wiki; ALDIS 2013)**

Unwetterereignisse	Datum	Name	Störereignis	Einflussbereich		vorherrschende Wetterlage	voreilende Wetterlage	nacheilende Wetterlage
				stark	schwach			
						siehe Anhang „Ostalpine Wetterlagen“		
U01	12.08.2002		Sonstige atmosphärische Einwirkung, Eindringene Feuchtigkeit	OÖ		Tk	Tk	NW
U02	27.-28.10.2002	Orkan Jeanett	Sturm	OÖ		W, NW	W, W	NW, h
U03	16.11.2002		Sturm	OÖ		S	S	TR
U04	19.11.2004	Orkantief Quimburga	Sturm	OÖ		Tk	W	N
U05	02.02.2005		Eis, Eisregen, Schnee, Raureif	OÖ		NW	NW	NW
U06	16.12.2005		Eis, Eisregen, Schnee, Raureif Sturm	OÖ	Stmk	NW	NW	NW
U07	Mai-August 2006	sehr aktives Gewitterjahr	Gewitter Sturm Eingedrungene Feuchtigkeit	OÖ, Stmk		G, H		
U08	12.01.2007	Orkantief Franz	Sturm		OÖ	W	H	h
	18.-19.01.2007	Orkantief Kyrill	Sturm	OÖ		W	W	W
U09	13.11.2007		Eis, Eisregen, Schnee, Raureif		OÖ, Stmk	NW	NW	N
U10	26.-27.01.2008	Sturmtief Paula	Sturm	Stmk	OÖ	h, NW	W, h	NW, W
U11	29.02.-02.03.2008	Orkan Emma	Sturm	OÖ	Stmk	W, W	h, W	W, W
U12	27.01.2009		Eis, Eisregen, Schnee, Raureif	Stmk	OÖ	TS	h	TS

### 5.4.1.1 Potentialanalyse über Leitungskilometer und Versorgungsfläche

Für die Analyse wurde das MS-Netz der Energie Steiermark in ArcGis 10.1 von ESRI eingespielt. Danach wurden die Leitungsstörungen der Unwetterereignisse überlagert und neue Shapes (Geodatenformat) generiert. Auf Basis dieser wurden Networkfeaturedatasets für das gesamte Netz und die Unwetterereignisse erstellt<sup>2</sup>. Über diese wurde wiederum über das Tool „Network-Analyst“ („Einzugsgebietsanalyse“) die Konnektivität der Leitungen zu einem MS/HS-Transformator (Verbindung zu übergeordnetem Netz) dargestellt (geroutet). Dies wurde zuerst mit 30 km „Leitungslängen-Impedanz“<sup>3</sup> und dann für einzelne Gebiete mit 40 km durchgeführt.

<sup>2</sup>Gestörte Leitungen sind in diesem Zusammenhang Leitungszüge, die keinen Längstrenner haben. Querabzweige mit Trenner werden nicht dazu gezählt, solche ohne Trenner schon.

<sup>3</sup> In der Netzwerkanalyse ist die „Leitungslängen-Impedanz“ ein spezifisches Attribut, das den „Widerstandswert“ der spezifischen Analyse wiedergibt (z.B. Länge, max. Geschwindigkeit, Verkehrsbelastung usw.)

Die verbleibenden Leitungen, die nicht verbunden bzw. nicht in Reichweite sind, wurden unter Ausnahme der ausgefallenen Leitungen als „nicht versorgt aber funktionsfähig“ definiert. Netzbereiche, die weniger als 0,5 km Gesamtleitungslänge haben, wurden manuell gelöscht, da diese für das Konzept im MS-Netz keine oder nur marginale Bedeutung haben. Als Ergebnis bekommt man die Kilometer der nicht versorgten, aber funktionsfähigen Leitungen, die sich potentiell für eine Notstromversorgung eignen.

In Abbildung 76 bis Abbildung 79 sind beispielhaft für zwei unterschiedliche Unwetterereignisse Netzgebiete mit Störungen mit für die Regionen charakteristischer Netzstruktur dargestellt.

### Parameter „Leitungskilometer“

In Tabelle 24 sind die, wie in Abbildung 76 und Abbildung 77 beispielhaft gezeigten Netzsegmente in Bezug auf Leitungskilometer aufgeführt.

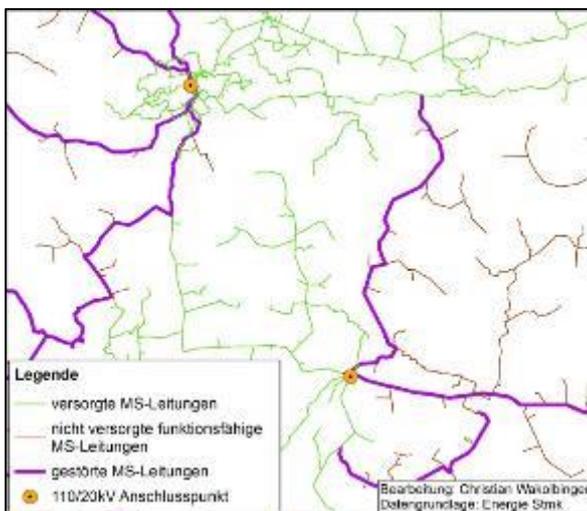


Abbildung 76: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Netzsegmente nach einem ausgewählten Unwetterereignis (Wakolbinger 2014)

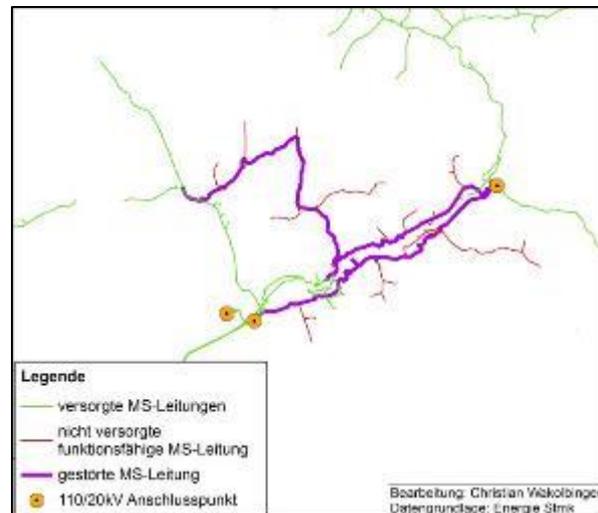


Abbildung 77: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Netzsegmente nach einem ausgewählten Unwetterereignis (Wakolbinger 2014)

Aus Tabelle 24 geht hervor, dass bei den großen Unwetterereignissen im Mittel die Hälfte bis ein Drittel der gestörten und nicht versorgten Leitungen (5 Spalte in Tabelle 24) noch funktionsfähig sind und eine Gesamt-Leitungslänge von 40 km bis 640 km haben. Dies ist auch wiederum sehr ereignisspezifisch.

Die in Tabelle 24 angeführten Werte wurden gerundet. Dies ist für die Aussage der Analyse jedoch von geringer Bedeutung, da jedes Unwetterereignis etwas andere Störungen verursacht und aus der Analyse nur eine qualitative Abschätzung des Potentials aufgezeigt werden soll.

**Tabelle 24: Quantitative Auswertung der verbleiben Netzsegmente in Leitungskilometern nach ausgewählten Unwetterereignissen [Daten gerundet] (Rohdaten Energie Steiermark) (Wakolbinger 2014)**

Unwetterereignisse	MS-Leitungslänge gesamt		Länge der gestörten MS-Leitungen		Länge der gestörten zzgl. der nicht versorgten funktionsf. MS-Leitungen		Länge der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen		möglicher Versorgungsgrad der ausgefallenen Netzsegmente
	in km	in %	in km	in %	$l_{LTG_{ge+n,v}}$		$l_{LTG_{ve+funkt}}$		
					in km	in %	in km	in %	$v_{LTG}$
									in %
U07	7200	100%	50	0,69%	80	1,11%	40	0,56%	42%
U09	7200	100%	120	1,67%	200	2,78%	70	0,97%	36%
Paula (U10)	7200	100%	260	3,61%	470	6,53%	200	2,78%	44%
Emma (U11)	7200	100%	220	3,06%	360	5,00%	140	1,94%	37%
U12	7200	100%	530	7,37%	1170	16,25%	640	8,89%	55%

Der in Tabelle 24 berechnete mögliche Versorgungsgrad der ausgefallenen Netzsegmente  $v_{LTG}$  wird aus der Länge der gestörten zzgl. der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen  $l_{LTG_{ge+n,v}}$  und der Länge der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen  $l_{LTG_{ve+funkt}}$  wie in Formel ( 5-84 ) berechnet.

$$v_{LTG} = \frac{l_{LTG_{ge+n,v}}}{l_{LTG_{ve+funkt}}} \cdot 100 \text{ [in \%]} \quad (5-84)$$

Dieser gibt an wieviel Prozent der ausgefallenen Segmente theoretisch mit dem Konzept versorgt werden können.

### Verhältnis Freileitung zu Kabel der gestörten Leitungen

In Tabelle 25 ist das Verhältnis Freileitung zu Kabel der gestörten Leitungen bei den betrachteten Unwetterereignissen dargestellt.

**Tabelle 25: Verhältnis Freileitung zu Kabel der gestörten Leitungen [Daten gerundet] (Rohdaten Energie Steiermark)**

Unwetterereignisse	gestörte MS-Leitungen	
	in km	Freileitung/Kabel
U07	50	3,5
U09	120	1,6
Paula (U10)	260	1,1
Emma (U11)	220	1,6
U12	530	4,1

**Tabelle 26: Verhältnis Freileitung zu Kabel im MS-Netz der Energie Stmk (Rohdaten Energie Steiermark) (Wakolbinger 2014)**

Region	Freileitung/Kabel
Graz (inkl. Graz Umgebung)	0,7
Liezen	0,7
Obersteiermark Ost	0,7
Obersteiermark West	0,9
Steiermark Ost	1,3
Steiermark Südwest	2,3

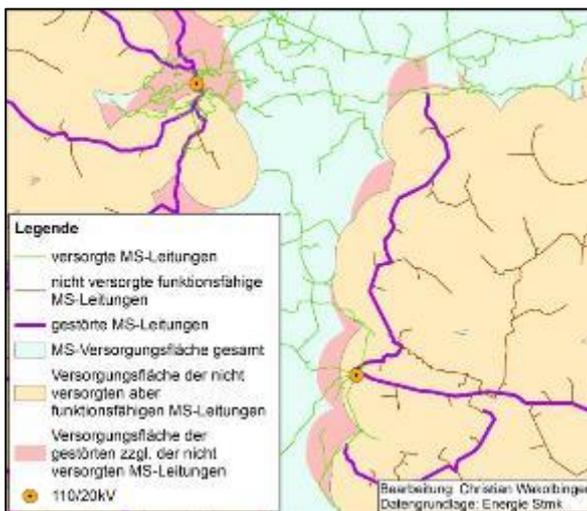
Die Werte für die Freileitungs/Kabel-Verteilung bei den gestörten Leitungen sind zum Teil auf den Schadensort bzw. Schadensregion<sup>4</sup> und den in diesen Regionen vorherrschenden Freileitungs/Kabel-Verhältnissen in Tabelle 26, zurückzuführen. Es ist jedoch durchgehend ein

<sup>4</sup> Für die genaue regionale Analyse wird auf die Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) verwiesen

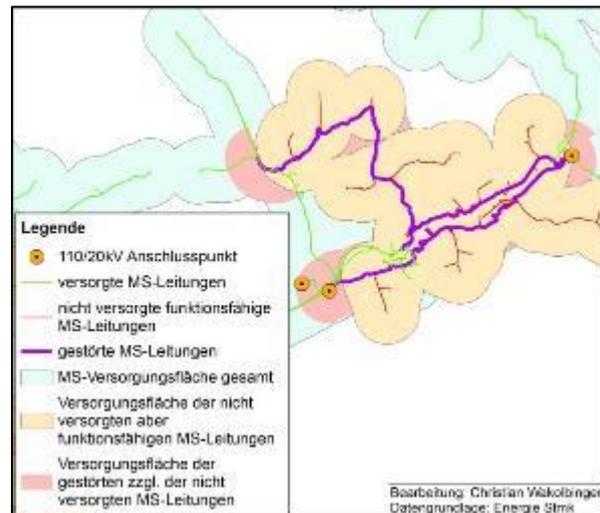
höherer Freileitungsanteil zu erkennen, der bei Unwetterereignissen mit Schäden hauptsächlich in Regionen mit höherem Freileitungsanteil proportional auch größer ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Freileitungen im Allgemeinen stärker von Unwetterereignissen beeinträchtigt werden.

### Parameter „Versorgungsfläche“

Das zur Verfügung gestellte MS-Netz der Stromnetz Steiermark spannt mit einem NS-Versorgungspuffer von 1 km eine Versorgungsfläche von 6.924 km<sup>2</sup> auf und mit 1,5 km eine Versorgungsfläche von 8.390 km<sup>2</sup>. Aus Gründen der Topographie der Steiermark, mit seinen oft langen Tälern und somit Zuleitungen, wird für die Referenzfläche ein Versorgungspuffer von 1,5 km gewählt. Dieser Ansatz über einen Puffer liefert eine ungefähre Versorgungsfläche und kann nur als Annäherung gesehen werden, da im NS-Netz auf die jeweiligen topographischen Gegebenheiten reagiert wird und deshalb jeder Abgang gesondert betrachtet werden müsste. Der Mehraufwand um auf dies für die einzelnen Topographien zu reagieren, ist für eine allgemeine qualitative Potentialanalyse nicht notwendig und würde dessen Aussagekraft nur unwesentlich verbessern, da sowieso eine gewisse ereignisspezifische Unschärfe gegeben ist.



**Abbildung 78: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen nach einem ausgewählten Unwetterereignis**



**Abbildung 79: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen nach einem ausgewählten Unwetterereignis**

Für die Versorgungsflächenberechnung entsteht auf Grund der Modellierung eines runden Endstücks bei Leitungsenden bzw. eines geraden bei Enden, die an andere Leitungen angrenzen, eine Ungenauigkeit. Dies wurde für einzelne Abschnitte betrachtet und auf Grund der ereignisspezifischen Unschärfe für allgemeine qualitative Potentialanalyse vernachlässigt.

Aus Tabelle 27 geht hervor, dass bei den großen Unwetterereignissen im Mittel die Hälfte bis ein Drittel der gestörten und nicht versorgten Leitungen (4 Spalte in Tabelle 27) noch funktionsfähig sind und eine Gesamt-Versorgungsfläche von 90 km<sup>2</sup> bis 1330 km<sup>2</sup> haben. Dies ist auch wiederum sehr ereignisspezifisch. Die in Tabelle 27 angeführten Werte wurden gerundet.

**Tabelle 27: Quantitative Auswertung der verbleiben Netzsegmente in Versorgungsfläche nach ausgewählten Unwetterereignissen [Daten gerundet] (Rohdaten Energie Steiermark)**

Unwetterereignisse	MS-Versorgungsfläche gesamt		Versorgungsfläche der gestörten zzgl. der nicht versorgten funktionsf. MS-Leitungen		Versorgungsfläche der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen		möglicher Versorgungsgrad des ausgefallenen Versorgungsgebietes $v_{Fl}$
			$A_{Fl_{ge+n.v}}$		$A_{FL_{ve+funkt}}$		
	in km <sup>2</sup>	in %	in km <sup>2</sup>	in %	in km <sup>2</sup>	in %	in %
U07	8390	100%	180	2,15%	90	1,07%	50%
U09	8390	100%	430	5,13%	250	2,98%	58%
Paula (U10)	8390	100%	940	11,20%	540	6,44%	57%
Emma (U11)	8390	100%	790	9,42%	410	4,89%	52%
U12	8390	100%	1800	21,45%	1330	15,85%	74%

Der mögliche Versorgungsgrad des ausgefallenen Versorgungsgebietes  $v_{Fl}$  wird aus der Versorgungsfläche der gestörten zzgl. der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen  $A_{Fl_{ge+n.v}}$  und der Fläche der nicht versorgten funktionsfähigen MS-Leitungen  $A_{FL_{ve+funkt}}$  wie in Formel ( 5-85 ) berechnet.

$$v_{Fl} = \frac{A_{Fl_{ge+n.v}}}{A_{FL_{ve+funkt}}} \cdot 100 \text{ [in \%]} \quad ( 5-85 )$$

Dieser gibt an wieviel Prozent der ausgefallenen Versorgungsfläche theoretisch mit dem Konzept versorgt werden können.

### Vergleich der möglichen berechneten Versorgungsgrade aus Leitungskilometern und Versorgungsfläche

Aus Tabelle 28 geht der Trend hervor, dass der Versorgungsgrad auf Basis der Leitungskilometer immer niedriger ist als auf Basis der Versorgungsfläche. Diese Differenz leitet sich aus der Gesamtlänge der gestörten Leitungen ab und beruht auf der Modellierung der Versorgungsflächen. Diese wurden auf Basis eines 1,5 km Puffers beidseits der Leitung angenommen. Bei Abgängen von Leitungen, wo eine Leitung nicht versorgt aber funktionsfähig und die andere ausgefallen ist, hat man den Effekt, dass man Überschneidungen der nicht versorgbaren und versorgbaren Flächen hat. Hier verursacht jedoch auch die Topologie des Netzes auf Grund der geographischen Gegebenheiten einen Unterschied, der in der Steiermark mit seiner großen topologischen Diversität auch einen Einfluss hat. Auf diese Unterschiede wird hier nicht weiter eingegangen und auf die Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) verwiesen.

**Tabelle 28: Vergleich der Versorgungsgrade aus Tabelle 24 und Tabelle 27 (Rohdaten Energie Steiermark)**

Unwetterereignisse	Länge der gestörten MS-Leitungen	möglicher Versorgungsgrad der ausgefallenen Netzsegmente	möglicher Versorgungsgrad des ausgefallenen Versorgungsgebietes	Differenz der Versorgungsgrade
	in km	in %	in %	in %
U07	50	42%	50%	8%
U09	120	36%	58%	22%
Paula (U10)	260	44%	57%	14%
Emma (U11)	220	37%	52%	15%
U12	530	55%	74%	19%

Man sieht jedoch das relativ hohe mögliche Versorgungspotential von 42 bis 74 %. Auch wenn unter Berücksichtigung der Erzeugung in diesen Gebieten das Potential des Konzepts real etwas niedriger sein wird, zeigen sich doch die großen Möglichkeiten.

#### 5.4.1.2 Analyse der Versorgungsfläche nach Einwohnern, dezentralen Erzeugungseinheiten und ausgewählter Kritischer Infrastruktur

Es werden zuerst die Verteilung der dezentralen Erzeugungseinheiten, von ausgewählter Kritischer Infrastruktur und die Einwohnerdichte separat beleuchtet und danach als Ganzes gegenübergestellt.

##### Unter Berücksichtigung der Verteilung von dezentralen Erzeugungsanlagen

In Abbildung 80 sind die Erzeugungseinheiten im Netz der Energie Steiermark dargestellt. Die topografischen Unterschiede sind auch klar aus der Zusammensetzung und der geographischen Lage der Erzeugungseinheiten ersichtlich. Im Süden eher flach und weniger Niederschläge sowie mehr Sonnenschein, folglich auch eine höhere Anzahl an PV-Anlagen. Im Norden mehr Niederschlag sowie große Reliefenergie, folglich mehr Wasserkraft sowie Windkraft. Für die genaue regionale Analyse wird auf die Masterarbeit „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz“ (Wakolbinger 2014) verwiesen.

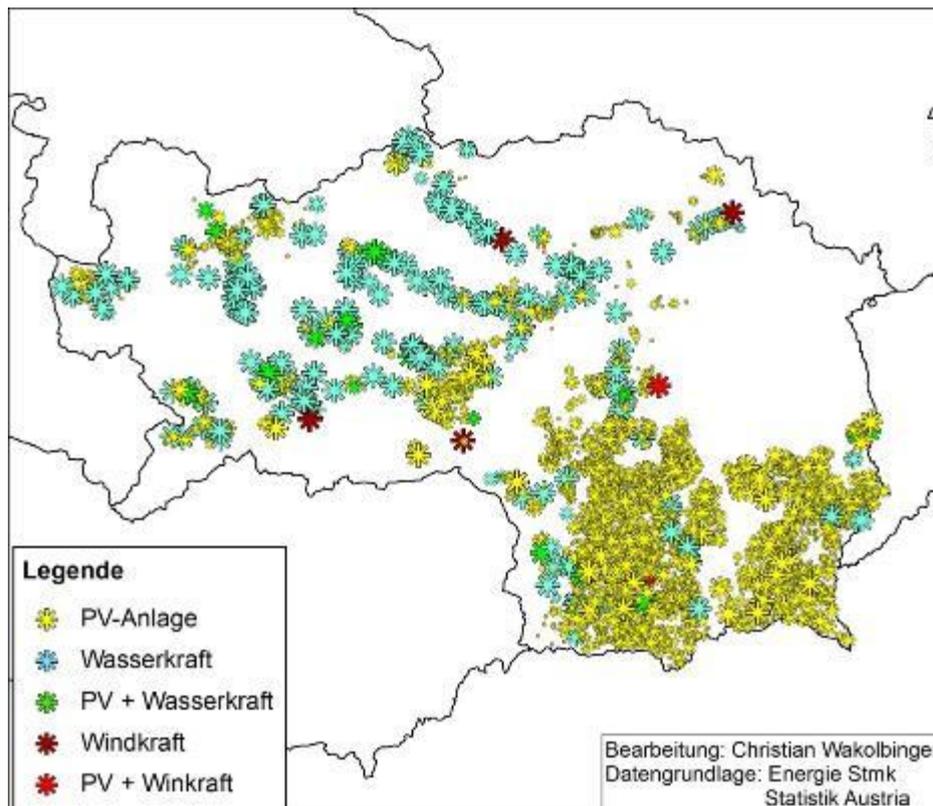


Abbildung 80: Erzeugungseinheiten im von der Energie Steiermark gegebenen Netz

Abbildung 81 zeigt am Beispiel der Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten. Klar ersichtlich ist, dass es Erzeugungseinheiten gibt, die bei diesem Unwetterereignis für das Konzept potentiell verwendbar gewesen wären.

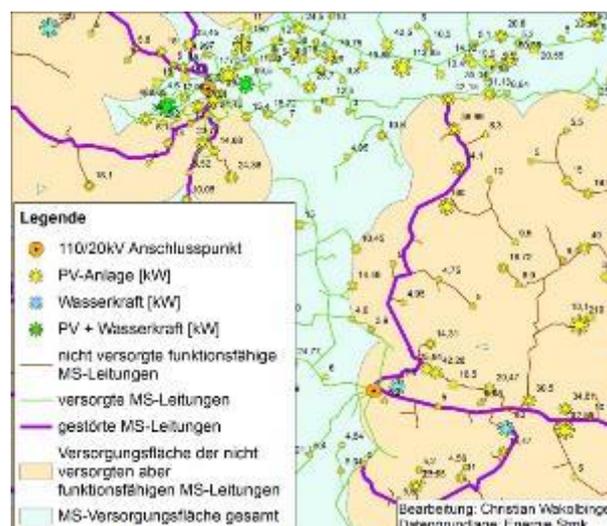


Abbildung 81: Repräsentatives Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten

In Tabelle 29 sind die Anzahl und die Größe von Erzeugungseinheiten in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen für die jeweiligen Unwetterereignisse zahlenmäßig aufgetragen. Eine Gegenüberstellung zu anderen analysierten Werten ist in Tabelle 32 aufgetragen.

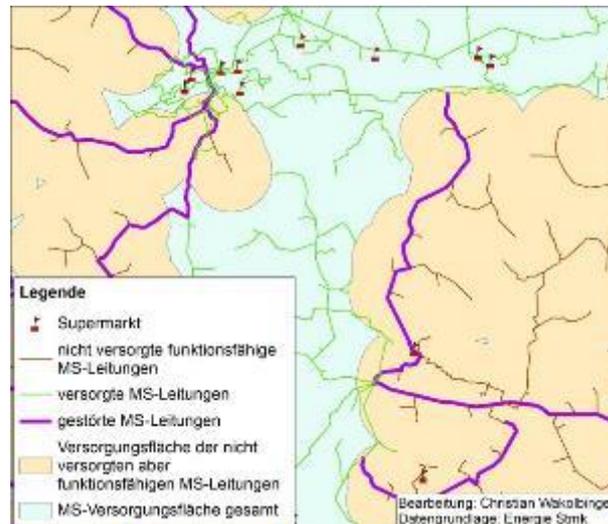
**Tabelle 29: Auflistung der Anzahl und Größe von Erzeugungseinheiten in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen (Rohdaten Energie Steiermark)**

Unwetterereignisse	Erzeugungseinheiten							
	Photovoltaik		Wasserkraft		Wind		Gesamt	
	in #	in kW	in #	in kW	in #	in kW	in #	in kW
U07	21	379	1	73	0	0	22	451
U09	65	682	8	5489	1	24500	74	30671
Paula (U10)	103	1032	21	94763	1	24500	125	120295
Emma (U11)	92	1358	28	110837	1	24500	121	136695
U12	713	13731	31	140988	2	28	746	154748

**Unter Berücksichtigung von ausgewählter Kritischer Infrastruktur (Supermärkte) in den Versorgungsflächen:**

Diese Analyse wurde mit Supermärkten der größten Supermarktketten (Spar, Billa, usw.) durchgeführt. Es wäre aus Gründen der Datengenauigkeit ein zum Output unverhältnismäßiger Mehraufwand gewesen Standort und Leistungsdaten von Tankstellen, Basisstationen und weiterer Kritischer Infrastruktur zu lokalisieren und zu analysieren. In Zusammenarbeit mit dem Institut für Siedlungswasserbau der TU Graz läuft eine Masterarbeit mit dem Arbeitstitel „Auswirkungen von Blackout-Szenarien auf die steirische Siedlungswasserwirtschaft“. Hier werden unter anderem auch potentiell wichtige Verbraucher in der Wasser-Ver- bzw. Entsorgung eruiert werden.

In Abbildung 82 ist die Verteilung von Supermärkten eines repräsentativen Netzgebietes für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen, dargestellt. (siehe auch Tabelle 32)



**Abbildung 82: Repräsentatives Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Supermärkten**

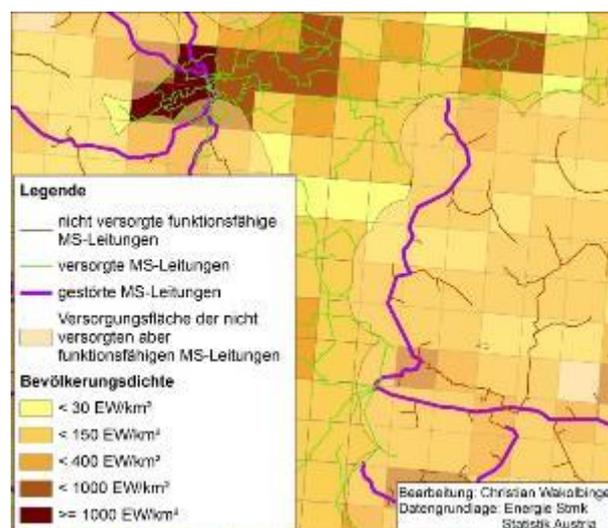
In Tabelle 30 sind die Anzahl der Supermärkte in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen für die jeweiligen Unwetterereignisse zahlenmäßig aufgetragen. Eine Gegenüberstellung zu anderen analysierten Werten ist in Tabelle 32 aufgetragen.

**Tabelle 30: Auflistung der Anzahl der Supermärkte in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen der Unwetterereignisse (Rohdaten Spar, REWE, ...)**

Unwetterereignisse	Supermärkte in #
U07	1
U09	12
Paula (U10)	42
Emma (U11)	15
U12	38

**Unter Berücksichtigung der Einwohner in den Versorgungsflächen:**

Es wurden die Einwohnerdichte von 2006 (Statistik Austria 2013) mit einem 1 km<sup>2</sup> Raster (Grid\_ETRS89\_LAEA\_1K\_ref\_GEOSTAT\_2006\_AT) (EEA 2009) verschnitten. (siehe Abbildung 83) Die Einwohner für die Versorgungsflächen der nicht versorgten aber funktionsfähigen MS-Leitungen wurden anteilmäßig an den 1 km<sup>2</sup> Kästchen von der Überdeckungsfläche abhängig bestimmt. (siehe auch Tabelle 32)



**Abbildung 83: Repräsentative Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Einwohnerdichte**

In Tabelle 31 ist die Anzahl der Einwohner in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen der Unwetterereignisse aufgetragen. Eine Gegenüberstellung zu anderen analysierten Werten ist in Tabelle 32 aufgetragen.

**Tabelle 31: Auflistung der Einwohneranzahl in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen der Unwetterereignisse (Statistik Austria 2013)**

Unwetterereignisse	Einwohner in versorgbarer Fläche in #
U07	5.149
U09	27.332
Paula (U10)	81.292
Emma (U11)	23.972
U12	117.996

## Gesamtanalyse der Versorgungsfläche nach Einwohner, dezentralen Erzeugungseinheiten und ausgewählter Kritischer Infrastruktur

In den Abbildung 84 und Abbildung 85 sind zwei repräsentative Netzgebiete für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ bzw. „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Gesamtanalyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten, Supermärkten und Einwohnerdichte dargestellt. Hieraus soll ein allgemeiner qualitativer Eindruck des Potentials des Konzepts gewonnen werden.

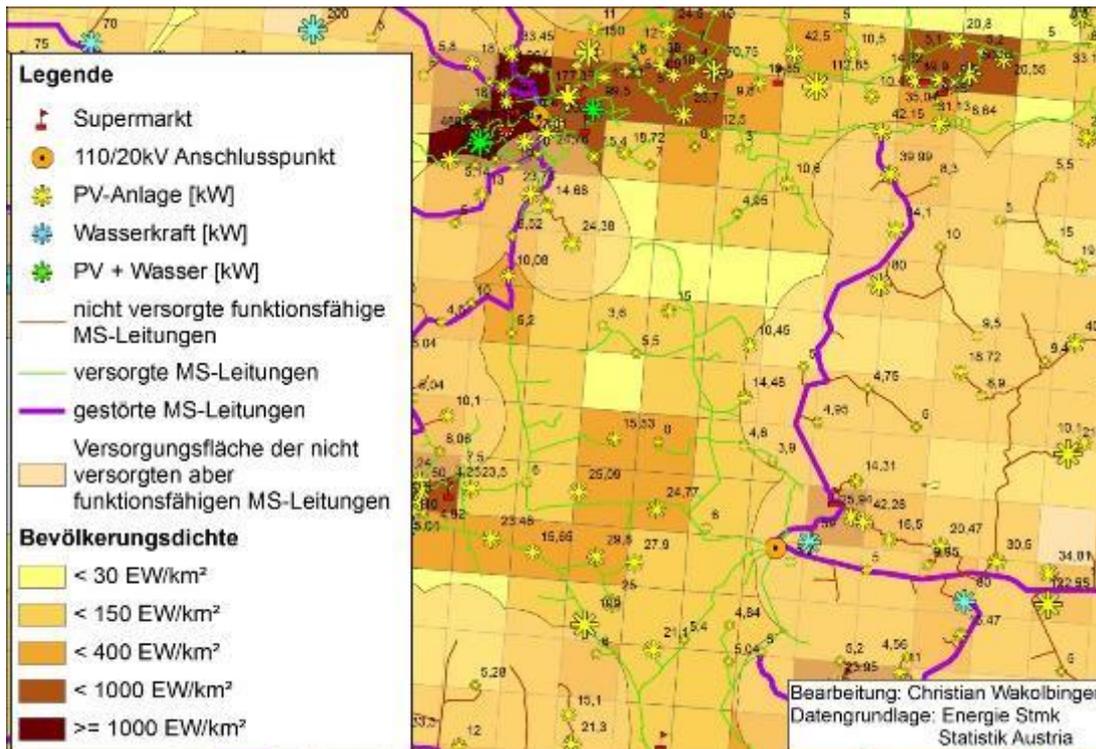


Abbildung 84: Repräsentative Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten, Supermärkten und Einwohnerdichte

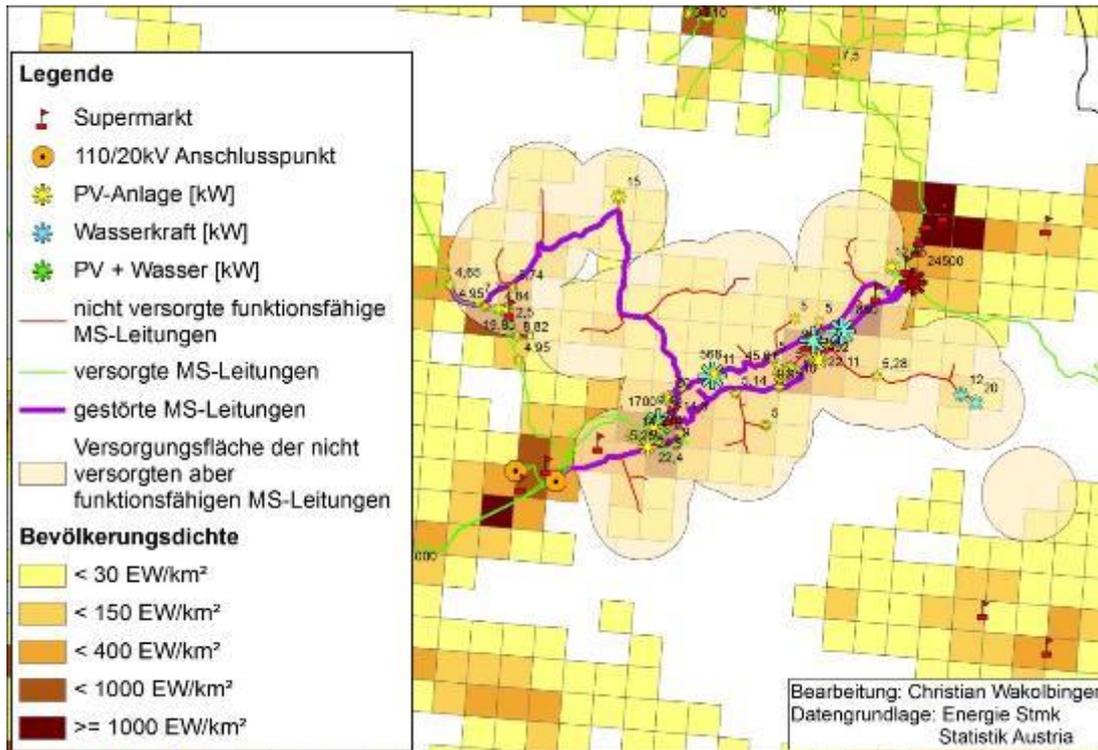


Abbildung 85: Repräsentatives Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten, Supermärkten und Einwohnerdichte

In Tabelle 32 sind die Ergebnisse für die Anzahl der Einwohner, der Supermärkte und der Erzeugungseinheiten sowie deren Summenleistung in den verbleibenden Versorgungsflächen zusammenfassend dargestellt. Es werden auch noch die Einwohner je verfügbaren kW sowie die verfügbare Leistung je Einwohner dargestellt.

**Tabelle 32: Übersicht über die Ergebnisse für die Anzahl Einwohner, der Supermärkte und der Erzeugungseinheiten (Rohdaten Energie Steiermark)(Statistik Austria 2013)**

Unwetterereignisse	Einwohner in versorgbarer Fläche in #	Supermärkte in #	Erzeugungseinheiten PV, Wasser, Wind		Einwohner je verfügbarem kW in EW/kW	verfügbare Leistung je EW in kW/EW
			in #	in kW		
U07	5.149	1	22	451	11,41	0,0876
U09	27.332	12	74	30671	0,89	1,1222
Paula (U10)	81.292	42	125	120295	0,68	1,4798
Emma (U11)	23.972	15	121	136695	0,18	5,7023
U12	117.996	38	746	154748	0,76	1,3115

Die erhobenen Zahlen im linken Bereich der Tabelle 32 zeigen, dass das Konzept im Ereignisfall Potential hat. Wie groß dieses Potential ist, ist deutlich ereignis- und auch regionspezifisch. Dies spiegelt sich auch in den Zahlen für die Einwohner je verfügbaren kW sowie die verfügbare Leistung je Einwohner wieder, die wesentlich von der Größe und Art des Ereignisses abhängen.

## 5.4.2 Exemplarische Kritische Infrastruktur

Im Zuge der Analyse von Kritischer Infrastruktur (Kapitel 3.3) deren Leistungsbedarf (Kapitel 4.2.3) und der Analyse von Geräten bei Unterspannungsbetrieb (Kapitel 5.3.4.12) geht ein hauptsächlich Notleistungsbedarf von IKT hervor. Dies wurde im Zuge einer exemplarischen Messung der Landesleitstelle und der Repeaterstation Plabutsch des Roten Kreuzes Steiermark noch verifiziert. Aus arbeitsökonomischen Gründen wird hier nur ein Einblick in die Messung gegeben.

Es wurden hier, wie erwartet, hauptsächlich IKT oder IKT ähnliche Geräte als Hauptverbraucher detektiert.



Abbildung 86: Messaufbau LLS-Rotes Kreuz Steiermark (Messgeräte)

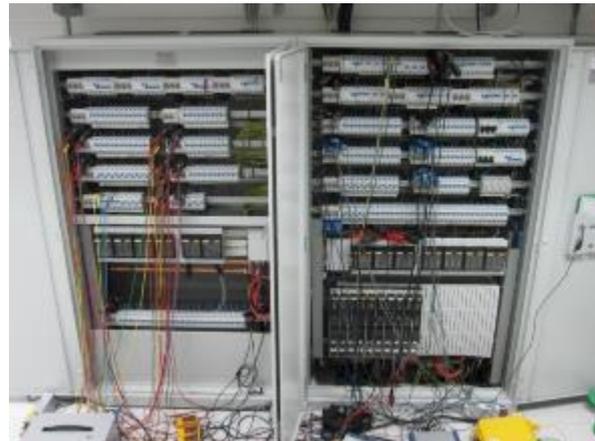


Abbildung 87: Messaufbau LLS-Rotes Kreuz Steiermark (Messung in Schaltkasten)

Die Abbildung 86 und die Abbildung 87 zeigen die Messaufbauten in der Landesleitstelle des Roten Kreuzes Steiermark sowie in Abbildung 88 und Abbildung 89 der Repeaterstation Plabutsch des Roten Kreuzes Steiermark.



Abbildung 88: Funkrepeaterstation Plabutsch



Abbildung 89: Messaufbau in der Funkrepeaterstation Plabutsch

# 6 Recht und Organisatorisches Umfeld

In diesem Kapitel wird das rechtliche und organisatorische Umfeld in Bezug auf das UNV-Konzept in Normalbetrieb und in Krisen bzw. Katastrophensituationen beleuchtet.

## 6.1 Expertenfrage bei BKA, E-Control und EVUs

Auf Basis der Literaturrecherche und der ersten Erstellung eines möglichen Notstromversorgungs-Konzepts wurden Ansprechpartner gesucht (BKA, E-Control, und EVUs über Österreichs Energien der Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft) bzw. spezifisch auf diese verschiedenen Gruppen zugeschnittene Fragebögen mit zugehörigen Begleitschreiben erstellt. (siehe Anhang Kapitel 9.2)

Im Fall des BKA bzw. der E-Control wurde eine persönliche Befragung bevorzugt, um einen möglichst hohen bzw. flexiblen Informationsoutput zu erhalten. Im Fall der EVUs wurde ein elektronischer Fragebogen erstellt, der über Österreichs Energien ausgesendet wurde. Leider war hier die Anzahl der Rücksendungen bzw. die Genauigkeit der Antworten unzufriedenstellend. Deshalb wurde eine persönliche Befragung bei zwei ausgewählten EVUs durchgeführt, wobei ein Klein-EVU und ein Groß-EVU ausgewählt wurden.

### **Bundeskanzleramt (BKA)**

Im Bundeskanzleramt (BKA) ist die Abteilung IV/6 – „Sicherheitspolitische Angelegenheiten“ für die Koordination im Hinblick auf eine umfassende Sicherheitspolitik, vor allem in den Bereichen Außen- und Verteidigungspolitik, Politik der Inneren Sicherheit und Justizpolitik zuständig. Diese ist darum auch mit der koordinierten Umsetzung des österreichischen und europäischen Programms zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (Eu Rat 2008) zuständig und hat dies APCIP (BMI 2008) umgesetzt. (siehe Kapitel 3.3 Kritische Infrastruktur)

Für Österreich wurden ca. 400 Organisationen und Unternehmen identifiziert, die strategisch wichtige Güter und Dienstleistungen erbringen (die somit aus Sicht des Sprachgebrauchs Kritische Infrastruktur bilden). Diese ist nicht öffentlich zugänglich. Da aber laut Schätzungen sowohl in Deutschland als auch laut BKA in Österreich 80 % der Kritischen Infrastruktur in Privat- oder Teilprivateigentum sind, wird hier eine Sicherheitspartnerschaft von Staat und Unternehmen angestrebt. (Petermann 2011b)

Für das BKA selbst wird nicht von „Assets“ (Einrichtungen, Gebäude, Anlagen im BKA) ausgegangen, sondern es werden ansprechbare Organisationseinheiten, die Verantwortung tragen können, angenommen. In diesem Sinne ist das „ganze“ BKA eine Kritische Infrastruktur im Sinne einer Organisation. Innerhalb des BKA's gibt es Überlegungen, wer und was prioritär zu

schützen ist, oder prioritär logistisch unterstützt wird, damit die Aufgabenerfüllung gewährleistet ist. Diese sind nicht öffentlich zugänglich.

### **E-Control**

Für den Fall einer Krise in der Energieversorgung hat die E-Control das Energielenkungs-Handbuch erstellt. Dieses beruht auch dem rechtlichen und organisatorischen Hintergrund von Energielenkungsgesetz, Elektrizitäts-Lenkungsmaßnahmen-Verordnung (Schubladenverordnung) und Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung. Dies tritt in Aktion, wenn der Strommarkt wirtschaftlich instabil, jedoch das elektrische Netz technisch noch oder wieder stabil ist. (Friedl et al. 2010)

- Die normalen Marktregeln werden außer Kraft gesetzt
- Energielenkung tritt in Kraft

Vor diesem Status beziehungsweise bei einem Blackout ist der Systemoperator (Regelzonenführer [in Österreich die APG]) für den Netzwiederaufbau und das operationelle Vorgehen zuständig.

Im Netzsicherheitsbeirat werden von der APG Planungen zum Netzwiederaufbau vorgestellt. Hier sind die APG, EVUs, Bundesministerien, BKA, E-Control, Landesenergiereferenten, Universitäten und weitere Stakeholder eingeladen. Die hieraus gewonnenen Erkenntnisse fließen in den von und für die APG (Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und aktualisierten österreichweiten Netzwiederaufbauplan ein, der auch 3 mal jährlich beübt werden soll (auch teilweise mit Verteilnetzbetreibern).

Ähnliches gibt es auch im von den Landesenergieversorgern und der Landesregierungen (keine Übung vorgesehen, nur Auflistung der Möglichkeiten: Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken usw.)

Erstmals wurde im November 2009 eine Detailerhebung bei über 600 Unternehmen und Betrieben durchgeführt, bei der wesentliche wirtschaftliche und technische Eckdaten abgefragt wurden. Aufgrund der eingegangenen Informationen konnten Betriebe zusammengefasst werden, sodass für die Befragung 2010 nur noch etwas mehr als 550 Unternehmen bzw. Betriebe angeschrieben wurden. Die von den Großabnehmern gemeldeten Informationen werden für die Erstellung eines Katalogs eventueller Krisenmaßnahmen herangezogen. Hierbei sollen vor allem die Auswirkungen einer möglichen Krise auf das jeweilige Unternehmen bzw. den jeweiligen Betrieb besonders berücksichtigt werden. (E-Control 2011b)

### **EVUs**

Die befragten EVUs übernehmen die Versorgungsaufgabe für jeweils ca. 30.000 bis 600.000 Kunden. Der Verkabelungsgrad im Mittelspannungsnetz liegt bei 45 % bis 90 % und im Niederspannungsnetz 70 % bis 95 %.

Als Kritische Infrastruktur und besonders schützenswert gelten betriebsintern neuralgische Punkte wie Umspannwerke, Leitwarte und Kommunikations- und Fernleiteinrichtungen. Betriebsextern werden Krankenhäuser, Einrichtungen von BOS (Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben), jedoch auch Tankstellen, Supermärkte, usw. als Kritische

Infrastrukturen gesehen, die dem jeweiligen Betriebsdiensthabenden für den Netzbereich bekannt sind. Ebenso ist ein Unterschied zwischen Wochentagen und Sam-, Sonn- und Feiertagen für die Prioritäten des Netzwiederaufbaus in den Netzgebieten zu sehen, den auch die Betriebsdiensthabenden wissen.

Im Fall des kleineren EVUs, das keine wesentliche eigene Erzeugung besitzt, ist der „Worst Case“ bzw. „Blackout“ bei Ausbleiben der Versorgung vom übergeordneten Netz. Hier tritt der für solche Fälle erstellte Notfall- und Krisenplan in Kraft. In diesem ist die Vorgangsweise, im Fall eines Blackouts bzw. für den Fall nach einem Blackout bzw. beim Netzwiederaufbau, detailliert vorgegeben. Dies wird auch 1 mal pro Monat beübt. Notstromaggregate für den Netzbetrieb werden in einer 24-7 Bereitschaft von einer externen Firma über einen Vertrag angemietet.

Im Fall des größeren EVUs wird ein Krisenstab gebildet, der auch nach einem Notfall- und Krisenplan vorgeht, jedoch auch situationsbedingt und flexibel die Maßnahmen für den Netzwiederaufbau entscheidet. Hier fließt auch die priorisierte Versorgung von Kritischer Infrastruktur bzw. deren letztgereichte Abschaltung ein. Dieser Plan wird 2 mal jährlich beübt. Notstromaggregate werden im Betrieb in verschiedenen Größen selbst vorgehalten.

## 6.2 Rechtliche Aspekte

Die Thematik einer Ersatz- bzw. Notstromversorgung und somit das Konzept Smart Emergency kommt aus dem Gebiet der Versorgungssicherheit. Diese ist über eine immer stärker werdende Abhängigkeit der Gesellschaft von Energieträgern wie Öl, Gas oder Strom aber auch erneuerbare Energieträger geprägt. Die Europäische Kommission erkannte dies und hat mit dem Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ die Debatte der Versorgungssicherheit in Bezug auf Energie wieder in Gang gebracht. (E-Control 2014)

In diesem Grünbuch (Eu Kom 2001) werden die Risiken der Versorgungssicherheit in vier Hauptkategorien unterteilt „Physische“ Risiken – physische Unterbrechung der Versorgung –, „Wirtschaftliche“ Risiken – Unterbrechungen aus wirtschaftlichen Ursachen (Kursvolatilität, geopolitische Erwägungen) –, „Gesellschaftliche“ Risiken – soziale Spannungen – und „Ökologische“ Risiken. Dies spiegelte sich auch in der Richtlinie 2003/54/EG (Eu Parl 2003) des Europäischen Parlament und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wieder. Mit dem Ziel, dass auch Kleinunternehmer in den Genuss gemeinwirtschaftlicher Leistungen kommen können, insbesondere hinsichtlich Versorgungssicherheit und angemessener Tarife. Diese Maßnahmen unter anderem *im Interesse der Versorgungssicherheit sollte das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage in den einzelnen Mitgliedstaaten beobachtet und anschließend ein Gesamtbericht über die Versorgungssicherheit in der Gemeinschaft angefertigt werden, in dem die zwischen verschiedenen Gebieten bestehende Verbindungskapazität berücksichtigt wird. Die Beobachtung sollte so frühzeitig erfolgen, dass die geeigneten Maßnahmen getroffen werden können, wenn die Versorgungssicherheit gefährdet sein sollte. Der Aufbau und der Erhalt der erforderlichen Netzinfrastuktur einschließlich der Verbundmöglichkeiten sollten zu einer stabilen Elektrizitätsversorgung beitragen. Der Aufbau und der Erhalt der erforderlichen Netzinfrastuktur*

*einschließlich der Verbundmöglichkeiten und der dezentralen Elektrizitätserzeugung sind wichtige Elemente, um eine stabile Elektrizitätsversorgung sicherzustellen* 2003/54/EG Abs. 23 (Eu Parl 2003). Ebenso wird hier das Monitoring der Versorgungssicherheit an die Regulierungsbehörde übertragen. Dies beinhaltet *das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung, die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger*, 2003/54/EG Artikel 4 (Eu Parl 2003).

In der Richtlinie 2005/89/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (Eu Parl 2005) werden auf Basis der Richtlinie 2003/54/EG „die Betriebssicherheit der Netze“, „die Erhaltung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage“, „Netzinvestitionen“, „Berichterstattung“, usw. genauer geregelt.

Hierzu verabschiedete das Europäische Parlament und der Rat die Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (Eu Parl 2006), die im Einklang mit der Richtlinie 2003/54/EG steht. In dieser wird hauptsächlich auf die Versorgungsqualität eingegangen. Des Weiteren wurde ein weiteres Grünbuch „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ (Eu Kom 2006) erarbeitet aus dem hervorgeht, dass die bestehenden Richtlinien über die sichere Erdgas- und Elektrizitätsversorgung darauf hin geprüft werden, ob sie die Bewältigung potenzieller Versorgungsunterbrechungen ermöglichen.

Auf Basis dessen wurde dann die Richtlinie 2003/54/EG durch die Richtlinie 2009/72/EG (Eu Parl 2009) ersetzt bzw. aufgehoben. Diese gibt neu bzw. adaptiert gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. In Bezug auf die Versorgungssicherheit decken sie sich im Wesentlichen.

### **Die E-Control geht bei der Versorgungssicherheit von folgender Definition aus**

*„Versorgungssicherheit bedeutet, dass Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen, und zu kostenorientierten und transparenten Preisen.“* (E-Control 2014)

Der Begriff der Versorgungssicherheit lässt sich laut E-Control, wie in Abbildung 90 dargestellt, in die Versorgungsqualität (Qualität des Produkts Strom sowie die dazugehörigen Dienstleistungen) sowie in Versorgungssicherung einteilen.

Die Versorgungsqualität unterteilt sich in die Versorgungszuverlässigkeit, die Spannungsqualität, die operative (kurzfristige) Versorgungssicherheit (Sicherheitskriterien, die Netzplanung und Netzbetrieb) und die kommerzielle Qualität (Dienstleistungen der Unternehmen).

Die Versorgungssicherung unterteilt sich in die langfristige Versorgungsplanung (Planung von Netz- und Erzeugungskapazitäten) und die Energielenkung. Die im Energielenkungsgesetz (EnLG 2012, Republik Österreich) vorgesehenen Maßnahmen sind zur Sicherstellung der Stromversorgung im Fall krisenhafter Entwicklungen bzw. Situationen.



Abbildung 90: Herkömmliche Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität (E-Control 2014)

Die Definition der Versorgungssicherheit der E-Control ist ein eher marktorientierter Ansatz. Dieser eher marktorientierte Ansatz geht auch aus der Befragung der E-Control (Kapitel 6.1) und auch aus dem Energielenkungsgesetz (EnLG 2012, Republik Österreich) hervor. Wo in §15 Abs.1 Zuständigkeiten zu Vorbereitung und Koordinierung sowie deren operative Umsetzung zur Außerkraftsetzung des Marktes und des Ergreifens von zur Bewältigung bzw. zum Überstehen der Krise notwendigen Maßnahmen beschrieben sind.

Dies alles ist bei einer Verknappung der elektrischen Energie vorzubereiten bzw. durchzuführen um laut Energielenkungsgesetz (EnLG 2012, Republik Österreich) §4 Abs.2:

1. im Fall des Abs. 1 Z 1 die Deckung des lebenswichtigen Bedarfes an Energie einschließlich jenes für Zwecke der militärischen Landesverteidigung, die Aufrechterhaltung einer ungestörten Gütererzeugung und Leistungserstellung sowie die Versorgung der Bevölkerung und sonstiger Bedarfsträger sicherzustellen,
2. im Fall des Abs. 1 Z 2 die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen zur Inkraftsetzung von Notstandsmaßnahmen auf Grund von Beschlüssen von Organen internationaler Organisationen zu ermöglichen.

Das Energielenkungsgesetz (EnLG 2012, Republik Österreich) bedeutet eine eher träge, über Tage vorplanbare, Veränderung des Systems und setzt die grundsätzliche normale Funktion des Systems voraus.

Die Maßnahmen der Energielenkung kommen jedoch schon vor einem Ausfall zum Tragen. Würde ein Ausfall unvorhersehbar oder sehr kurzfristig auftreten, greift das bisherige Energielenkungsgesetz nicht.

In diesem Fall hätten Notversorgungsmaßnahmen („Smart Emergency“ Konzept) ihre Anwendung. Hierfür müsste man die Definition der Versorgungssicht erweitern auf:

**die Versorgung mit elektrischer Energie um grundlegende Bedürfnisse** (siehe Kapitel 3.1 Maslow'sche Bedürfnispyramide) **decken zu können mit den Umständen und der Situation angepassten Qualitätskriterien.**

Im Fall von „Smart Emergency“ sind die herkömmlichen Qualitätskriterien und die Verrechnung zu vernachlässigen und der Zeitpunkt der Versorgung ist erzeugungsabhängig.

Die Notversorgungsmaßnahmen des „Smart Emergency“ Konzepts fordern bzw. beruhen auf einer teilweisen Nicht-Einhaltung des ELWOG's.

Diese Anforderungen könnte man entweder direkt in das Energielenkungsgesetz einfließen lassen oder ein zusätzliches Gesetz für Notversorgungsmaßnahmen erlassen.

In Abbildung 91 wurde von einem zusätzlichen Gesetz ausgegangen. Die Notversorgungsmaßnahme mit „Smart Emergency“ hat Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit (Versorgungszeitpunkt), die Spannungsqualität (Unterspannung) und die operative Versorgungssicherheit (Inselnetzbildung).

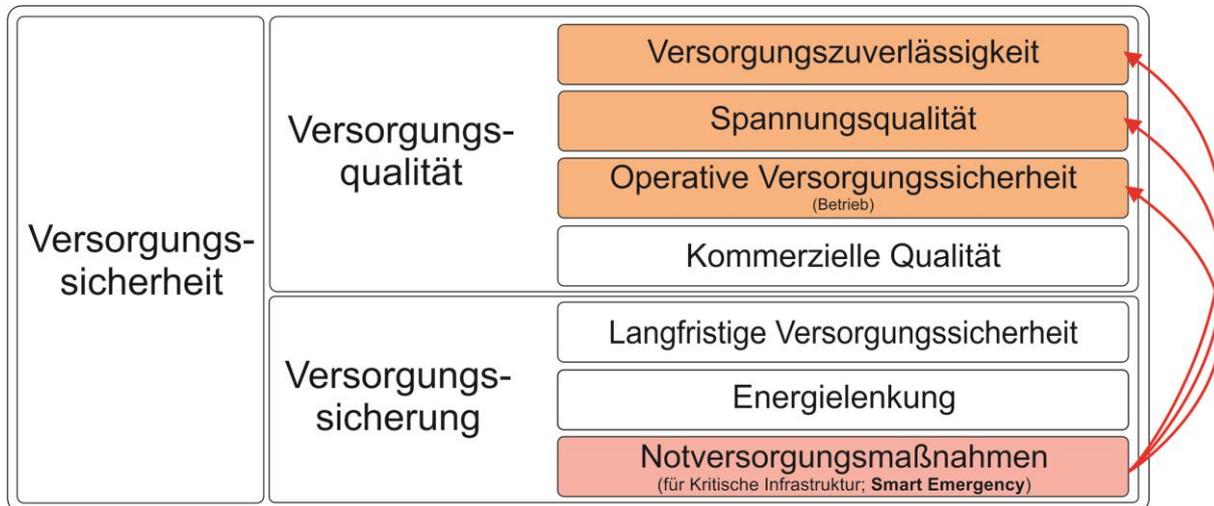


Abbildung 91: Um „Smart Emergency“ erweiterte Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität (eigene Bearbeitung) (E-Control 2014)

Zusätzlich müsste noch vorgeschrieben werden, dass das Netz und die zugehörigen Betriebsmittel so konfiguriert bzw. ausgeweitet werden, dass ein Betrieb bzw. teilweiser Betrieb als „Smart Emergency Grid“ möglich ist.

### Produkthaftungsgesetz

Laut Produkthaftungsgesetz (PHG 2001, Republik Österreich) BGBl 2001/98 §5 wäre der gelieferte Strom bezogen auf das ELWOG bzw. auf die EN50160 (Stand der Wissenschaft und Technik) fehlerhaft bzw. mangelhaft. Laut §2 müsste der Unternehmer, der den Strom hergestellt (generiert) und in den Verkehr gebracht hat, für Schäden über 500 € haften. Hier könnte dem Beispiel für ein nukleares Ereignis §15(2) folgend, eine Ausnahmeregelung für Krisen und Katastrophen beigefügt werden.

### Katastrophenschutz-/hilfegesetz

Sind das Netz und die Betriebsmittel dafür konfiguriert bzw. ausgebaut und es würde kein spezielles Gesetz für diese Notversorgungsmaßnahme geben, wäre eine Möglichkeit den Einsatz über das Katastrophenschutz- bzw. -hilfegesetz. Dessen Aufgabe ist die Abwehr und Bekämpfung von Katastrophen und das Ergreifen der erforderlichen Vorbereitungsmaßnahmen. Hier haben alle 9 Bundesländer ein eigenständiges Gesetz, welche im Grunde sehr ähnlich bzw. gleich sind, bis auf kleine länderspezifische Eigenheiten.

Der Aufbau und die Konfiguration könnten als Vorbereitungsmaßnahmen gesehen werden.

Problematisch ist hier nur, dass das Konzept sich automatisch bei jedem längeren Stromausfall aktivieren würde. Wenn dies keine von der zuständigen Behörde ausgerufene Katastrophe ist oder die Behörde den Einsatz nicht genehmigt, würde dies auf keiner Rechtsbasis (z.B. ELWOG, Energielenkungsgesetz) betrieben werden und im Schadensfall die Haftung bzw. Deckung dieses nicht klar sein.

# 7 Zusammenfassung und Ausblick

## 7.1 Zusammenfassung

Die immer größer werdende Abhängigkeit der Gesellschaft bzw. auch des einzelnen Menschen von der Elektrizität, hat zur Folge, dass längere Versorgungsunterbrechungen katastrophale Auswirkungen haben. In Österreich mit seiner gut ausgebauten Infrastruktur treten diese zwar selten auf, sind jedoch aus dem Grund, dass die Bevölkerung auf hohe Versorgungszuverlässigkeit vertraut, umso fataler und schwerwiegender. Diese Abhängigkeit bzw. der Zusammenhang zwischen „Umwelt – Technik (Elektrizität) – Gesellschaft (Mensch)“ wird beleuchtet. Auf Basis der Bedürfnispyramide von Maslow wird eine Zuordnung sogenannter Kritischer Infrastruktur zu den „Defizit-“ oder „Mangelbedürfnissen“ durchgeführt. Somit wird Kritische Infrastruktur per Definition hauptsächlich zur Deckung von „Sicherheits-“ und „Grundbedürfnissen“ jedoch auch von „Sozialen Bedürfnissen“ verwendet bzw. benötigt. Dieser Sachverhalt spiegelt sich auch in diversen Definitionen für den Begriff „Kritische Infrastruktur“ wieder. Hier zeigen sich international gesehen gewisse regionale Besonderheiten und Spezifika. Im Grunde zielen jedoch alle Definitionen auf eine Sicherstellung ähnlicher „Defizit-“ oder „Mangelbedürfnisse“ ab.

Eine wesentliche Rolle spielt auch die Risikobewertung einer Beeinträchtigung bzw. einer Katastrophe, die sehr individuell sein kann. So beeinflusst in vielen Fällen die gesellschaftliche Verwundbarkeit die resultierenden Katastrophenschäden stärker als die eigentliche Gefahr selbst. Folglich bestimmt die Dynamik und die soziale wie räumliche Differenziertheit der gesellschaftlichen Verhältnisse das Katastrophenpotential einer Gesellschaft. Dies beruht auch auf der dynamischen Dualität der menschlichen Aktivitäten die Risiken zu erzeugen und die Risiken zu vermeiden.

Bei Katastrophen ist es entscheidend, Kritische Infrastruktur und Geräte so schnell wie möglich wieder in Betrieb zu nehmen bzw. in Betrieb zu halten. Hier sind als Beispiele zu nennen: die Informations- und Kommunikations- Technik (IKT), die Gesundheitsversorgung, Notfalls-, Rettungs- und ähnlichen Dienstleistungen, die gerade in Ausnahmesituationen besonders benötigt bzw. gefordert werden.

Während Ausfällen kann elektrische Energie durch USV-Einrichtungen (Batterien) und/oder Notstromaggregate oder über ein Backup- bzw. Reservenetz (z.B. Züricher Reserve Grid) zur Verfügung gestellt werden. Allerdings sind diese Maßnahmen in der Regel durch ihre Versorgungsart und somit in der Versorgungsdauer eingeschränkt. Zusätzlich sind diese Einrichtungen meist stationär und bei Notfällen nicht flexibel einsetzbar. Hier sind flexible und

dynamische Lösungen eindeutig von Vorteil, wenn nicht sogar erforderlich, um eine best- und schnellstmögliche Hilfeleistung zu erreichen. Ebenso ist auf Grund des doch seltenen Auftretens solcher Ausfälle, eine kostengünstige Lösung nötig, um auch eine flächendeckende Einsetzbarkeit in einem wirtschaftlich sinnvollen Rahmen zu halten. Hier kommt die Kontingentierung der Leistung über Smart Meter ins Spiel um eine flexible, dynamische und kostengünstige Lösung zu erreichen. Diese erfolgt weitgehend unter Verwendung der sich in heutigen Netzen befindlichen Komponenten sowie mit kleineren Adaptionen. In der Arbeit wird stets von einer sehr hohen bzw. vollen Durchdringung des Verteilnetzes mit Smart Metern ausgegangen.

Im ersten Schritt wird das Konzept der Stufensteuerung mit Smart Meter entwickelt. Dies beruht auf der netzbereichsweisen Vollversorgung mit darauf folgender Reduktion der Lasten durch die Smart Meter. Dies wird jedoch nur grundsätzlich behandelt, weil hierfür eine Kommunikation zwischen den einzelnen Akteuren nötig wäre, was ein wesentlicher Flexibilitätsnachteil darstellen würde. Eine Verwendung im Zusammenspiel mit dem hier entwickelten UNV-Konzept ist jedoch denkbar.

Im Folgeschritt wird das UnterspannungsNotVersorgungs-(UNV-)Konzept entwickelt, das, gleich wie die Stufensteuerung mit Smart Meter, ebenfalls auf in heutigen Netzen befindlichen Komponenten sowie kleineren Adaptionen beruht. Auf Basis der Gegebenheiten in typischen österreichischen Verteilnetzen werden konzeptmäßig, bei geringer Informationslage der einzelnen Elemente (Smart Meter, Smart Switches, Regler der dezentralen Erzeugungseinheiten), mit möglichst einfachen und immer gültigen Verhaltensschemata, Inselnetze aufgebaut. Nach dem Prinzip „Keep it simple“ wird auf physikalische Netzgrößen wie Strom, Spannung, Frequenz und Phasenwinkel zurückgegriffen, um eine möglichst hohe Unabhängigkeit von der IKT zu erzielen. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Niederspannungsebene.

Gemäß dem UNV-Konzept werden noch funktionsfähige Netzteile von diversen dezentralen Erzeugungseinheiten als Microgrids hochgefahren. Dann wird von den dezentralen Erzeugern eine primärleistungsabhängige Spannungsanpassung (P/U Regelung) durchgeführt. Auf Basis dessen führen die Smart Meter eine spannungsabhängige Lastzuschaltung durch, welche auf vorgegebene Prioritätsstufen beruht. Der folgende Netzwiederaufbau erfolgt in drei Schritten: der Synchronisation im Microgrid (Intrasynchronisation), der Synchronisation von unterschiedlichen Microgrids (Intersynchronisation) und der Synchronisation mit dem Verbundnetz.

Aus dem für das Konzept herangezogenen Frequenzband 50 Hz +0,4/-1 % (50,2 - 49,5 Hz) geht ein  $\Delta f_{max}$  von 0,7 Hz hervor. Dieses  $\Delta f_{max}$  ist so klein, dass es von den heutigen Wechselrichtern ohne größeren Aufwand bewältigt werden kann. Zur Erreichung einer geringen Phasenverschiebung bei der Zuschaltung werden die Frequenzen der Microgrids einer Dreieckskurve mit verschiedenen Steigungen folgend verändert. Somit erreicht man in nahezu 100 % der Fälle in weniger als 2 Minuten einen möglichen Zuschaltzeitpunkt. Dies stellt nicht nur ein hinreichendes, sondern vielmehr ein ausgezeichnetes Ergebnis für die Synchronisation dar.

Das Verfahren wurde anhand des Aufbaus eines „Smart Emergency Grids“ im Labor verifiziert. Auch wurden im Zuge einer Masterarbeit eine Funktions- und Funktionsfähigkeitsanalyse von derzeit installierten Smart Meter durchgeführt, sowie der Unterspannungsbetrieb analysiert.

Bei der Potentialanalyse zeigt sich, dass die intakten Netzbereiche bei den großen in der Arbeit analysierten Unwetterereignissen bzw. Katastrophen eine Ausdehnung von ca. 30 bis ca. 650 km Leitungslänge haben. Im Mittel sind die Hälfte bis ein Drittel der gestörten, nicht versorgten Leitungen noch funktionsfähig. Ähnlich verhält es sich bei der Versorgungsfläche. Bei einer Netzausdehnung von ca. 90 bis 1330 km<sup>2</sup> können im Mittel ca. 58 % versorgt werden. Die Analyse eines Beispielnetzes zeigt außerdem, dass für das UNV-Konzept in ausreichendem Maß Einspeiseleistung von dezentralen Erzeugungseinheiten im Netz verteilt ist. So ergeben sich ereignisbezogen verfügbare Leistungen von ca. 0,1 bis 6 kW je Einwohner. Dies ist meist eine ausreichende Notleistung je Anschluss, da die Leistung für Kritische Infrastruktur deutlich weniger als für die Vollversorgung sein muss. Die Ergebnisse der Potentialanalyse zeigen ein deutliches Vorhandensein von Potential für das UNV-Konzept.

Von rechtlicher und organisatorischer Seite – in Österreich der E-Control – ist die Definition der Versorgungssicherheit ein eher marktorientierter Ansatz. Dies geht auch aus der Befragung der E-Control und aus dem Energielenkungsgesetz (EnLG 2012, Republik Österreich) hervor, wo in §15 Abs.1 Zuständigkeiten zur Vorbereitung und Koordinierung sowie deren operative Umsetzung zur Außerkraftsetzung des Marktes und des Ergreifens von zur Bewältigung bzw. zum Überstehen der Krise notwendigen Maßnahmen, beschrieben sind. Hier sowie im Produkthaftungsgesetz (PHG 2001, Republik Österreich) BGBl 2001/98 §5 wären legislative Anpassungen erforderlich.

Eine weitere Möglichkeit wäre eine Lösung über die Katastrophenschutz- bzw. -hilfegesetze der Bundesländer, in denen ebenso Ausnahmeregelungen vorgesehen sein könnten. Hierfür müssten die Netze und die Betriebsmittel schon vorher konfiguriert bzw. ausgebaut sein.

All dies spricht für eine Implementierung eines smarten Zählersystems mit Zusatzfunktionen für das UNV-Konzept. Wobei das UNV-Konzept sicherlich einen Mehrwert für die Smart Meter darstellt, wenngleich ein weiterer, gegen 100 % gehender, Smart Meter Rollout dafür wesentlich ist. Um diese neue innovative und flexible Möglichkeit für eine Notversorgung zu erhalten, sind zum einen noch klare Spezifikationen, Normen und Standards erforderlich, zum anderen auch diverse Interfaces beziehungsweise Modifikationen im Netz bereitzustellen.

## 7.2 Ausblick

In dieser Arbeit wird ein Fokus auf den Niederspannungsbereich gesetzt. Entwicklungspotential liegt im Mittelspannungsbereich in der Kombination des Konzepts der Stufensteuerung mit Smart Meter und des UNV-Konzepts. Zukünftige Forschungsaktivitäten könnten auch die Weiterentwicklung des UNV-Konzepts für die Mittelspannungsebene umfassen. Hier könnte die Möglichkeit, Microgrids im Mittel- und Niederspannungsnetz kombiniert zu erzeugen und zu betreiben, ein Feature sein. Dies würde die Reichweite und das Potential des UNV-Konzepts weiter verbessern, es könnten aber Probleme auf Grund des erhöhten Leistungsbedarfs größerer Netze entstehen.



# 8 Verzeichnisse

## 8.1 Literatur

- ÖVE-EN 1 Teil 4 §53, 1988: Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis ~ 1000 V und = 1500 V– Teil 4: Besondere Anlagen – § 53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb.
- IEC 62040-3, 1999: Uninterruptible power systems (UPS) – Part 3: Uninterruptible power systems (UPS) – Method of specifying the performance and test requirements.
- IEC 61000-2-8, 2002: Environment – Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results.
- ÖNORM E 8002, 01.11.2002: Starkstromanlagen und Sicherheitsstromversorgung in baulichen Anlagen für Menschenansammlungen.
- IEC 61000-4-30, 2003: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) – Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods.
- TRVB E 102, 11.03.2005: Technische Richtlinien vorbeugender Brandschutz: „Fluchtweg – Orientierungsbeleuchtung und bodennahe Sicherheitsleitsysteme.
- ÖNORM EN 50160, 01.03.2011: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.
- ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, 01.05.2014: Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis AC 1000 V und DC 1500 V - Teil 4-712: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen - Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen.
- ABSM (2013): Risikoanalyse - Staat Freiburg . Amt für Bevölkerungsschutz und Militär ABSM, Etat de Fribourg / Staat Freiburg. Online verfügbar unter <http://www.fr.ch/sppam/de/pub/bevoelkerungsschutz/risikoanalyse.htm>, zuletzt aktualisiert am 17.11.2013, zuletzt geprüft am 18.11.2013.
- Adebisi, Bamidele, et al (2011): IP-Cetric High Rate Narrowband PLC for Smart Grid Applications. IEEE Communications Magazine. In: *Communications Magazine, IEEE* (10). Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6035804>.

- Aigner, Maria (2015): Arbeitstitel: Personen- und Sachgüterschutz in aktiven Verteilernetzen. Dissertation: TU Graz.
- ALDIS (2013): ALDIS. Austrian Lightning Detection & Information System. Online verfügbar unter <http://www.aldis.at/statistik/>, zuletzt geprüft am 01.10.2013.
- Alexander David (Hg.) (2004): Crises intervention and risk reduction, In: CENAT (Hrsg) RISK21 - coping with risks due to natural hazards in the 21st century. Proceedings of the RISK21 Workshop, Monte Verità, Ascona, Switzerland, 28. November - 3. December 2004. London u.a: Taylor & Francis (Balkema - Proceedings and monographs in engineering, water and earth sciences).
- Arnold, O.; Richter, F.; Fettweis, G.; Blume, O. (2010): Power consumption modeling of different base station types in heterogeneous cellular networks. In: Future Network and Mobile Summit, 2010, S. 1–8. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5722444>.
- Auer, Gunther; et al (2011): How Much Energy Is Needed to Run a Wireless Network? In: *Wireless Communications, IEEE*, S. C1.
- Bader, J.; Luternauer, H.; Kueng, L. (2009): Towards a smart network in a business district: Combining dispersed ups with distributed generation. In: Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009. The 20th International Conference and Exhibition on, S. 1–2. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5371132>.
- BBK (2008): Leitfaden für die Einrichtung und den Betrieb einer Notstromversorgung in Behörden und anderen wichtigen öffentlichen Einrichtungen. Stand: Juli 2008. Bonn.
- BBK (2009): Für den Notfall vorgesorgt. 11. Auflage. Bonn.
- Beck, Ulrich (1988): Gegengifte. Die organisierte Unverantwortlichkeit. Erstausg., 1. Aufl. Frankfurt am Main: Suhrkamp (Edition Suhrkamp, Bd. 468).
- BKA (2007): Österreichisches Informationssicherheitshandbuch. Teil 2 - Informationssicherheitsmaßnahmen. Version 2.3. Wien: Österr. Computer-Ges (226).
- Blume, O.; Zeller, D.; Barth, U. (2010): Approaches to energy efficient wireless access networks. In: Communications, Control and Signal Processing (ISCCSP), 2010 4th International Symposium on, S. 1–5. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5463328>.
- BMI (2008): Masterplan „Österreichisches Programm zum Schutz Kritischer Infrastruktur“ (APCIP). Wien.
- BMI D (2005): Nationaler Plan zum Schutz der Informationsinfrastrukturen (NPSI). Stand: Juli 2005. Berlin.
- BMI D (2009): Nationale Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Strategie). Stand: 17. Juni 2009. Berlin.
- BMI D (2011): Schutz kritischer Infrastrukturen - Risiko- und Krisenmanagement. Leitfaden für Unternehmen und Behörden. 2. Aufl. (überarb.), Stand: Mai 2011. Berlin.

- Bohle, Hans-Georg (Hg.) (2008): Vulnerabilitätskonzepte in Sozial- und Naturwissenschaften. In: Felgentreff C. & Glade T. (Eds): Naturrisiken und Sozialkatastrophen. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag.
- Boulanger, A.G.; Chu, A.C.; Maxx, S.; Waltz, D.L. (2011): Vehicle Electrification: Status and Issues. In: *Proceedings of the IEEE* 99 (6), S. 1116–1138. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5768097>.
- Brandauer, Werner (2014): Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten. Dissertation. TU Graz, 2014.
- Brückmann, Philipp (2010): Autonome Stromversorgung. Auslegung und Praxis von Stromversorgungsanlagen mit Batteriespeicher. 2. verb. Aufl. Staufen bei Freiburg: Ökobuch.
- BSI (2011): IT-Grundschutz-Kataloge. Standardwerk zur Informationssicherheit. Stand: 12. Ergänzungslieferung. Köln: Bundesanzeiger (Praxiswissen professionals).
- Cerf, Vinton G. (2011): Natural Disasters and Electric Infrastructure. In: *Internet Computing, IEEE* 15 (6), S. 103. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6062554>.
- consentec (2013): Kurzgutachten zur Ermittlung von Verlustanteilen je Netzebene. Untersuchung im Auftrag der E-Control und Österreichs Energie.
- CSA (2011): Smart Metering und mögliche Auswirkungen auf die nationale Sicherheit. Wien: res publica.
- Eaton (2013): Diverse Datenblätter von USV Anlagen. Hg. v. Eaton Corporation. Online verfügbar unter [www.eaton.com/powerquality](http://www.eaton.com/powerquality), zuletzt geprüft am 23.07.2014.
- Eaton Corporation (2011): „USV- Handbuch, EMEA-Version“.
- E-Control (2009): Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern; Gesamte Elektrizitätsversorgung. Wien.
- E-Control (2011a): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich, Ergebnisse 2010. Wien.
- E-Control (2011): Intelligente Messgeräte-Anforderungs VO 2011; Verordnung mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden. IMA-VO 2011. Fundstelle: E-Control.
- E-Control (2011b): TÄTIGKEITSBERICHT 2010. Schauen wir uns 2010 genauer an.
- E-Control (2011c): Versorgungssicherheit 2011.
- E-Control (2013): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. Teil D: Besondere technische Regeln.
- E-Control (2014): Versorgungssicherheit. Online verfügbar unter <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/versorgungssicherheit>, zuletzt geprüft am 27.03.2014.

- EEA (2009): EEA reference grids. ETRS89-LAEA. Hg. v. European Environment Agency. Online verfügbar unter <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/eea-reference-grids>, zuletzt geprüft am 01.05.2014.
- EnLG 2012, Republik Österreich: Energielenkungsgesetz. 41. Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung.
- Erasmus von Rotterdam: Das Lob der Narrheit. Zürich: Diogenes-Verl (Diogenes-Taschenbuch Detebe-Klassiker, 21495).
- ETP (2008): Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. Unter Mitarbeit von European Technology Platform SMART GRIDS. S. 5. Online verfügbar unter <http://www.smartgrids.eu>, zuletzt geprüft am 15.04.2014.
- Eu Kom (2001): Grünbuch - hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Luxemburg: Amt für Amtliche Veröff. der Europ. Gemeinschaften.
- Eu Kom (2006): Grünbuch eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Luxemburg: Amt für Amtliche Veröff. der Europ. Gemeinschaften (Dokumente / Kommission der Europäischen Gemeinschaften, 2006,105).
- Eu Kom (2007): Mitteilung der Kommission vom 12. Dezember 2006 über ein Europäisches Programm für den Schutz kritischer Infrastrukturen (EPSKI) (EPCIP).
- Eu Parl (2003): Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.
- Eu Parl (2005): Richtlinie 2005/89/EG des europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen.
- Eu Parl (2006): Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen.
- Eu Parl (2009): Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.
- Eu Rat (2008): Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern. Fundstelle: Europäischer Rat.
- FAIRCHILD Semiconductor (2014): Primary-Side-Regulation PWM Controller (PWM-PSR).
- Felgentreff, Carsten; Glade, Thomas (Hg.) (2008): Naturrisiken und Sozialkatastrophen. Berlin u.a: Spektrum Akademischer Verlag.
- Fickert, Lothar (2008): Sicherheit und Zuverlässigkeit in Microgrids und Smart Grids. EnInnov08 - Kurzfassungsband 10. Symposium Energieinnovation. Graz: TU Graz.
- Fickert, Lothar; Malleck, Helmut; Wakolbinger, Christian (2009): Challenges concerning the energy-dependency of the telecom infrastructure. Critical Information Infrastructures

- Security, Third International Workshop, CRITIS 2008, Rome, Italy, October 13-15, 2008. Berlin: Springer (Lecture Notes in Computer Science, 5508).
- Fickert, Lothar; Wakolbinger, Christian (2010a): Innovative Elektrizitätsversorgungssysteme. Energieeffizienz in der IKT. In: *e&i - Elektrotechnik und Informationstechnik* (Volume 127, Issue 11).
- Fickert, Lothar; Wakolbinger, Christian (2010b): Notstromversorgungskonzepte für IKT-Einrichtungen. Unter Mitarbeit von Maria Aigner. Graz: TU Graz.
- Fickert, Lothar; Wakolbinger, Christian (2010c): Power Systems for ICT. Nachrichtentechnisches Kolloquium - Energieeffiziente Kommunikationsnetze - 18.05.2010. IFEA, TU Graz. Wien, 2010.
- Fischer, Marina; Weisz, Helga (1999): Society as Hybrid Between Material and Symbolic Realms: Toward a Theoretical Framework of Society-Nature Interaction. In: *Advances in Human ecology* volume 8, S. pp. 215-251.
- Fraunhofer IZM und ISI (2009): Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft. Abschlussbericht. Karlsruhe.
- Friedl, W.; Fickert, L.; Schmautzer, E.; Obkircher, C. (2008): Safety and reliability for Smart-, Micro- and islanded grids. In: SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar, S. 1–4. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4591804>.
- Friedl, Werner; Painz, Bernhard; Kapetanovic, Tahir (2010): Krisenvorsorge in der Elektrizitätswirtschaft: 11. Symposium Energieinnovation.
- Gebhardt, Hans (Hg.) (2011): Geographie. Physische Geographie und Humangeographie. 2. Aufl. Heidelberg: Spektrum Akad. Verl.
- Gordon, M.; Shahidehpour, M. (2011): a living laboratory, smart grid education & workforce training at ITT. In: *Power and Energy Magazine, IEEE* 9 (1).
- Hiete, Michael (2010): Krisenhandbuch Stromausfall Baden-Württemberg - Krisenmanagement bei einer großflächigen Unterbrechung der Stromversorgung am Beispiel Baden-Württemberg. Heidelberg.
- IADB (2005): Indicators of Disaster Risk and Risk Management. Summary Report for World Conference on Disaster Reduction. Program for Latin America and the Caribbean. Unter Mitarbeit von Omar D. Cardona. Hg. v. IADB – UNC/IDEA. INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK. Manizales - Colombia.
- InfraProtect (2013): Bericht - Workshop "Blackout Szenario". 25. Oktober und 15. November 2012, 3. April und 8. Mai 2013. Graz.
- Jahn, Thomas; Schramm, Engelbert (2007): Soziale Ökologie als transdisziplinäre Wissenschaft. IFZ, Graz. In: *Soziale Technik - Zeitschrift für sozial- und umweltverträgliche Technikgestaltung* (1), S. 13–14.
- Kerber (2011): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Dissertation.

- Küng, Lukas; Felder, Rolf (2006): Verschiedene Notstromanlagen im Vergleich. Vor- und Nachteile von redundanten Netzanschlüssen, von mobilen und von fest installierten Notstrom-Diesellagregaten: SEV/VSE (Bulletin SEV/VSE, Nr. 15).
- Kwasinski, A. (2008): Analysis of electric power architectures to improve availability and efficiency of air conditioning systems. In: Telecommunications Energy Conference, 2008. INTELEC 2008. IEEE 30th International, S. 1–8. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4664046>.
- Kwasinski, A. (2010): Implication of smart-grids development for communication systems in normal operation and during disasters. In: Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 32nd International, S. 1–8. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5525678>.
- Kwasinski, A.; Krein, P.T. (2007): Telecom power planning for natural and man-made disasters. In: Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International, S. 216–222. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4448770>.
- Kwasinski, A.; Weaver, W.W.; Chapman, P.L.; Krein, P.T. (2009): Telecommunications Power Plant Damage Assessment for Hurricane Katrina– Site Survey and Follow-Up Results. In: *Systems Journal, IEEE* 3 (3), S. 277–287. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5223537>.
- Kwasinski, Alexis; Chapman, P. L.; Krein, P. T.; Weaver, Wayne (2006): Hurricane Katrina. Damage assessment of power infrastructure for distribution, telecommunication, and backup. Urbana, Ill: University of Illinois, Department of Electrical and Computer Engineering (Grainger Center for Electric Machinery and Electromechanics. Technical Report).
- La Fauci, Raffael; Bader, Jürg; Heimbacher, Britta (2011): The Topology of Self-Sustaining Grids regarding Reliability and Cost: from Reserve to Smart Grid. 21st International conference and exhibition on electricity distribution; Frankfurt, 6-9 June 2011. Belgium: Verlag AIM.
- Langer, Martin (2013): Sicherheitsstrategie Burgenland. Im Rahmen des EU Regional Governance Projektes „Sicherheit im Burgenland“, Ausgabe 1, 03/2013: Verein Nachbarschaftshilfe Sicherheit.
- Lenz, Susanne (2009): Vulnerabilität Kritischer Infrastrukturen. Bonn: Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (Forschung im Bevölkerungsschutz, Bd. 4).
- Maier, Günter (2014): Bedürfnishierarchie, Gabler Wirtschaftslexikon. Hg. v. Springer Gabler, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. Wiesbaden. Online verfügbar unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/beduerfnishierarchie.html>, zuletzt geprüft am 21.05.2014.
- Maslow, Abraham H. (1987): Motivation and personality. 3. ed. New York u.a: Harper & Row.
- Milster, C. (2007): Mobiltelefonie ist in Krisensituationen nicht geeignet – Beispiele für Ausfälle von Mobiltelefonnetzen. Vortrag vom 18.08.2007.
- Müller-Schoppen, Erik (2011): Managementwissen - kompakt. Norderstedt: Books on Demand.

- Petermann, Thomas (2011a): Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. Berlin: TAB (Arbeitsbericht / Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 141).
- Petermann, Thomas (2011b): Was bei einem Blackout geschieht. Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls. Berlin: Ed. Sigma (Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 33).
- PHG 2001, Republik Österreich: Produkthaftungsgesetz. Bundesgesetz vom 21. Jänner 1988 über die Haftung für ein fehlerhaftes Produkt BGBl. Nr. 99/1988, vom BGBl. I Nr. 98/2001. Fundstelle: RIS.
- Platz, Uwe (2006): Vulnerabilität von Logistikstrukturen im Lebensmittelhandel. Eine Studie zu den Logistikstrukturen des Lebensmittelhandels, möglichen Gefahrenquellen und den Auswirkungen verschiedener Gefahren bei einem Ereigniseintritt. Münster-Hiltrup: Landwirtschaftsverl. (Schriftenreihe des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft / A, H. 512).
- Rauscher & Stoecklin AG (2008): Datenblatt: „Verteiltransformatoren Hermetik“. Ausgabe 06.
- Reichl, Johannes; Schmidthaler, Michael (2012): Blackouts in Österreich (BlackÖ.1). Teil I, Endbericht August 2011. Online verfügbar unter [http://energyefficiency.at/dokumente/upload/Endbereich-Blackoe\\_e544f.pdf](http://energyefficiency.at/dokumente/upload/Endbereich-Blackoe_e544f.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2012.
- Renner, Herwig (2008): Regelung und Stabilität Elektrischer Energiesysteme. Vorlesung WS2007/2008.
- Renner, Herwig; Sakulin, Manfred (2007): Spannungsqualität und Versorgungssicherheit. Skriptum zu der Vorlesung 432.132 "Spannungsqualität und Versorgungssicherheit". Graz.
- Roberts, B.P.; Sandberg, C. (2011): The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids. In: *Proceedings of the IEEE* 99 (6), S. 1139–1144. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5768106>.
- Sakulin, Manfred; Hipp, Walter (2004): Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten. Studie im Auftrag der E-Control GmbH.
- Satchell, C.; Foth, M. (2011): Darkness and Disaster in the City. In: *Internet Computing, IEEE* 15 (6), S. 90–93. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6062551>.
- Scheffler (2002): Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation: TU Chemnitz.
- Schenk, Alexander (2012): Spannungsbandmanagement im Verteilnetz oder der Start von Smart Grid. Smart Grids Week 2012 Bregenz.
- Schulze, Tillmann (2006): Bedingt abwehrbereit. Schutz kritischer Informations-Infrastrukturen in Deutschland und den USA. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften/GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden.

- Schwalbe, R.; Stifter, M.; Bletterie, B.; Abart, A.; Pointer, R.; Herb, F. (2013): DG DemoNet: Impact of VOLT/VAR control on increasing the voltage band reserve — Results from field trial validations. In: Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on, S. 1–4. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6683376>.
- Schwingshackl, Martin (2013): Konzeptstudie zum Verhalten von Lasten bei Unterspannung unter Berücksichtigung von spannungsgesteuerter Stufenversorgung. Masterarbeit. TU Graz.
- SEI (2011): Smart Grid Maturity Model Update: Pittsburgh.
- Spiegelberg, Gernot (2012): Smart eCar in its Infrastructure smart Traffic and smart Grid-Mobility of the Future beyond 2020? Smart Grids Week 2012 Bregnez.
- Stadler, Stefan Alois (2013): Cold Load Pickup. Leistungsüberhöhung nach Versorgungsunterbrechung, Masterarbeit 2013: TU Graz.
- Statistik Austria (2013): Bevölkerungsstand 2006 – ETRS-LAEA 1km. Hg. v. Statistik Austria. Online verfügbar unter [http://www.statistik.at/web\\_de/klassifikationen/regionale\\_gliederungen/regionalstatistische\\_rastereinheiten/index.html](http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/regionalstatistische_rastereinheiten/index.html), zuletzt geprüft am 01.05.2014.
- Statistik Austria (2014): NUTS 3-Typologien - Paket Bevölkerungsstand 2013. Hg. v. Statistik Austria. Online verfügbar unter [http://www.statistik.at/web\\_de/klassifikationen/regionale\\_gliederungen/stadt\\_land/](http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/stadt_land/), zuletzt geprüft am 07.11.2014.
- Stern (2010): Stromausfälle in den USA und Kanada, Dunkle Zeiten in Amerika. Stern vom 7. Juli 2010. Online verfügbar unter <http://www.stern.de/politik/ausland/stromausfaelle-in-den-usa-und-kanada-dunkle-zeiten-in-amerika-1580736.html>.
- Thomann, Michael; Rieder, Fritz (2011): Notstrom, unterbrechungsfreie Stromversorgung USV – Auswirkungen und verfahrenstechnische Maßnahmen. Online verfügbar unter [http://www.vsa.ch/fileadmin/user\\_upload/Redaktion/Verbandsberichte/2011\\_604-/610\\_04\\_Thomann\\_Rieder.pdf](http://www.vsa.ch/fileadmin/user_upload/Redaktion/Verbandsberichte/2011_604-/610_04_Thomann_Rieder.pdf), zuletzt aktualisiert am 22.09.2011, zuletzt geprüft am 13.06.2012.
- Trepl, Ludwig (2005): Organismus und Umwelt. Frankfurt am Main [u.a.]: Lang (Allgemeine Ökologie / Ludwig Trepl, Bd. 1).
- U.S. Department of Energy (2009): Study of Security Attributes of Smart Grid Systems- Current Cyber Security Issues. [http://www.inl.gov/scada/publications/d/securing\\_the\\_smart\\_grid\\_current\\_issues.pdf](http://www.inl.gov/scada/publications/d/securing_the_smart_grid_current_issues.pdf).
- Umwelt Wiki: Umwelt. Hg. v. Wikipedia. Online verfügbar unter <http://de.wikipedia.org/w/index.php?oldid=119994006>, zuletzt geprüft am 03.07.2013.
- UN, ISDR (2004): Living with risk - a global review of disaster reduction initiatives. Unter Mitarbeit von United Nations und International Strategy for Disaster Reduction. 2004 version. New York, Geneva: United Nations.

- US GPO (Hg.) (2008): One Hundred Eleventh Congress of the United States of America. THE RECOVERY ACT. Online verfügbar unter <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2012.
- Wakolbinger, Christian (2009): Abhängigkeit der Telekom-Infrastruktur von der öffentlichen Stromversorgung und Abhilfemaßnahmen. Graz, Techn. Univ., Diplomarbeit, 2009.
- Wakolbinger, Christian (2014): Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz. „Analyse von Störungen im 0,4-kV- 20-kV- & 110-kV-Netz in Bezug auf Wetterlagen bzw. Witterung“ Masterarbeit: KFU Graz.
- Wakonigg, Herwig (1970): Witterungsklimatologie der Steiermark. Univ, Wien.
- Wenqing, Liu; Sigle, M.; Dostert, K. (2011): Channel characterization and system verification for narrowband power line communication in smart grid applications. In: *Communications Magazine, IEEE* 49 (12), S. 28–35. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6094003>.
- Wikipedia (Hg.) (2014): Aussetzer - Blackout. Online verfügbar unter <http://de.wikipedia.org/w/index.php?oldid=130169990>, zuletzt aktualisiert am 21.05.2014, zuletzt geprüft am 23.05.2014.
- Winter, Christoph; Heidl, Martin; Bletterie, Benoit (2014): morePV2grid – Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern – Ergebnisse aus einem Feldtest.
- Yilin, Mo; Kim, T.H. H.; Brancik, K.; Dickinson, D.; Heejo, Lee; Perrig, A.; Sinopoli, B. (2012): Cyber–Physical Security of a Smart Grid Infrastructure. In: *Proceedings of the IEEE* 100 (1), S. 195–209. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6016202>.
- Zaballos, A.; Vallejo, A.; Selga, J.M. (2011): Heterogeneous communication architecture for the smart grid. In: *Network, IEEE* 25 (5), S. 30–37. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6033033>.
- ZAMG (2014): Jahrbuch — ZAMG. Online verfügbar unter <http://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klimauebersichten/jahrbuch>, zuletzt geprüft am 06.08.2013.
- Zeppelin Österreich GmbH (2014): OLYMPIAN-AGGREGATE (13 BIS 700 KVA). Hg. v. Zeppelin Österreich GmbH. Online verfügbar unter <http://www.zeppelin-cat.at/olympian-aggregate>, zuletzt geprüft am 07.11.2014.

## 8.2 Publikationen

Im Rahmen der Dissertation wurden folgende Publikationen erstellt und veröffentlicht:

- [P1] Ch. Wakolbinger, H. Renner, St. Stadler, R. Schmaranz, „Cold-Load Pick-up“ – Verhalten der Last nach spannungsloser Pause“, 2. Fachtagung Blackout - Auswirkungen, Maßnahmen und Konsequenzen auf allen Spannungsebenen, Hannover, 2014. Vortrag
- [P2] L. Fickert, Ch. Wakolbinger, „Blackout“, Offiziersgesellschaft Steiermark, Graz, 2014. Vortrag
- [P3] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, H. Malleck, M. Aigner, W. Brandauer, „A Vigilant Concept for Smart Emergency Supply of Critical Infrastructure“, Internationaler ETG-Kongress 2013, VDE, Berlin, 2013.
- [P4] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, W. Brandauer, M. Schwingshackl, H. Malleck, „New Issues of Emergency Supply Systems for Critical Infrastructure“, Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED) 2013, Stockholm, 2013.
- [P5] Ch. Wakolbinger, M. Schwingshackl, L. Fickert, H. Malleck, „Notstromversorgungskonzept: Betrieb von Lasten bei Unterspannung“, Smart Grids Week 2013, BMVIT, Salzburg, 2013.
- [P6] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, H. Malleck, „Flexible Stromversorgung für Ausnahmesituationen“, Smart Grids Week 2012, BMVIT, Bregenz, 2012.
- [P7] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, H. Malleck, M. Aigner, „SMART EMERGENCY – Ein Konzept für die Versorgung von Kritischer Infrastruktur“, EnInnov 2012, 12. Symposium für Energieinnovation, Graz, 2012.
- [P8] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, E. Schmutzer, H. Malleck, „Dependency of the ICT-Sector from the Electrical Energy Supply and mitigating potential of Smart Grids“, EnInnov 2010, 11. Symposium für Energieinnovation, Graz, 2010.
- [P9] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, E. Schmutzer, H. Malleck, „Emergency energy grid supply ICT infrastructure“, 4th International Telecommunication Energy Special Conference, TELESCON 2009, Wien, 2009. Vortrag
- [P10] Ch. Wakolbinger, L. Fickert, E. Schmutzer, H. Malleck, „The Role of Smart Grids for Critical Infrastructure“, Komunalna Energetika 2009, Maribor, 2009.

Des Weiteren wurden folgende themennahe und ferne Publikationen erstellt bzw. bei diesen mitgewirkt:

- [P11] Ch. Wakolbinger, „Einfluss der Witterung auf das elektrische Verteilnetz „Analyse von Störungen im 0,4-kV- 20-kV- & 110-kV-Netz in Bezug auf Wetterlagen bzw. Witterung““, Masterarbeit, KF Uni Graz, TU Graz, Graz, 2014.

- [P12] L. Fickert, M. Aigner, J. Stadler, W. Brandauer, Ch. Wakolbinger, „ Opportunities and Challenges of Smart Grids“, ESEIA International Summer School 2013, Transilvania University of Braşov, Rumänien, 2013
- [P13] W. Brandauer, Ch. Wakolbinger, K. Köck, L. Fickert, „Loss calculation and optimisation in low-voltage distribution networks“, Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution 2013, Stockholm, 2013.
- [P14] W. Brandauer, Ch. Wakolbinger, K. Köck, L. Fickert, „Measurement based loss calculation and optimization in low voltage networks“, 4. International Youth Conference on Energy 2013, Shiofok, 2013.
- [P15] W. Brandauer, Ch. Wakolbinger, K. Köck, L. Fickert, „Netzverluste – Berechnung und Optimierung in Niederspannungsnetzen basierend auf realen Lastflussdaten“, 8. Energiewirtschaftstagung, Wien, 2013
- [P16] L. Fickert, Ch. Wakolbinger, M. Aigner, „Smart Emergency Grid - Innovative Dezentrale Notstromversorgungskonzepte mittels Smart Meter“, Smart Grids Week 2011, BMVIT, Linz, 2011.
- [P17] L. Fickert, E. Schmutzner, M. Aigner, Ch. Raunig, Ch. Wakolbinger, „Smart Safety / Smart Emergency“, 1st Smart Grid International Forum, Villa Miani, Rom, 2010.
- [P18] L. Fickert, M. Aigner, Ch. Wakolbinger, „Power Systems for ICT“, Nachrichtentechnisches Kolloquium, TU Wien, Wien, 2010.
- [P19] M. Aigner, Ch. Wakolbinger, E. Schmutzner, L. Fickert, „Smart Meter - Analysis of current features and innovative fields of application“, Komunalna Energetika 2010, Maribor, 2010.
- [P20] L. Fickert, Ch. Wakolbinger, M. Aigner, „Innovative Elektrizitätsversorgungssysteme“, e&i - Elektrotechnik und Informationstechnik, Volume 127, Issue 11 , pp 303-308, Springer Verlag, Graz, 2010.
- [P21] M. Aigner, Ch. Wakolbinger, L. Fickert, „Innovative Einsatzmöglichkeiten von Smart Metern – Simulation und Entwicklung mittels Labor-Demo-Netz“, EnInnov 2010, 11. Symposium für Energieinnovation, Graz, 2010.
- [P22] L. Fickert, Ch. Wakolbinger, M. Aigner, „Notstromversorgungskonzepte für IKT-Einrichtungen“, EnInnov 2010, 11. Symposium für Energieinnovation, Graz, 2010.
- [P23] H. Malleck, L. Fickert, Ch. Wakolbinger, „Blackouts bei öffentlicher Stromversorgung und IKT-Betrieb - Ein Lösungsansatz für Notfälle“, IT & Telekom Symposium 2009, Wien, 2009.
- [P24] L. Fickert, H. Malleck, Ch. Wakolbinger, „Challenges Concerning the Energy-Dependency of the Telecom Infrastructure“, Critical Information Infrastructures Security, Third International Workshop, CRITIS 2008, Rom, 2008.

## 8.3 Abbildungen

Abbildung 1: Prinzip eines Smart Grids mit Smart Meter zur Steuerung des Energieflusses (Fickert et al. 2009).....	14
Abbildung 2: Stationäre Frequenzänderung nach einer Laständerung (Wirkleistungs-Frequenzregelung) (Fickert und Wakolbinger 2010c).....	19
Abbildung 3: Holistisches Modell der Beziehung Mensch(Gesellschaft) -Wetter, Witterung, Klima[vor der Nutzung der elektrischen Energie] (eigene Darstellung) (Wakolbinger 2014).....	28
Abbildung 4: Holistisches Modell der Beziehung Mensch(Gesellschaft)-Elektrische Energie-Wetter, Witterung, Klima[heute, mit Nutzung elektrischer Energie] (eigene Darstellung) (Wakolbinger 2014).....	28
Abbildung 5: Das Beziehungsmodell in der Darstellung links ist aus Sicht der Ökologie bzw. Bioökologie und rechts des Geoökologie (Gebhardt 2011).....	29
Abbildung 6: Modell des Risikokreislaufs (ABSM 2013).....	30
Abbildung 7: Maslow'sche Bedürfnispyramide (eigene Bearbeitung).....	31
Abbildung 8: Natur- und sozialwissenschaftliche Perspektiven der Risikoabschätzung im Kontext von Naturkatastrophen [überarbeitet von (Bohle 2008) aus (Alexander David 2004)].....	35
Abbildung 9: Eigenschaften Kritischer Infrastrukturen (Lenz 2009).....	40
Abbildung 10: Auswahl von wichtigen Sektoren und ihre Herausforderungen (Petermann 2011a).....	40
Abbildung 11: Eigenschaften Kritischer Infrastrukturen (BMI D 2011).....	40
Abbildung 12: Übliche Verteilnetztopologien (Sakulin und Hipp 2004).....	47
Abbildung 13: Typische Betriebsnetzstruktur (consentec 2013).....	48
Abbildung 14: Prozentueller Anteil der IKT am gesamtösterreichischen elektrischen Energiebedarf (eigene Bearbeitung)(Fraunhofer IZM und ISI 2009).....	52
Abbildung 15: Darstellung der Abhängigkeit der Amplitude von Ausfalldauer und Elektrowärme in Prozent. Die Umgebungstemperatur wird auf den Wert $T_U = 20\text{ °C}$ festgehalten. (Stadler 2013).....	54
Abbildung 16: Verschiedene MS-Backup- bzw. –Reservenetz Topologien; MVRG A: Ringnetztopologie, MVRG B/C: Strahlennetztopologie(ökonomischer aber geringere Zuverlässigkeit) (La Fauci et al. 2011).....	58
Abbildung 17: Verschiedene NS-Backup- bzw. –Reservenetz Topologien; LVRG1: Strahlennetz, LVGR2: Maschennetz, LVGR3: Strahlennetz mit größerer Reichweite (La Fauci et al. 2011).....	58
Abbildung 18: Not-Energieversorgungskonzept mit (de-) zentralen Energieerzeugungsanlagen – prinzipielle Darstellung Stufenversorgung (Fickert und Wakolbinger 2010a).....	60
Abbildung 19: Schematische Netzstruktur eines Smart Grids mit flächendeckend eingebauten Smart Meter (Wakolbinger 2009).....	61
Abbildung 20: Grün: Zuschalten der Gesamtlast eines typischen Mittelspannungsnetzbezirkes; Schwarz: Stufenweise (segmentierte)	

Zuschaltung einzelner Zweige im Mittelspannungsnetzbezirk; Rot: Normalbetrieb mit anschließendem Blackout.....	63
Abbildung 21: Beispielhafter Ausschnitt einer Not-Energieversorgung durch Stufensteuerung mit Smart Meter mit dezentralen Erzeugungseinheiten und Smart Metern.....	64
Abbildung 22: Smart Emergency Konzept mit (de-) zentralen Energieerzeugungsanlagen – prinzipielle Darstellung .....	65
Abbildung 23: Schematische Darstellung der Abdeckung der Stromversorgung bei verschiedenen Betriebsarten.....	66
Abbildung 24: Zeit-Spannungsverlauf von Normal- bzw. den diversen Notbetriebsstufen .....	67
Abbildung 25: Schematisches Mittel- und Niederspannungsverteilstromnetz mit ausgefallenen Leitungen und aufgefallener Versorgung aus dem Hochspannungsnetz.....	68
Abbildung 26: Schematisches Ablaufdiagramm des UNV-Konzepts.....	69
Abbildung 27: Schaltzustand im Niederspannungsnetz $t \geq 3\text{min}$ bei einem Ausfall.....	70
Abbildung 28: Schaltzustand im Niederspannungsnetz beim Hochfahren mehrerer Microgrids .....	71
Abbildung 29: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit mehreren Microgrids mit synchronisierten Slave-WR .....	71
Abbildung 30: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit Microgrids mit synchronisierten Slave-WR und behobener Fehlerstelle .....	71
Abbildung 31: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit einem Microgrid und in Strombegrenzung gelaufenen Master-WR.....	72
Abbildung 32: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit einem Microgrid und sich als Slave synchronisiertem Master-WR .....	72
Abbildung 33: Schaltzustand im Niederspannungsnetz mit mehreren Teilmicrogrids vor Zuschaltung des Verbundnetzes.....	73
Abbildung 34: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Teilzuschaltung des Verbundnetzes mit in Strombegrenzung gelaufenen Master-WR und einem verbleibenden Microgrid .....	74
Abbildung 35: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Teilzuschaltung des Verbundnetzes mit sich als Slave synchronisiertem Master-WR und einem verbleibenden Microgrid .....	74
Abbildung 36: Schaltzustand im Niederspannungsnetz wenn alle Netzteile und Microgrids im Netz funktionsfähig und verbunden sind .....	74
Abbildung 37: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Zuschaltung des Verbundnetzes mit in Strombegrenzung gelaufenen Master-WR.....	75
Abbildung 38: Schaltzustand im Niederspannungsnetz bei Teilzuschaltung des Verbundnetzes mit sich als Slave synchronisiertem Master-WR.....	75
Abbildung 39: Ablaufsequenzen des UNV-Konzepts von Netzspannung, Abgabeleistung und Zwischenkreisspannung des Wechselrichters ( <b>PDC</b> : Primärleistung in DEA, <b>Pout</b> : Abgabeleistung von DEA).....	77
Abbildung 40: Frequenz-Zeitverlauf bei den drei Stufen der Synchronisation .....	79
Abbildung 41: Schematisches Schaltbild von 2 Microgrids mit Master-WR .....	80
Abbildung 42: Vereinfachtes schematisches Schaltbild von 2 Microgrids mit Master-WR.....	80

Abbildung 43: Strom Spannungszeigerdiagramme Zuschaltung bei Synchronisation im UNV-Konzept .....	81
Abbildung 44: Verlauf verschiedener Phasendifferenzen in Abhängigkeit von $\Delta f$ und der Zeit ...	83
Abbildung 45: <b>IAusgl</b> in Abhängigkeit vom Phasenwinkel $\varphi$ bei verschiedenen Leitungswiderständen .....	84
Abbildung 46: <b>IAusgl</b> in Abhängigkeit von der Spannungsdifferenz der beiden Wechselrichterspannungen bei verschiedenen Phasendifferenzen $\Delta\varphi$ .....	85
Abbildung 47: Spannungssignale ( <b>u1, u2</b> ) in p.u., die Frequenzen ( <b>f1, f2</b> ), Winkel ( <b><math>\varphi1, \varphi2</math></b> ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen $\Delta\varphi$ über die Zeit bei konstanter Steigung der Frequenzdreieckskurven ohne Erreichen eines Zuschaltpunktes .....	88
Abbildung 48: Spannungssignale ( <b>u1, u2</b> ) in p.u., die Frequenzen ( <b>f1, f2</b> ), Winkel ( <b><math>\varphi1, \varphi2</math></b> ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen $\Delta\varphi$ über die Zeit bei konstanter Steigung der Frequenzdreieckskurven mit Erreichen eines möglichen Zuschaltpunktes bei <b>t = 338 ms</b> .....	88
Abbildung 49: Frequenzen ( <b>f1, f2</b> ) sowie die Winkeldifferenz bzw. Phasenverschiebung zwischen den Signalen $\Delta\varphi$ über die Zeit mit nach jeder vollendeten Steigung per Zufall neu gewählten Steigungen der Frequenzdreieckskurven (erreichen eines möglichen Zuschaltpunktes bei <b>t = 5, 71s</b> ) .....	89
Abbildung 50: Häufigkeit von <b>tZuschalt</b> absolut und in % bis <b>tZuschalt = 30s</b> (grün) und von nichtzuschaltbaren Fällen bis <b>tZuschalt = 30s</b> (rot) (bei 10.000 berechneten Fällen).....	90
Abbildung 51: Häufigkeit von <b>tZuschalt</b> absolut und in % (bei 10.000 berechneten Fällen) .....	90
Abbildung 52: Häufigkeit von <b>tZuschalt</b> absolut und in % (bei 1 Mio. berechneten Fällen) .....	91
Abbildung 53: Absolute Häufigkeit der verwendeten Anfangsphasenverschiebung <b><math>\Delta\varphi</math>Anfang</b> .....	91
Abbildung 54: Scatterplot von <b>tZuschalt</b> von 0 bis 1s über die Anfangsphasenverschiebung <b><math>\Delta\varphi</math>Anfang</b> .....	91
Abbildung 55: Scatterplot von <b>tZuschalt</b> von 0 bis 90 Sekunden über die Anfangsphasenverschiebung <b><math>\Delta\varphi</math>Anfang</b> (zusätzlich zu den Zeiten links, rechts die Häufigkeit der Fälle in %) .....	92
Abbildung 56: U/P-Regelkennlinienverlauf eines Netzgeführte Wechselrichter (Stromquellen) – Slave-Wechselrichter – des UNV-Konzepts .....	94
Abbildung 57: Zeitverlauf der Schalthysterese bei den Priotitäts/Leistungslevels.....	96
Abbildung 58: Schalthysterese bei den Priotitäts/Leistungslevels .....	96
Abbildung 59: Funktionsbereiche einzelner ausgewählter Geräte [eigene Bearbeitung] (Schwingshackl 2013) .....	99
Abbildung 60: Funktionsbereiche einzelner ausgewählter Geräte (Schwingshackl 2013) .....	100
Abbildung 61: Übersicht über die verschiedenen zulässigen Frequenzbereiche laut EN 50160 (ÖNORM EN 50160) und TOR D4 (E-Control 2013) .....	102
Abbildung 62: Schaltzustand in einem Verteilnetz bei Ausfall des Verbundnetzes unter Verwendung des UNV-Konzepts mit Fokus auf das Mittelspannungsnetz .....	104
Abbildung 63: Auslastung einzelner Transformatoren – Histogramm über 365 Tage a 15 Min (Brandauer 2014).....	108

Abbildung 64: Prozentuelle Verteilung der Niederspannungstrafos aus realen Daten eines für Österreich repräsentativen Verteilnetzbetreibers (Wakolbinger 2009).....	109
Abbildung 65: Ersatzschaltung eines Transformators (Wakolbinger 2009).....	109
Abbildung 66: Vereinfachte Ersatzschaltung eines Transformators im Leerlauf (Wakolbinger 2009) .....	109
Abbildung 67: Vereinfachte Ersatzschaltung für einen belasteten Transformator (Wakolbinger 2009) .....	111
Abbildung 68: Testaufbau eines „Smart Emergency Grids“ im Smart-Grids-Labor des Instituts für Elektrische Anlagen mit AMIS-Smart Meter von Siemens.....	115
Abbildung 69: Schaltbild des Labor-Testaufbaus am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz .....	116
Abbildung 70: Spannungsverlauf von Test eines „Smart Emergency Grids“ im Labor des Instituts für Elektrische Anlagen der TU Graz mit AMIS-Smart Meter von Siemens.....	117
Abbildung 71: Teststand zur Prüfung der Funktion und Einsetzbarkeit der verschiedenen Smart Meter Typen für ein „Smart Emergency Grid“ .....	118
Abbildung 72: Thermobild des Smart Meter-Teststands mit Übersicht über alle Smart Meter .	118
Abbildung 73: Thermobilder der sich am stärksten erwärmenden Smart Meter bei Dauerbetrieb @ 165 V Unterspannung (von links beginnend: Typ 1:Siemens AMIS TD-3512 1 Ph; Typ 2:Siemens AMIS TD-3511 3 Ph; Typ 3: Landys+Gyr E350 (ZCF 120) 1 Ph; Typ 4: Echelon 83331-1/VAD 1 Ph).....	118
Abbildung 74: Thermobilder des Siemens AMIS TD-3512 1 Ph Smart Meter nach 1h Dauerbetrieb (links @ 230V, rechts @ 165 V).....	119
Abbildung 75: Thermobilder des Siemens AMIS TD-3511 3 Ph Smart Meter nach 1h Dauerbetrieb (links @ 230V, rechts @ 165 V).....	119
Abbildung 76: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Netzsegmente nach einem ausgewählten Unwetterereignis (Wakolbinger 2014).....	122
Abbildung 77: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Netzsegmente nach einem ausgewählten Unwetterereignis(Wakolbinger 2014) .....	122
Abbildung 78: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen nach einem ausgewählten Unwetterereignis.....	124
Abbildung 79: Repräsentatives Netzgebiet für den ländlichen Raum in den Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen nach einem ausgewählten Unwetterereignis.....	124
Abbildung 80: Erzeugungseinheiten im von der Energie Steiermark gegebenen Netz .....	127
Abbildung 81: Repräsentatives Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten .....	127

Abbildung 82: Repräsentatives Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Supermärkten .....	128
Abbildung 83: Repräsentative Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Einwohnerdichte....	129
Abbildung 84: Repräsentative Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Südwest & Südost“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten, Supermärkten und Einwohnerdichte.....	130
Abbildung 85: Repräsentatives Netzgebiet für die Regionen „Steiermark Ost, West und Liezen“ für die Analyse verbleibender Versorgungsflächen und die Verteilung von Erzeugungseinheiten, Supermärkten und Einwohnerdichte.....	131
Abbildung 86: Messaufbau LLS-Rotes Kreuz Steiermark (Messgeräte) .....	132
Abbildung 87: Messaufbau LLS-Rotes Kreuz Steiermark (Messung in Schaltkasten) .....	132
Abbildung 88: Funkrepeaterstation Plabutsch.....	132
Abbildung 89: Messaufbau in der Funkrepeaterstation Plabutsch .....	132
Abbildung 90: Herkömmliche Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität (E-Control 2014) .....	137
Abbildung 91: Um „Smart Emergency“ erweiterte Übersicht des Begriffes Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität (eigene Bearbeitung) (E-Control 2014).....	138
Abbildung 92: Betriebsarten von Line Interactive USV abhängig von der Versorgungsspannung (Schwingshackl 2013) .....	167

## 8.4 Tabellen

<i>Tabelle 1: Gliederung der Begriffe Naturgefahren, technologische Gefahr und Umweltzerstörung nach einem Vorschlag der Internationalen Strategie zur Katastrophenvorsorge der Vereinten Nationen [ eigene Überarbeitung nach(Gebhardt 2011; UN, ISDR 2004)] .....</i>	34
Tabelle 2: Auszug der Liste der Sektoren mit EKI (Eu Rat 2008) .....	39
Tabelle 3: Übersicht über charakteristische Werte von Siedlungsstrukturellen Gebietstypen (Grunddaten aus der Dissertation von Werner Brandauer) (Brandauer 2014) .....	49
Tabelle 4: Eigenschaften von Energiespeichern (eigene Bearbeitung)(Brückmann 2010).....	56
Tabelle 5: Vergleich von Vor- und Nachteilen von redundanten Anschlüssen fest installierten und mobilen Aggregaten (Küng und Felder 2006) .....	57
Tabelle 6: Kosten je Anschluss für die MS-Topologien je Regionalkategorie (La Fauci et al. 2011).....	59
Tabelle 7: Kosten je Anschluss für die MS-Topologien inklusive NS-Strahlennetz je Regionalkategorie (La Fauci et al. 2011).....	59
Tabelle 8: Auflistung der Beschreibung der Ablaufsequenzen aus Abbildung 39 (Sequenz ist immer abhängig von Vorstatus) .....	76

Tabelle 9: Zusammenstellung der Eingangsspannungsbereiche von USV-Anlagen der verschiedenen Leistungsklassen der Firma (Eaton 2013).....	101
Tabelle 10: MS-Netz Datenerhebung mit Approximation für 2014 (Wakolbinger 2009) .....	105
Tabelle 11: Gesamtleistungswerte für NS-Trafos in einem repräsentativen Österreichischen MS-Netz aus Kapitel 5.3.5.2.....	106
Tabelle 12: Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf @ $U_N = 20$ kV (Wakolbinger 2009) .....	110
Tabelle 13: Berechnung der durchschnittlichen Leerlaufleistungen der Verteilnetztransformatoren @ $U_N = 20$ kV (Wakolbinger 2009) .....	110
Tabelle 14: Berechnungstabelle der Verteilnetztrafos im Leerlauf @ $U_{N\ 60\%} = 12$ kV.....	111
Tabelle 15: Berechnung der durchschnittlichen Leerlaufleistungen der Verteilnetztransformatoren @ $U_{N\ 60\%} = 12$ kV.....	111
Tabelle 16: Berechnungstabelle der belasteten Verteilnetztrafos @ $U_N = 20$ kV .....	112
Tabelle 17: Berechnung der durchschnittlichen Leistungen der belasteten Verteilnetztransformatoren @ $U_N = 20$ kV .....	113
Tabelle 18: Berechnungstabelle der belasteten Verteilnetztrafos @ $U_{N\ 60\%} = 12$ kV .....	114
Tabelle 19: Berechnung der durchschnittlichen Leistungen der belasteten Verteilnetztransformatoren @ $U_{N\ 60\%} = 12$ kV .....	114
Tabelle 20: Berechnung der durchschnittlichen Leistungen der belasteten und unbelasteten Verteilnetztransformatoren.....	115
Tabelle 21: Beschreibung der Sequenzen des Testlaufs im Labor .....	117
Tabelle 22: Vergleich der verschiedenen im Labor getesteten Smart Meter (*= Angaben beziehen sich auf einne Phase, k.A.= keine Angaben in den Datenblättern) Erweiterung (Schwingshackl 2013).....	119
Tabelle 23: Gesamte Unwetterereignistabelle in den Untersuchungsgebieten aus (Wakolbinger 2014); Die für die weiterführenden Analysen ausgewählten Ereignisse sind grau hinterlegt (ZAMG 2014; Umwelt Wiki; ALDIS 2013) .....	121
Tabelle 24: Quantitative Auswertung der verbleiben Netzsegmente in Leitungskilometern nach ausgewählten Unwetterereignissen[Daten gerundet](Rohdaten Energie Steiermark)(Wakolbinger 2014) .....	123
Tabelle 25: Verhältnis Freileitung zu Kabel der gestörten Leitungen [Daten gerundet](Rohdaten Energie Steiermark) .....	123
Tabelle 26: Verhältnis Freileitung zu Kabel im MS-Netz der Energie Stmk(Rohdaten Energie Steiermark) (Wakolbinger 2014) .....	123
Tabelle 27: Quantitative Auswertung der verbleiben Netzsegmente in Versorgungsfläche nach ausgewählten Unwetterereignissen[Daten gerundet](Rohdaten Energie Steiermark) .....	125
Tabelle 28: Vergleich der Versorgungsgrade aus Tabelle 24 und Tabelle 27 (Rohdaten Energie Steiermark) .....	126
Tabelle 29: Auflistung der Anzahl und Größe von Erzeugungseinheiten in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen (Rohdaten Energie Steiermark).....	128
Tabelle 30: Auflistung der Anzahl der Supermärkte in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen der Unwetterereignisse (Rohdaten Spar, REWE, ...).....	129

Tabelle 31: Auflistung der Einwohneranzahl in den jeweiligen verbleibenden Versorgungsflächen der Unwetterereignisse (Statistik Austria 2013) .....	129
Tabelle 32: Übersicht über die Ergebnisse für die Anzahl Einwohner, der Supermärkte und der Erzeugungseinheiten (Rohdaten Energie Steiermark)(Statistik Austria 2013) .....	131
Tabelle 33: System der Ostalpinen Wetterlagen nach Lauscher von ZAMG (eigene Überarbeitung) (Wakolbinger 2014) (ZAMG 2014) (Wakonigg 1970) .....	161
Tabelle 34: Daten der im Labor vorhandenen Line Interactive USV-Anlagen (Schwingshackl 2013) .....	166
Tabelle 35: Effektivmesswerte zu den oben abgebildeten Strom- und Spannungsverläufe des USV FSP EP 1000 je Betriebsart (Schwingshackl 2013) .....	166
Tabelle 36: Berechnungstabelle für größenordnungsmäßige Kosten bei Verwendung von dezentralen Aggregaten (Statistik Austria 2014; Zeppelin Österreich GmbH 2014) .....	170

# 9 Anhang

## 9.1 Ostalpine Wetterlagen nach Lauscher

Das Modell der Ostalpinen Wetterlagen bezieht sich im Wesentlichen auf Mitteleuropa und die Alpen und ist gegenüber anderen Modellen um die stärkere Betrachtung der Tiefdrucktätigkeit im Mittelmeerraum erweitert (Wakonigg 1970). Die ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik) bestimmt für jeden Tag die Wetterlage nach diesem System und veröffentlicht diese jährlich in ihrem Jahrbuch. Nach Adaptionen des ursprünglichen Systems gibt es heute 18 Wetterlagen, die in 3 Kategorien (Hochdruck- und Hochdruckrandlagen, Tiefdruck- und Tiefdruckrandlagen, geradlinige Strömungen) und die „gradientenschwachen Lage“ (G) unterteilen werden können (Tabelle 33).

**Tabelle 33: System der Ostalpinen Wetterlagen nach Lauscher von ZAMG (eigene Überarbeitung)**  
(Wakolbinger 2014) (ZAMG 2014) (Wakonigg 1970)

Ostalpine Wetterlagen			
H	Hoch über West- und Mitteleuropa	S	Südlage
h	Zwischenhoch	G	Gradientenschwache Lage
H <sub>z</sub>	Zonale Hochdruckbrücke	TS	Tief südlich der Alpen
HF	Hoch mit Kern über Fennoskandien	TwM	Tief über dem westlichen Mittelmeer
HE	Hoch mit Kern über Osteuropa	TSW	Tief im Südwesten Europas
N	Nordlage	TB	Tief bei den Britischen Inseln
NW	Nordwestlage	TR	Meridionale Tiefdruckrinne
W	Westlage	Tk	Kontinentales Tief
SW	Südwestlage	Vb	Tief auf der Zugstraße Adria - Polen
Hochdruck- und Hochdruckrandlagen			
Tiefdruck- und Tiefdruckrandlagen			
(horizontale) geradlinige Strömungen			
Gradientenschwache Lage			

# 9.2 Fragebögen der anonymen Expertenumfrage

Erste Seite des in Excel erstellten elektronischen Fragebogens für die EVUs der über Österreichs Energie ausgesandt werden sollte.





## Befragung österreichischer Elektrizitätsunternehmen

Im Zuge des FFG Projekts "Smart Emergency Grid – Innovative dezentrale Notstromversorgungsnetze mittels Smart Metern" wird vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz eine anonyme Expertenumfrage bei den österreichischen Verteilnetzbetreibern durchgeführt.

In diesem Forschungsprojekt werden die Möglichkeiten der Implementierung eines Notversorgungskonzepts für Kritische Infrastruktur durch Nutzung bestehender Netzelemente untersucht. Dabei soll einerseits eine möglichst hohe Flexibilität und Robustheit bei großflächigen und lang andauernden Netzgroßstörungen und andererseits eine kostenneutrale Implementierung (z.B. mittels Smart Meter) erreicht werden.

Dies könnte sich ebenso als wesentlicher Zusatznutzen bzw. Mehrwert in Bezug auf die Einführung von Smart Metern erweisen.

Die erhobenen Daten dienen ausschließlich dazu, ein ungefähres Potential zu ermitteln.

Den Fragebogen bitte digital in Excel ausfüllen, speichern und per E-Mail an christian.wakolbinger@tugraz.at zurücksenden.

Vielen Dank, dass Sie sich einige Minuten Zeit nehmen, um diesen Fragebogen zu beantworten. Dauer: ca. 10-15 min

Rückfragen bitte an Herrn DI Christian Wakolbinger: 0316/873 7559 bzw. 0664/4302990

**Die Befragung wird diskret behandelt und die Anonymität wird gewährleistet.**

**A) Angaben zum Netzbetreiber (freiwillige Angabe)**

**B) Allgemeine Angaben**

**B1) Flächenangaben**

Konzessionsfläche	in km <sup>2</sup>	
Versorgungsfläche	in km <sup>2</sup>	
Dauersiedlungsraum	in km <sup>2</sup>	
Waldfläche	in km <sup>2</sup>	

**B2) Versorgungssituation**

	#
Einwohner im Versorgungsgebiet	

	Anzahl*	Abgegebene Energie kWh/a im Versorgungsgebiet	Leistung in MW
Privatkunden			
Firmen/Industriekunden			

\* nicht unbedingt notwendig aber gewünschte Angabe

**C) Netz**

**C1) Trafos**

**C1.1) HS/MS-Trafos**

Anzahl	110/5 kV	110/10 kV	110/20 kV	110/30 kV(25kV)
Strafo = ca. 12,5 MVA				
Strafo = ca. 25 MVA				
Strafo = ca. 32 MVA				
Strafo = ca. 40 MVA				
Σ Trafo	0	0	0	0

1/3

Erste Seite des in Excel erstellten elektronischen Fragebogens für die E-Control

Befragung

## Befragung von E-Control

Im Zuge des Projekts "Smart Emergency Grid – Innovative dezentrale Notstromversorgungsnetze mittels Smart Metern" der Forschungsförderungsgesellschaft möchten wir eine anonyme Expertenbefragung bei den österreichischen Stakeholdern - der E-Control, dem BKA, und den Verteilnetzbetreibern- durchführen. In diesem Forschungsprojekt werden die Möglichkeiten der Implementierung eines Notversorgungskonzepts für Kritische Infrastruktur untersucht. Dabei soll einerseits eine möglichst hohe Flexibilität und Robustheit bei großflächigen und lang andauernden Netzgroßstörungen und andererseits eine kosten-günstige bzw. -neutrale Implementierung erreicht werden.

Dies könnte sich ebenso als wesentlicher Zusatznutzen bzw. Mehrwert im Bezug auf die Einführung von Smart Metern oder intelligenten Schaltern erweisen. Hier sind verschiedene Varianten mit und ohne implementierter IKT denkbar.

Die erhobenen Daten dienen ausschließlich um ein ungefähres Potential zu ermitteln

Vielen Dank, dass Sie sich einige Minuten Zeit nehmen, um diesen Fragebogen zu beantworten. Dauer: ca. 15-30 min

Die Befragung wird diskret behandelt.

**A) Allgemeine Angaben zur zuständigen Abteilung**

---

**B) Netzbetrieb bzw. organisatorische Angaben**

**B1) Erzeugung**

**B1.1) Einspeisung in Verteilnetzebenen**

	PV	Wind	Wasser-kraft >13 MW	Klein-Wasser- kraft ≤13 MW	Kraftwärme- kopplung	Sonstige
	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW
Netzebene4						
Netzebene5						
Netzebene6						
Netzebene7						

**B1.2) Gibt es Schwarzstartfähige Kraftwerke?**

**B1.2.1) Wenn ja, wieviele und welche Gesamtleistung?**

	#	in MW
Netzebene1		
Netzebene2		
Netzebene3		
Netzebene4		
Netzebene5		
Netzebene6		
Netzebene7		

1/4

Erste Seite des in Excel erstellten elektronischen Fragebogens für das BKA

Befragung

## Befragung von BKA

Im Zuge des Projekts "Smart Emergency Grid – Innovative dezentrale Notstromversorgungsnetze mittels Smart Metern" der Forschungsförderungsgesellschaft möchten wir eine anonyme Expertenurfrage bei den österreichischen Stakeholdern -dem BKA, der E-Control und den Verteilnetzbetreibern- durchführen.

In diesem Forschungsprojekt werden die Möglichkeiten der Implementierung eines Notversorgungskonzepts für Kritische Infrastruktur untersucht. Dabei soll einerseits eine möglichst hohe Flexibilität und Robustheit bei großflächigen und lang andauernden Netzgroßstörungen und andererseits eine kostengünstige bzw. -neutrale Implementierung erreicht werden.

Dies könnte sich ebenso als wesentlicher Zusatznutzen bzw. Mehrwert im Bezug auf die Einführung von Smart Metern oder intelligenten Schaltern erweisen.

Hier sind verschiedene Varianten mit und ohne implementierter IKT denkbar.

Die erhobenen Daten dienen ausschließlich um ein ungefähres Potential zu ermitteln

Vielen Dank, dass Sie sich einige Minuten Zeit nehmen, um diesen Fragebogen zu beantworten. Dauer: ca. 15-30 min

**Die Befragung wird diskret behandelt.**

**A) Allgemeine Angaben zur zuständigen Abteilung(en)**

---

**B) Kritische Infrastruktur**

**B1) Was wird von Seiten des BKA als kritische Infrastruktur definiert?**

**B1.1) Für Österreich:**

**B1.2) BKA intern:**

**B2) Wieviele Firmen bzw. Organisationen werden hierzu gezählt bzw. welche elektrischen "Not"-Leistungen werden benötigt?**

	Öffentlich				
	Normalbetrieb		Notleistung		
	#	$\Sigma P$ [in MW]	$\Sigma P$ [in MW]	$P_{min}$ [in kW]	$P_{max}$ [in kW]
Burgenland					
Kärnten					
Niederösterreich					
Oberösterreich					
Tirol					
Salzburg					
Steiermark					
Vorarlberg					
Wien					
Osterreich	0	0	0	0	0

$P_{min}$ :	Mindestens benötigte Leistung für Notbetrieb
$P_{max}$ :	Leistung für komfortablen Notbetrieb
$\Sigma P$ :	Gesamtleistung des Bundeslandes

1/3

## 9.3 USV-Technologien

Dieser Kapitelteil wurde in der Masterarbeit von Martin Schwingshackl (Schwingshackl 2013) ausgearbeitet, die von mir betreut wurde.

*Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung sind Geräte, welche bei Ausfall oder Störung der Versorgungsspannung sensible Verbraucher kurzzeitig unterbrechungsfrei versorgen können. Die benötigte Energie wird von Batterien oder Akkumulatoren bereitgestellt, wobei deren Dimensionierung die Zeit der Versorgung (Überbrückungszeit) festlegt. In der Regel werden die Anlagen so dimensioniert, dass die Überbrückungszeit ausreicht, um die technischen Systeme in einen sicheren Betriebszustand zurückzufahren und wenn vorhanden, kann eine Netzersatzanlage die weitere Versorgung übernehmen (BBK 2008).*

*Generell werden drei Typen von USV-Anlagen unterschieden (Eaton Corporation 2011)*

- **Off-Line (Stand-by) bzw. VFD-USV:** *Die Ausgangsspannung der USV-Anlage ist von den Änderungen der Netzspannung und der Netzfrequenz abhängig. Im Normalmodus versorgt die USV den Verbraucher direkt aus dem Netz, zwar gefiltert, jedoch ohne aktive Umwandlung. Außerdem wird die Batterie aus dem Netz geladen. Im Falle eines Netzausfalls oder einer Netzschwankung liefert die USV eine stabile Versorgung aus der Batterie. Die verwendete Technologie nach IEC 62040-3 (IEC 62040-3) ist die passive Netz-Paralleltechnik. Dieser USV-Typ bietet Schutz vor Netzausfällen, Spannungseinbrüchen und Spannungsspitzen.*
- **Line Interactive bzw. VI-USV:** *Die Spannung am Ausgang ist abhängig von der Netzfrequenz. Im Normalbetrieb wird die Qualität der Stromversorgung durch einen Mikroprozessor überwacht, wodurch auf Änderungen reagiert werden kann. Die Ausgangsspannung kann bei Änderung der Netzspannungsamplituden durch eine Kompensationsschaltung in bestimmten Grenzen (ca.  $\pm 20\%$ ) ausgeregelt werden. Die Anlage befindet sich dann entweder in einem Netzbetrieb mit Unterspannungskorrektur oder eine Netzbetrieb mit Überspannungskorrektur. Damit gelangen nur Netzfrequenz- oder Phasenfehler zum Verbraucher. Dieser Typ von USV-Anlage verwendet eine Wechselrichter-Paralleltechnik und wird für einen USV-Netz-Parallelbetrieb eingesetzt. Eine VI-USV bietet zusätzlich Schutz vor kontinuierlichen Unter- und Überspannungen.*
- **On-Line (Bypass) bzw. VFI-USV:** *Bei diesem USV-Typ ist die Ausgangsspannung und damit die Qualität der Stromversorgung, unabhängig von Störungen im Versorgungsnetz. Im Normalbetrieb wird die Ausgangsspannung vollständig neu durch Doppelwandlung mittels Gleichrichtung und nachfolgender Wechselrichtung aufbereitet. Bei Netzstörungen werden beim Übergang auf den Batteriebetrieb störungsfreie Umschaltvorgänge gewährleistet. Die verwendete USV-Technik ist eine Doppelwandler-Technik, die Anlage wird dauerhaft betrieben und bietet prinzipiell Schutz gegen alle Arten von Netzstörungen. Verwendung findet diese Technologie bei hochsensiblen Systemen im größeren Leistungsbereich. Kritische Infrastrukturen,*

wie auch die im Zuge dieses Projekts untersuchte Landesleitstelle des Roten Kreuzes Steiermark (Graz Straßgang) verwendet diese Technologie zur Versorgung ihrer elektrischen Verbraucher.

Für diese Untersuchung wurden die beiden im Labor vorhandenen USV-Anlagen vermessen, dabei handelt es sich um zwei Line Interactive USV-Anlagen mit geringen Leistungen. Somit soll das Verhalten einer USV-Anlage bei Unterspannung an Hand der Anlage mit Wechselrichter-Paralleltechnik gezeigt werden.

**Tabelle 34: Daten der im Labor vorhandenen Line Interactive USV-Anlagen (Schwingshackl 2013)**

Verbraucher	Marke	Modell	Nennspannung	Spannweite	Kapazität
Line Interactive USV	FSP	EP 1000	220-240V	162-290V~	1000VA/600W
Line Interactive USV	APS	Smart UPS 700	230V	174-286V~	700VA/450W

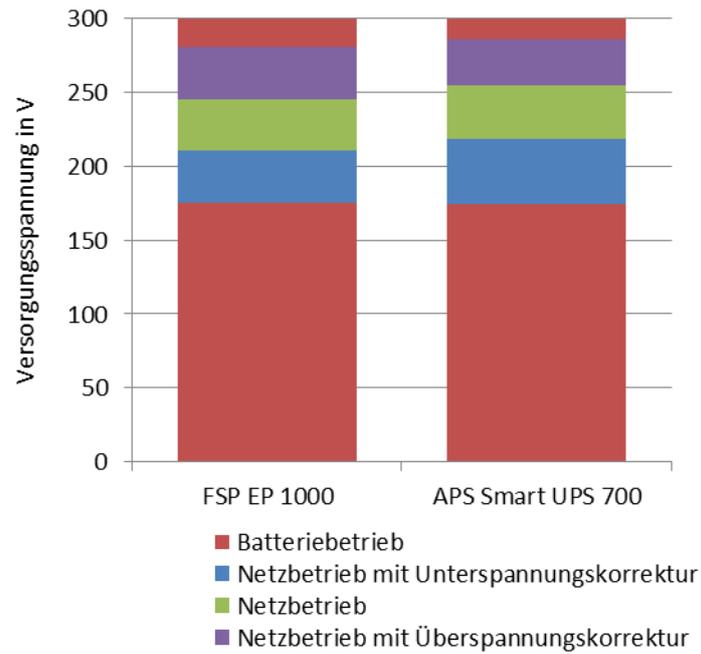
Die beiden Anlagen haben, bezogen auf die vorhandene Netzspannung bei Belastung am Ausgang verschiedene Betriebszustände:

Die Effektivwerte für Strom- und Spannung am Eingang ( $U_{in}$  und  $I_{in}$ ) sowie jene für den Ausgang ( $U_{out}$  und  $I_{out}$ ) sind für die einzelnen Betriebszustände in Tabelle 35 aufgelistet:

**Tabelle 35: Effektivmesswerte zu den oben abgebildeten Strom- und Spannungsverläufe des USV FSP EP 1000 je Betriebsart (Schwingshackl 2013)**

Betriebsart	$U_{in}$	$I_{in}$	$U_{out}$	$I_{out}$
	V	A	V	A
Batteriebetrieb	-	-	225,6	0,914
Netzbetrieb mit Unterspannungskorrektur	168,3	1,220	197,2	0,851
Netzbetrieb	229,8	1,136	229,4	0,924
Netzbetrieb mit Überspannungskorrektur	250,3	0,972	211,2	0,886
Ladebetrieb	227,7	0,217	-	-

Die Grenzwerte, bei denen es zur Umschaltung zwischen den einzelnen Betriebsarten kommt, können meist in vorgegebenen Bereichen eingestellt werden. Bei den untersuchten Geräten ergaben sich die in Abbildung 92 dargestellten Spannungsbereiche für die einzelnen Betriebsarten. Die Ausgangsspannungen bleiben in der von der Norm vorgeschriebenen  $\pm 10\%$  Spannweite.



**Abbildung 92: Betriebsarten von Line Interactive USV abhängig von der Versorgungsspannung** (Schwingshackl 2013)

*Im Falle eines länger andauernden Stromausfalls können die vorhandenen USV-Anlagen nur kurzfristig helfen, bis Netzersatzanlagen die Stromversorgung übernehmen. Bei geeigneter Dimensionierung können einzelne hochsensible Verbraucher auch längere Zeit betreiben werden.*

# 9.4 Geräteliste für Unterspannungsbetrieb ( $U, P, \dots$ )

\*= Angaben beziehen sich auf eine Phase, k.A.= keine Angaben in den Datenblättern

Verbraucher	Marke	Modell	Nennspannung	Anschlussleistung
<b>Haushaltsgroßgeräte</b>				
Waschmaschine	Elekrolux	WE-50	k.A.	k.A.
Wäschetrockner	Wirlpool	AZB 6070	230V~	2700W
Waschmaschine	Bauknecht	WAP 6460-1	230V~	2300W
Spülmaschine	Bauknecht	GSFS 5321	220V~	2200W
Wäschetrockner	Bauknecht	TK Pure XI 78 di	230V~	2900W
<b>Haushaltskleingeräte mit rotierendem Bauteil</b>				
Staubsauger-Anlage	Smart VC	PU600+A	230V~	1500W
Staubsauger	Nilfisk	Coupé Neo	220-240V~	2000W
Haartrockner	Philips	Voyager Twist	120-230V~	1400W
Bohrmaschine	AEG	BSM 550E	230V~	550W
Handmixer	Philips	Axedi AB	230V~	220W
Dunstabzugshaube	Neff	D-AYY1	220-240V~	90+40W
<b>Haushaltskleingeräte ohne rotierendem Bauteil</b>				
Wasserkocher	Siemens	TW 60103	220-240V~	2000-2400W
Wasserkocher	Swan	Elegance	220-240V~	1850-2200W
Heiss-Klebepestole	-	G250K	220-240V~	55W
Filter-Kaffemaschine	Braun	3083/ KF22	220-240V~	830-980W
Kaffeautomat	Nespresso	DeLonghi Essenza	220-240V~	1260W
Vollkaffeeautomat	Philips	Saeco Syntia	230V~	1400W
MiKrowelle	LG	Intellrowave	230V~	1200W
<b>Ladegeräte</b>				
Universalnetzgerät	Trust	16426-03	100-240V~	1,6A/90W
Zahnbürste	Oral-B	Type 3757 mini	220-240V~	1,3W
Haartrimmer	Babaliss	E702YTE	100-240V~	0,2A
AC-Adapter	anonym	ADP-0932	100-240V~	1,5A/65W
Mobiltelefon	Nokia	AC-3E	100-240V~	1,75VA
<b>Unterhaltungselektronik</b>				
Röhrenfernseher	SEG Premium	MERANO-S	230V~	k.A.
Röhrenfernseher	Sharp	70ES-16S	220-240V~	160W
Stereoanlage	Universum	VTC-CD130	230V~	5W
<b>IKT</b>				
PC-Schaltnetzteil	Enermax	Pro 82+	100-240V~	9,5-4A
Bildschirm	EIZO	FlexScan L885	100-240V~	0,7A/0,4A
Bildschirm	EIZO	FlexScan L365	100-240V~	0,6A/0,35A
Bildschirm	Samsung	SyncMasterP2250	100-240V~	0,7A
<b>USV</b>				
Line Interactive USV	FSP	EP 1000	220-240V~	1000VA/600W
Line Interactive USV	APS	Smart UPS 700	230V~	700VA/450W

(Schwingshackl 2013)

Verbraucher	Marke	Modell	Nennspannung	Anschlussleistung
<b>1-Phasen Smart Meter</b>				
Smart Meter	Siemens	AMIS TD-3512	230V~	ca. 3,6W/9VA
Smart Meter	Kampstrup	162-L	230V~	0,8W/0,7VA
Smart Meter	Itron	ACE4000 GSS	220-240V~	k.A./k.A
Smart Meter	Echelon	83331-1/VAD	220-240V~	< 2W/<5VA
Smart Meter	Landys+Gyr	ZCF 120	230V~	0,6W/4,5VA
<b>3-Phasen Smart meter</b>				
Smart Meter	EasyMeter	Diehl Q3D	3x230/400V~	< 0,6W/<2,5VA
Smart Meter	Siemens	AMIS TD-3511	3 x 230/400V~	ca. 5,4W/ca. 14VA
Smart Meter	Iskra	MT174	3 x 230/400V~	<2W/<10VA
Smart Meter	Kampstrup	382-L	3 x 230/400V~	0,45W */0,7VA*
Smart Meter	Iskra	MT851	3 x 220/380-240/415V~	< 3W/<4VA
Smart Meter	UHER	TD MZ 15	3 x 230/400V~	k.A./k.A.
Smart Meter	Itron	ACE4000 PLC	3 x 220/380-240/415V~	k.A./k.A
Smart Meter	Landys+Gyr	ZMD 120	3 x 220/380-240/415V~	0,5W */4VA*
Smart Meter	Echelon	83331-3/VAD	3 x 220/380-240/415V~	< 2W/<5VA
<b>Innenbeleuchtung</b>				
Glühlampe	ELIX	200	220-230V~	200W
Glühlampe	Philips	8M	230V~	75W
Glühlampe	Tungsramp	-	220-230V~	15W
Halogenglühlampe	Conrad	Nr. 570611	12V =	20W
Halogenstrahler	-	BAB+C	12V =	20W
Energiesparlampe	Osram	DuluxStar 17/825	220-240V~	17W,135mA
Energiesparlampe	Osram	DuluxStar 11/825	220-240V~	11W, 90mA
Energiesparlampe	Philips	Tornado Esaver 8	220-240V~	8W
Energiesparlampe	Philips	Genie 11W E27 Erp	220-240V~	11W
Kompaktleuchstoffl.	-	TC-SEL 11W/840 2G7	220-240V~	11W
Kompaktleuchstoffl.	Philips	SL*9	220V~	9W
Leuchstoffröhre	Osram	Cool White L18/640	220-240V~	18W
Leuchstoffröhre	Osram	lumilux L18/827	220-240V~	18W
LED	Philips	7E27 A60-1	220-240V~	7W
LED	Paulmann	G4	12V =	1W
LED-Kette	LED-Driver	-	100-230V~/ 12V =	2,4W
<b>Straßenbeleuchtung</b>				
Power LED	Canty Lighting	NBS-27	230V~	27W
LED	Philips	Indal Luma Mini	120-277V~	200mA/ 16-17W
LED	Cariboni	Levante A-D	220-240V~	230-250mA
LED LLM	Philips	Fortimo	230V~	200-700mA
<b>Geräte für Kochzwecke</b>				
Einzelkochplatte	Silva-Homeline	2107	230V~	1500W
Induktionskochfeld	Mia	IKP 221	220-240V~	2000W
Induktionskochfeld	Caso	Basic 2002	220-240V~	2000W
<b>Raumheizungs- und Klimageräte</b>				
Halogen-Heater	Jasun	JSNB-120Y4	220-240V~	1200W
Heizlüfter	Hellner	HL585	230V~	2000W
Ventilator	Honeywell	KAZ HAT-112E	220-240V~	40W
Klimaanlage	Toshiba	RAC-08LW	220-240V~	800W
Klimaanlage	DeLonghi	Arigel AG70	230V~	1000W

(Schwingshackl 2013)

## 9.5 Kostenabschätzung von teilzentralen Aggregaten

In Tabelle 36 ist eine größenmäßige Abschätzung, unter Annahme eines zusätzlichen zentralen bzw. teilzentralen Notstromaggregates (bei den NS-Trafos) gezeigt. (siehe Kapitel 5.2) Es ergibt sich ein Aufwand im einstelligen Euro-Bereich für eine beispielhafte Notstromleistung von jeweils ca. 200-400 W pro Anschlusspunkt.

Die Preise für die Aggregate sind inkl. Installation. Die abgeschätzten Werte wurden auf Basis von Erfahrungswerten in der Branche für Österreich angenommen.

**Tabelle 36: Berechnungstabelle für größenordnungsmäßige Kosten bei Verwendung von dezentralen Aggregaten** (Statistik Austria 2014; Zeppelin Österreich GmbH 2014)

OECD Regiontypen NUTS3		Predominantly urban (PU)	Intermediate (IN)	Predominantly rural (PR)	Österreich Gesamt		
Bevölkerung	in #	2 026 057	2 622 148	3 803 655	8 451 860	(Statistik Austria)	
Haushalte (≈Anschlüsse)	in #	888 187	1 149 503	1 667 455	3 705 145		
	in %	24	31	45			
Anschlüsse je Trafo		max	∅	min		abgeschätzte Werte	
		350	140	70			
Not-Leistung je Haushalt	in kW/hh	0,2	0,3	0,4		abgeschätzte Werte	
Not-Leistung je NS-Trafo	in kVA	70	42	28			
nächst größeres Aggregat	in kVA	80	45	30		(Dauerbetrieb)	
Preis je Aggregat	Anschaffung	15 000 €	9 000 €	5 500 €		abgeschätzte Werte	
	Installations- Kosten	5 000 €	5 000 €	5 000 €			
	gesamt	20 000 €	14 000 €	10 500 €			
	pro Jahr bei 20 Jahren Lebensdauer	1 000 €	700 €	525 €			
Trafos (Aggregate)	in #	2 538	8 211	23 821			
Kosten					gesamt	je Haushalt	je Einwohner
	in €	2 537 678 €	5 747 515 €	12 505 910 €	20 791 103 €	6 €	2 €

# CHRISTIAN WAKOLBINGER

## CURRICULUM VITAE – SHORT VERSION



### PERSONAL DETAILS

NAME	<b>DIPL.-ING. CHRISTIAN WAKOLBINGER BAKK. RER. NAT., MSc</b>
ADDRESS	<b>BROCKMANNGASSE 44A 8010 GRAZ, AUSTRIA</b>
MOBIL	<b>+ 43 (0) 664 / 430 29 90</b>
E-MAIL	<b>WAKCHRIS@GMX.AT</b>
NATIONALITY	AUSTRIAN
DATE OF BIRTH	31 <sup>ST</sup> OF MAY 1983, LINZ
LANGUAGE SKILLS	<b>GERMAN (NATIVE) ENGLISH (PROFESSIONAL WORKING PROFICIENCY) SPANISH (PROFESSIONAL WORKING PROFICIENCY)</b>

### EDUCATIONAL BACKGROUND

<b>2009 - 2014</b>	<b>Graz University of Technology</b> Doctoral School of Electrical and Biomedical Engineering
<b>2003 - 2009</b>	<b>Graz University of Technology (TU Graz)</b> Diploma Programme: Electrical Engineering, Energy Management Technology Master Thesis: „Dependance of the telecommunication infrastructure of the public electrical energy supply and remedial measure“
<b>2007 - 2014</b>	<b>University Graz (Karl Franzens Universität Graz)</b> Bachelor and Master Programme: Environmental Systems Sciences, Subject Focus Geography
<b>2011</b>	<b>University of Puerto Rico in Mayagüez UPRM (USA)</b> Subject Focus: Geology, Marine Biology, Ecology, Politics and Sports
<b>2006 – 2007</b>	<b>University of Navarra, TECNUN (San Sebastian/Donostia, Spain)</b> Subject Focus: Industrial (Electrical Engineering)
<b>1997 - 2002</b>	<b>Leonding High School of Technology (HTBLA Leonding)</b> Electronics, Subject Focus: Telecommunication Engineering

### PROFESSIONAL EXPERIENCES

<b>2009</b>	<b>Scientific Assistant and lector</b> at the Institut of Electrical Power Systems (IFEA) Main research activities: smart grids, emergency power supply, network development plan 2022 (“Energiewende”), efficient power transport/supply (grid losses), earthing systems subject area:
<b>03/2009 – 09/2009</b>	<b>Project-Assistent (PA) – TU Graz - Smart Grids</b>
<b>09/2008 – 06/2009</b>	<b>Teaching Assistant – TU Graz - Electromagnetic Compatibility (EMC)</b>
<b>07/2008</b>	<b>PA – TU Graz - Electromagnetic Compatibility (EMC)</b>
<b>08/2008</b>	<b>Paramedic and Ambulance Driver at the Red Cross Upper Austria</b>
<b>07/2006</b>	<b>PA – TU Graz - Electromagnetic Compatibility (EMC)</b>
<b>1998 – 2009</b>	<b>Various employments and internships</b> Scope of Activities: electronics section test, ICT, electrical installation, childcare

### FURTHER EXPERTISE

<b>1999, 2002, 2005, 2008</b>	<b>Childcare at summer camps (Jungschar, Kinderfreunde)</b>
<b>1994 –</b>	<b>Fire brigade Amessschlag bei Oberneukirchen Upper Austria</b>
<b>2001 –</b>	<b>Red Cross Upper Austria / Styria (Emergency Medical Service)</b> paramedic, ambulance driver and life guard in rank of “Obersanitätsmeisters”, Member of the Emergency Respon Unit (ERU) ITT (ham radio)