

# Skalierter Netzausbau

Dissertation



Vorgelegt von:

**Dipl.-Ing. Werner Friedl**

Betreuer:

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

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI 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 / Oktober - 2013





## **Danksagung**

Es ist nicht einfach, in wenigen Zeilen jene Dankbarkeit zum Ausdruck zu bringen, die jenen gebührt, die durch deren Unterstützung maßgeblich an der Erstellung dieser Arbeit beigetragen haben. Dazu gehören neben der wissenschaftlichen Unterstützung von Seiten der Kollegen vom Institut für Elektrischen Anlagen an der TU Graz, natürlich auch das familiäre Umfeld. Dank gilt für die fachliche Unterstützung vor allem Dr. Ernst Schmutzer, Prof. Manfred Sakulin und natürlich meinem Betreuer Prof. Lothar Fickert! Meinen Eltern, meiner Frau Claudia und meinen Kindern Johanna und Veronika danke ich für deren Geduld, Verständnis und Unterstützung über die gesamte Zeit.

Euer Kollege/Freund/Sohn/Mann/Vater

Werner

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

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.

Graz, am

Werner Friedl



## **Kurzfassung**

**Titel:** Skalierter Netzausbau

**Schlüsselwörter:** dezentrale Erzeugung, Energiemanagement, Inselnetz, Lastmanagement, Leitungsverstärkung, Netzausbau, Netzplanung, Planungskriterien, Power Quality, Spannungsqualität, Versorgungsqualität, Versorgungszuverlässigkeit, Verteilernetz

Die Fragestellung bezüglich Notwendigkeit und Ausmaß zum Ausbau elektrischer Netze ist, getrieben durch ein ausgeprägtes und weiter zunehmendes Umweltbewusstsein der Allgemeinheit und einhergehend mit zu erwartenden Änderungen und Anforderungen im elektrischen Energiesystem durch politische Zielvorgaben, eine sehr Wesentliche und geprägt von hoher Komplexität.

In dieser Arbeit werden Abhandlungen, Analysen, Methodiken und mögliche Lösungsverfahren bzw. Herangehens-Optionen sowohl für den klassischen als auch einen skalierten Weg beschrieben und anhand von Beispielen diskutiert, wodurch Aufgaben darstellbar und folglich lösbar (bzw. bewertbar) werden. Es werden Wege aufgezeigt, wie mit Hilfe eines datenbasierten Modells durch Variation der Eingangsgrößen die gesamtwirtschaftlichen Kosten in Abhängigkeit von den Netzkosten minimiert werden können und es wird nachgewiesen, dass Qualität in Form von abgeleiteten Kennwerten/Parametern ein resultierender, netz-individuell optimaler Wert und kein unabhängiger Parameter an sich ist. Die Potenziale für Energie- und Lastmanagement, die Möglichkeiten durch den gezielten Einsatz von Erzeugungsanlagen, die Anforderungen an Inselnetze aus technischer und organisatorischer Sicht aber auch im Lichte der Personensicherheit, sowie Ausbaumaßnahmen "on-demand" werden dargestellt, untersucht und anhand von praktischen und realitätsnahen Beispielen diskutiert.



## **Abstract**

**Title:** Scaled grid expansion

**Keywords:** distributed generation, energy management, island (in an electric power system), load management, power line enhancement, grid expansion, grid planning, planning criteria, power quality, voltage quality, quality of supply, continuity of supply, distribution grid

The issue regarding necessity and scale for expanding electrical networks has a strong significance and is characterised by a high complexity - especially because of a strong and growing environmental awareness of the general public and going hand in hand with expected changes and requirements in the electrical energy system by political objectives.

This thesis provides analyses, methodologies and possible solution methods and approach options for both traditional as well as for a scaled expansion. By using examples, tasks and challenges can be shown and consequently be solved or assessed. There will be shown ways in which the total economic costs can be minimized depending on the network costs by using a robust interference model. It is also demonstrated that quality in the form of derived parameters is a resultant, network-individually optimal value in itself and not an independent parameter. The potential for energy and load management, the possibilities through the strategic use of decentralised generation units, the requirements for islanded grids from a technical and organisational point of view (but also in the light of safety), as well as power line enhancement "on-demand" are presented, analysed and discussed in detail.





## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung</b>	<b>17</b>
2.1	Überblick	17
2.2	Übersicht	19
2.3	Forschungsfragen	22
<b>3</b>	<b>Rahmenbedingungen elektrischer Verteilnetze</b>	<b>23</b>
3.1	Grundlagen	23
3.2	Verpflichtung des Netzbetreibers	26
3.3	Planung und Planungskriterien	29
3.3.1	Grundsätzliches zur Planung	29
3.3.2	Axiome und Planungskriterien	30
3.4	Aufbau von elektrischen Netzen	34
3.4.1	Netztopologie	34
3.4.2	Netzformen, -arten	36
3.5	Sternpunktbehandlung	41
3.5.1	Sternpunktbehandlung in der Hoch- und Mittelspannung	41
3.5.2	Sternpunktbehandlung in der Niederspannung	44
3.6	Definitionen	48
3.7	Rechtliche und normative Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft	52
<b>4</b>	<b>Netzbetrieb und Ausbauplanung - klassischer Ansatz</b>	<b>61</b>
4.1	Planungskriterien Lastfluss und Belastbarkeit	61
4.1.1	Einleitung und Allgemeines	61
4.1.2	Verlauf und Prognose des Energie- und Leistungsbedarfs	62
4.1.3	Berechnung von Lastflüssen	65
4.1.4	Dimensionierung von Leitungen	70
4.2	Planungskriterium Spannungsqualität	73

4.2.1	Einleitung und Abgrenzung der Begriffe.....	73
4.2.2	Berechnung von Spannungsänderungen.....	76
4.3	Planungskriterium Versorgungszuverlässigkeit.....	81
4.3.1	Einleitung und Allgemeines.....	81
4.3.2	Berechnung der Zuverlässigkeit.....	83
4.3.3	Zuverlässigkeitsindikatoren.....	85
4.4	Planungskriterium Netzverluste .....	88
4.5	Anwendung klassischer Planungskriterien unter realitätsnahen Bedingungen .....	96
4.5.1	Einleitung und Allgemeines.....	96
4.5.2	Anwendung des Planungskriterium Lastfluss und Belastbarkeit.....	96
4.5.3	Anwendung des Planungskriterium Spannungsqualität.....	100
4.5.4	Anwendung des Planungskriterium Versorgungszuverlässigkeit.....	102
<b>5</b>	<b>Netzbetrieb und Ausbauplanung – skalierter Ansatz.....</b>	<b>107</b>
5.1	Methodik zum gesamtwirtschaftlichen Netzausbau und zur Betriebsoptimierung.	107
5.1.1	Einleitung und Übersicht.....	107
5.1.2	Berücksichtigung von wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansätzen zur Bewertung der Zuverlässigkeit.....	108
5.1.3	Ökonomische Bewertung der Netzqualität .....	112
5.1.4	Algorithmische Bestimmung der optimalen Netzqualität.....	129
5.1.5	Zusammenfassung .....	137
5.2	Fokusfeld Energie- und Lastmanagement.....	139
5.2.1	Aufgaben und Ziele.....	139
5.2.2	Lastganganalysen.....	141
5.3	Fokusfeld Einbindung verteilter Erzeugung.....	149
5.3.1	Allgemeines zu Verteilten Erzeugungsanlagen .....	149
5.3.2	Potenziale von Erzeugungsanlagen im Betrieb und Ausbau von Netzen .....	153
5.3.3	Anwendungen und Einsatz unter realitätsnahen Bedingungen .....	160
5.4	Fokusfeld Inselnetze.....	171

5.4.1	Allgemeines und Definition von Inselnetzen.....	171
5.4.2	Anforderungen an den Inselbetrieb.....	173
5.4.3	Personensicherheit und Sicherheitsaspekte .....	178
5.5	Fokusfeld Leitungsverstärkung „on demand“ .....	183
5.5.1	Allgemeines.....	183
5.5.2	Möglichkeit zur Änderung und Adaptierung der Netzinfrastruktur.....	184
5.5.3	Beispielnetz - Verstärkung einer bestehenden Freileitung .....	187
5.5.4	Beispielnetz - neues Teilnetz .....	190
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>193</b>
6.1	Zusammenfassung .....	193
6.2	Ausblick .....	195
<b>7</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>197</b>
<b>8</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>205</b>



# 1 Abkürzungsverzeichnis

Hier sind alle Symbole (Formelabkürzungen - jedoch nicht die Indizes zu den Abkürzungen, da diese in der Regel im Text oder nach deren Verwendung explizit beschrieben werden), Abkürzungen, fachliche Begriffe und weitere diverse Orientierungshinweise aufgelistet. Nicht enthalten sind Abkürzungen für Einheiten sowie übliche Abkürzungen, wie zum Beispiel: „u.U. ... für unter Umständen“, „bzgl.“, „bzw.“, „ca.“, „rd“, „udgl.“, „uvm.“, „z.B.“, ...

a: Jahr

AC: alternating current, Wechselstrom

AGB: Allgemeine Geschäftsbedingungen

AWE: Automatische Wiedereinschaltung

C: Kapazität

CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index, Unterbrechungsdauer

CO<sub>2</sub>: Kohlendioxid

DC: direct current, Gleichstrom

DEA: Dezentrale Erzeugungsanlage

DIN: Deutsches Institut für Normung

E-Control: Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

EIWOG: Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

ENS: Energy not supplied

EN: Europa Norm

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

EU: Europäische Union

EVU: Elektrizitätsversorgungsunternehmen

f: in Verbindung mit einem Indizes: Faktor; alleinstehend: Frequenz

H: Häufigkeit

HS: Hochspannung

i, j: fortlaufende Variable

kWh, MWh, TWh: Kilowattstunden, Megawattstunden, Terrawattstunden

KWK: Kraftwärmekopplung

l: Länge

L: Induktivität; L in Verbindung mit einem Indizes: Last

MS: Mittelspannung

N: Neutralleiter oder Anzahl

NE: Netzebene

NV: Nichtverfügbarkeit

NS: Niederspannung

OeMAG: zentrale Abwicklungs- und Förderstelle für Ökostrom in Österreich

ON: Österreichisches Normungsinstitut

ÖVE: Österreichischer Verband für Elektrotechnik

P: Wirkleistung; steht aber auch für Wahrscheinlichkeit

PE: Protective Earth, Schutzleiter

PEN: Schutzleiter mit Neutralleiterfunktion (PE für Protective Earth)

p.u.: per unit

Q: Blindleistung

R: Resistanz, Widerstand

S: Scheinleistung

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, Nichtverfügbarkeit

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, Unterbrechungshäufigkeit

t: Zeit

T: Dauer

TAEV: Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss (an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt)

TOR: Technische und organisatorische Regeln

U: Spannung

UCTE: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

UW: Umspannwerk

VDE: Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

VDN: Verband der Netzbetreiber

VP: Verknüpfungspunkt

W: Energie

X: Reaktanz, Blindwiderstand

Y: Admittanz, Scheinleitwert

Z: Impedanz, Scheinwiderstand; steht auch für Zustand





## 2 Einleitung

### 2.1 Überblick

#### **Start der Arbeit:**

Der Ausgangspunkt und folglich der Beweggrund für die Dissertation war die wiederholte Fragestellung bezüglich Netzausbau, wessen und welche Entscheidungsgrundlagen, Mindest- bzw. maximalen Umsetzungsausmaß und möglicher Lösungsoptionen, von Seiten der Errichter und Betreiber von Netzen aber auch den betroffenen Anrainern und Bewohnern sowie deren Vertretern. Während sich durchaus Einigkeit und Verständnis in Hinsicht des Bedarfs eines zukunftsorientierten Ausbaus ableiten ließ, orientierte sich die prinzipielle Fragestellung auch sehr stark an den Vor- und Nachteilen eines „sichtbaren“ Hochspannungsleitungsausbaus, eng gekoppelt an ein ausgeprägtes Umweltbewusstsein und einhergehend mit zu erwartenden Änderungen und Anforderungen im elektrischen Energiesystem durch politische Zielvorgaben.

Die Herausforderung zu diesen Fragestellungen (aus denen sich auch die Forschungsfragen in 2.3 ableiten) stellt sich vor allem dadurch dar, da die Auslegung bzw. Planung und in der Folge der (Aus-)Bau von elektrischen Netzen geprägt ist von Kompromissen. Kompromissen aus mehrerer Hinsicht; den Forderungen der Verbraucher in Bezug auf Zuverlässigkeit und Qualität der Versorgung (aber auch visueller Wahrnehmung) und den zugleich mitunter entgegengesetzt liegenden Anforderungen und Interessen bzgl. Kosten bzw. Preisen/Tarifen, und der Anforderungen jener, die die Versorgung zur Verfügung stellen müssen, den Netzbetreibern, die in realistischen Dimensionen, vorausschauend im Hinblick auf Veränderungen und technischen Entwicklungen, deren Dienstleistung anbieten bzw. erbringen müssen. Dieses Spannungsfeld des Kompromisses, gekoppelt an ein steigendes Umweltinteresse und der aktiven Anteilnahme sowie dem Interesse der Nutzer/Bevölkerung, mündete folglich in der Motivation für diese Arbeit.

Da es zu den Fragestellungen und Interessen bislang keine zufriedenstellende wissenschaftliche Aufarbeitung und Lösung gibt, wurden als Grundlage für die Dissertation eine Reihe von Gutachten, Studien, Berichte und Aufsätze erarbeitet (Auflistung in der Folge in Kapitel 2.2 dargestellt), langjährige Messkampagnen, Analysen, Simulationen und Berechnungen im „Feld“ und auf Basis realer Netzdaten durchgeführt, angeregte Diskussionen zu Lösungen und Vorschlägen mit Politik, Interessensvertretern,

Netzbetreibern und ausgewiesenen Experten der Energiewirtschaft geführt - mit dem Ziel, den Spagat zwischen konventionellen, zukunftsorientierten, und innovativen Ausbaumöglichkeiten von Netzen herzustellen. (mit der Herausforderung: Abgrenzung bzw. Übergang verläuft fließend)

### **Ziele der Arbeit:**

Wesentliches Ziel dieser Arbeit ist es aufzuzeigen, auf Basis welcher Kriterien (technischer, rechtlicher/regulatorischer, gesellschaftlich akzeptierbar) Netze geplant, gebaut und in Folge betrieben werden. Es soll zum einen die Komplexität dargestellt werden (in Folge auch für „Verständnis geworben“ werden), die wesentlichen Grundlagen und Hintergründe dazu vermittelt werden, um in Folge durch den „skalierten“ Netzausbau, Wege aufzuzeigen, die ergänzend zur klassischen Netzplanung, weitere Optionen und Möglichkeiten aufzeigen, um das Ziel eines sicheren und nachhaltigen Systembetriebs zu erreichen. In diesem Zusammenhang wird der skalierte Netzausbau dadurch definiert, dass auf Basis der Fragestellung zur Betriebsoptimierung (bei optimaler Versorgungsqualität), durch Hinzufügen bzw. dem variablen Einsatz von Ressourcen (verteilte Erzeugung), Änderungen des Verbrauchsverhaltens (Energie- und Lastmanagement), schrittweiser und bedarfsorientierter Verstärkung von Leitungen, bis hin zu vollkommen eigenständigen (Inselbetriebs-) Möglichkeiten, Lösungen aufgezeigt, analysiert und diskutiert werden – mit dem Ergebnis:

### ***Leistung der elektrischen Netze durch „Skalierung“ verstärken.***

In Anlehnung der Verwendung des Begriffs Skalierbarkeit in der Informationstechnik, wo darunter verstanden wird, dass die Leistung durch Hinzufügen von Ressourcen oder weiteren Rechnern proportional zunimmt, leitet sich der Titel, als auch (in sehr komprimierter Form) das Ziel, der Dissertation ab. Es soll zum Ausdruck gebracht werden, dass mit (mehreren) „kleinen“ innovativen Änderungen unterschiedlicher systemrelevanter Größen, die Leistung im Gesamten gesteigert werden kann. Jedoch auch ohne den Nachteil zu verschweigen, dass man früher oder später an eine Grenze stößt (wenn z.B. alle möglichen Optionen ausgeschöpft sind). Daher der Titel der Arbeit und gleichzeitig die Empfehlung:

### ***Skalierter Netzausbau.***

## 2.2 Übersicht

Die wesentlichen Publikationen, die aus der wissenschaftlichen Arbeit in der Zeit als Mitarbeiter und Wissenschaftlicher Assistent am Institut für Elektrische Anlagen an der Technischen Universität Graz hervorgegangen und in Folge in die Dissertation eingeflossen sind, sind (in chronologischer Reihenfolge) folgende nationalen und internationalen Aufsätze:

- i. „Skalierter Netzausbau mit dezentralen mobilen Erzeugern“ [49], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)
- ii. „Spitzenstrom aus systemtechnischer Sicht: Von den Ganglinien bis zur Stabilisierung des Netzes“ [39], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)
- iii. „Scaled Grid Expansion of Medium Voltage Power Systems with Decentralized Power Aggregates“ [50], (Englisch, Vollbeitrag und begutachtet)
- iv. „Measures for voltage levelling in medium voltage distribution grids“ [51], (Englisch, Vollbeitrag und begutachtet)
- v. „Electrical energy and power saving potentials in the area of agriculture“ [31], (Englisch, Vollbeitrag und begutachtet)
- vi. “Electric Power efficiency and saving potential in agriculture” [52], (Englisch, Vollbeitrag und begutachtet)
- vii. “Actions to increase efficiency of electric power systems in agriculture” [53], (Englisch, Vollbeitrag und begutachtet)
- viii. „System- und gerätetechnische Anforderungen zur Bildung und zum Betrieb von Inselnetzen“ [2], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)
- ix. „Sicherheit und Zuverlässigkeit in Microgrids und Smart Grids“ [30], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)
- x. “Safety and Reliability for Smart-, Micro- and Islanded Grids” [32], (Englisch, Vollbeitrag und begutachtet)
- xi. „Qualitätsregulierung und gesamtwirtschaftliche Netzausbau- und Betriebsoptimierung – Entwurf für einen operativen Algorithmus“ [29], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)
- xii. „Elektrische Lastganganalysen zur Verbesserung des Energiemanagements von Klein- und Mittelverbrauchern“ [4], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)

- xiii. „Strommessungen am landwirtschaftlichen Betrieb - Sparpotentiale“ [78], (Deutsch, Vollbeitrag und begutachtet)

Jene hervorgegangenen Berichte und Arbeiten zu Forschungs- und Drittmittelprojekten sowie Lehrbehelfen und Betreuungen von Diplomarbeiten, in der Zeit als Mitarbeiter und Wissenschaftlicher Assistent am Institut für Elektrische Anlagen an der Technischen Universität Graz, welche im Zusammenhang mit der wissenschaftlichen Arbeit stehen und in der Folge in die Dissertation eingeflossen sind, sind folgende Arbeiten die unter vollständiger, wesentlicher oder anteiliger Unterstützung entstanden sind (einzelne Berichte und Unterlagen können nicht in der Referenzliste der Literaturangaben aufgenommen werden, da diese nicht öffentlich verfügbar sind bzw. nicht publiziert wurden):

- Studie: Bewertung des Betriebsführungs-Konzeptes und der Versorgungsqualität von elektrischen Netzen im liberalisierten Markt (BBKV)
- Studie: Der Einfluss dezentraler Erzeugung auf die Verteilnetze

In jahrelanger wissenschaftlicher Begleitung einer Region in Oberösterreich, in der nach Alternativen zu einem rein konventionellen Netzausbau (Errichtung einer 110-kV-Freileitung) geforscht wurde, sind folgende wissenschaftliche Arbeiten hervorgegangen:

- Buch: 110-kV-Kabel / -Freileitung, eine technische Gegenüberstellung [26]
- Buch: Energieeffizienz und Energieeinsparpotenziale in der Landwirtschaft - Stromsparen in der Landwirtschaft [80]
- Gutachten: Wissenschaftliche Begleitung für das Projekt „Energie-Modellregion Raab“
- Gutachten: Zusatzfragen an den Amtsgutachter o.Univ. Prof. DI Dr. Lothar Fickert;
- Gutachten: Wissenschaftliche Unterstützung bei technischen Fragen im Zusammenhang mit Ausbaufragen im oberösterreichischen Netz
- Forschungsbericht: Monitoringberichte zur Stromversorgung im Raum Raab [40]
- Forschungsbericht: Stromsparpotenziale in der Landwirtschaft [79]

Betreuung/Unterstützung von Diplomanden und erstellte Materialien für den Einsatz in der Lehre:

- Diplomarbeit von Rene Braunstein: „Energieeffizienz und Energieeinsparpotenziale in der Landwirtschaft“
- Diplomarbeit von Hakan Ergun: „Abschätzung der Investitionserfordernisse für Netzausbau in der Verteilnetzebene“
  
- Studierunterlagen im Rahmen der Lehre: Elektrische Energiesysteme, Sicherheit und Schutzmaßnahmen, Energieeffizienz und -management in Gebäuden
- Studienunterlagen für Studierende beim wissenschaftlichen Austausch an der North-West University – Potchefstroom: „Load flow calculation“

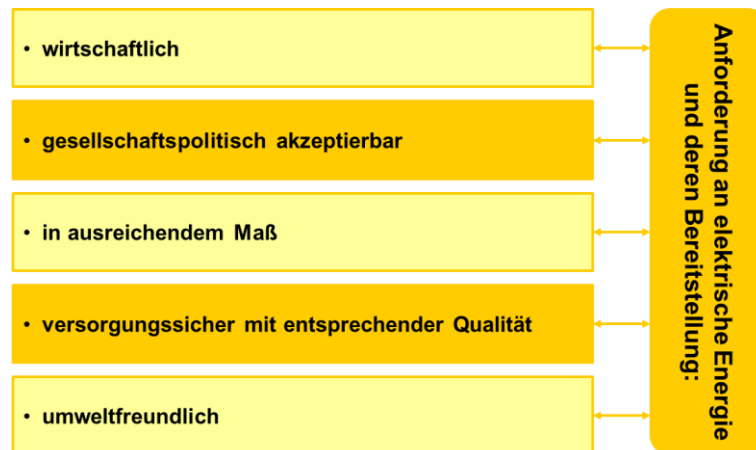
## 2.3 Forschungsfragen

1. Welche Parameter/Kriterien weisen auf eine/n notwendige/n Netzausbau/Einspeiseverstärkung hin?
2. Welche Möglichkeiten ergeben sich, ein Verteilnetz bedarfsgerecht, sicher und zukunftsorientiert auszubauen?
3. Wie kann Demand Side und local Supply Management einen optimierten Beitrag zum „Engpassmanagement“ / (skalierten Netzausbau) im Verteilnetz liefern?
4. Wie lässt sich eine Einspeiseverstärkung regulatorisch gestalten?
5. Welche Rolle können Aggregate/Erzeugungsanlagen im Netzausbau übernehmen und welche Zeithorizonte sind dabei heranzuziehen?
6. Welche Anforderungen werden an Aggregate/Erzeugungsanlagen gestellt, um als bedeutender Faktor am skalierten Netzausbau zu fungieren?
7. Welche system- und gerätetechnischen Anforderungen stellen sich, um Inselnetze zu bilden und zu betreiben?
8. Wie kann in einem Inselnetz die Personensicherheit aufrechterhalten werden?

## 3 Rahmenbedingungen elektrischer Verteilnetze

### 3.1 Grundlagen

Die Energieversorgung und damit auch der geordnete Netzbetrieb erfordern neben der Einhaltung der Lastflusskriterien (Einhaltung der Spannungsgrenzen und Einhaltung der Betriebsmittelauslastung) zusätzlich noch die Anforderungen, dass elektrische Energie und deren Bereitstellung



erfolgen muss. [49]

Die Energieerzeugung und -bereitstellung hat im betriebswirtschaftlichen Sinne mit möglichst hohem Gewinn und gleichzeitig niedrigen Kapitaleinsatz zu erfolgen. Investitionen zum Ausbau des Stromnetzes sowie Kraftwerksanlagen sollten idealerweise koordiniert geplant werden und erfolgen, um Verluste in der Übertragung und Verteilung bis hin zum Kunden möglichst gering zu halten.

Verzögerungen beim Bau von Kraftwerken und elektrischen Leitungen, weisen sehr deutlich darauf hin, dass derartige Infrastrukturprojekte auch gesellschaftspolitisch akzeptierbar sein müssen. Für eine rasche Umsetzung muss es Aufgabe der verantwortlichen Politik sein alternative Lösungen zu untersuchen, die Bevölkerung von der Notwendigkeit zu überzeugen und des Weiteren so früh als möglich/(sinnvoll) in den Entscheidungsprozess einzubinden, um als Ziel das Interesse aller Betroffenen zu wahren und zu einem Gesamtinteresse zu formen.

Mit der Anforderung „in ausreichendem Maß“ soll ausgedrückt werden, dass in der Versorgung mit elektrischer Energie keine Engpässe auftreten dürfen und, dass auch für künftige Entwicklungen hinreichende Reserven vorzusehen sind.

Die Kriterien der Qualität lassen sich im elektrotechnischen System unter anderem an den Größen Spannung und Frequenz festmachen, die des Weiteren in den unterschiedlichen Regelwerken und Vorschriften auch an Grenzen gebunden sind, um die Kunden auch unter den verschiedensten Bedingungen (wie z.B. Laständerungen im Verbrauch oder Einspeisungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen) sicher versorgen zu können. Wobei „Sicher“ zum einen im Sinne der Sicherheit gegenüber Personen, Tieren und Sachen, aber zum anderen auch im technischen Sinne als Anforderung an die Kurzschluss- und Spannungsfestigkeit sowie Ausfallsicherheit, zu verstehen ist.

Mit dem Begriff „umweltfreundlich“ soll zum Ausdruck gebracht werden, dass die Energieversorgung nachhaltig und ohne schädigende Auswirkungen auf den Menschen sowie die Natur erfolgen soll. Neben einem möglichst geringen Eingriff in das Landschaftsbild sollen Emissionen möglichst gering gehalten werden.

Über diese aufgezählten sehr hohen Ansprüche an das elektrische Energiesystem hinaus, gilt auch im elektrischen Energiesystem zu jeder Zeit das Naturgesetz des Energieerhaltungssatzes:

**„Energie kann nicht erzeugt oder vernichtet werden, sondern sie kann nur von einer Form in eine andere umgewandelt werden“**

Der Energieerhaltungssatz sagt aus, dass die Gesamtenergie eines abgeschlossenen Systems sich nicht mit der Zeit ändert. Zwar kann Energie zwischen verschiedenen Energieformen umgewandelt werden, es ist jedoch nicht möglich, innerhalb eines abgeschlossenen Systems Energie zu erzeugen oder zu vernichten: Die Energie ist eine Erhaltungsgröße. [1]

Für den Spezialfall des Elektroenergiesystems lässt sich daraus ableiten, da das Gesetz zu jedem Zeitpunkt und somit auch für zeitliche Änderungen gilt, dass zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorherrschen muss. Dies bedeutet, dass aus einem Netz nur so viel elektrische Energie entnommen werden kann, wie zeitgleich zugeführt wurde, da elektrische Netze bei Wechselstromübertragung kein bzw. kaum Speichervermögen besitzen.

$$P_{\text{erzeugt}} = P_{\text{verbraucht}} \quad (3-1)$$

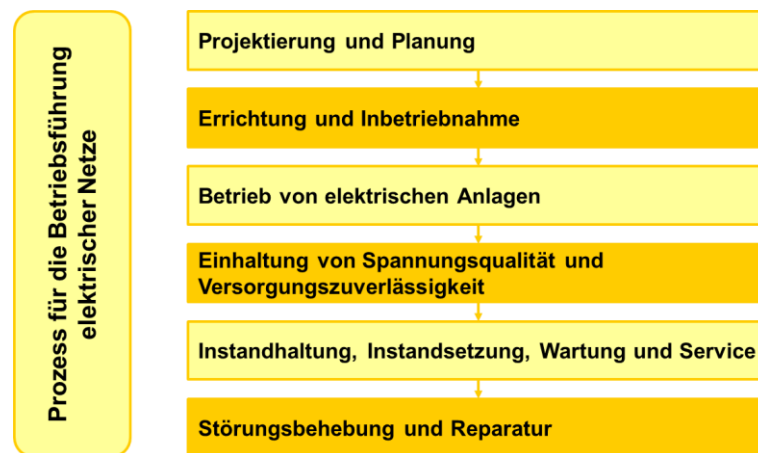
Der Bedarf an elektrischer Leistung (linker Teil der Formel 3-1) und in Folge die Entnahme elektrischer Energie aus dem System durch den Verbraucher ist nicht direkt steuerbar. Demzufolge kann ein Gleichgewicht nur durch die Leistungs- bzw. Energie-Anpassung durch



den Erzeuger oder Einspeiser erfolgen. Reicht diese Leistungseinspeisung bzw. Energiezufuhr nicht aus, kann es zu einer Instabilität im Netz und in Folge zu einem leistungsbedingten Netzzusammenbruch kommen. Die Lösung liegt in der bedarfsgerechten Betriebsführung und Regelung der Kraftwerke.

Den aufgezählten Attributen: sicher, zuverlässig, langfristig und kostenoptimal, in Bezug zur Lieferung von elektrischer Energie, liegt die Betriebsführung elektrischer Netze zu Grunde, die das beschriebene Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung in jedem betrachteten Netzteil herzustellen hat. Abweichungen müssen stabilisiert werden bzw. müssen sich stabilisieren lassen.

Die Betriebsführung elektrischer Netze lässt sich grob als mehrstufiger Prozess darstellen und kann mit den nachstehenden Punkten beschrieben werden:



Im Detail beinhaltet die Betriebsführung viele spezielle Unterpunkte wie Schaltleitung bzw. Lastverteilung (z.B. Energie-Management, Lastabwurf, ...), Störfallanalysen und Fehlersuche (z.B. Erdschluss- und Kurzschlussuche), Durchführung von Schaltheandlungen, Strombedarfsprognosen, Simulationen und Berechnungen (z.B. Lastfluss- und Kurzschlussrechnungen), Bedienung der Rundsteuerung, Organisation und Durchführung von Messungen, natürlich unter Berücksichtigung und Einhaltung der geltenden Gesetze, Vorschriften und Richtlinien.

Der zuverlässige Netzbetrieb ist dadurch gekennzeichnet, dass alle Betriebsmittel unter Beachtung der unterschiedlichen relevanten Betriebsfälle eine ausreichende Übertragungsfähigkeit bieten und darüber hinaus auch für auftretende Fehlerfälle

ausreichend strom- und spannungsfest bemessen sind. Wartungsarme und instandhaltungsfreundliche Betriebsmittel sind mitunter die Basis für eine einfache Betriebsführung.

### 3.2 Verpflichtung des Netzbetreibers

Die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinien der EU [34], [35], [67] in nationales Recht, in Form des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), verpflichtet seit 1998 die Elektrizitätsunternehmen zur Öffnung des Elektrizitätsmarktes für alle Kunden. Das österreichische Elektrizitätsrecht versteht sich als Grundgesetz, was im Zusammenhang mit dem EIWOG bedeutet, dass der Bund Grundsatzbestimmungen sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen vorgibt und die einzelnen Bundesländer die genauen Ausführungsbestimmungen in den Ausführungsgesetzen festlegen.

Das Kernelement der EU-Richtlinie und der national umgesetzten Landesgesetze ist die Umsetzung der „gesellschaftlichen Entflechtung“ oder „legal unbundling“, was für Unternehmen, die sowohl die Aufgabe des Netzbetriebes wahrnehmen aber auch als Erzeuger/Händler auftreten, bedeutet, getrennte Konten für Erzeugung/Handel, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten zu führen, sowie Ergebnisrechnungen und Bilanzen zu veröffentlichen.

Die Netzbetreiber für Übertragung und Verteilung elektrischer Energie müssen eine unabhängige Entscheidungsbefugnis im Zusammenhang mit

• **Betrieb**

• **Wartung**

• **Entwicklung / Ausbau**

des Netzes haben und sind verpflichtet, durch funktionelle bzw. organisatorische Entflechtung, unabhängig von Erzeugern und Händlern (dazu zählen auch Lieferanten) zu agieren. Diese Unabhängigkeit und die natürliche Monopolstellung der Netzbetreiber, unter Aufsicht der Regulierungsbehörde, soll gewährleisten, dass die Netzbetreiber sowohl den Kunden als auch den Erzeugern als Netzbenutzer, den Netzzugang gestatten, unabhängig der Interessen der Erzeuger des integrierten Unternehmens.

Durch den außerordentlichen Aufwand des Unbundlings für kleinere Unternehmen kommt in Österreich das Recht zur Anwendung, dass Elektrizitätsunternehmen mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden nicht organisatorisch und rechtlich entflochten sein

müssen. Demnach sind in Österreich 11 Verteilernetzbetreiber betroffen, die sich aus den 9 Landesgesellschaften und 2 kommunalen Unternehmen (Graz und Linz) zusammensetzen.

Um einen effizienten und nichtdiskriminierenden Netzzugang zu gewährleisten, wird der Trennung in Verteilung und Übertragung großer Wert beigemessen und bei vertikal integrierten Unternehmen der getrennte Betrieb von Übertragungs- und Verteilernetzen gefordert. Den Verteilernetzbetreibern werden neben Rechten auch Aufgaben und Verpflichtungen zuteil. Nach der Elektrizitätsbinnenmarktlinie der EU [35] umfassen die Aufgaben:

- Unterlassung jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern.
- den Netzbenutzern ist die Information zu einem effizienten Netzzugang bereitzustellen.
- Zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven im Netz muss die Beschaffung nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren erfolgen.
- Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und effizienten Elektrizitätsverteilersnetzes unter Beachtung des Umweltschutzes.
- Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.

In der Umsetzung des EIWOG in die Landesgesetze werden auch noch weitere Ziele festgelegt, so z.B., dass „elektrische Energie kostengünstig, ausreichend, dauerhaft, flächendeckend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen“ ist. Weiters werden z.B. die Forderungen bzw. Pflichten an die Verteilernetzbetreiber konkreter ausgedrückt und auch technische Verpflichtungen festgehalten. So wird z.B. die Pflicht „zum Betrieb und der Instandhaltung der Netze“ und weiters „zur Abschätzung der Lastflüsse und Prüfung der Einhaltung der technischen Sicherheit des Netzes“ festgelegt und im Zusammenhang zum Netzausbau festgehalten, „Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden;“

Zum Beispiel im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz von Oberösterreich [36] wird darüber hinaus geregelt, dass der Netzbetreiber „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Übertragungs- oder Verteilernetz unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten und in diesem Zusammenhang für die Bereitstellung der Hilfsdienste zu sorgen [hat], wobei das (n-1)-Kriterium bei der Errichtung, beim Betrieb und der Erhaltung der Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetze anzustreben ist.“ und es wird weiters festgehalten, dass „langfristige Planungen für den Netzausbau durchzuführen“ sind, wobei für die langfristige Planung des Netzausbau die Gegenüberstellung des tatsächlichen und prognostizierten Verbrauchs der Behörde jährlich anzuzeigen sind und die Behörde sich das Recht einräumt langfristige Netzplanungen anzuordnen.

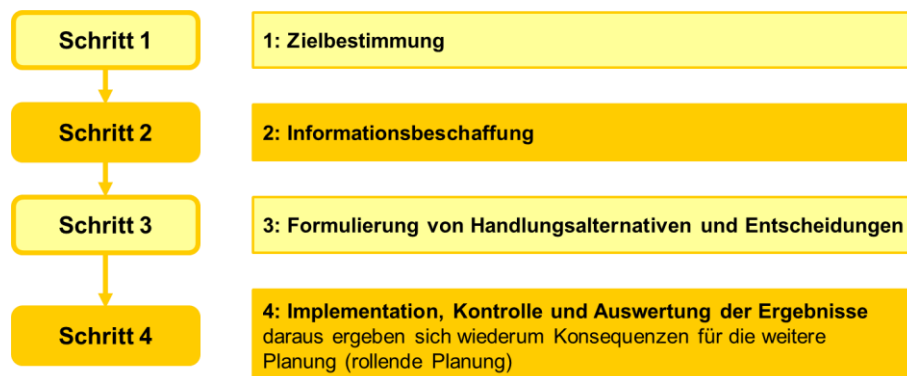
### 3.3 Planung und Planungskriterien

#### 3.3.1 Grundsätzliches zur Planung

In der Enzyklopädie [42] wird Planung definiert als der geistige, auch organisatorisch und institutionell ausgeformte Vorgang, durch Abschätzungen, Entwürfe und Entscheidungen festzulegen, auf welchen Wegen, mit welchen Schritten, in welcher zeitlichen und organisatorischen Abfolge, unter welchen Rahmenbedingungen und schließlich mit welchen Kosten und Folgen ein bestimmtes Ziel erreicht werden soll.

Planung stellt demnach den Versuch dar, die Zufälligkeit, die Vielfalt möglicher Alternativen und die Zukunftsunsicherheit, auch das Nichtwissen über mögliche Nebenfolgen und Rückkopplungseffekte von Handlungen so zu reduzieren, dass Risiken minimiert werden und eine möglichst zieladäquate Handlungsauswahl erreicht wird. [42]

Aus der verbalen Beschreibung von Planung lässt sich weiters ableiten, dass Planung im Allgemeinen sich in vier Schritte untergliedern lässt:



Anhand unterschiedlicher Kriterien kann Planung begrifflich differenziert werden z.B. nach dem Zeitraum (kurz-, mittel- und langfristig) oder nach Zielvorgaben und in diesem Sinn lässt sich die längerfristige Planung elektrischer Netze in unterschiedliche Zeithorizonte unterteilen (vgl. auch 4.1.2):

- operative Planung (Netzausbauplanung): 3 bis 10 Jahre
- strategische Planung (Grundsatzplanung, Ausblickplanung): > 10 Jahre

### 3.3.2 Axiome und Planungskriterien

Bezogen auf die Kontrolle und Auswertung im 4. Schritt des dargestellten Prozesses der Planung lässt sich die Netzplanung als eine Optimierungsaufgabe darstellen, die eine große Zahl und teilweise auch sehr unterschiedliche bzw. auch konträre Teilziele zugleich verfolgt. Wesentliche Teilziele sind unter Beachtung sicherheitstechnischer Bestimmungen und rechtlicher Auflagen:

1. die Funktion des Netzes unter Einhaltung technischer Randbedingungen (z.B. Belastbarkeit der Netzelemente und Spannungshaltung), um die Übertragungs- und Verteilungsaufgabe zu erfüllen
2. die Zuverlässigkeit der technischen Funktion (z.B. möglichst geringe Ausfallhäufigkeit, kurze Ausfalldauer und Vermeidung von Folgefehlern)
3. die Wirtschaftlichkeit des Netzes mit minimalen Errichtungs- und Betriebskosten
4. die Umweltverträglichkeit

Die Optimierung einer Aufgabe mit sehr schwer quantifizierbaren bzw. nicht einheitlich messbaren (mitunter auch mit sehr starken örtlichen und zeitlichen Variationen) Eigenschaften lässt sich nicht durch eine direkte Zielfunktion und in diesem Sinn nicht durch ein analytisches Modell beschreiben. Stattdessen gilt es, sich mittels theoretischen Modellen und Annahmen sowie Erkenntnissen einem Optimum zu nähern, wie in der Abbildung 3.1 unter Anwendung der dargestellten vier Schritte der Planung in Form eines Flussdiagramms dargestellt wird.

Die Informationsbeschaffung im Rahmen der Festlegung der Randbedingungen stellt den wesentlichsten Teil des Prozesses dar (zu berücksichtigen sind Informationen bezüglich des bestehenden Netzes, Erzeugungsausbau und -einsatz, Lastentwicklung und -verhalten, Trassen und Standorte, Zuverlässigkeitsniveau, technische und ökonomische Kennziffern der Netzelemente, Netzanlagen und des Netzbetriebes, Richtlinien, Normen, Vorschriften, Gesetze und Verträge, Umweltbedingungen, ...), da auf dieser Basis mit geeigneten Modellen unterschiedliche Varianten zu erarbeiten und iterativ zu verbessern sind.

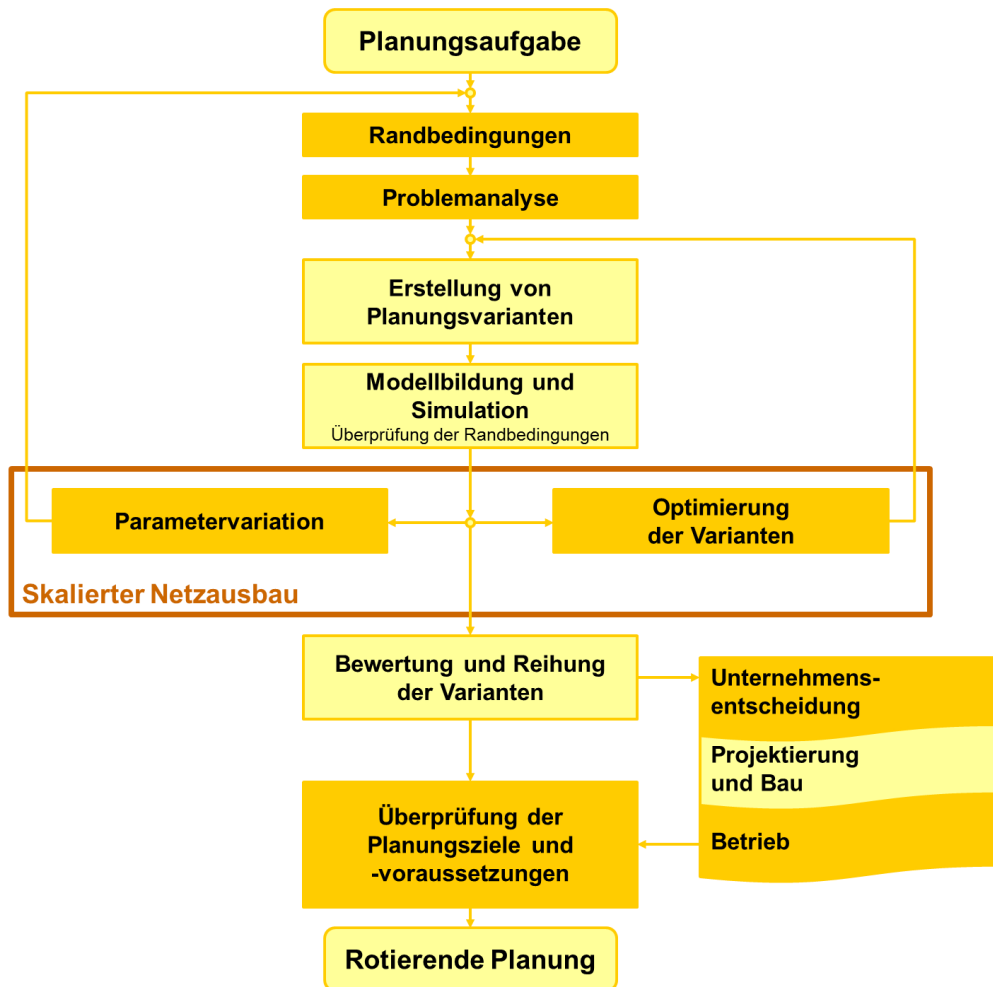


Abbildung 3.1: Strukturablauf in der Planung von elektrischen Netzen (abgeleitet von [47])

Als Grundlage für die Entscheidungen im Planungsprozess gilt es objektive und nachhaltige Grundforderungen im Sinne eines schlüssigen Axiomensystems mit allen Mindest-Anforderungen und -Herausforderungen aufzustellen.

Im Sinne der dargestellten Ziele und Teilziele lassen sich die Axiome der Netzplanung [6] wie folglich darstellen:

- Es muss ständig ein Gleichgewicht zwischen den Einspeisungen in dem betrachteten Netz und den Belastungen darin herrschen. Abweichungen vom Gleichgewicht müssen stabilisiert werden können
- Alle Betriebsmittel müssen eine ausreichende Übertragungsfähigkeit für alle relevanten auftretenden Betriebsfälle bieten
- Alle Betriebsmittel müssen auch im Störfall den dynamischen Beanspruchungen standhalten
- Das Netz muss eine einfache Betriebsführung im regulatorischen Rahmen gestatten

Die Betriebsmittel müssen wartungsarm und instandhaltungsfreundlich sein

Das betrachtete Netz muss eine hinreichende Spannungsqualität und Versorgungssicherheit bieten

Die Isolationsfestigkeit der Komponenten muss den auftretenden Spannungen gewachsen sein (Überspannungsbeständigkeit)

Gesetze und Vorschriften müssen erfüllt werden

Der Lösungsvorschlag muss realisierbar und mit dem System verträglich sein

Die Forderungen von Kunden müssen berücksichtigt werden

Soziale und politische Verträglichkeit sind zu beachten

Die Wirtschaftlichkeit ist entsprechend zu berücksichtigen

Die Versorgung mit elektrischer Energie muss sicher sein

Aus den dargestellten Axiomen lassen sich in der Folge die wesentlichsten Planungskriterien identifizieren, nach welchen elektrische Netze zu planen sind:

**Lastfluss und Belastbarkeit der Betriebsmittel (bei Normalbetrieb)**

**Spannungsqualität (z.B. Netzurückwirkungen, Spannungsband)**

**Zuverlässigkeit und Netzschutz**

**Netzverluste**

**Wirtschaftlichkeit (z.B. einfache Wartbarkeit)**

Die angeführten Kriterien und Bedingungen bilden die Grundlage, die es in allen Netzebenen zu beachten gilt und werden in den folgenden Kapiteln (4.1 bis 4.4) näher erläutert und folglich in 4.5 unter realitätsnahen Bedingungen verdeutlicht. Im Kapitel 5 werden speziell die Ökonomie sowie einzelne ausgewählte Fokusfelder in den Kontext zu den dargestellten Planungskriterien gesetzt und betrachtet.

Darüber hinaus ergeben sich aber auch noch netzebenenspezifische Rahmenbedingungen, welche zu berücksichtigen sind. Während z.B. elektromechanische Einschwingvorgänge und



Ausgleichsvorgänge in der Hoch- und Höchstspannung eine wesentliche Rolle in der Dimensionierung tragen, können sie auf Verteilerebene (Mittel- und Niederspannung) weitgehend vernachlässigt werden. Anders als in der Hoch- und Höchstspannung gilt es, im Verteilernetz (Strahlennetz) bei z.B. Lastanstieg, das Versorgungsgebiet in Teilnetze aufzugliedern und spezifisch zu betrachten. Auf diese Weise lassen sich noch eine ganze Reihe weiterer Unterscheidungen treffen.

Durch die Tatsache, dass der wesentlichste Teil der elektrischen Energie über das Verteilernetz übertragen und verteilt wird, sind Nieder- und Mittelspannungsnetze besonderes zu betrachten. Einfache Randbedingungen wie z.B.

- wenige unterschiedliche Betriebsmittel (z.B. wenig unterschiedliche Leitungsquerschnitte, )
- einfacher Netzaufbau (z.B. offen betriebene Ringnetze)
- bedachte Spannungsebenenwahl

können sich positiv auf Investitions- und Betriebskosten auswirken, ohne die Versorgungszuverlässigkeit zu beeinflussen.

## 3.4 Aufbau von elektrischen Netzen

### 3.4.1 Netztopologie

Im Laufe der Zeit haben sich in der öffentlichen Stromversorgung unterschiedliche Spannungsebenen entwickelt, welche abhängig vom Niveau der Nennspannung gruppiert werden können. Wie in der nachstehenden Tabelle 3.1 dargestellt, erfolgt die Gliederung in sieben Unterteilungen/Netzebenen (NE), wobei die ungeraden Zahlen die Leitungen und die geraden Zahlen die Umspannungsebenen beschreiben.

Als den Bereich der „Niederspannung“ (NS) bezeichnet man Wechselspannungen mit der Spannung kleiner gleich 1000 V. In verschiedenen Normen (z.B. [14]) aber auch im üblichen Sprachgebrauch, werden Spannungen über 1000 V (1 kV = 1 Kilovolt) als „Hochspannung“ (HS) bezeichnet, welcher aber nicht immer einheitlich verwendet wird. In der öffentlichen Stromversorgung wird der Bereich von 1 kV bis 36 kV im Allgemeinen als „Mittelspannung“ (MS) und darüber als Hochspannung bezeichnet. Für die Übertragung großer elektrischer Leistungen in der Energieübertragung wird für die Spannungen größer gleich 220 kV der Begriff Höchstspannung verwendet (vgl. dazu [10]).

Speziell in der Nieder- und Mittelspannung gibt es neben den in der Tabelle 3.1 aufgelisteten Nennspannungen weitere Zwischenwerte (z.B. in Industrienetzen), die dann in ihrer Funktion und Gestaltung den Netzebenen zuzuordnen sind.

Die Klassifizierung der Netze kann über die Unterteilung in Netzebenen hinaus noch in die Primär- und Sekundärverteilung unterteilt werden. Das Übertragungsnetz (NE1) für den internationalen und nationalen Energieaustausch bis hin zur Versorgung von Ballungszentren und schwerer Industrie (NE3) kann der Primärversorgung zugeteilt werden. Die regionale und lokale Versorgung mit Verteil- oder Verteilungsnetzen (NE5 und NE7) von Industrie, Gewerbe, Handel, Landwirtschaften, öffentlichen Einrichtungen und Haushalten kann durch die Sekundärverteilung beschrieben werden, wobei eine klare Trennung von Primär- und Sekundärverteilung nur schwer möglich ist.

Außerhalb von Städten gibt es in der Mittelspannung häufig gemischte Kabel-Freileitungsnetze, wobei der Trend in der Verteilungsebene (NE7 und NE5) aus Gründen des Landschaftsschutzes und auch wegen der geringen Anfälligkeit gegen atmosphärische Entladungen, klar bei der Verkabelung liegt. In den Netzebenen 3 und 1 ist der Kabelanteil tendenziell wachsend, jedoch noch gering.

Netzebene	Nennspannung $U_n$ in kV	Anmerkungen
1	400 (380): 230 (220)	Höchstspannung 380/220 kV, einschließlich 380/220 kV-Umspannung
2		Umspannung Hoch-/Höchstspannung
3	110 60	Verteil-, Übertragungsnetz alte ländliche Stromversorgung
4		Umspannung Hoch-/Mittelspannung
5	30; 25 20 10 6; 5; 3	Mittelspannung regional Ländliche Freileitungen und Kabel Städtische Kabelnetze Industrie-, auch alte Stadtversorgung
6		Umspannung Mittel-/Niederspannung
7	0,4 0,48; 0,69; 0,99	öffentliche Niederspannung speziell für Industrie

Tabelle 3.1: Netzebenen der öffentlichen Stromversorgung in Österreich

Durch die langjährige Entwicklung und Entstehung der aktuellen Elektrizitätsversorgung und -aufbringung/-erzeugung, hat sich aus historischen Gründen das bestehende elektrische Energiesystem sehr stark als Großtechnologie mit zentraler Ausrichtung ausgebildet (siehe Abbildung 3.2). Der Lastfluss von Großkraftwerken und starken Hochspannungsleitungen in der höchsten Netzebene abwärts bis in die Verteilebene zu den Haushaltsanschlüssen stellte die Basis des Elektroenergiesystems dar.

Natürlich kommen auch schon seit sehr langer Zeit dezentrale Erzeugungsanlagen zum Einsatz, welche ursprünglich meist in Unternehmen zur Verwertung allfälliger Nebenprodukte (z.B. Rest-Holz und Rinde als Brennstoff aus der Sägeindustrie) dienten oder auch um die für den Systemprozess notwendige thermische Energie (z.B. für Trockenprozesse und Dampf) zu erzeugen bzw. zusätzlich zur Eigenstromerzeugung oder zur Abdeckung teurer Lastspitzen. Derartige Anlagen wurden in der Regel in räumlich getrennten und im Besitz des Anlagenbetreibers befindlichen eigenständigen elektrischen Verteilernetzen betrieben.

Mit Bedacht auf den wirtschaftlichen/ökonomischen und ökologischen Umgang mit Energie sind mit den Möglichkeiten zur Nutzung von Prozesswärme und den verteilten biogenen Ressourcen dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in den vergangenen Jahren sehr stark in das Zentrum des öffentlichen Interesses gerückt. Um zusätzlich zum nachhaltigen Umgang mit Energie die von vielen Seiten gewünschte (fossile) Unabhängigkeit von übergeordneten

Systemen zu erlangen, müssen durch die neuen Anforderungen auch system- und gerätetechnische Konzepte für den bidirektionalen Lastfluss, dem Betrieb eigenständiger elektrischer Kleinnetze, Inselnetze und dergleichen entwickelt und angewandt werden.

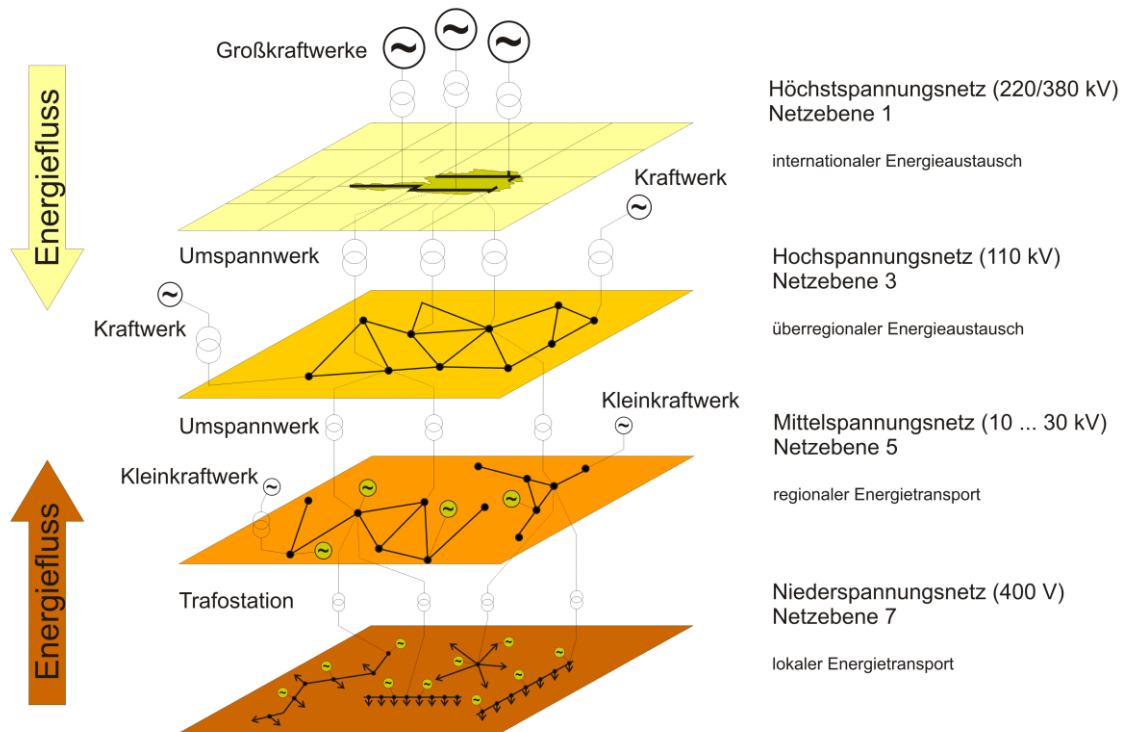


Abbildung 3.2: Prinzipdarstellung der Netzebenen im Drehstrom-Übertragungs- und Verteilernetz

### 3.4.2 Netzformen, -arten

Die Struktur eines Stromnetzes trägt wesentlichen Anteil an den Kosten, die sich aus Aufwand der Planung, Erhaltung und der Betriebsführung zusammensetzen. In Abwägung der zu versorgenden Leistungsdichte und einer Kosten-Nutzen Abschätzung soll, unabhängig von der Netzebene (insbesondere jedoch in den übergeordneten Netzebenen 1 und 3), die Netzstruktur so aufgebaut werden, dass durch den Ausfall eines einzelnen Elementes die Versorgung möglichst nicht unterbrochen und es in Folge zu keinen Ausfällen kommt. Die Einhaltung dieser Sicherheitsmaxime, bezeichnet als (n-1)-Ausfallkriterium (siehe dazu auch Definition in Kapitel 3.6), gilt als üblicher Standard, der historisch gewachsen und als langjährig erprobt und bewährt gilt. [46], [47]

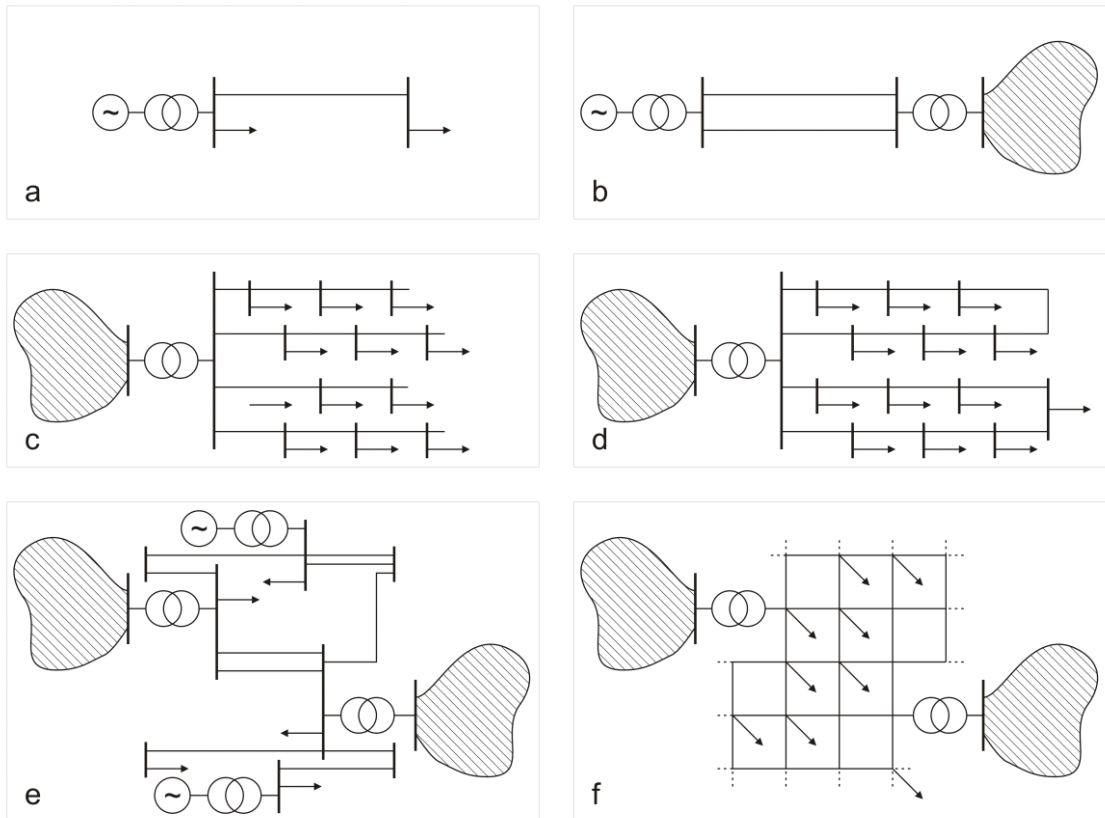


Abbildung 3.3: Verschiedene Netzformen (eigene Darstellung auf Basis verschiedener Quellen)

a	einseitig gespeiste Stichleitung	b	Zweiseitig gespeiste Stichleitung
c	Stickleitungsnetz	d	Ringnetz
e	vermaschtes Netz	f	Maschennetz

Tabelle 3.2: Tabellarische Auflistung verschiedener Netzformen (ergänzend zu Abbildung 3.3)

### Niederspannung

Den wesentlichsten Anteil an elektrischen Verbrauchern im Elektrischen Energiesystem stellen Niederspannungsgeräte dar, deren Versorgung über das Niederspannungsnetz erfolgt. Das Niederspannungsnetz (NE7) wird im Wesentlichen durch Netzstationen aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz versorgt und unterscheidet sich zu den übergeordneten Netzebenen neben dem anderen Spannungsniveau darin, dass in der Niederspannung das 4-Leitersystem angewendet wird, um auch einphasige Verbraucher versorgen zu können. Im öffentlichen Bereich beträgt die Nennspannung für 3-phasige Verbraucher üblicherweise 400 V und für 1-phasige Verbraucher 230 V (genormt/geregelt z.B. in [12]). Da bei dieser Spannung jedoch nur Verbraucher bis rund 300 kW

zulässig/(wirtschaftlich möglich) sind, werden z.B. in Industrienetzen mit höheren Lasten auch noch Nennspannungen wie 480 V, 690 V, 990 V, usw. verwendet.

Die Wahl der Netzstruktur/-form wird vorwiegend nach dem Parameter der Lastdichte (Summe der Lasten bezogen auf die Fläche) und unter dem Gesichtspunkt der Kosten entschieden. Vor allem in ländlichen Gebieten mit sehr niedrigen Lastdichten (dünnere Besiedelung) werden Freileitungs-Strahlennetze verwendet, die günstiger sind als Lösungen für hohe Leistungsdichten die meist als Kabelnetze ausgeführt werden.

Strahlennetze (Abbildung 3.3 a) werden üblicherweise von einer einzelnen Netzstation versorgt und bestehen aus einer Reihe von verzweigten Leitungen. Der Vorteil des einfachen und übersichtlichen Aufbaus birgt gleichzeitig den Nachteil, dass beim Zuschalten großer Lasten oder bei Unterbrechungen, viele nachstehende Verbraucher beeinflusst bzw. nicht mehr versorgt werden können. Sonderformen von Strahlennetzen sind z.B. Anschluss- oder Stummelnetze, welche kurze Strahlennetze oder Stichleitungen sind, an die jeweils nur eine oder wenige große Lasten angeschlossen sind.

Die strukturelle Schwäche von Strahlennetzen kann dadurch behoben werden, indem Leitungsverbindungen zu benachbarten Netzen hergestellt werden, die im Falle eines Fehlers geschlossen werden können und auf diese Art die Stichleitung rückwärtig speisen. Kostengesichtspunkte entscheiden über das Maß und Anzahl dieser Verbindungen.

Im urbanen Gebiet werden zur Versorgung der Gebäude häufig auf beiden Seiten der Straßen elektrische Leitungen/(Kabeln) verlegt, die sich in Folge auch zu einer Ringleitung (Abbildung 3.3 d) verbinden lassen. Im Normalbetrieb wird eine Ringleitung in der elektrischen Mitte aufgetrennt und als Strahlennetz betrieben, mit dem Vorteil, dass im Fall eines Fehlers durch Schließen des Ringes und Freischalten der fehlerhaften Strecke, alle Verbraucher wieder versorgt werden können. Demzufolge erhöht sich bei Ringnetzen gegenüber Strahlennetzen die Eigensicherheit, welche sich durch einen steigenden Vermaschungsgrad noch weiter steigern lässt.

Netze mit einer Vielzahl von Verbindungen zu benachbarten Leitungen (Maschen) und mehreren Einspeisepunkten, werden als Maschennetze (Abbildung 3.3 f) und bei einem geringeren Vermaschungsgrad als vermaschte Netze (Abbildung 3.3 e) bezeichnet. Bei beiden Typen wird vorausgesetzt, dass im Normalbetrieb die Mehrzahl der vorhandenen Trennstellen auch geschlossen ist. Den Vorteilen der höheren Eigensicherheit, besseren Spannungskonstanz und geringerer Netzverluste steht der Nachteil, dass große Maschennetze nach einem Zusammenbruch nur wieder schwer in Betrieb zu nehmen sind, gegenüber.

## **Mittelspannung**

Das Mittelspannungsnetz (NE5) wird vorwiegend über Umspannwerke mit Umspannern/Transformatoren der Größenordnung von 30 MVA aus dem übergeordneten Hochspannungsnetz versorgt und dient vorwiegend zur Verteilung elektrischer Energie an die untergelagerten Niederspannungsnetze. Die Nennspannung wird meist abhängig von der Lastdichte gewählt, was im Fall von ländlichen Gebieten Nennspannungen von 20 oder 30 kV und in Städten von 10 kV bedeutet. Bei der Wahl der Art der Übertragungsleitung gibt es am Land einen großen Anteil an Freileitungen, jedoch mit einem starken Trend zu Kabeln, welche in Städten beinahe ausschließlich verwendet werden.

Die wesentlichste Netzform in der Mittelspannung stellt das Ringnetz dar, welches im Normalbetrieb, wie in den Niederspannungsnetzen, meist als offener Ring (zwei Strahlennetze) betrieben wird, wodurch im Fehlerfall durch Verbinden der Trennstelle und Freischalten des Fehlers, die Versorgung des untergelagerten Netzes aufrechterhalten werden kann.

Um das Maß an Eigensicherheit zu erhöhen, wird im Umspannwerk oft ein zusätzlicher Transformator oder im Netz eine Kupplungsmöglichkeit mit einer oder mehreren Leitungen zu anderen Umspannwerken eingesetzt.

In Industrienetzen treten neben den genannten Spannungen auch noch Nennspannungen wie 3 und 6 kV auf, mit dem Vorteil, dass große Lasten (meist Motoren) die durch das Niederspannungsnetz nicht mehr versorgt werden können, noch mit verhältnismäßig geringen (Isolations-)Mehraufwand gebaut werden können.

## **Hoch- und Höchstspannung**

Das Hochspannungsnetz (NE3) hat die Aufgabe das Mittelspannungsnetz zu versorgen, verbindet die („großen“) Kraftwerke mit den Umspannwerken, ist die Transport-Verbindung zu benachbarten Netzbetreibern und übernimmt auf Grund der steigenden Leistungsdichten in den Ballungszentren immer mehr Verteilernetzaufgaben. Mit der üblichen Nennspannung von 110 kV wird es neben den Kraftwerken im Netzgebiet, überwiegend mit Transformatoren (ca. 100 MVA) aus dem Höchstspannungsnetz versorgt und hat keine direkten Verbraucher.

Im Höchstspannungsnetz (NE1) sind die Nennspannungen 400 und 230 kV (früher 380 und 220 kV) üblich und es dient zur Versorgung der Hochspannungsebene und dem internationalen Energieaustausch.

Sowohl das Hoch- als auch das Höchstspannungsnetz gelten trotz der vergleichsweise einfachen Struktur als besonders sicher. Die überwiegend parallele Führung der Leitungen, die besonders intensive Wartung der Betriebsmittel und der hohe Automatisierungsgrad in der Netzbetriebsführung bringen diesen beiden Netzebenen eine sehr hohe Verfügbarkeit ein.



### 3.5 Sternpunktbehandlung

#### 3.5.1 Sternpunktbehandlung in der Hoch- und Mittelspannung

##### 3.5.1.1 Einleitung zur Sternpunktbehandlung

Im Drehstromsystem lässt sich bei einem Transformator in Sternschaltung (oder auch Sternpunktbildner) der Sternpunkt auf verschiedene Möglichkeiten in Bezug zum Erdpotenzial stellen, welche mit dem Überbegriff Sternpunktbehandlung zusammengefasst werden. Obwohl es erst im Fehlerfall und bei unsymmetrischer Belastung zu Auswirkungen auf Betriebsmittel kommt, hat die Sternpunktbehandlung wesentlichen Anteil an der Dimensionierung und Gestaltung von elektrischen Netzen.

Neben der Möglichkeit, den Sternpunkt isoliert zu behandeln, gibt es noch die Möglichkeit den Sternpunkt mit unterschiedlichen Reaktanzen, Resistenzen oder direkt gegen Erde zu verbinden (Abbildung 3.4). [43]

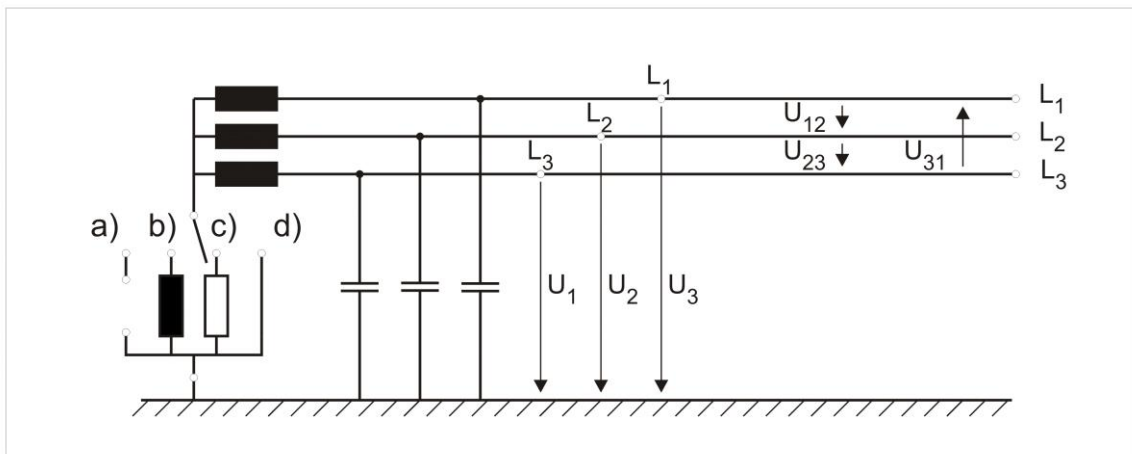


Abbildung 3.4: Darstellung der unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen im Drehstromnetz

a)	Netz mit isoliertem Sternpunkt	b)	Netz mit Erdschlusskompensation
c)	Netz mit niederohmiger Sternpunkt-erdung	d)	Netz mit starr geerdetem Sternpunkt

Tabelle 3.3: Tabellarische Erläuterung zu verschiedener Sternpunktbehandlungen (ergänzend zu Abbildung 3.4)

##### 3.5.1.2 Netze mit isoliertem Sternpunkt

Bei Netzen mit isoliertem oder freiem Sternpunkt treten bei einem einfachen Erdschluss Ströme auf, deren Höhe sich durch die Kapazitäten der Kabeln und Freileitungen ergibt. Die

beiden unbeeinflussten Leiter nehmen beim Erdschluss den Wert der Außenleiterspannung (verkettete Spannung) als Spannung gegen Erde an (Abbildung 3.5).

Erdschlüsse treten in der Folge einer Unterschreitung der Isolationsstrecke auf, die entweder durch Verringerung der Strecke (z.B. Isolationsdurchbruch, verschmutzter Isolator, Ast fällt in Leitung, ...) oder durch Erhöhung der Spannung (z.B. Schalthandlungen im Netz, Blitz, ...) stattfinden und äußern sich meist als Lichtbögen. Lichtbögen, die nicht beim ersten Stromnulldurchgang verlöschen und durch die wiederkehrende Spannung immer wieder neu zünden, auch als intermittierende Erdschlüsse bezeichnet, beanspruchen die Isolation durch jede Neuzündung besonders. Durch die andauernde Anhebung der Spannung in den gesunden Leitern bzw. durch die transiente Belastung, kommt es zu starker Beanspruchung der Betriebsmittel und die Gefahr von Doppel- oder Mehrfachschlüssen erhöht sich.

Zu beachten ist, dass bei einpoligen Fehlern (Erdschluss) in Netzen mit isoliertem Sternpunkt trotz des Fließens eines Fehlerstromes unter Umständen der übliche Leitungsschutz nicht anspricht. Der Erdschlussstrom hängt von der Kapazität und damit von der Netzgröße ab und beträgt im Fall von Freileitungsnetzen (Betriebsspannung 10 bis 110 kV) ca. 3 bis 15 A pro 100 km und ist in Kabelnetzen mit ca. 100 bis 200 A pro 100 km wesentlich höher.

Da nach den Normen ÖVE/EN E 8001 [21] bzw. ÖVE/EN E 8383 [22] die Spannung gegen Erde begrenzt ist, muss auch in Netzen mit isolierten Sternpunkt auf eine gute Erdung geachtet werden. Die Größe des isolierten Netzes ist somit durch den maximal zulässigen Erdschlussstrom und den ungünstigsten Erdungswiderstand begrenzt. Anwendung finden daher Netze mit isoliertem Sternpunkt vorwiegend in kleinen Mittelspannungsnetzen wie z.B. räumlich eng begrenzten Verteilernetzen oder Eigenbedarfsnetzen.

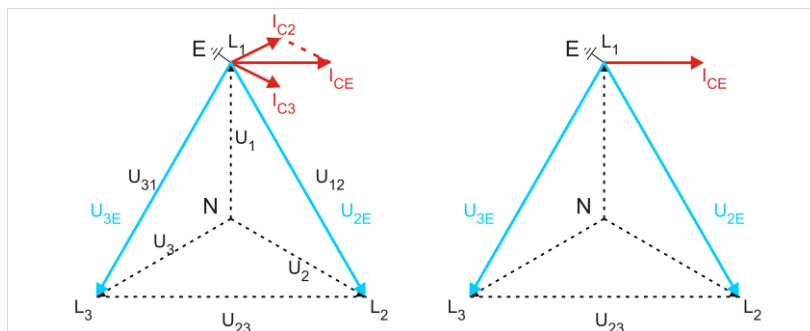


Abbildung 3.5: Einpoliger Erdschluss bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt (links: an der Übergabestelle (Sammelschiene); rechts: an der Fehlerstelle)

### 3.5.1.3 Netze mit Erdschlusskompensation

Um den kapazitiven Erdschlussstrom mit einem gleich großen induktiven Strom zu kompensieren, werden nach der Idee und Erfindung von Petersen, die Sternpunkte in Netzen mit Erdschlusskompensation mit Erdschlusslöschspulen oder Petersen-Spulen ausgestattet. Bei ausgeglichener Blindstrombilanz an der Fehlerstelle (kapazitiver und induktiver Blindstrom sind annähernd gleich groß), fließt nur mehr ein kleiner Reststrom, der aus dem Wirkstrom und den nicht kompensierten Oberschwingungen besteht.

Anders als in Freileitungsnetzen, verlöscht in Kabelnetzen der Erdschluss-Lichtbogen nicht bereits nach dem ersten oder zumindest einem der ersten Stromnulldurchgänge. Durch den geringen Reststrom an der Fehlerstelle bleibt jedoch auch in Kabelnetzen genug Zeit um den Fehler zu orten und in Folge selektiv abzuschalten bzw. freizuschalten. Aufgrund der Belastung durch die Spannungsanhebung in den gesunden Leitern (die betroffene Phasenspannung wird Null - siehe dazu auch Abbildung 3.6), soll die Zeit für die Fehlersuche und -ortung dennoch möglichst kurz sein und darüber hinaus ist sie auch durch die thermische Belastbarkeit der Petersen-Spule begrenzt.

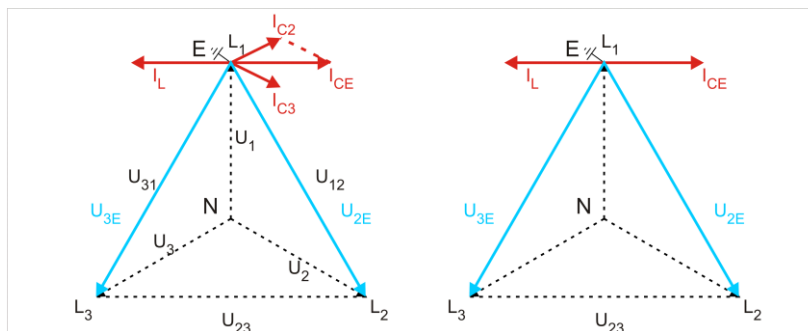


Abbildung 3.6: Einpoliger Erdschluss bei kompensierten Netzen (links: an der Übergabestelle (Sammelschiene); rechts: an der Fehlerstelle)

### 3.5.1.4 Netze mit niederohmiger Sternpunkterdung

Ist der Sternpunkt des Netzes direkt oder über strombegrenzende Impedanzen (Wirk- oder Blindwiderstände) gegen Erde verbunden, bezeichnet man dies als starre oder niederohmige Sternpunkterdung. Abhängig von der Netzimpedanz, insbesondere der Nullimpedanz von Leitungen, Transformatoren und gegebenenfalls der Sternpunktimpedanz, haben die Ströme bei einem einpoligen Erdkurzschluss (Leiter-Erde Fehler) den Charakter von Kurzschlussströmen und müssen vom Schutz erkannt und sofort abgeschaltet werden.

Durch die möglichen hohen Ströme bei einem Erdkurzschluss, werden die Betriebsmittel bei starrer Erdung im Netz sowohl mechanisch auch als thermisch stark beansprucht, können

jedoch durch dämpfende Widerstände zwischen Sternpunkt der Betriebsmittel und Erde auf technisch und wirtschaftlich günstigere Werte reduziert werden.

Um ein sicheres Ansprechen des Netzschutzes zu gewährleisten, muss der Schutz neben einer dreipoligen Anregung für alle möglichen Betriebszustände ausgelegt sein. Im Vergleich zu isolierter, kompensierter und strombegrenzter Sternpunktbehandlung ist die Isolationsbeanspruchung bei der starren Erdung niedriger und bringt weiters den Vorteil, dass fehlerbehaftete Netzteile ohne aufwendiger Suche selektiv herausgeschaltet werden, allerdings auch mit dem Nachteil, dass auch einpolige Fehler die Versorgung unterbrechen.

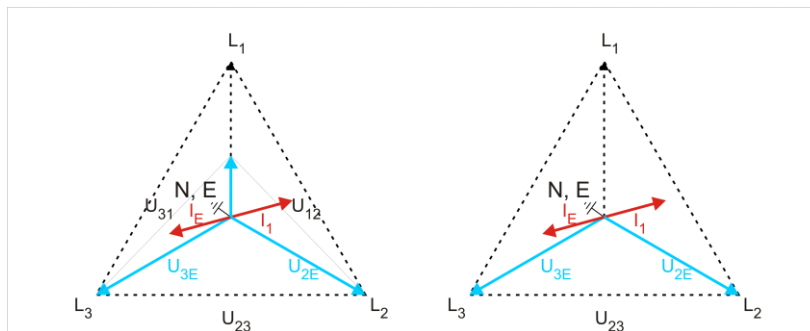


Abbildung 3.7: Einpoliger Erdschluss bei niederohmiger Sternpunktterdung (links: an der Übergabestelle (Sammelschiene); rechts: an der Fehlerstelle)

### 3.5.2 Sternpunktbehandlung in der Niederspannung

#### 3.5.2.1 Einleitung zur Sternpunktbehandlung

Die Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen ist in Österreich gesetzlich durch die Nullungsverordnung von 1998 [23] geregelt. Bis 2008 mussten, von einigen besonderen Ausnahmen abgesehen, Niederspannungsnetze als TN-Systeme ausgeführt werden und damit sind alle 400-V-Sternpunkte starr zu erden.

Das Netzsystem umfasst die Gesamtheit aller Leitungen und sonstigen Anlagen von der Stromquelle bis zu den Verbrauchern einschließlich aller Erderverbindungen [24].

Die Ausführung der Erderverbindungen ist maßgebend für die im Netz zur Anwendung kommende Fehlerschutzmaßnahme und ist gekennzeichnet durch zwei bis vier Kurzzeichen (siehe dazu auch Tabelle 3.4).

1. Buchstabe	2. Buchstabe	Weitere Buchstaben
Erdung der Stromquelle	Erdung der Körper	Anordnung des Neutral- und PE-Leiters
T ... Direkte Erdung (Terra = Erde)	T ... Körper direkt geerdet	S ... Neutral- und PE-Leiter sind getrennt geführt (separated)
I ... Isolierung der aktiven Teile	N ... Körper direkt mit der Betriebserdung der Stromquelle verbunden	C ... Neutral- und PE-Leiter gemeinsam als PEN-Leiter geführt (combined)

Tabelle 3.4: Kurzzeichen für die Beschreibung der Fehlerschutzmaßnahme in einem Netzsystem

### 3.5.2.2 TN-System

Ein TN-System ist ein Netzsystem oder ein Teil davon, in dem ein Punkt (ein Systemleiter) über Betriebserder niederohmig geerdet ist, einschließlich jener Verbraucheranlagen, in denen die Körper der elektrischen Betriebsmittel über PE- bzw. PEN-Leiter mit dem Betriebserder verbunden sind. Je nach Anordnung dieses PE-Leiters unterscheidet man drei Arten von TN-Systemen:

- (1) TN-S-System: PE-Leiter und Neutralleiter sind im gesamten System getrennt geführt (siehe Abbildung 3.8).
- (2) TN-C-System: Die Funktionen von PE-Leiter und Neutralleiter sind in einem einzigen Leiter (dem PEN-Leiter) zusammengefasst (siehe Abbildung 3.9).
- (3) TN-C-S-System: Die Funktionen von PE-Leiter und Neutralleiter sind nur in einem Teil des Systems in einem einzigen Leiter (dem PEN-Leiter) zusammengefasst, im übrigen Teil des Systems werden diese Leiter getrennt geführt (siehe Abbildung 3.10). [24]

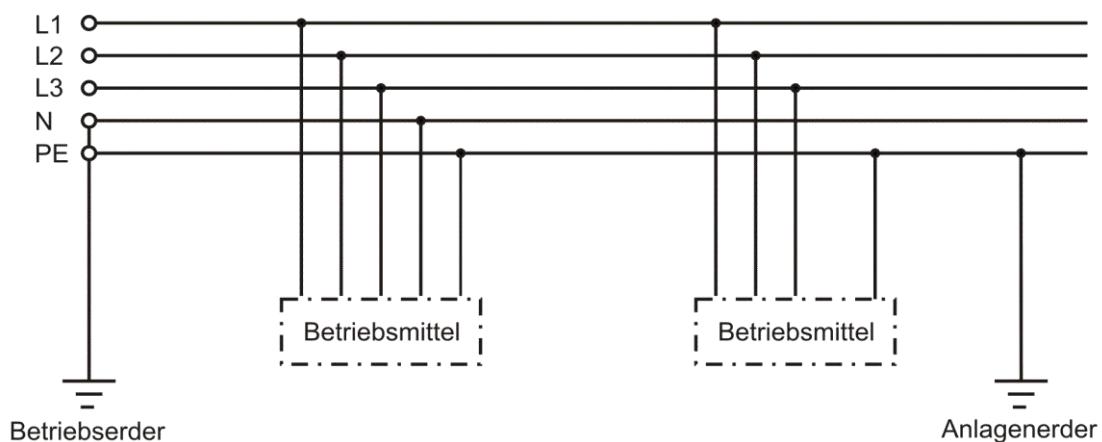


Abbildung 3.8: Darstellung eines TN-S System

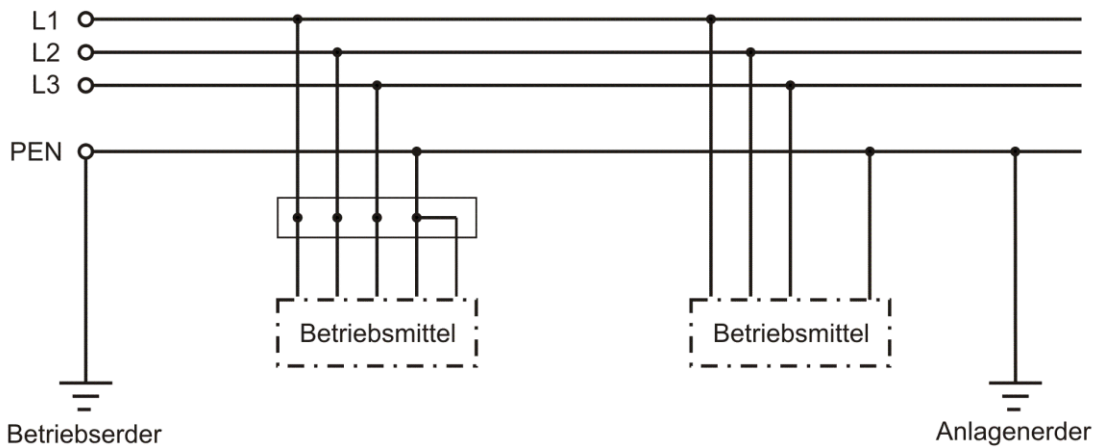


Abbildung 3.9: Darstellung eines TN-C System

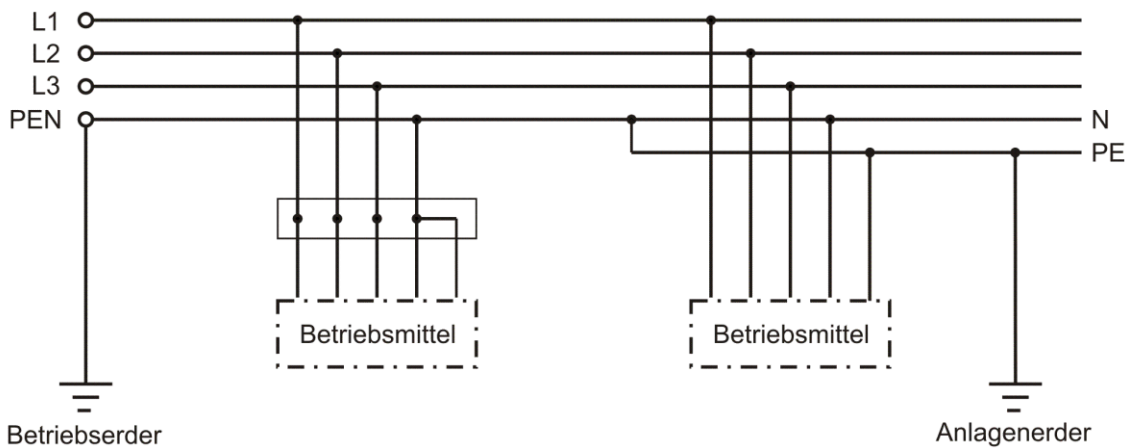


Abbildung 3.10: Darstellung eines TN-C-S System

### 3.5.2.3 TT-System – IT-System

Ein TT-System ist ein Netzsystem oder ein Teil davon einschließlich der Verbraucheranlagen, in dem ein Punkt (ein Systemleiter) über einen Betriebserder niederohmig geerdet ist. Die Körper der elektrischen Betriebsmittel sind jedoch mit Erdern verbunden (Anlagenerder), die vom Betriebserder unabhängig sind (siehe Abbildung 3.11 links). Bei einem IT System handelt es sich hingegen um ein Netzsystem oder einen Teil davon einschließlich der Verbraucheranlagen, das keine niederohmige Verbindung zwischen aktiven und geerdeten Teilen aufweist und in dem die Körper der elektrischen Betriebsmittel mit einem Anlagenerder verbunden sind (siehe Abbildung 3.11 rechts). An der Stromquelle darf eine Erdung über eine hochohmige Impedanz oder eine offene Erdung vorhanden sein. Es kann auch ein Neutraleiter vorhanden sein. [24]

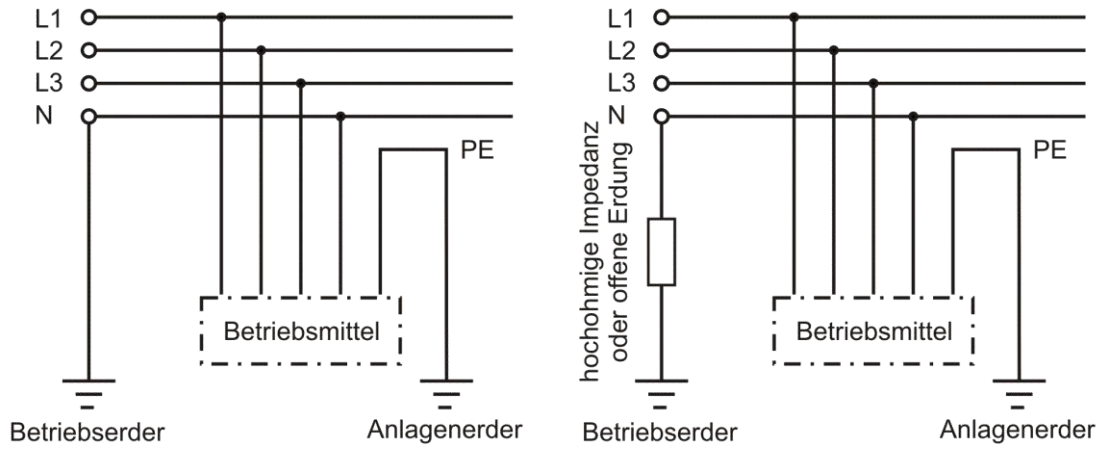


Abbildung 3.11: Darstellung links: TT-System und Darstellung rechts: IT-System

### 3.6 Definitionen

In der gesamten Arbeit wurde versucht, eindeutige Termini zu verwenden, die auch in unterschiedlichen Normen (z.B. [24], [54], ...), Vorschriften, Richtlinien [33] und Rechtsgrundlagen [10] verwendet werden. Auszüge daraus werden in der Folge in alphabetischer Reihenfolge dargestellt.

(n-1)-Kriterium und (n-1)-Sicherheit (in Übertragungs- und Verteilernetzen): Technische Größen, die für die Planung und den sicheren Betrieb dieser Netze verwendet werden; das (n-1)-Kriterium und die (n-1)-Sicherheit in Netzen von mehr als 36 kV (Hoch- und Höchstspannungsnetze) ist dann erfüllt, wenn nach Ausfall eines Betriebsmittels keine daraus resultierende Versorgungsunterbrechung, keine thermische Überlastung von Betriebsmitteln, keine Verletzung von Spannungstoleranzen, keine Verletzung von Grenzen der Kurzschlussleistung und dergleichen eintreten; das (n-1)-Kriterium und die (n-1)-Sicherheit in Mittelspannungsnetzen (von mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV) ist dann erfüllt, wenn nach Ausfall eines Betriebsmittels eine daraus resultierende Versorgungsunterbrechung durch Umschaltungen oder andere Maßnahmen in zumutbarer Zeit beendet werden können, ohne dass die bei den Hoch- und Höchstspannungsnetzen genannten Überlastungszustände eintreten [36]

Außenleiter: Leiter eines Systems, der im üblichen Betrieb unter Spannung steht und in der Lage ist, zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie beizutragen, aber kein Neutralleiter oder kein Mittelleiter ist. [24]

Betriebsspannung: Spannung, die zwischen den Außenleitern oder einem Außenleiter und dem Neutralleiter (Sternpunktleiter) einer elektrischen Anlage im ungestörten Betriebszustand zu einer bestimmten Zeit und an einer bestimmten Stelle vorhanden ist. [24]

Elektrisches Betriebsmittel (kurz Betriebsmittel): Gegenstand (Maschine, Gerät usw.), der als Ganzes oder in einzelnen Teilen zur Erzeugung, Fortleitung oder zum Gebrauch elektrischer Energie bestimmt ist. [24]

Erder: leitfähiges Teil, das in das Erdreich eingebettet ist und damit in leitender Verbindung steht, oder ein solches, das in Beton eingebettet ist, der mit dem Erdreich großflächig leitend in Berührung steht. [24]

Erdschluss: durch einen Isolationsfehler entstandene leitende Verbindung aktiver Teile mit Erde oder geerdeten Teilen. [24]



**Ersatzstromversorgungsanlagen:** Ersatzstromversorgungsanlagen sind Stromerzeugungsanlagen, die die elektrische Energieversorgung von Netzteilen, Verbraucheranlagen oder einzelnen Verbrauchsmitteln nach Ausfall oder Abschaltung der allgemeinen Stromversorgung übernehmen. Diese können auch unabhängig von einem allgemeinen Verteilungsnetz betrieben werden. Sie bestehen aus ortsfesten oder ortsveränderlichen Ersatzstromerzeugern (z.B. kraftmaschinenangetriebenen Generatoren, Batterien, gegebenenfalls mit zugehörigen Wechselrichtern oder Umformern), deren Schaltanlagen und Hilfseinrichtungen. Anmerkung: Anlagen für unterbrechungsfreie Stromversorgung sind keine Ersatzstromversorgungsanlagen im Sinne dieser Begriffsbestimmung. Für unterbrechungsfreie Stromversorgung bestehen technische Bestimmungen. [66]

**Flicker:** Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichten oder der spektralen Verteilung [54]

**Freileitung:** Gesamtheit aller freigespannten Leiter, ihrer Tragwerke samt Fundamenten, Erdungen, Isolatoren, Zubehörteilen und Armaturen, die der oberirdischen Fortleitung elektrischer Energie dienen. [24]

**Kabelanlage:** Gesamtheit aller einzelnen und/oder gemeinsam verlegten Kabel, die einem bestimmten Versorgungszweck dienen, samt Muffen, sonstigen zugehörigen Einbauten und Kabelabschlusseinrichtungen (z.B. Endverschlüssen). Die Kabelanlage endet mechanisch und elektrisch mit den Kabelabschlusseinrichtungen. [24]

**Kurzschluss:** durch einen Isolationsfehler entstandene leitende Verbindung zwischen betriebsmäßig gegeneinander unter Spannung stehenden Leitern, wenn im Fehlerstromkreis kein Nutzwiderstand liegt [24]

**Leiterschluss:** durch einen Isolationsfehler entstandene leitende Verbindung zwischen betriebsmäßig gegeneinander unter Spannung stehenden Leitern, wenn im Fehlerstromkreis ein Nutzwiderstand liegt [24]

**Mittelspannung:** Spannung, deren Nennwert zwischen 1 kV und 35 kV (Effektivwert) liegt [54]

**Nennspannung (Bemessungsspannung):** Spannungswert, nach dem Betriebsmittel oder Netze benannt sind, bei Drehstromnetzen der Wert der Leiter-Leiter-Spannung. [24]

**Nennspannung:** Spannung, durch die ein Verteilnetz bezeichnet oder identifiziert wird und auf die bestimmte betriebliche Merkmale bezogen werden [54]

**Netz:** Gesamtheit der miteinander verbundenen Leitungen, Schalt-, Umspan- und Umrichteranlagen

Neutralleiter: Leiter, der mit dem Neutralpunkt elektrisch verbunden und in der Lage ist, zur Verteilung elektrischer Energie beizutragen. [24]

Netzbetreiber: Gesellschaft, verantwortlich für Betrieb, Wartung und, wenn notwendig, zur Weiterentwicklung des Verteilnetzes in einer bestimmten Region, zur Sicherstellung der längerfristigen Fähigkeit des Netzes, sich dem jeweiligen Leistungsbedarf für die Verteilung von elektrischer Energie anzupassen [54]

Niederspannung: Spannung, bei der die obere Grenze des Nennwerts 1 kV (Effektivwert) beträgt [54]

Nullung (Neutralleiter-Schutzerdung): Maßnahme des Fehlerschutzes, bei der die zu schützenden leitfähigen Anlagenteile entweder direkt oder über den PE-Leiter mit dem PEN-Leiter verbunden sind und bei der die mit einem Fehler behafteten Anlagenteile durch Überstrom-Schutzeinrichtungen ausgeschaltet werden. [24]

Schutzerdungsleiter: Schutzleiter zum Zweck der Verbindung mit Erdpotential. [24]

Schutzleiter (Kennzeichnung PE): Leiter zum Zweck der Sicherheit, zum Beispiel zum Schutz gegen elektrischen Schlag. [24]

schnelle Spannungsänderung: eine einzelne schnelle Änderung des Effektivwertes einer Spannung zwischen zwei aufeinander folgenden Spannungswerten mit jeweils bestimmter, aber nicht festgelegter Dauer [54]

(langsame) Spannungsänderung: eine Erhöhung oder Abnahme der Spannung, üblicherweise aufgrund von Laständerungen [54]

Spannungsschwankung: Abfolge von Spannungsänderungen oder periodische Änderung der Einhüllenden der Spannungskurve [54]

Tonfrequenz-Rundsteuersignale: der Versorgungsspannung überlagerte sinusförmige Signalspannungen im Frequenzbereich von 110 Hz bis 3000 Hz (dient dazu, Informationen im öffentlichen Energieverteilnetz und in die Anlage des Netznutzers zu übertragen) [54]

Übertragungsnetz: Ist ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient. [7]

Versorgungsspannung: Effektivwert der Spannung an der Übergabestelle zu einem bestimmten Zeitpunkt, gemessen über ein bestimmtes Intervall [54]

vereinbarte Versorgungsspannung: die vereinbarte Versorgungsspannung ist im Normalbetrieb gleich der Nennspannung des Verteilnetzes. Falls aufgrund einer Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer eine Spannung an der

Übergabestelle ansteht, die von der Nennspannung abweicht, dann ist diese Spannung die vereinbarte Versorgungsspannung [54]

Versorgungsunterbrechung: Zustand, in dem die Spannung an der Übergabestelle weniger als 1 % der vereinbarten Spannung beträgt. [54]

Verteilungsnetz: Gesamtheit aller dem Fortleiten elektrischer Energie dienenden Anlagen (z.B. Freileitungen, isolierte Leitungen, Kabel, Verschienungen) von der Stromquelle bis zum Beginn der Verbraucheranlagen. [24]

Verteilernetze: Sind Netze, welche jeweils innerhalb einer begrenzten Region dem Transport bzw. Verteilung von elektrischer Energie mittels hoher, mittlerer oder niedriger Spannung zur Versorgung von Kunden dienen. [7]

### 3.7 Rechtliche und normative Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft

Der pyramidenförmigen Aufbau des Rechtssystems in Österreich, dargestellt in Abbildung 3.12 zeigt, dass das Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG) und sonstige Verfassungsgesetze, die Pyramidenspitze und damit die oberste Rechtsnorm darstellen. Gesetze dürfen dem Verfassungsrecht nicht widersprechen und stellen damit die zweite Stufe in der Pyramide dar. In der Ausführung gültiger Gesetze ergehen Verordnungen, wobei das Gesetz der Verordnung den Rahmen vorgibt. Auch individuelle private Verträge bewegen sich innerhalb des gesetzlich vorgegebenen oder zulässigen Rahmens und können bei Nichteinhalten von einem Vertragspartner rechtlich geklärt werden. Die unterste Stufe stellen demnach richterliche Urteile und Bescheide von Verwaltungsbehörden dar, welche dann auf gesetzlicher oder Verordnungsgrundlage ergehen.

Verstöße gegen die dargestellte Hierarchie, etwa gesetzwidrige Verordnungen oder verfassungswidrig erlassene Gesetze, können bei den Höchstgerichten angefochten und bekämpft werden.



Abbildung 3.12: Aufbau der österreichischen Rechtsordnung

In Bezug zur Elektrotechnik ist festzuhalten, dass in der obersten Stufe des Rechtssystem, im Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG), im ersten Hauptstück unter den Allgemeinen Bestimmungen in Artikel 10 geschrieben steht: „... Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiete; Starkstromwegerecht, soweit sich die Leitungsanlage auf zwei oder mehrere Länder erstreckt; ...“ [37], dass zum einen das Normenwesen und zum anderen die elektrotechnische Sicherheit dem Bund obliegt.

Demnach stellt die Normung, geregelt durch das Normengesetz [38], in Österreich im internationalen Vergleich einen Sonderfall dar, da nur wenige Länder das Normenwesen gesetzlich regeln. Im Normengesetz ist geregelt, dass der zuständige Bundesminister die Erarbeitung und Herausgabe von ÖVE-Bestimmungen und Normen an einen hierfür gegründeten Verein, derzeit in Österreich der Österreichische Verband für Elektrotechnik (ÖVE) und das Österreichische Normungsinstitut (ON), übertragen kann. Durch das Prinzip der Konsensfindung soll erreicht werden, dass dem Stand der Wissenschaft und der Technik folgend, unter Berücksichtigung der Gegebenheit der Wirtschaft, die Hoheits- und Wirtschaftsverwaltung des Bundes und der Länder, Standesvertretungen und Vertreter der Wissenschaft ÖNORMEN und ÖVE-Bestimmungen erstellen.

Normen sollen demzufolge unter Beachtung ökonomischer und umweltrelevanter Aspekte einer Verallgemeinerung und Rationalisierung im nationalen sowie internationalen Austausch von Produkten und Dienstleistungen dienen. Sogenannte Technische Normen, denen auch die ÖVE-Bestimmungen und ÖMORMEN zuzuordnen sind, sind qualifizierte Empfehlungen, die den aktuellen Stand der Technik und Wirtschaft darstellen und sind freiwillig bzw. besitzen keinen rechtlichen Zwangscharakter.

Die Verbindlicherklärung in Gesetzen, Verordnungen oder auch Bescheiden durch den Landes- oder Bundesgesetzgeber bzw. der Verwaltungsbehörde erwirkt, dass ÖVE-Bestimmungen und ÖNORMEN rechtlicher Bestandteil des jeweiligen Gesetzes, Verordnung oder Bescheides werden und somit wird die Einhaltung zwingend (ÖVE-Vorschrift). Ob und in welchem Umfang oder in welcher Form eine ÖVE-Bestimmung oder Norm für verbindlich erklärt wird, obliegt dem Gesetzgeber.

Weiters können ÖVE-Bestimmungen und ÖNORMEN auch privatrechtlich verbindlich werden, wenn sie die Vertragsparteien in einen Vertrag oder die allgemeine Geschäftsbedingungen festschreiben.

Im elektrotechnischen Zusammenhang stellen

• **das Elektrotechnikgesetz (ETG)**

• **das Arbeitnehmerschutzgesetz (ASchG)**

• **und das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)**

die wesentliche gesetzliche Rechtsgrundlage dar.

Die wesentlichsten und auch für den Netzausbau bedeutendsten Verordnungen sind:

• **Elektrotechnikverordnung (ETV)**

• **Niederspannungsgeräte-Verordnung (NspGV)**

• **Elektromagnetische Verträglichkeits-Verordnung (EMVV)**

• **Elektroschutzverordnung (ESV) und**

• **Nullungsverordnung**

In der Elektrotechnikverordnung (ETV) werden jene elektrotechnischen Bestimmungen und ÖNORMEN für verbindlich erklärt, welche keiner speziellen EU-Richtlinie unterliegen oder in Verordnungen auf der Grundlage des Elektrotechnikgesetzes erfasst sind. Der Anhang der ETV enthält ein zusammenfassendes Verzeichnis der verbindlichen Elektrotechnischen Sicherheitsvorschriften und Vorschriften über Normalisierung und Typisierung (SNT-Vorschriften).

Gegenstand der Niederspannungsgeräte-Verordnung (NspGV) sind elektrische Betriebsmittel zur Verwendung bei einer Nennspannung zwischen 50 V und 1000 V Wechselstrom oder Drehstrom (AC) und zwischen 75 V und 1500 V Gleichstrom (DC). Sie legt damit die Anforderungen an die Sicherheit für den größten Teil der elektrischen Betriebsmittel (geschätzt etwa 60 % des gesamten Marktumfanges) fest. Insbesondere fallen darunter alle Haushaltsgeräte, Leuchten und Geräte der Unterhaltungselektronik, aber auch der überwiegende Teil der gewerblichen Maschinen und Einrichtungen.

Die ESV regelt die Schutzerfordernisse sowie die entsprechenden Kontrollmaßnahmen und gilt für Geräte, die elektromagnetische Störungen verursachen können oder deren Betrieb durch diese Störungen beeinträchtigt werden kann und ist somit von großer praktischer Bedeutung, da praktisch alle elektrisch betriebenen Geräte davon betroffen sind.

In der Elektroschutzverordnung (ESV) wird der Schutz der Sicherheit und der Gesundheit von Arbeitnehmern/Arbeitnehmerinnen vor Gefahren durch den elektrischen Strom geregelt. Weiters wird darauf verwiesen, dass elektrische Anlagen und Betriebsmittel sich stets in sicherem Zustand zu befinden haben, Mängel unverzüglich zu beheben sind und nur solche elektrische Anlagen und Betriebsmittel zu verwenden sind, die im Hinblick auf Betriebsart und Umgebungseinflüsse den betrieblichen und örtlichen Anforderungen entsprechen und auftretenden Beanspruchungen sicher widerstehen können.

Durch die Nullungsverordnung soll eine möglichst flächendeckende Einführung der Schutzmaßnahme Nullung in den Verteil- und Verbraucheranlagen erreicht werden. Ziel dieser Verordnung ist die Erhöhung der Zuverlässigkeit von Schutzmaßnahmen bei indirektem Berühren in elektrischen Anlagen und die längerfristige Vereinheitlichung der öffentlichen Verteilernetze mit der Nennspannung 400/230 V.

Die Vielzahl an ÖVE-Bestimmungen und ÖNORMEN lassen sich grob in ihrer Thematik untergliedern und können demnach folgenden Kategorien zugeordnet werden:



In den nachstehenden Abbildungen (Abbildung 3.13 bis Abbildung 3.15) sind ohne Gewähr auf Vollständigkeit, die wesentlichsten Normen für die Planung und den Betrieb von elektrischen Anlagen zusammengestellt. Den umfassendsten Teil stellt der Bereich der Anlagen dar, dem die Normen zur Errichtung von Hoch- und Niederspannungsanlagen, Blitzanlagen, Anlagen für Menschenansammlungen, Haushalten, die Qualitätskriterien der elektrischen Spannung und viele mehr zuzuordnen sind. In der Darstellung zu den Betriebsmitteln finden sich unter anderem Normen zu Schutz- und Schaltgeräten, Maschinen, Leitungen und dergleichen. Die wesentlichsten Normen für den Betrieb von elektrischen Anlagen stellen die ÖVE E5 bzw. die ÖVE EN 50110 dar, die den sicheren Betrieb von elektrischen Anlagen regeln.

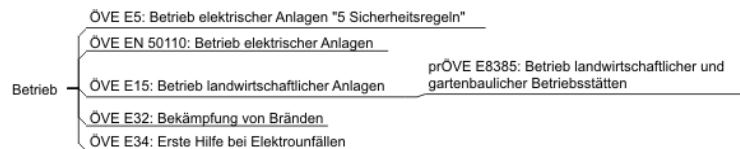


Abbildung 3.13: Darstellung der wesentlichsten Normen für den Betrieb

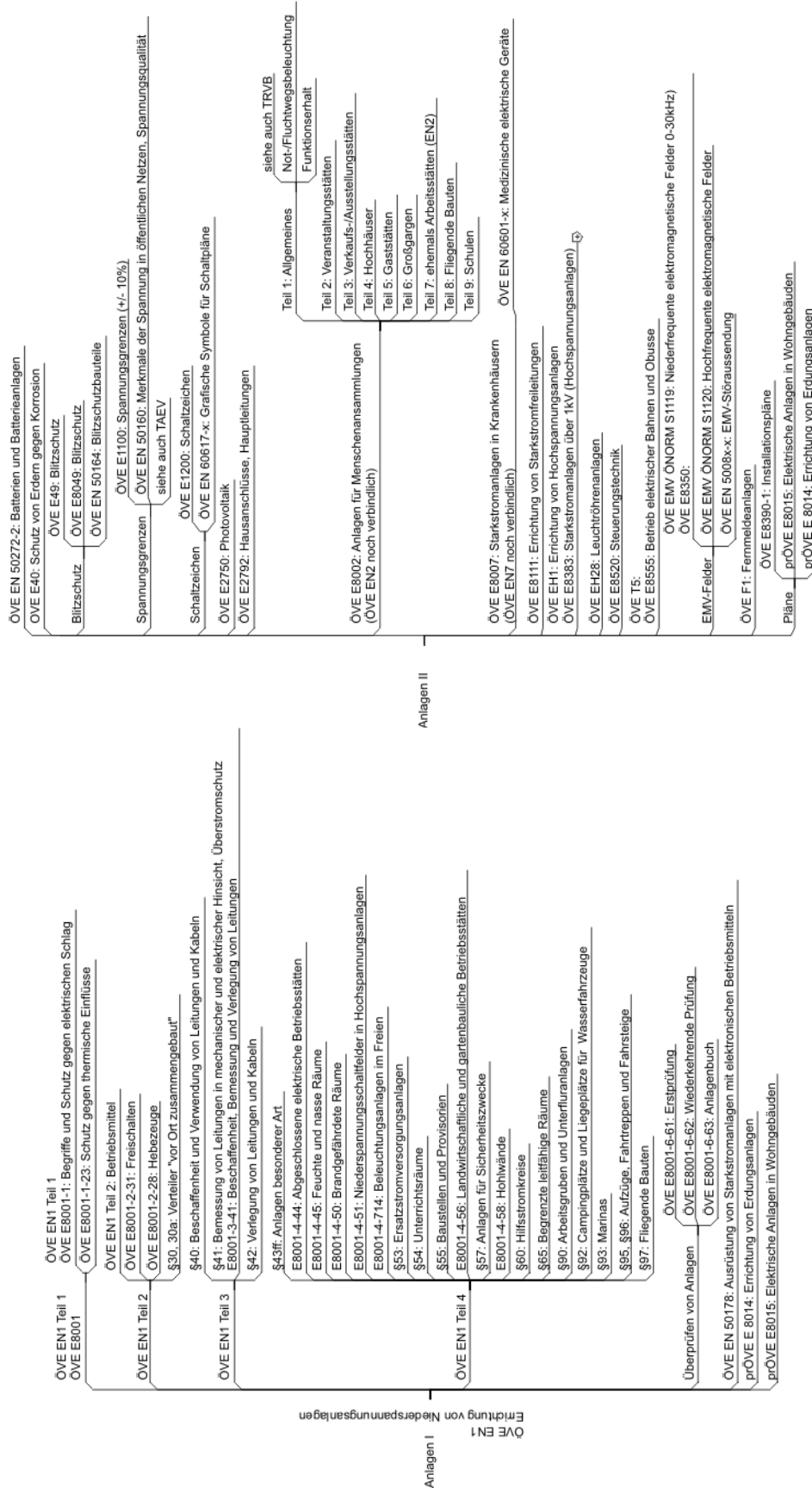


Abbildung 3.14: Darstellung der wesentlichsten Normen der Kategorie Anlagen



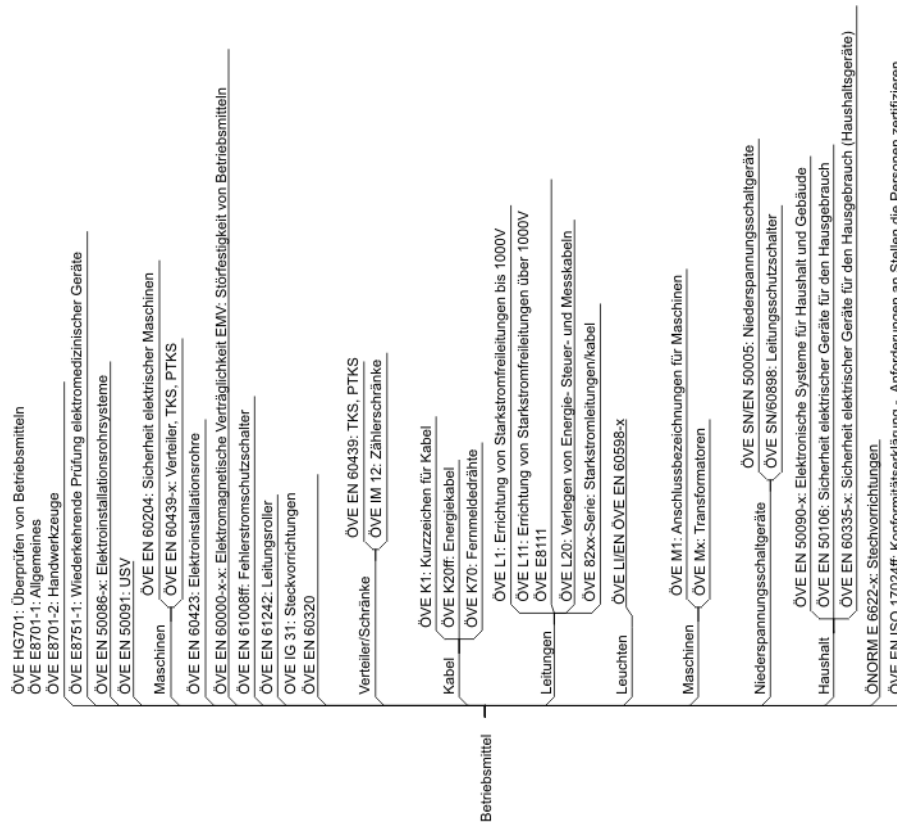


Abbildung 3.15: Darstellung der wesentlichsten Normen der Kategorie Betriebsmittel

## EN 50110

Die ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 [14] („Betrieb von elektrischen Anlagen“) beschreibt die üblichen Betriebsvorgänge von elektrischen Anlagen in allen Spannungsebenen, deren Ablauf eingehalten werden muss, um einen sicheren Bedienen und Arbeiten zu gewährleisten und ist in der Elektrotechnikverordnung festgeschrieben. In diesem Zusammenhang werden die fünf wesentlichen Anforderungen zum sicheren Arbeiten (auch als die 5 Sicherheitsregeln bekannt) beschrieben und erläutert, mit dem Verweis, dass das Freischalten oder die Freigabe zum Wiedereinschalten durch Elektrofachkräfte oder elektrotechnisch unterwiesene Personen durchgeführt werden darf.

## EN 50160

Für die einheitliche Netzplanung und den Netzbetrieb, sowie der Mindestanforderung nach Qualität bei der Versorgung der Kunden, bedarf es einheitlicher Regeln und Toleranzen, die durch die Norm ÖVE/ÖNORM EN 50160 [12] („Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“) festgeschrieben sind.

Die nachstehenden Parameter, unterteilt in andauernde Phänomene und Spannungseignisse,

- Andauernde Phänomene
  - Netzfrequenz
  - Spannungsänderungen (langsam)
  - Schnelle Spannungsänderungen (z.B. Flicker)
  - Unsymmetrie der Versorgungsspannung
  - Oberschwingungsspannung
  - Zwischenharmonische Spannung
  - Netz-Signalübertragungsspannungen auf der Versorgungsspannung
- Spannungseignisse
  - Unterbrechungen der Versorgungsspannung
  - Einbrüche und Überhöhungen der Versorgungsspannung (Dips und Swells)
  - Transiente Überspannungen

beschreiben die Spannungsqualität, die gemeinsam mit der Versorgungssicherheit einen wesentlichen Anteil an der Qualität der Versorgung darstellen (siehe auch Kapitel 4.2 und 5.1.3) und können in ihrer Ursache wie folgt zusammengefasst werden:

- Netzfrequenz

Frequenzstörungen sind ein erster Hinweis auf Ungleichgewichte in der Wirkleistungsbilanz. Bei zu geringer Einspeisung sinkt die Frequenz ab. Dieser Effekt wird zur Netzstabilisierung auf der Basis der Leistungs- Frequenzregelung nutzbringend verwendet, weshalb ein gewisses Toleranzband, in dem die Frequenz schwanken kann, notwendig ist.

- Unterbrechungen

Unterbrechungen durch Ausfall des Verteiler- bzw. Übertragungsnetzes entstehen vornehmlich durch:

- Leitungsausfall zufolge von (plötzlichen) Isolationsfehlern oder unvorhergesehenen Überlastzuständen (Schutzauslösungen)
- Abschaltungen von Hand wegen unzulässiger Überlastungen oder Systemzustände

Unterbrechungen der Energieversorgung durch Systemzusammenbrüche entstehen hauptsächlich durch:

- Massive Störungen der Wirkleistungs-Bilanz (Kraftwerksausfall, plötzliche Verbraucheranstiege, die nicht mehr durch die Regelreserven ausgeglichen werden können).
  - Massive Störungen der Blindleistungs-Bilanz (Kraftwerksausfall, unvorhergesehen lange Transportwege der elektrischen Energie nach Leitungsausfällen).
- Spannungshöhe

Spannungsänderungen können durch schwankenden Strombedarf der Netzbenutzer, Netzurückwirkungen von Verbraucheranlagen bzw. auch durch die Netzeinbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen verursacht werden und sind durch ihre Dauer und Höhe der Abweichung unterschiedlich zu bewerten. Auf Grund der Normenlage wird für den Netzbenutzer in der Niederspannungsebene eine Aufteilung des 20 %-Spannungsbandes für die einzelnen Betriebsmittel vorgenommen, wobei ein Teil des Spannungsbandes dem Spannungsabfall entlang einer Leitung, sowie auch dezentralen Erzeugern zugeordnet wird.

[39]

### **Marktregeln und die Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR)**

Die Marktregeln sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren des elektrischen Energiemarktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

Die Regulierungsbehörde hat dabei Vorschläge für die Marktregeln auszuarbeiten und diese den Marktteilnehmern, den Netzbetreibern, den Bilanzgruppenverantwortlichen und den Bilanzgruppenkoordinatoren zur Verfügung zu stellen.

Die Marktregeln werden unterteilt in

- Allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB)
- Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
- Sonstige Marktregeln

Die TOR stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar, welches von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern erarbeitet wurde. Die Inhalte dieses Regelwerkes wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. ([www.e-control.at](http://www.e-control.at))

### **Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze (TAEV)**

In der TAEV werden die Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt behandelt. Die Herausgabe erfolgt durch die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, im Einvernehmen mit der Bundesinnung der Elektro-, Gebäude-, Alarm- und Kommunikationstechniker sowie in Kooperation mit dem OVE. In den TAEV sind zum einen jene technischen Anforderungen beschrieben, die weder durch ÖVE/ÖNORM-Bestimmungen noch durch die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz im Detail geregelt sind. Dabei können die TAEV die ÖVE/ÖNORMEN auf keinen Fall ersetzen. ([www.oesterreichsenergie.at](http://www.oesterreichsenergie.at))

## 4 Netzbetrieb und Ausbauplanung - klassischer Ansatz

### 4.1 Planungskriterien Lastfluss und Belastbarkeit

#### 4.1.1 Einleitung und Allgemeines

Wie oftmals zitiert (siehe auch 3.1) wird von der Elektrizitätsversorgung gefordert, dass elektrische Energie ausreichend, sicher, umweltfreundlich und kostengünstig bereitgestellt wird. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, muss neben einer ausreichenden Erzeugung, auch genügend Übertragungskapazität vorhanden sein. Bezüglich der Übertragungskapazität ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf an elektrischer Energie und Leistung in Zukunft steigen wird und ein Ausbau der Netze damit vorhersehbar und unumgänglich ist. Vorausschauend gilt es Engpässe (Überlastungen von Leitungen und anderer Betriebsmittel im elektrischen Netz) zu vermeiden und mittels Untersuchungen und Berechnungen der Last- oder Leistungsflüsse, auf Basis unterschiedlicher Szenarien und Prognosen, frühzeitig zu erkennen. Lastflussberechnungen werden demnach angewendet für die:

- Bestimmung der Verluste
- Überprüfung der Einhaltung der zulässigen Spannungsabweichungen
- Einstellung von Schutzeinrichtungen
- Überprüfung der Netzzuverlässigkeit durch Ausfallsimulationen

und auch bei Kurzschlussberechnungen und Untersuchungen zur Stabilität im Netz, ist zunächst der stationäre Ausgangszustand durch eine Lastflussberechnung zu ermitteln.

Die Anlässe für den Ausbau von Netzen können sehr unterschiedlich sein und lassen sich wie folgt unterscheiden:

- **Ersatz alter Leitungsstrecken (bei gleichzeitiger Erhöhung der Reserven)**

- **Netzvereinfachungen (-umgestaltung)**

- **allgemeine Laststeigerung (Verstärkungen) oder neue punktuelle Lasten (Zubau)**

- **Handel (durch gesteigerte Leistungsflüsse)**

Unabhängig des Anlasses zum Aus-, Um-, Neubau des Netzes, stellt sich die Lastflussrechnung als wesentliche Grundlage für die Netzplanung und auch den -betrieb dar. Eine wesentliche Rolle stellen dabei auch die zu berücksichtigenden Nebenbedingungen, die bei der Energieübertragung zu berücksichtigen sind, dar. Die Lastflussprobleme können auf vielfältige Arten (wie z.B. durch gesuchte und gegebene Parameter oder unterschiedliche Formen der Netztopologie) formuliert sein.

#### 4.1.2 Verlauf und Prognose des Energie- und Leistungsbedarfs

Die Grundlage für die Dimensionierung von Netzen stellt die Netzbelastung durch die Netznutzer (Erzeuger und Verbraucher) dar. Während die gegenwärtigen Verhältnisse relativ einfach zu ermitteln sind, sind Prognosen und Vorschauen über etwaige zukünftige Entwicklungen relativ schwierig und naturgemäß, stark abhängig von der Entfernung des zeitlichen Horizontes, mit Unsicherheiten behaftet. Diese etwaigen Unsicherheiten, mitunter auch sprunghafte Änderungen, gilt es bestmöglich zu berücksichtigen wobei grundsätzlich unterschiedliche Zeithorizonte in der Planung von elektrischen Netzen zur Anwendung kommen (vgl. auch 3.3.1):

- **kurzfristig** – Realisierung erfolgt innerhalb eines Jahres: zur Deckung von Bedarfssteigerung, ausgelöst z.B. durch punktuelle Projekte (z.B. Bau einer neuen Transformatorstation)

- **mittelfristig** – Realisierung binnen 5 Jahre: ausgelöst z.B. durch Laststeigerung in einem Versorgungsgebiet (z.B. Errichtung eines neuen Abganges oder Abzweiges in einem UW)

- **langfristig** – Zeithorizonte von > 5 Jahre (10 bis 20 Jahre): strukturelle Maßnahmen im Zuge der langfristigen Planung (z.B. Bau und Ersatz von Umspannwerken oder neuer Verbindungen im Übertragungsnetz)

Auf Basis jahrelanger energiestatistischer Erfassung im Elektrizitätsbereich, kann in Österreich über den Verlauf der letzten 20 Jahre ein stetiger Trend eines Mehrverbrauchs an elektrischer Energie (ca. 2,3 % pro Jahr) und auch ein in ähnlichem Maß gleich großer Anstieg der Leistung im öffentlichen Elektrizitätsnetz festgestellt werden, wobei festzuhalten ist, dass der zum Teil auch beträchtliche Anstieg des Verbrauchs von elektrischer Energie für das Pumpen in Speicherkraftwerken, in der nachstehenden Darstellung (Abbildung 4.1) nicht berücksichtigt wird. Die seit Jahren vermutete Sättigung der Durchdringung von elektrischen Verbrauchsgeräten, speziell im Haushalt, kann in dieser Darstellung nicht bestätigt werden, da der stagnierende Inlandsstromverbrauch in den letzten Jahren und der deutliche Rückgang in 2009 eindeutig der Wirtschaftskrise geschuldet ist, wenngleich auch unterschiedliche Szenarien und Annahmen, in Bezug auf zukünftige Sättigungswahrscheinlichkeiten und mögliche Energieeinsparpotenziale, in unterschiedlichen Studien auf einen künftigen moderateren Verbrauchsanstieg verweisen, bleibt dennoch zu erwarten, dass auch in mittelbarer Zukunft der Verbrauch weiter steigen wird und eine Annahme von ca. 2 bis 3 % pro Jahr nicht unbegründet ist.

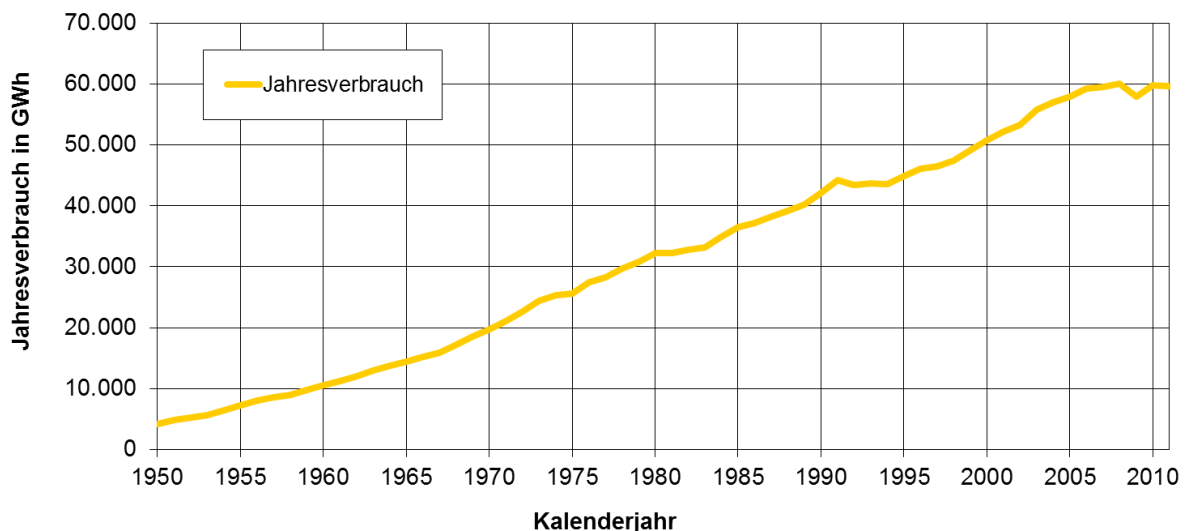


Abbildung 4.1: Inlandstromverbrauch - Bilanz der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Netz (ohne Verbrauch für Pumpspeicherung) [41]

Speziell in der Planung der Verteilernetze kann eine nationale Betrachtung der Bedarfssteigerung elektrischer Energie mitunter nicht ausreichend sein, wenngleich sie

allemaal zumindest Aussagen bezüglich eines zu erwartenden Trends, auch für eine regionale Betrachtung, zulassen. Reichen die Annahmen einer nationalen Entwicklung nicht aus, wenn z.B. die Übertragbarkeit auf eine spezielle Region nicht zulässig ist oder in einer Region eine über- oder unterdurchschnittliche Entwicklung zu erwarten ist (wesentliche, großräumige Änderung des Widmungsplanes z.B. durch Ansiedelung von Industrie, Gewerbe, Abwanderung), so empfiehlt sich eine spezifische regionale Betrachtung, welche zum Einen durch zu erwartende Flächenlaständerungen (-steigerungen) gemäß eines Raumordnungskonzeptes in einem Versorgungsbereich erfolgen kann und zum anderen durch spezielle (politische) Einbeziehung einer Region bezüglich geplanter größerer Bauprojekte zu erreichen ist (z.B. durch Befragung). Eine Beobachtung des Raumordnungskonzeptes und der Aktivitäten in der Bauplanung sind demnach wesentlich, wobei zu berücksichtigen ist, dass je kleiner sich ein beobachteter Bereich in Bezug auf Energieverbrauch und Lastenwicklung darstellt, umso bedeutender wird der Detaillierungsgrad der Erfassung.

Wesentlich erscheint auch die Überprüfung und Gegenüberstellung der Einschätzung unterschiedlicher Parteien, wobei die gleiche Interpretation der Ergebnisse bedeutsam ist.

Speziell in einer regionalen Betrachtung des Energieverbrauchs muss die zunehmende Rolle von verteilten Erzeugern (im Speziellen in den unteren Verteilerebenen) berücksichtigt werden, welche in der Betrachtung eines regionalen Verbrauchs irritieren können. Verteilte Einspeisung reduziert zwar aus energetischer Sicht den Verbrauch, durch die nicht bestimmbare und beeinflussbare Örtlichkeit von dezentralen Erzeugern und Unsicherheit bzgl. zeitlicher Einspeisung (wann wird eingespeist und wann ist die Anlage in Revision) kann diese Form der Leistungs- und Energieaufbringung in der aktuellen Netzplanung nur bedingt bzw. noch nicht aufgenommen werden. Bei weiter steigender Anzahl (flächendeckender Durchdringung) von DEAs kann mitunter davon ausgegangen werden, dass in Zukunft auf Basis von Wahrscheinlichkeitsannahmen auch ein netzplanungsunterstützender Beitrag zu erwarten ist.



### 4.1.3 Berechnung von Lastflüssen

#### Definition und Ziel

Das Lastflussproblem kann auf vielfältige Art formuliert sein und reicht von der Energieübertragung über eine Leitung bzw. einen Leitungsabschnitt (vorrangig in der Verteilernetzebene der Nieder- und Mittelspannung) bis hin zu komplexen vermaschten Netzstrukturen mit einer Vielzahl von Einspeise- und Entnahmepunkten (in der Hoch- und Höchstspannungsebene). Unabhängig von der Komplexität des Problems, lässt sich die Lastflussberechnung, als die Berechnung der Strom- und Spannungsverteilung in einem Netz, aus den vorgegebenen Lastflussgleichungen durch Lösung eines bestimmten, meist nichtlinearen Gleichungssystems, darstellen. Als die wichtigsten Anwendungsgebiete der Lastflussberechnung gelten:

- Berechnung der Leistungsverteilung und des Spannungsprofils bei der Planung und Betriebsführung,
- Lösung von Optimierungsaufgaben (wirtschaftliche Lastverteilung, Minimierung der der Netzverluste)
- Ausfallsimulation, Sicherheitsrechnung
- Berechnung des stationären Ausgangszustandes für die Stabilitäts- und Kurzschlussberechnung (Überlagerungsverfahren)

Ziel der Lastflussrechnung ist die Bestimmung der Wirk- und Blindleistungsflüsse in allen Netzzweigen (Netzverluste eingeschlossen). [45], [47]

#### Lastflussberechnung für Einfachleitung

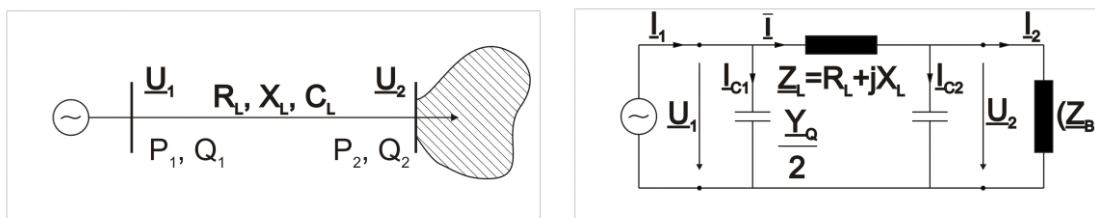
Prinzipiell stellt sich bei der Lastflussrechnung die Aufgabe der Ermittlung der verbleibenden unbekanntenen Größen. Nachstehend (Tabelle 4.1) werden die Problemstellungen zur Energieübertragung über eine Leitung bzw. einen Leitungsabschnitt (Stichleitung) dargestellt. Die Zusammenhänge lassen sich aber auch auf mehrere Übertragungsabschnitte bzw. im Allgemeinen auf unvermaschte Netze anwenden, wie sie vorrangig in der Verteilernetzebene (Nieder- und Mittelspannung) zu finden sind.

Problemstellung	Gegebene Größe im		Anmerkung
	Knoten 1	Knoten 2	
1	-	$\underline{U}_2, P_2, Q_2, (\underline{Z}_B)$	lineares Problem
2	$\underline{U}_1$	$\underline{U}_2$	
3	$\underline{U}_1$	$\underline{I}_2$	
4	$\underline{U}_1$	$\underline{Z}_B$	
5	$\underline{U}_1$	$P_2, Q_2$	nicht lineares Problem

Tabelle 4.1: Mögliche Problemstellungen für Einfachleitungen

Als Vereinfachung können bei Lastflussberechnungen in Niederspannungsnetzen und in Mittelspannungsfreileitungsnetzen bis 30 kV und Mittelspannungskabelnetzen bis etwa 10 kV, die Leitungskapazitäten vernachlässigt werden. Es genügt die Berücksichtigung der Längsimpedanz. Bei Hochspannungsnetzen, Mittelspannungsfreileitungsnetzen ab 30 kV und Mittelspannungskabelnetzen ab etwa 10 kV und Leitungslängen über ca. 20 km ist es hingegen notwendig, bei Lastflussberechnungen die Leitungskapazitäten zu berücksichtigen (diese können an den Leitungsenden jeweils zur Hälfte als konzentrierte Elemente angenommen werden) – bei großen Leitungslängen werden an den Impedanzen Korrekturen notwendig ( $\underline{Z}_K$ ). Die ohmschen Querableitungen können in der Regel auch bei hohen Übertragungs- Spannungen vernachlässigt werden. [55]

Der einfache Fall einer Leistungsübertragung über eine Drehstromleitung lässt sich nach Abbildung 4.2 in Form eines Einlinienschaltbildes und der Ersatzschaltung für eine Leitung darstellen.



$$\underline{Y}_Q = j \omega C_L \quad \underline{Z}_K = \underline{Z}_L \parallel \frac{2}{\underline{Y}_Q} = \frac{\underline{Z}_L}{1 + \underline{Z}_L \underline{Y}_Q / 2}$$

Abbildung 4.2: Übertragungsschema und Ersatzschaltung einer Leitung bzw. eines Leitungsabschnitts

Die durch die nachstehenden Gleichungen (4-1) bis (4-7) beschriebenen Zusammenhänge der Phasengrößen und Übertragungsverhältnisse lassen sich durch das Zeigerdiagramm in Abbildung 4.3 anschaulich darstellen.

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_2 = U_2 \cdot I_{W2} \quad \text{Wirkleistung (Last)} \quad (4-1)$$

$$Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sin \varphi_2 = U_2 \cdot I_{B2} \quad \text{Blindleistung (Last)} \quad (4-2)$$

$$S_2 = U_2 \cdot I_2 = U_2 \cdot \sqrt{I_{W2}^2 + I_{B2}^2} \quad \text{Scheinleistung (Last):} \quad (4-3)$$

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 = U_1 \cdot I_{W1} \quad \text{Wirkleistung (Erzeugung):} \quad (4-4)$$

$$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_1 = U_1 \cdot I_{B1} \quad \text{Blindleistung (Erzeugung):} \quad (4-5)$$

$$S_1 = U_1 \cdot I_1 = U_1 \cdot \sqrt{I_{W1}^2 + I_{B1}^2} \quad \text{Scheinleistung (Erzeugung):} \quad (4-6)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}_L \cdot \underline{I} = \underline{U}_2 + (\underline{R}_L + j\underline{X}_L) \cdot \underline{I} \quad (4-7)$$

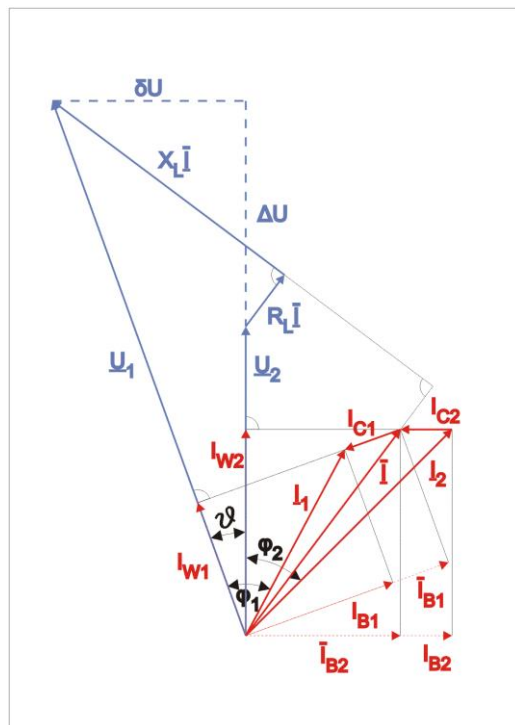


Abbildung 4.3: Zeigerdiagramm zur skizzierten Ersatzschaltung einer Leitung

Bei der Problemstellung 5 (Tabelle 4.1), Vorgabe der Spannung am Leitungsanfang und der Leistung am Leitungsende, handelt es sich um ein nichtlineares Problem, dass mittels eines Iterationsverfahrens gelöst werden kann. Die Lösung eines derartigen nichtlinearen Problems wird in der folgenden Abwandlung (Abbildung 4.4) mit den entsprechenden Formeln (in der linken Spalte der Abbildung 4.4) ab- und hergeleitet.

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 \cdot \frac{\underline{Z}_K}{\underline{Z}_L} - \underline{I}_2 \cdot \underline{Z}_K, \underline{I}_2 = \frac{\underline{S}_2^*}{\underline{U}_2}$$

1. Schritt: Wahl eines Startwertes

$$\underline{U}_{2(0)} = \underline{U}_1$$

Berechnung von  $\underline{U}_{2(1)}$

$$\underline{U}_{2(1)} = \underline{U}_1 \cdot \frac{\underline{Z}_K}{\underline{Z}_L} - \frac{\underline{S}_2^* \cdot \underline{Z}_K}{\underline{U}_{2(0)}}$$

2. Schritt: Einsetzen eines verbesserten Wertes

$$\underline{U}_{2(2)} = \underline{U}_1 \cdot \frac{\underline{Z}_K}{\underline{Z}_L} - \frac{\underline{S}_2^* \cdot \underline{Z}_K}{\underline{U}_{2(1)}}$$

usw.

Iterationsformel: (i ... Iterationsschritt)

$$\underline{U}_{2(i+1)} = \underline{U}_1 \cdot \frac{\underline{Z}_K}{\underline{Z}_L} - \frac{\underline{S}_2^* \cdot \underline{Z}_K}{\underline{U}_{2(i)}}$$

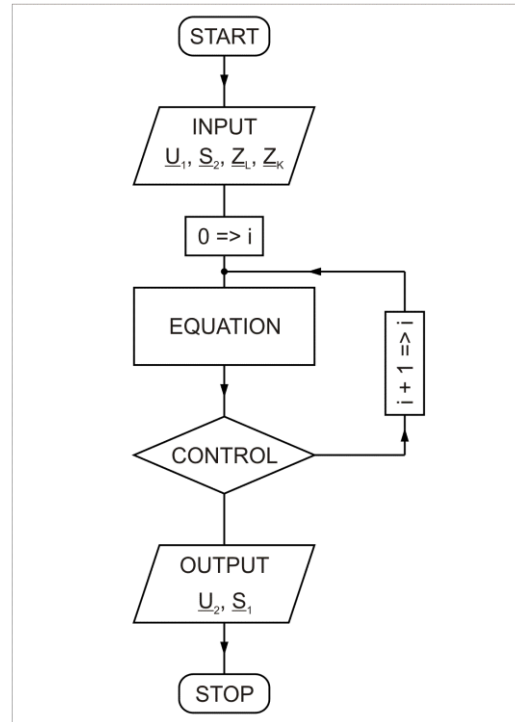


Abbildung 4.4: Iteratives Lösungsverfahren zur Berechnung der Energieübertragung über eine Leitung

### Lastfluss in vermaschten Netzen

(Vorrangig in Hoch- und Höchstspannungsnetzen und selten in der Mittelspannung)

Wie auch bei der Lastflussberechnung auf einzelnen Leitungen, mit einer oder mehreren positiven oder negativen Lasten, wird auch bei Lastflussberechnungen in vermaschten Netzen vorausgesetzt, dass das Netz symmetrisch gespeist und symmetrisch aufgebaut ist.

Zur Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems (die Leistung ist quadratisch abhängig von der Spannung) wird für die Berechnung des Lastflusses ein iterativer Prozess angewandt, wobei zwischen zwei grundlegend unterschiedlichen Verfahren (siehe Abbildung 4.5) zu unterscheiden ist.

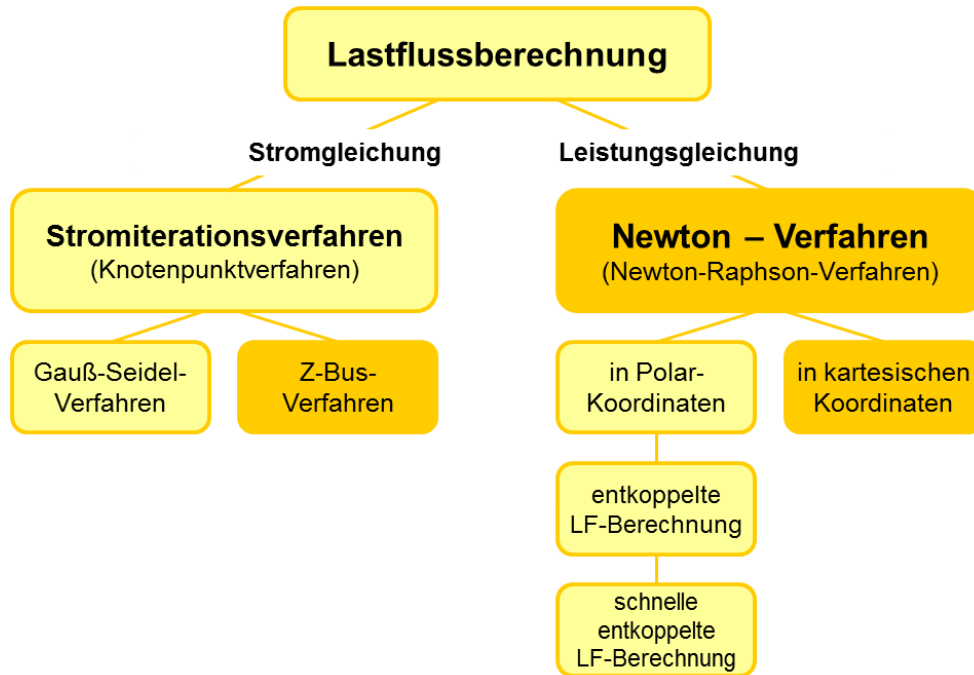


Abbildung 4.5: Übersicht über unterschiedliche Verfahren zur Lastflussberechnung [45]

Bei der Lösung und Berechnung von aufwendigen und großen Netzen durch Simulationsprogramme ergeben sich auf Grund der hohen Rechenleistungen kaum mehr Unterschiede in den Verfahren, wenngleich sich die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Algorithmen nach [46] wie folgt darstellen lassen.

Stromiterationsverfahren	Newton-Verfahren
+ einfacher Algorithmus	- Jacobi-Matrix arbeitspunktabhängig
- mehr Iterationsschritte; abhängig von der der Netzgröße	+ Anzahl der Iterationen gering (3 ... 6); unabhängig von der Netzgröße
+ größerer Konvergenzradius	- Empfindlich gegen schlechte Startwerte
- Einbeziehung von Generatorknoten umständlich	+ leichte Einbeziehung von Generatorknoten

Tabelle 4.2: Vergleich zwischen Stromiterations- und Newton-Verfahren

Die unterschiedlichen Simulations- und Berechnungsprogramme (wie z.B. Neplan) ermöglichen für die Lösung bzw. Berechnung eines Lastflusses in einem Modellnetz meist mehrere bzw. verschiedene Methoden (z.B. einfaches oder erweitertes Newton-Raphson-Verfahren, Stromiteration, Spannungsabfallverfahren, DC-Lastflussanalyse). Ausgangspunkt für alle Verfahren ist allerdings die Netz- (4-8) und Leistungsgleichung (4-9):

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (4-8)$$

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (4-9)$$

$\underline{I}$  Vektor Knotenströme  
 $\underline{U}$  Vektor Knotenspannungen  
 $\underline{Y}$  Knotenpunktadmittanzmatrix  
 $\underline{S}$  Vektor Knotenleistungen

Ein komplexes Netz mit n Knotenpunkten lässt sich demnach mit einer (n x n)-Matrix als vollständige Knotenpunktadmittanzmatrix beschreiben. Zur Lösung des Lastflussproblems wird an einem definierten Einspeiseknoten (Bilanz- oder Slack-Knoten) der Spannungsbetrag und die Phase der Spannung (0) vorgegeben und damit das Gleichungssystem (4-10) um eins reduziert und damit lösbar. In allen Einspeiseknoten, auch Übergabeknoten, sind die Spannungsbeträge durch die Sollwerte der Spannungsregler und Wirkleistungen durch die Einstellungen der Turbinenregler gegeben (P-U-Knoten) und die Blindleistungen sowie die Phasenlagen der Spannung gesucht. Bei bekannten Wirk- und Blindleistungen der Verbraucher- oder Lastknoten (diese können konstant oder als Funktionen der Spannungen vorgegeben werden) sind die Beträge und Phasenlagen der Spannung gesucht (P-Q-Knoten).

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} & \cdots & \underline{y}_{1i} & \cdots & \underline{y}_{1n} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & \cdots & \underline{y}_{2i} & \cdots & \underline{y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{i1} & \underline{y}_{i2} & \cdots & \underline{y}_{ii} & \cdots & \underline{y}_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{y}_{n1} & \underline{y}_{n2} & \cdots & \underline{y}_{ni} & \cdots & \underline{y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \quad (4-10)$$

#### 4.1.4 Dimensionierung von Leitungen

Bei der Dimensionierung von elektrischen Leitungen im Stromnetz gelten eine Reihe von Randbedingungen, welche im Vorfeld der Planung in Form von ausgewogenen Überlegungen und Abschätzungen zu berücksichtigen sind.

- max. Strombelastbarkeit bei unterschiedlichen Betriebspunkten (Normalbetrieb, Überlast, Kurzschluss) bezüglich deren Auswirkung auf die Leitererwärmung
- vorliegende Spannung und maximal zulässige Spannungsdifferenzen bzw. -abfälle (nähere Behandlung im nachstehenden Kapitel)
- Einhaltung bzw. Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte (z.B. Bemessungsspannung so wählen damit sich sinnvolle Querschnitte ergeben)

Anders als in der Hoch- und Höchstspannung, reicht es in der Nieder- und Mittelspannung (wegen der (wegen der kurzen Leitungslängen) bei der Berechnung und Bemessung von Leitungen aus, von einer von einer vereinfachten Ersatzschaltung auszugehen (siehe auch

Abbildung 4.2) und in den meisten Fällen genügt die einfache Berücksichtigung der Längsimpedanzen.

Die Leistung, die über eine elektrische Leitung übertragen werden kann, richtet sich nach dem Querschnitt sowie der Art der Übertragungsform. Die beiden Übertragungsformen Kabel und Freileitung unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Isolation, welche die zulässigen Abstände der Phasen zueinander bestimmt. Kabeln (ohne Kühlung) im Erdreich verlegt, müssen vom Querschnitt und dessen indirekt proportionalen Widerstand (Verluste) so ausgelegt sein, dass die gesamte Verlustwärme an das Erdreich und in Folge an die Erdoberfläche abgegeben werden kann, wobei es durch geringe Abstände der einzelnen Phasen zu einer gegenseitigen Erwärmung kommt.

Bei Freileitungen müssen die Abstände der blanken Phasenseile so gewählt werden, dass die Luft als natürlicher Isolator dient, wobei für den Fall von Positionsänderungen der Seile (Pendeln, Erwärmung, usw.) eine Abstandsreserve vorzusehen ist. Die Luft dient gleichzeitig als Kühlmedium und ermöglicht dadurch, dass, bei gleicher Energieübertragung, die Querschnitte bezogen auf die zulässige Leitertemperatur im Gegensatz zum Kabel reduziert werden können. Bei Freileitungen kann üblicherweise davon ausgegangen werden, dass die Dimensionierung nach dem zulässigen Spannungsabfall auch für die Einhaltung der zulässigen Erwärmung ausreicht.

Bei der Auslegung der Kabelanlage ist darauf zu achten, dass die Leitertemperatur durch die Strombelastung steigt und daher auch die Impedanz des Leiters größer wird. Bei Kabeln gibt es im Wesentlichen Kupfer und Aluminium als Leitermaterialien, welche je nach Querschnitt unterschiedliche Strombelastbarkeit aufweisen. Die Berechnung der Übertragungsleistung lässt sich mit den Gleichungen (4-11 bzw. 4-12) darstellen:

$$P = U_N \cdot I_{be} \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \quad (4-11)$$

$$S = U_N \cdot I_{be} \cdot \sqrt{3} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \quad (4-12)$$

$U_N$	Nennspannung
$I_{be}$	max. Betriebsstrom bei Erdverlegung
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor
$f_1$	Umrechnungsfaktor bei Abweichungen von 20°C Erdbodentemperatur, Belastungsgrad $m = 0,7$ und Erdbodenwärmewiderstand $r_{th} = 1 \text{ K m/W}$
$f_2$	Umrechnungsfaktor für Häufung
$f_3$	Reduktionsfaktor für Abdeckhauben

Für die Berücksichtigung verschiedener Anforderungen entlang der Verlegestrecke können mittels unterschiedlicher Zusatzfaktoren Abschätzungen bezüglich der Abführung der Wärme herangezogen werden. Ähnlich wie Faktor  $f_1$  hängt Faktor  $f_2$ , bei Annahme der Anordnung (z.B. gebündelt) und einem festzulegenden lichten Abstand, vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand sowie dem Belastungsgrad ab. Die Faktoren können z.B. [44] entnommen werden und hängen wesentlich von der Anzahl der Systeme ab.

Bei der Dimensionierung von Kabeln und Freileitungen sind neben den elektrischen Beanspruchungen auch die mechanischen Beanspruchungen zu berücksichtigen, die sich auch auf weitere Anlagenteile wie Isolatoren, Masten und Muffen auswirken. Mechanische Kräfte können zum Einen durch das Gewicht der Anlagenteile selber oder witterungsbedingte Anlässe wie Wind und Eis hervorgerufen werden (auch Kräfte während der Montage sind zu berücksichtigen), bzw. können zum Anderen im Fehlerfall durch hohe Ströme verursacht werden. Die Beherrschung dieser mechanischen Kräfte ist durch ausreichende Sicherheitsabstände sowie hinreichende Befestigung sicherzustellen.



## 4.2 Planungskriterium Spannungsqualität

### 4.2.1 Einleitung und Abgrenzung der Begriffe

Der ideale Zustand in einem elektrischen Netz wäre jener, dass an jedem Netzknoten die gleiche Spannung und am besten in der geforderten Nennspannung des einzelnen Verbrauchers oder Gerätes vorliegt, was jedoch wegen der mit Wirk- und Blindwiderständen behafteten Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Knoten nicht möglich ist.

Der für die Planung und Auslegung von Netzen damit wesentliche Parameter Spannung, wird in Bezug auf Grenzen und Form der Spannung in den unterschiedlichen Normen und Richtlinien beschrieben. Eine Vielzahl von Begriffen wie Nenn-, Betriebs-, Versorgungs- und max. zulässige oder vereinbarte Spannung beschreiben das Spannungsniveau. Die Änderung der Spannung in einem Knoten wird oftmals mit einem Spannungsanstieg, -anhebung, -absenkung, -einbruch, ..., oder dem Spannungsabfall beschrieben, wobei für letzteren Begriff eine klare Abgrenzung zu treffen ist. Unterscheidungen und Abgrenzungen sollen in der Folge für

- Spannungsniveau

- Spannungsabfall

- Spannungsänderung

getroffen werden.

#### 4.2.1.1 Spannungsniveau

Die örtliche und (mitunter) auch zeitliche Verteilung der Effektivwerte der Spannung im Netz bzw. den Netzknoten beschreibt das Spannungsniveau. Die Vorgabe von maximalen und minimalen Grenzen der Spannungshöhe gibt ein Band vor, welches für jede Netzebene einzuhalten ist. Während die ÖVE/ÖNORM E1100 im Teil 2 (der Norm für Nennspannungen im Niederspannungsstromverteilungssystem) [13] ohne Angabe eines Integrationsintervalls für 400/230 V bis zum Jahr 2009 eine Grenze von +6 % und -10 % und seit 2009 +10 % und -10 % vorgibt (siehe Abbildung 4.6), gibt die ÖVE/ÖNORM EN 50160 [12] vor, dass 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung einer Woche (in der Niederspannung) innerhalb der Grenzen +10 % und -10 % und alle Werte innerhalb +10 % und -15 % liegen müssen. Nach EN 50160 werden als Ausnahme „entlegene Regionen mit langen Leitungen“ angegeben, deren Kunden „informiert werden sollten“.

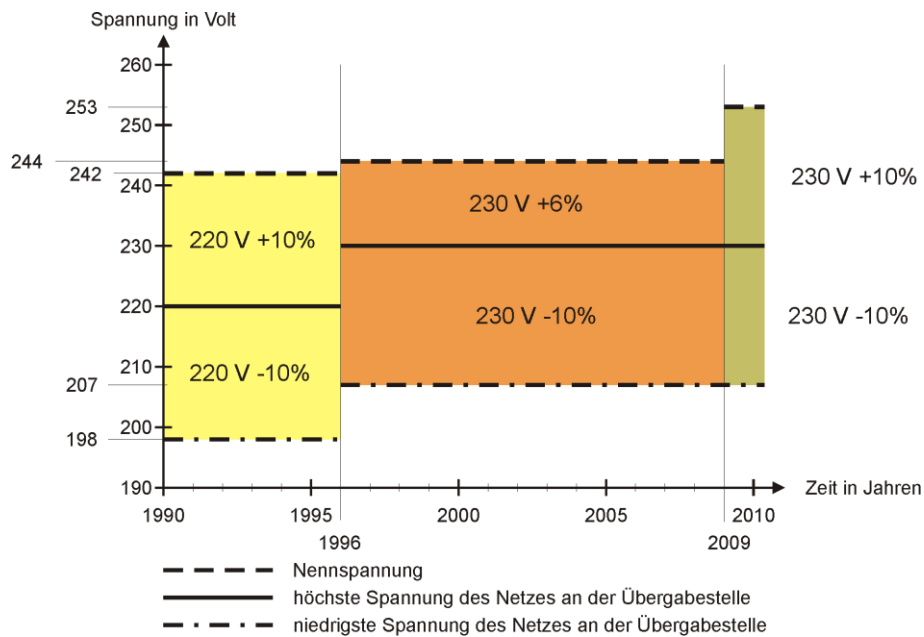


Abbildung 4.6: Spannungsband in der Niederspannung [13]

Zur Einhaltung des durch die Normen vorgegebenen Spannungsbandes von 20 % mit den Grenzen von +10 % und -10 % in der Niederspannung, sind sowohl die Extremsituationen

- Starklast bei geringer dezentrale Erzeugung, als auch
- Schwachlast bei hoher dezentraler Erzeugung

zu berücksichtigen, als auch die Längsspannungsabfälle der Leitungen in der Nieder- als auch Hochspannung sowie der Transformatoren. (Abbildung 4.7 zeigt eine mögliche Aufteilung)

Als Richtwert gilt z.B. in einschlägiger Literatur, dass in der Niederspannung die Spannungsänderungen mit Rücksicht auf die teilweise sehr spannungsabhängigen Verbraucher/Geräte möglichst 3 % nicht überschreiten sollen und in der Mittelspannung bis zu 8 % und in der Hochspannung bis zu 12 % zulässig sind [27] (vgl. aber auch 4.2.1.3).

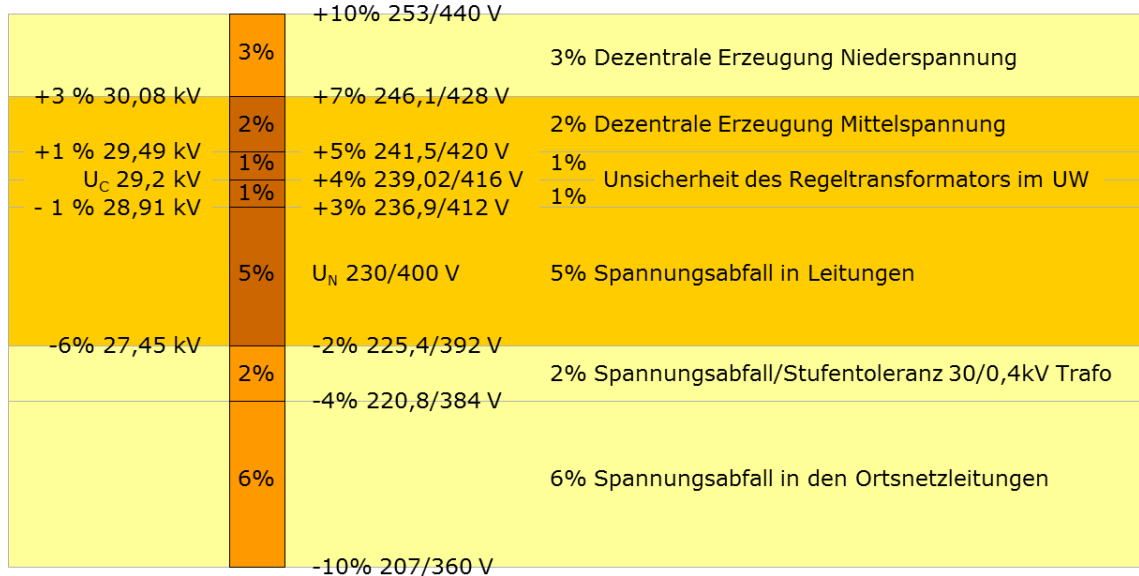


Abbildung 4.7: Aufteilung des 20%-Spannungsbandes (Original aus [40])

#### 4.2.1.2 Spannungsabfall

Der durch die Leistungsnachfrage in einem Netzknoten resultierende Energiefluss bzw. durch die Leitung zum Knoten fließende Strom führt zu Spannungsabfällen. Demzufolge ist der Spannungsabfall jene Spannungsdifferenz, die an einer Impedanz zwischen zwei benachbarten Netzknoten, infolge eines Stromflusses abfällt. Im Unterschied zur Spannungsänderung ist der Spannungsabfall unabhängig einer zeitlichen Änderung in einem Netzknoten und kann sowohl positiv als auch negativ sein.

Durch die Längs- und Querimpedanzen einer Leitung ergeben sich auch ein Längs- und Querspannungsabfälle, wobei in groben Abschätzungen des Spannungsabfalls der Querspannungsabfall meist zu vernachlässigen ist und nur bei höheren Reaktanzen zu berücksichtigen ist.

Die Höhe der Spannung in einem Netzknoten ist somit das Resultat von Spannungsabfällen. Zustandsänderungen in einem Netzknoten (Veränderung der Last oder der Einspeisung) bewirken demnach eine Änderung des Spannungsabfalls als auch eine Spannungsänderung.

#### 4.2.1.3 Spannungsänderung

Eine sprunghafte oder kontinuierliche Änderung des Spannungseffektivwertes in einem Netzknoten wird als Spannungsänderung bezeichnet und wird im Fall einer Erhöhung oft als

Spannungsanstieg oder -anhebung oder im umgekehrten Fall als Spannungseinbruch oder Absenkung beschrieben.

Verursacht werden Spannungsänderungen vorwiegend durch Leistungsänderungen von Verbrauchern oder Erzeugern, oder aber auch durch Änderungen im vorgelagerten Netz.

In Bezug auf die zeitliche Änderung wird unterschieden in stationäre und dynamische (weitere Unterteilung in sprungförmig, rampenförmig, usw.) Änderungen, wobei die grobe Grenze in der Unterteilung zwischen dynamisch und statisch die Berücksichtigung der Spannungsänderung durch den Stufenregler des Transformators ist.

In den Technisch Organisatorischen Regeln im Teil zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (TOR D2) [61] werden z.B. für Erzeugungsanlagen bei schaltbedingten Spannungsänderungen

• **3 % zulässige Spannungsänderung im Niederspannungsnetz und**

• **2 % zulässige Spannungsänderung im Mittelspannungsnetz**

bzw. in seltenen Fällen (6 % bzw. 3 %) als Grenzwert vorgegeben. Für eine relative Spannungsanhebung aller Erzeugungsanlagen im Netz, es gibt keinen Emissionsgrenzwert für Einzelanlagen, darf an keinem Verknüpfungspunkt des betrachteten Netzes der Grenzwert von

• **3 % zulässige Spannungsänderung im Niederspannungsnetz und**

• **2 % zulässige Spannungsänderung im Mittelspannungsnetz**

überschritten werden. Die Grenze der zulässigen Spannungsanhebung kann jedoch in Sonderfällen auch höher sein.

#### 4.2.2 Berechnung von Spannungsänderungen

Mit Hilfe der vereinfachten Ersatzschaltung in Abbildung 4.8 kann in einem einzelnen Netzknoten bei einer Last- oder Einspeiseänderung die Spannung im Verknüpfungspunkt (VP) berechnet werden. Mit der Annahme, dass es keine Vorbelastung gibt, wird das Zu- oder Abschalten einer Anschlussleistung  $\underline{S}$  (Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$ ) und die resultierende Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt berechnet (siehe dazu die mathematische Ableitung und Formeln von (4-13 bis (4-19)).

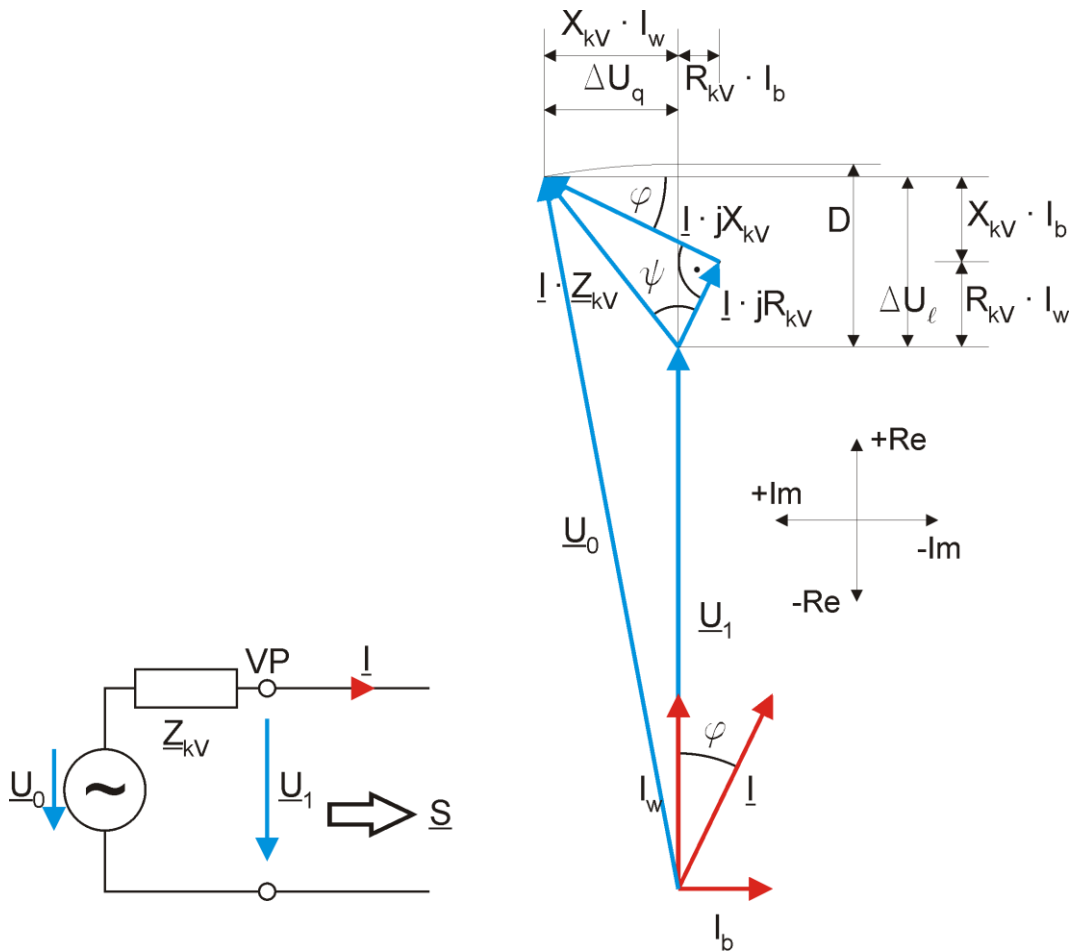


Abbildung 4.8: Ersatzschaltung und Zeigerdiagramm zur Berechnung der Spannungsänderung in einem Netzknoten

(Großbuchstaben stehen für Effektivwerte, Kleinbuchstaben für auf den Nennwert bezogene Effektivwerte und komplexe Größen werden unterstrichen dargestellt)

$$\underline{S} = P + j \cdot Q \quad P = U_1 \cdot I \cdot \cos \varphi \quad Q = U_1 \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (4-13)$$

$\varphi$  Winkel der Anschlussleistung

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_1 + \underline{Z}_{kV} \cdot \underline{I} = \underline{U}_1 + (\underline{R}_{kV} + j \cdot \underline{X}_{kV}) \cdot \underline{I} \quad (4-14)$$

$\underline{Z}_{kV}$  Netzkurzschlussimpedanz (-Resistanz  $\underline{R}_{kV}$  und -Reaktanz  $\underline{X}_{kV}$ )

Längs- ( $\Delta U_l$ ) und Querspannungsabfall ( $\Delta U_q$ ):

$$\Delta U_l = R_{kv} \cdot I_w + X_{kv} \cdot I_b = R_{kv} \cdot I \cdot \cos \varphi + X_{kv} \cdot I \cdot \sin \varphi = R_{kv} \cdot \frac{P}{U_1} + X_{kv} \cdot \frac{Q}{U_1} \quad (4-15)$$

$$\Delta U_q = -R_{kv} \cdot I_b + X_{kv} \cdot I_w = -R_{kv} \cdot I \cdot \sin \varphi + X_{kv} \cdot I \cdot \cos \varphi = -R_{kv} \cdot \frac{Q}{U_1} + X_{kv} \cdot \frac{P}{U_1} \quad (4-16)$$

relativer Längsspannungsabfall bezogen auf die treibende Spannung  $\underline{U}_0$  :

$$\Delta u_l = \frac{\Delta U_l}{U_0} = \frac{R_{kv} \cdot P}{U_1 \cdot U_0} + \frac{X_{kv} \cdot Q}{U_1 \cdot U_0} \quad (4-17)$$

bei Leistungsänderungen ( $\Delta P$  und  $\Delta Q$ ) der angeschlossenen Leistung (Verbraucher oder Erzeuger) kann die relative Längsspannungsänderung  $d_l$  wie folgt berechnet werden:

$$d_l = \frac{\Delta U_l}{U_0} = \frac{R_{kv} \cdot \Delta P}{U_1 \cdot U_0} + \frac{X_{kv} \cdot \Delta Q}{U_1 \cdot U_0} \quad (4-18)$$

bei Vernachlässigung des Querspannungsabfalls bekommt man eine Näherung der relativen Gesamtspannungsänderung  $d$  im Verknüpfungspunkt:

$$d \approx \frac{R_{kv} \cdot \Delta P}{U_0^2} + \frac{X_{kv} \cdot \Delta Q}{U_0^2} \quad (4-19)$$

Die Ermittlung der Spannungsdifferenzen in einem vermaschten Netz ist wesentlich aufwendiger als bei einem Strahlennetz, da eine Leistungsänderung in einem Knoten nicht nur eine Spannungsänderung in diesem Knoten verursacht, sondern auch alle andern Knoten im Netz mitbeeinflusst. Demnach hängen auch die Spannungsverhältnisse eines einzelnen Knoten von den Lastverhältnissen und der Leistungsverteilung (von Einspeisern und Verbrauchern) im Netz ab, welche durch Lastflussberechnung ermittelt bzw. berechnet werden müssen.

Aus mathematischer Sicht gilt: eine Leistungsänderung im Knoten  $i$  durch einen Verbraucher oder Erzeuger bewirkt zum Einen eine Spannungsänderung  $\Delta U_{i(i)}$  in diesem Knoten und zum Anderen eine Spannungsänderung  $\Delta U_{j(i)}$  in den übrigen Netzknoten  $j$ , die sich den bestehenden Knotenspannungen überlagert. Die Summe der Teilspannungsänderungen ergibt folglich die gesamte Knotenspannungsänderung  $\Delta U_j$ . [8]

$$\Delta U_{i(i)} = Z_{ii} \cdot \Delta I_i \quad (4-20)$$

$$\Delta U_{j(i)} = Z_{ij} \cdot \Delta I_i = \Delta U_{j(i)} \cdot \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}} \quad (4-21)$$

$$\Delta U_j = \sum_i \Delta U_{j(i)} \quad (4-22)$$

$Z_{ii}$ ,  $Z_{ij}$  Elemente der Systemimpedanzmatrix

In der Niederspannung und zum Teil auch in der Mittelspannung lohnt es sich oft nicht, Lastflussberechnungen mit komplexen Größen durchzuführen (mitunter sehr hoher Aufwand zur Erfassung der komplexen Größen), da sehr oft bei Speisespannungen nur die Beträge bekannt sind oder die Leistungsfaktoren der Verbraucher nicht bekannt sind und daher mit einheitlichen Leistungsfaktoren gerechnet wird. Meist kommt es dadurch auch nur zu geringfügigen Abweichungen. Nachteil dieser Vereinfachung ist, dass der Wirk- und Blindleistungsbedarf der Leitungen vernachlässigt wird und demnach die in das Netz eingespeiste Leistung in Betrag und Winkel auch der Abnahmeleistung entspricht. Kann diese Einschränkung nicht angenommen werden, ist eine Berechnung mit komplexen Größen durchzuführen.

Der Spannungsverlauf entlang einer Leitung mit unterschiedlichen Einspeise- und Lastszenarien (die einzelnen Graphen im Diagramm) lässt sich durch ein Modellnetz, wie in der nachstehenden Abbildung 4.9 angenommen, sehr gut darstellen, wobei auch die Auswirkungen der unterschiedlichen Impedanzen bei Kabeln und Freileitungen sehr deutlich erkennbar werden.

Für die Szenarien a), b), c), d) und e) gilt, dass die Längen  $l_1 = l_2 = l_3 = l_4$  gleich  $l$  (1250 m) sind.

Die unterschiedlichen Einspeise- und Lastszenarien werden angenommen mit:

a)  $L_1 = L_2 = L_3 = L_4 = L$  (gleichmäßige Verteilung)

b)  $L_1 = L_2 = L_3 = L; L_4 = L - E$

c)  $L_1 = L_2 = L_3 = L; L_4 = L - 4 \cdot E$

d)  $L_1 = L_2 = L_4 = L; L_3 = L - 4 \cdot E$

e)  $L_1 = L_2 = L_3 = 0; L_4 = L - 4 \cdot E$  (alles am Ende)

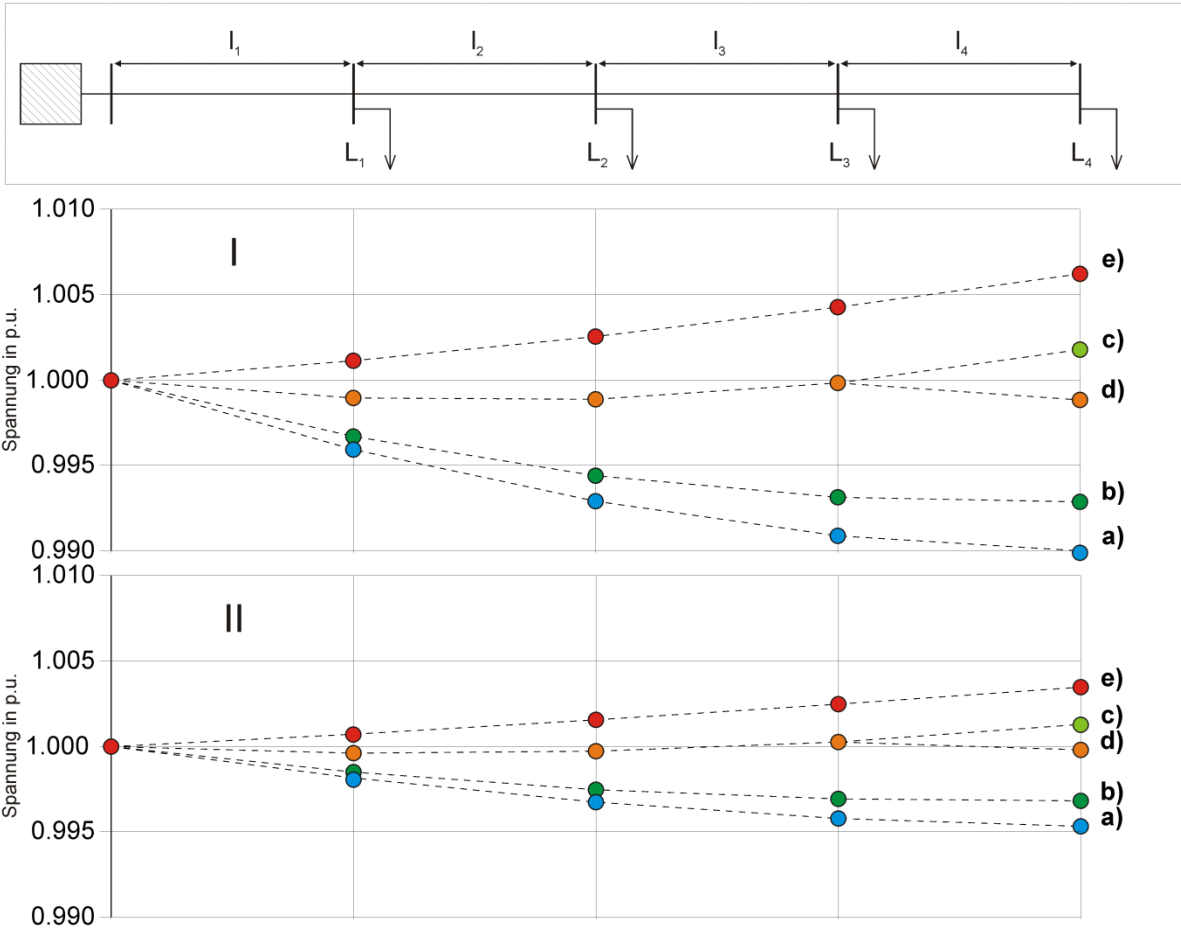


Abbildung 4.9: Modellnetz zur Betrachtung der Spannungshöhe entlang einer Leitung bei unterschiedlichen Einspeise- und Lastszenarien

Länge  $l = 1250$  m;  $L = 1000$  kW + 484 kVar;  $E = -1000$  kW + 0 kVar

I: Freileitung: AlMgSi, 70 mm<sup>2</sup>; 29,2 kV;  $R_L' = 0,507$  Ω/km;  $X_L' = 0,371$  Ω/km

II: Kabel: A2YHC2Y 3x1x120; 29,2 kV;  $R_L' = 0,253$  Ω/km;  $X_L' = 0,134$  Ω/km



## 4.3 Planungskriterium Versorgungszuverlässigkeit

### 4.3.1 Einleitung und Allgemeines

Der für den Endkunden zumeist wahrnehmbare und somit auch sehr bedeutende technische Faktor in der elektrischen Energieversorgung ist jener in Bezug auf die Versorgungsqualität und Sicherung der Versorgung. Die Versorgungsqualität bezieht sich im Wesentlichen auf die Versorgung der Kunden und demnach vorrangig auf das Verteilernetz und lässt sich wie in Abbildung 4.10 dargestellt, unterteilen in die Zuverlässigkeit der Versorgung, kommerzielle Qualität (z.B. Reaktionszeit auf Kundenanfrage), Spannungsqualität und operative Versorgungssicherheit. Grundsätzlich gilt es zwischen den Begriffen Versorgungszuverlässigkeit und -sicherheit zu differenzieren. Während bei der Zuverlässigkeit die Wahrscheinlichkeit beschrieben wird, mit der eine Komponente oder ein System, in einem zu definierenden Zeitfenster, seine Funktion erfüllt, wird bei der operativen Versorgungssicherheit auf die Fähigkeit abgezielt, wie das System auf Störungen reagiert und eine Ausweitung einer Störung eingegrenzt wird oder werden kann (z.B. (n-1)-sicherer Betrieb).



Abbildung 4.10: Abgrenzung der Qualität und der Sicherung der Versorgung (Original von Webseite [www.e-control.at](http://www.e-control.at) abgeändert)

Die Norm DIN 40041 behandelt in Bezug auf Anwendungsbereich und Zweck, die Vereinheitlichung der in der Zuverlässigkeitssicherung verwendeten Begriffe und damit die Verständigung auf dem Gebiet der Zuverlässigkeit und definiert folglich die Zuverlässigkeit

im Allgemeinen, als die Beschaffenheit einer Einheit bezüglich Ihrer Eignung, während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen. [60]

In Bezug auf das elektrische Energiesystem wird in den Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen [7] die Versorgungszuverlässigkeit als die Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen, beschrieben.

Mit der Versorgungszuverlässigkeit wird demnach die Kontinuität der Einspeisung und der Lieferung elektrischer Energie beschrieben. Um die Versorgungsqualität von Netzgebieten beurteilen zu können, können neben der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen auch aggregierte, aussagekräftige Parameter bestimmt werden. Kenngrößen für die Versorgungszuverlässigkeit sind z.B. Ausfallsraten, Unterbrechungszeiten (z.B. Minuten pro Kunde und Jahr) und die Nichtverfügbarkeit (NV). Durch die Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung wird es zum Einen möglich, strukturelle Schwachstellen im Netz aufzuzeigen und zum Anderen auch ermöglicht, bereits in der Planung einen Vergleich des Nutzens von unterschiedlichen Ausbaumaßnahmen und -strategien im Netz anzustellen.

Die Beurteilung und der Vergleich der Versorgungssicherheit von Verteilnetzen erfolgt meist auf Basis der Parameter Dauer und Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen, deren Wahrscheinlichkeit aus der Statistik der Störungen in der Vergangenheit abgeleitet werden kann. [26]

Die Anforderungen sind anhängig von der Spannungsebene sehr unterschiedlich. Wird einerseits von Übertragungsnetzen gefordert, dass ein Einfachausfall ohne Versorgungsunterbrechung beherrscht werden muss, wird andererseits, durch die Netzarchitektur bedingt, bei Verteilnetzen der Mittel- und Niederspannungsebene dagegen oft eine gewisse Unterbrechungsdauer zugelassen, bis entsprechende Umschaltungen vorgenommen sind und Reserveversorgungen aktiviert werden können.

Nach Einschätzung der Fachwelt und auch in der Verfügbarkeitsstatistik des VDN [20] nachgewiesen, ist der Hauptanteil (rund 80 %) der Nichtverfügbarkeit auf Ausfälle im Mittelspannungsnetz zurückzuführen, womit die Bedeutung der Zuverlässigkeit in der Mittelspannung aufgezeigt werden kann und somit auch wesentlicher Betrachtung in der Planung von Verteilernetzen bedarf.

### 4.3.2 Berechnung der Zuverlässigkeit

Der Netzplanung stehen zur Berechnung bzw. Ermittlung der Zuverlässigkeit zwei sehr unterschiedliche Werkzeuge zur Verfügung, nämlich eine deterministische und eine probabilistische Methode.

#### **Deterministischer Ansatz:**

Der deterministische Ansatz zeichnet sich durch seine Unkompliziertheit und Transparenz in seiner Anwendung aus. Dies zeigt sich darin, dass das zu untersuchende Netz für eine beschränkte Anzahl von Systemzuständen und Störungsszenarien bestimmte Mindestanforderungen erfüllen muss. Der deterministische Ansatz kann teilweise sogar ohne Rechnerunterstützung angewendet werden, wobei der Rechneinsatz (z.B. Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen) die Berechnungen stark vereinfacht. Das am weitesten verbreitet angewandte deterministische Kriterium ist das (n-1)-Kriterium. Vereinfacht ausgedrückt besagt es, dass nach einem Einfachausfall eines beliebigen Betriebsmittels die Netzfunktion ohne Grenzwertüberschreitungen gewahrt bleiben muss bzw. keine Grenzwerte verletzt werden dürfen. Der deterministische Ansatz zur qualitativen Bewertung hat den prinzipiellen Nachteil, dass damit die Versorgungszuverlässigkeit nicht quantitativ bewertet werden kann.

#### **Probabilistischer Ansatz:**

Beim probabilistischen Ansatz werden durch rechnerische Simulationen des deterministisch-stochastischen Prozesses Stromversorgung, aus dem erfahrenen und stochastisch beschreibbaren Ausfallsverhalten der Betriebsmittel, unter Berücksichtigung der planmäßigen Eingriffe der Netzbetriebsführung im Normalbetrieb und Störfall, der geplanten Netztopologie und Schutzkonzepte sowie der erwarteten Einspeisungen und Lasten, Kenngrößen für die zu erwartende Versorgungszuverlässigkeit prognostiziert. Die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen kann hierdurch ebenfalls quantitativ festgestellt werden. Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung stellt somit einen besonderen Anspruch an die Datenbasis. Die Modellierung der Netztopologie muss auch ausgeschaltete, aber verfügbare Elemente und die detaillierten Konfigurationen der Schaltanlagen enthalten, da diese Informationen für die Wiederversorgung relevant sind, sowie Angaben zu Mehrfachleitungen inkludieren. Weiters sind grundsätzliche Angaben zum Schutzsystem und zum zeitlichen Lastverhalten der Betriebsmittel erforderlich. Die betriebsmittelbezogenen Zuverlässigkeitskenndaten komplettieren neben den Betriebsbeschreibungen die notwendigen Daten, durch die ein Zustandsmodell aufgebaut werden kann. Damit kann ein

möglichst genaues Modell des Netzbetriebs und der auftretenden Störungen simuliert werden. [58]

### Basiskenngrößen

Aus dem umfangreichen Gebiet der stochastischen Prozesse werden für die Zuverlässigkeitstechnik einige wichtige Beziehungen benötigt. Allgemein lässt sich jeder stochastische Prozess durch die Merkmale

• Zustand

• Zustandsdauer und

• Zustandsübergang

vollständig kennzeichnen.

Die Wahrscheinlichkeitstheorie und die Theorie der stochastischen Prozesse liefert zur Bewertung des Zustandsverhalten folgende drei wichtige Kenngrößen  $T(Z)$ ,  $P(Z)$  und  $H(Z)$ , mit denen jeder technischer Zustand beschrieben werden kann:

•  $T(Z)$  die mittlere Aufenthaltsdauer im Zustand  $Z$ ,

•  $P(Z)$  Wahrscheinlichkeit, mit der sich der stochastische Prozess zu einem beliebigen Zeitpunkt in der Zukunft im Zustand  $Z$  befindet,

•  $H(Z)$  mittlere Häufigkeit, mit der der Zustand  $Z$  in einem betrachteten Zeitintervall auftritt

Mit  $Z$  wird die zu untersuchende Funktion bezeichnet, die in der Theorie der stochastischen Prozesse einen Zustand darstellt. Diese Kenngrößen sind als Basiskenngrößen eines stochastischen Prozesses aufzufassen, aus denen alle interessierenden Zuverlässigkeitskenngrößen hergeleitet werden können.

Zwischen den Kenngrößen besteht folgende Beziehung (4-23):

$$P(Z) = H(Z) \cdot T(Z) \quad (4-23)$$

Die Wahrscheinlichkeit ist gleich der mittleren Häufigkeit, mit der der Zustand  $Z$  auftritt (Anzahl der Ausfälle pro Jahr) mal der mittleren Dauer der Zustandes (mittlere Dauer der Ausfälle).

In der Zuverlässigkeitstechnik wird zwischen den Betrachtungseinheiten Komponente und System unterschieden, wobei das System die funktionale Schaltung der Komponenten darstellt. Wird das Zustandsverhalten jeder Komponente durch einen stochastischen Prozess beschrieben, so stellt das Zustandsverhalten des Systems ebenfalls einen stochastischen Prozess dar, der als Verknüpfung der Komponentenprozesse beschrieben werden kann. Die grundlegenden Verknüpfungsarten sind die logische UND - Verknüpfung und die logische ODER - Verknüpfung und werden in Tabelle 4.3 zusammenfassend dargestellt. [57]

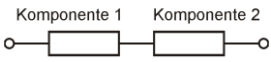
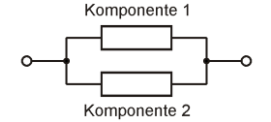
Verknüpfung	Nichtverlässlichkeit	Ausfallhäufigkeit	mittlere Ausfalldauer
<p style="text-align: center;"><b>UND</b></p>  <p style="text-align: center;">Komponente 1    Komponente 2</p>	$NV_{\text{sys}} = NV_1 + NV_2$	$H_{\text{sys}} = H_1 + H_2$	$\overline{Ta} = \frac{NV_{\text{sys}}}{H_{\text{sys}}}$
<p style="text-align: center;"><b>ODER</b></p>  <p style="text-align: center;">Komponente 1 Komponente 2</p>	$NV_{\text{sys}} = NV_1 \cdot NV_2$	$H_{\text{sys}} = H_1 \cdot NV_2 + H_2 \cdot NV_1$	$\overline{Ta} = \frac{1}{\frac{1}{\overline{Ta}_1} + \frac{1}{\overline{Ta}_2}}$

Tabelle 4.3: Zusammenfassung der grundlegenden logischen Verknüpfungsarten zur Berechnung der Zuverlässigkeit (Original aus [57] abgeändert)

### 4.3.3 Zuverlässigkeitsindikatoren

Mittels Zuverlässigkeitsindikatoren können zum Einen Aussagen über die Zuverlässigkeit oder Versorgungssicherheit (z.B. Häufigkeit und Dauer von Störungen) in Stromnetzen getroffen werden, zum anderen wird ermöglicht, unterschiedliche Versorgungssysteme (z.B. regional, national, international) zu vergleichen. Der Beobachtungszeitraum für Zuverlässigkeitsindikatoren kann frei festgelegt werden, wobei es sich empfiehlt z.B. saisonal bedingte Störungsgeschehen zu berücksichtigen und demnach einen jährlichen Beobachtungsraum zu wählen.

Prinzipiell lassen sich systembezogene Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach deren Ursache der Versorgungsunterbrechung, in geplant und ungeplant unterteilen. Nach [54] wird eine Versorgungsunterbrechung als jener Zustand definiert, in welchem die

Spannung an der Übergabestelle weniger als 1 % der vereinbarten Spannung beträgt.  
Versorgungsunterbrechungen lassen sich einteilen in:

- geplante Versorgungsunterbrechungen, über die die Netznutzer im Voraus benachrichtigt werden, um planmäßige Arbeiten im Verteilnetz ausführen zu können oder
- zufällige Versorgungsunterbrechungen, die durch andauernde oder vorübergehende Störungen verursacht werden. Sie treten meist in Zusammenhang mit äußeren Einflüssen, Anlagenausfällen oder anderen Störungen auf. Zufällige Versorgungsunterbrechungen werden eingeteilt in:
  - Langzeitunterbrechungen (länger als 3 min);
  - Kurzzeitunterbrechungen (bis zu einschließlich 3 min)

Ungeplante Versorgungsunterbrechungen treten in Zusammenhang mit äußeren Einflüssen, Anlagenausfällen oder anderen Störungen auf. Die Unterbrechungsursachen lassen sich unterteilen in [19]:

- Atmosphärische Einwirkungen: Gewitter, Stürme, Eis, Schnee, Lawinen, Feuchtigkeit, Kälte, Hitze, Erdbeben, Erdbeben, Felssturz und anderen Naturkatastrophen sowie Anordnungen von Behörden oder Einsatzkräften (z.B. Brandbekämpfung)
- Fremde Einwirkung: durch Menschen, Tiere, Baumschlägerungen, Erd- und/oder Baggerarbeiten, Kräne, Fahrzeuge, Flugobjekte, Brand (fremdverursacht) oder durch Sonstiges verursachte Störungen.
- Netzbetreiber intern: Fehlschaltungen, Fehlfunktionen/Ausfälle eines Betriebsmittels, Alterung, Überlastungen usw.; Ursachen, die in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Betrieb des Netzes stehen – auch Störungen unbekannter Ursache.
- Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörungen: Ausfall der vorgelagerten Spannungsebene, Ausfall der Versorgung (Erzeuger) oder z.B. Störung aus einem anderen Netz, die auf das betrachtete Netz zurückwirkt.

Durch den hohen Vermaschungsgrad auf der Hoch- und Höchstspannungsebene (verpflichtende Einhaltung des (n-1)-Kriterium) haben Ausfälle in diesen Spannungsebenen nicht zwingend Auswirkungen auf die darunter liegenden Spannungsebenen. Umgekehrt ist

jedoch davon auszugehen, dass sich Ausfälle in der Mittelspannung (offen betriebene Ringe) sehr wohl auf die Niederspannung auswirken, wodurch sich eine Erfassung der Zuverlässigkeit in der Mittelspannungsebene etabliert hat, da Ausfälle in der Niederspannung implizit mitberücksichtigt werden.

Wie in der nachstehenden Tabelle 4.4 dargestellt, können als Bezugsgröße für die Zuverlässigkeitsindikatoren die unterbrochene

• Anzahl der Kunden

• Leistung

• Anzahl der Stationen  
(z.B. Trafostationen, Umspanner)

herangezogen werden.

	Kunden- bezogene Methode	Leistungs- bezogene Methode	Stationen- bezogene Methode	Einheit
Unterbrechungshäufigkeit $H_u$ (SAIFI)	$\frac{\sum_j n_j}{N_s}$	$\frac{\sum_j I_j}{L_s}$	$\frac{\sum_j s_j}{S_s}$	1/a
Nichtverfügbarkeit $Q_u$ (SAIDI)	$\frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N_s}$	$\frac{\sum_j I_j \cdot t_j}{L_s}$	$\frac{\sum_j s_j \cdot t_j}{S_s}$	min/a
Unterbrechungsdauer $T_u$ (CAIDI)	$\frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{\sum_j n_j}$	$\frac{\sum_j I_j \cdot t_j}{\sum_j I_j}$	$\frac{\sum_j s_j \cdot t_j}{\sum_j s_j}$	min

- $j$  betrachtete Gruppe (z.B. Haushaltskunden)
- $n_j$  Anzahl der unterbrochenen Kunden in der  $j$ -ten Gruppe je Anlassfall
- $t_j$  Unterbrechungsdauer von Kunden, Scheinleistung oder Transformatoren in der  $j$ -ten Gruppe je Anlassfall
- $N_s$  Gesamtzahl der versorgten Kunden eines Unternehmen
- $I_j$  unterbrochene Scheinleistung in der  $j$ -ten Gruppe je Anlassfall
- $L_s$  gesamte installierte Scheinleistung
- $s_j$  Anzahl der unterbrochenen Transformatorstationen je Anlassfall, die während der  $j$ -ten Gruppe von Kunden unterbrochen waren
- $S_s$  Gesamtzahl von Transformatorstationen

Tabelle 4.4: Übersichtsdarstellung unterschiedlicher Zuverlässigkeitsindikatoren

#### 4.4 Planungskriterium Netzverluste

Der Betrieb des elektrischen Stromnetzes ist unausweichlich auch mit Verlusten verbunden, welche sich in ihrer Ursache prinzipiell in technische sowie nicht technische Verluste unterteilen lassen. Während nichttechnische Verluste sich auf systemischen Schwächen wie z.B. in der Verarbeitung von Daten oder auf Diebstahl zurückführen lassen, sind technische Verluste durch die einfache „Reibung“ bewegter Ladung und all ihren Folgen, in Form von hoch komplexen Zusammenhängen und Auswirkungen zu beschreiben.

Während ein Teil der technischen Verluste als lastunabhängig einzuordnen ist, steht der Hauptanteil der Verluste im elektrischen Energiesystem in Proportion zur Stromhöhe. Bezogen auf den Anteil der verursachten Verlustmengen, kommen vor allem den Leitungen und Transformatoren die wesentlichste Bedeutung zu. Wenngleich Verluste für Schutz-, Mess- und Betriebseinrichtungen in der Form des Bedarfs elektrischer Energie wohl von Bedeutung sind, werden sie in der Folge nicht weiter beschrieben.

Die Verluste bei Transformatoren setzen sich aus Leerlauf- ( $P_0$ ) und belastungsabhängigen Verlusten zusammen. Die Leerlaufverluste lassen sich weiters in Hysterisis- und Wirbelstromverluste im Eisen und den Ableitungsverlusten im Dielektrikum unterteilen, wobei die Hystereseverluste proportional zur Frequenz und die Wirbelstromverluste proportional zum Quadrat der Frequenz und (fast) unabhängig von der Belastung sind. Die Kupfer- oder auch Wicklungsverluste sind wiederum proportional zum Quadrat des Stromes in den Wicklungen. Die Gesamtverluste  $P_V$  lassen sich demnach vereinfacht nach Formel (4-24) abhängig von der Belastung  $a = \text{Scheinleistung (S)} / \text{Bemessungsleistung (S}_r\text{)}$  darstellen. Während die Leerlaufverluste während der gesamten Betriebszeit anfallen, stellt sich die Erfassung der Kurzschlussverluste etwas schwieriger dar, da sie sich mit dem Quadrat der Belastung ändern und über den Verlauf der Zeit ständig Veränderungen zu erwarten sind.

$$P_V = P_0 + a^2 P_k \quad (4-24)$$

Durch die hohe Betriebsstundenanzahl von Transformatoren und den daraus resultierenden hohen Leerlaufverlustmengen, könnte für im Netz parallel angeordnete Transformatoren abgewogen werden, sie in Schwachlastzeiten abzuschalten und so Verluste einzusparen. Dieser Einsparung stehen jedoch die Veränderung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung sowie Kurzschlussleistung und folglich Auswirkung auf die Spannungsqualität, gegenüber.



Während in Verteilernetzen (Mittel- und Niederspannung) dielektrische Verluste und Koronaverluste (lastunabhängige Verluste) von Leitungen weitgehend vernachlässigt werden können, haben Ausbau und Betrieb des Netzes bzw. der Leitungen sehr wesentliche Auswirkung auf die Verluste.

Durch die Entscheidung ob Freileitungen oder Kabeln zum Einsatz kommen sollen, ergeben sich neben der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes auch sehr wesentliche Einflussparameter in Bezug auf Querschnitte und Längen von Leitungen, sowie Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit. Können durch den Einsatz von Kabeln anstatt von Freileitungen oftmals durch die höhere Dimensionierung der Querschnitte, Verluste verringert werden, ergeben sich meist aber durch den höheren Aufwand in der Verlegung, auch höhere Kosten und der Vorteil einer niedrigeren Ausfallshäufigkeit steht einer höheren Ausfallsdauer gegenüber. Wesentliche Auswirkung auf die Leitfähigkeit und somit Verluste und folglich auf die Kosten (Betrieb und Investition) ergeben sich auch durch die Wahl des Leitermaterials. Demnach ist es auch notwendig, Verluste im Zuge einer Gesamtbetrachtung auch über die Kabel-/Freileitungsentscheidung mit einzubinden.

Auch die Betriebsführung in Form von Blindleistungskompensation, symmetrischer Verteilung von Lasten sowie Einspeisungen (Niederspannung) und die Optimierung von Trennstellen (vorrangig in der Mittelspannung) hat einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Verluste. Darüber hinaus, wenn auch nicht im direkten Einfluss des Netzbetreibers, verringert natürlich die Vermeidung von Lastschwankungen, sowie der an den Verbrauch angepasste Betrieb von Erzeugungsanlagen, die Verluste.

Durch die Übertragung einer Leistung über eine Leitung (siehe Abbildung 4.11), steigt nach Formel (4-25) die Verlustleistung ( $P_{\text{Verl3-}}$ ) proportional zum Quadrat des Stromes ( $I$ ). Die Verdeutlichung durch das vereinfachte Beispiel, dass sich bei doppeltem Strom die Verluste vervierfachen, zeigt, wie sinnvoll es erscheint bei höheren Übertragungsleistungen die Betriebsspannung zu erhöhen.

Für die genauere Verlustbetrachtung ist es jedoch notwendig, bei der Betrachtung des Leistungsflusses die Scheinleistung ( $S$ ) sowie auch die Spannung ( $U_2$ ) bzw. deren Änderung im Verknüpfungspunkt (Knoten 2) sowie den Blind- ( $X_L$ ) als auch Wirkwiderstand ( $R_L$ ) der Leitung zu berücksichtigen.

$$P_{\text{Verl}3\sim} = 3 \cdot I^2 \cdot R_L = \frac{S^2}{\frac{U_2^2}{R_L}} \quad (4-25)$$

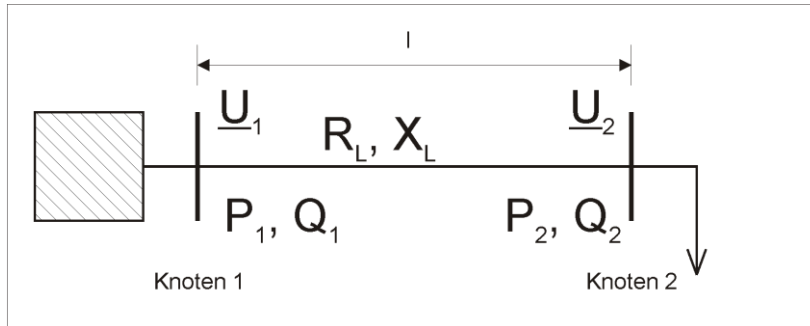


Abbildung 4.11: Einphasige Ersatzschaltung für Verlustbetrachtung

Die technischen Daten (Impedanzen) von Leitungen können meist aus Produktbeschreibungen entnommen werden, jedoch können Wirkwiderstände von Leitungen auch einfach mit dem Leitwert des Leitermaterials, dem Querschnitt und der Länge der Leitungen berechnet werden. Die nachstehende Abbildung 4.12 unterstützt die Ermittlung der Reaktanz von Freileitungen.

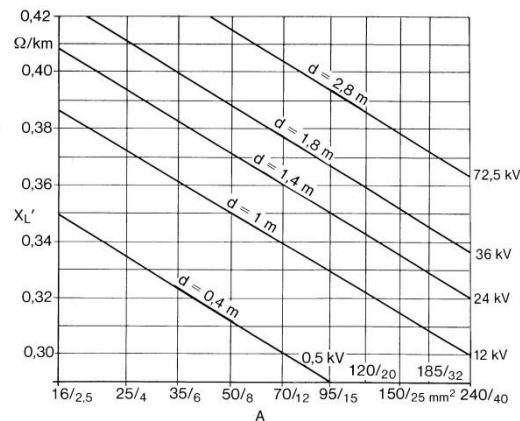


Abbildung 4.12: Betriebsreaktanz  $X_L'$  von Drehstromfreileitungen bis 72,5 kV, in Abhängigkeit vom Leiterquerschnitt A; d = mittlerer geometrischer Abstand der 3 Leiter (Werte aus [59] übernommen)

Die wesentlichste Herausforderung in Bezug auf Verlustmengen ( $W_{\text{Verl}}$ ) stellt, wie bereits im Zusammenhang mit den Verlusten von Transformatoren dargestellt, die im Verlauf der Zeit (t) sich ändernde (lastabhängige) Verlustleistung ( $P_{\text{Verl}}$ ) dar (4-26).

$$W_{\text{Verl}} = \int_0^T P_{\text{Verl}}(t) dt \quad (4-26)$$

Während standardisierte/synthetische Lastprofile (siehe dazu auch 5.2.2.1), bei der Betrachtung von einer größeren Anzahl von Verbraucheranlagen oder auch durch die statistische Mittelung über einen längeren Beobachtungszeitraum eines einzelnen Verbraucher (z.B. Mittelwert über 5 Werktage) zum Teil sehr gute Näherungen bezüglich Ganglinien im Vergleich zu real gemessenen Lastgängen liefern (siehe Abbildung 4.13 am Beispiel zweier verschiedener synthetischer Profile für die Landwirtschaft – die hinterlegten Energiemengen für die synthetischen Lastprofile entsprechen den Energiemengen der real gemessenen Lastgänge), kann zum anderen aber auch sehr deutlich aufgezeigt werden, dass speziell bei weniger energieintensiven Verbrauchern (Abbildung 4.13 b) und c)), die zeitliche Auflösung der Betrachtung eine wesentliche Rolle für die Ermittlung der Verlustmenge spielt. Auf den rechten Größenachsen der Grafiken in der Abbildung 4.13 werden die Verlustenergiemengen pro 1 Ohm mit Leistungsmittelwerten von 20 Sekunden, 15 Minuten, 60 Minuten und der des synthetischen Lastprofils (15 Minuten Zeitauflösung) gegenübergestellt. Durch die Gegenüberstellung wird gezeigt, dass durch die Mittelung der Leistungswerte die verlustrelevanten Spitzen herausgefiltert werden.

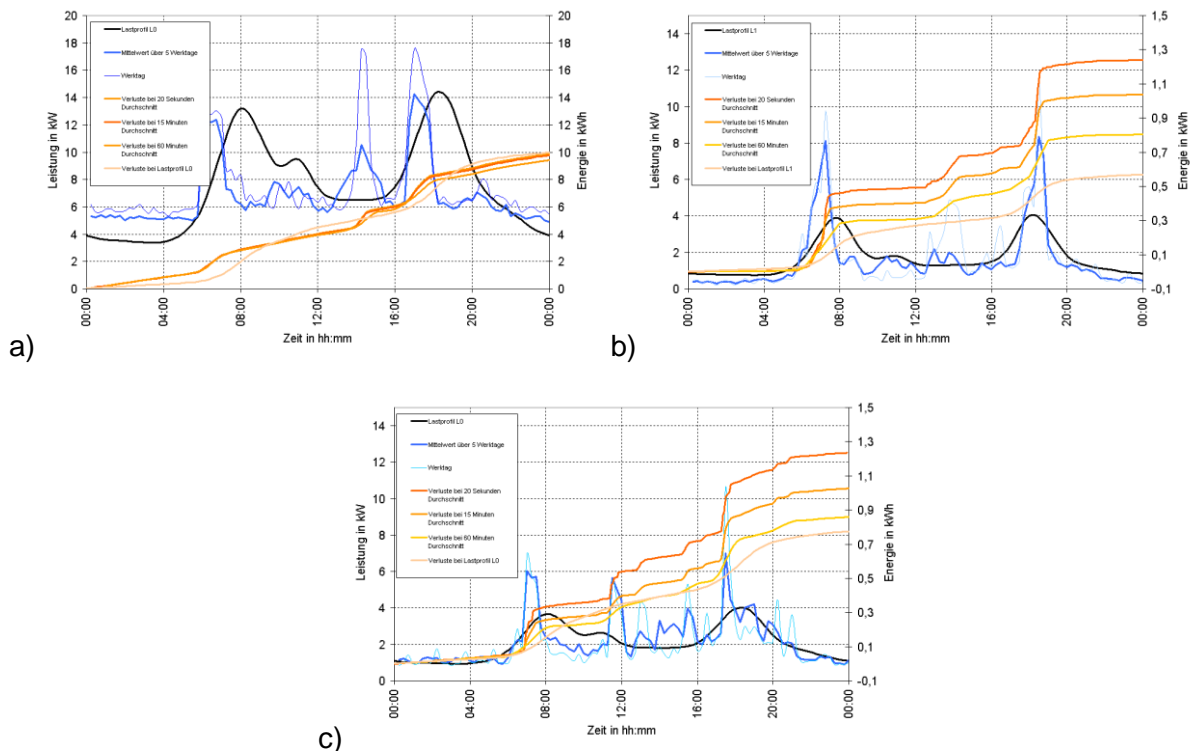


Abbildung 4.13: Gegenüberstellung gemessener Lastgänge zu synthetischen Lastprofilen und Verlustenergiemengen bei unterschiedlichen Zeitaufösungen

Insofern lässt sich aus der Gegenüberstellung von gemessenen und standardisierten/synthetischen Lastprofilen ableiten, dass in Bezug auf einzelne Verbraucher, im Speziellen jenen mit geringem Verbrauch, bei der Verwendung synthetischer Lastprofile (auf der Niederspannungsebene), nur eine bedingt gute Aussage bezüglich Verlusten getroffen werden kann, jedoch durch die Zusammenfassung mehrerer/vieler Verbraucher und dadurch ergebenden Gleichzeitigkeitseffekten, wohl Aussagen (wie z.B. auf der Mittelspannungsebene) zu Verlusten möglich sind.

(nähere Informationen zu Lastganganalysen und synthetischen Lastprofilen auch unter Kapitel 5.2.2)

Vor allem auf der Netzebene der Niederspannung kann durch die Betriebsführung wesentlich Einfluss auf die Verluste genommen werden, indem Lasten symmetrisch verteilt werden. Unsymmetrien sollten demnach so weit als möglich vermieden werden.

Durch die Annahme, dass der Widerstand des Rückleiters  $R_{RL}$  gleich dem Leiterwiderstand  $R_L$  ist, kann nämlich, wie in der Ableitung der Formel (4-27) dargestellt, die einphasige Verlustleistung  $P_{Ver1\sim}$  (bei rein einphasiger Belastung) im ungünstigsten Fall bei gleicher zu übertragenden Scheinleistung ( $\underline{S}_{1\sim} = \underline{S}_{3\sim}$ ) das sechsfache im Vergleich zur vollkommen symmetrischen dreiphasigen Verlustleistung  $P_{Ver3\sim}$  betragen.

$$\frac{P_{Ver1\sim}}{P_{Ver3\sim}} = \frac{I_{1\sim}^2 \cdot (R_L + R_{RL})}{I_{3\sim}^2 \cdot R_L \cdot 3} = \frac{\frac{\underline{S}_{1\sim}^2}{U^2} \cdot (R_L + R_{RL})}{\frac{\underline{S}_{3\sim}^2}{(3 \cdot U)^2} \cdot R_L \cdot 3} \quad (4-27)$$

Der wesentlichste Ansatz zur Reduktion von Übertragungsverlusten findet sich darin, Energie möglichst dort aufzubringen, wo sie verbraucht wird (dies gilt für Blind- als auch für Wirkleistung) bzw. die Auslastung von Betriebsmitteln, wegen der quadratischen Abhängigkeit zu den Stromverlusten, zu senken, was durch niedrigere Impedanzen bzw. zusätzliche Leitungen (z.B. Erhöhung des Vermaschungsgrades, Erweiterung von Querschnitten) zu erreichen wäre.

In der nachstehenden

Abbildung 4.14 werden auf Grundlage des in Abbildung 4.11 dargestellten Modells einer Leitung, die Leitungsverlustleistung eines Kabels (a)) der einer Freileitung (b))

gegenübergestellt. In der Grafik werden zudem unterschiedliche Wirk- (Größenachse) und Blindleistungsbetrachtungen (Graphen) von Bezug und Erzeugung aufgezeigt, welche das Potenzial der Vermeidung von Blindleistungstransporten durch verbrauchernahe Kompensationen verdeutlichen.

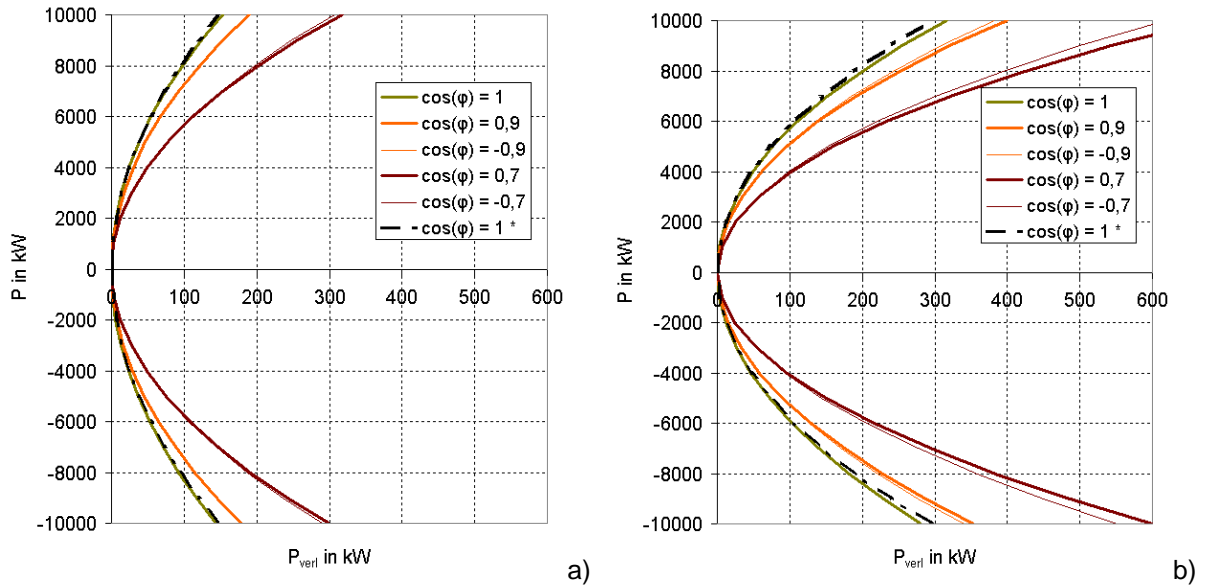


Abbildung 4.14: Leitungsverlustleistung in Abhängigkeit übertragener Blind- und Wirkleistung  
 a) Freileitung: AlMgSi, 70 mm<sup>2</sup>; 29,2 kV;  $R_L' = 0,507 \Omega/\text{km}$ ;  $X_L' = 0,371 \Omega/\text{km}$ ;  $I_{\text{max}} = 255 \text{ A}$ ; Länge  $l = 5000 \text{ m}$   
 b) Kabel: A2YHC2Y 3x1x120; 29,2 kV;  $R_L' = 0,253 \Omega/\text{km}$ ;  $X_L' = 0,134 \Omega/\text{km}$ ;  $I_{\text{max}} = 255 \text{ A}$ ; Länge  $l = 5000 \text{ m}$

Die mit „\*“ gekennzeichnete Datenreihe (in

Abbildung 4.14) zeigt bei einem  $\cos \varphi = 1$  die Abschätzung des Leitungsverlustes nach Formel (4-25), während die anderen Graphen unter Berücksichtigung der Leitungsimpedanzen auch die Spannung (bzw. deren Änderung) im Verknüpfungsknoten berücksichtigen.

Der Ansatz unterschiedlicher Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien in einem Modellnetz und deren Auswirkungen auf die Verluste, werden in Abbildung 4.15 dargestellt.

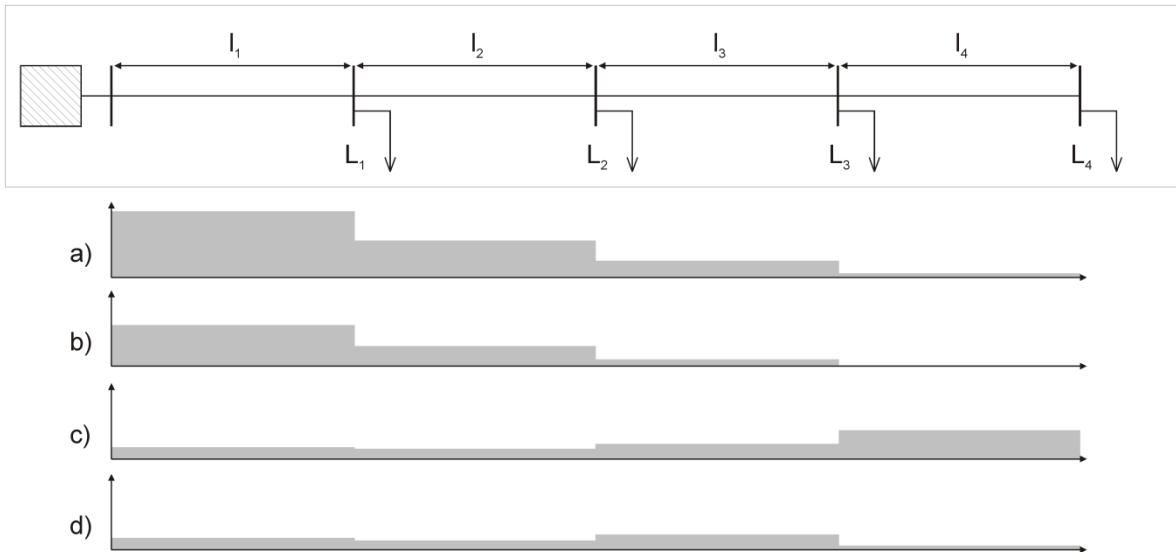


Abbildung 4.15: Modellnetz zur Betrachtung der Verluste bei unterschiedlichen Einspeise- und Lastszenarien

Freileitung: AlMgSi, 70 mm<sup>2</sup>; 29,2 kV; r = 0,507 Ω/km; x = 0,371 Ω/km; I<sub>max</sub> = 255 A; Länge l = 1250 m; L = 1000 kW + 484 kVar; E = -1000 kW + 0 kVar

In den einzelnen Diagrammen (der Abbildung 4.15) werden bei unterschiedlichen Annahmen die Verlustleistung der Leitungsabschnitte über die Länge der Leitungen aufgetragen.

Für die Szenarien a), b), c) und d) gilt, dass die Längen  $l_1 = l_2 = l_3 = l_4$  gleich l (1250 m) sind.

Die unterschiedlichen Einspeise- und Lastszenarien

a)	$L_1 = L_2 = L_3 = L_4 = L$	100%	(gleichmäßige Verteilung)
b)	$L_1 = L_2 = L_3 = L; L_4 = L - E$	56%	(-44%)
c)	$L_1 = L_2 = L_3 = L; L_4 = L - 4 * E$	55%	(-45%)
d)	$L_1 = L_2 = L_4 = L; L_3 = L - 4 * E$	34%	(-66%)

ergeben, dass bei den getroffenen Annahmen, wie bereits in

Abbildung 4.14 dargestellt, die Verlustleistung bei einem Kabel rund die Hälfte der einer Freileitung beträgt. Die Verlustleistung im Ausgangsszenario a) (ohne Einspeisung) wird durch die Einspeisung in der gleichen Größenordnung des Verbrauchs am Ende der Leitung, auf 56 % reduziert. Die Einspeisung einer Leistung gleich dem gesamten Verbrauch im betrachteten Modellnetz, bringt im ungünstigsten Einspeiseort eine Reduktion um -45 % und im günstigsten Fall einen Rückgang von -66 % gegenüber dem Ausgangsszenario.

Aus dieser Betrachtung kann abgeleitet werden, dass durch die (symmetrische) Einbindung von Erzeugungsanlagen (in der Größenordnung der Verbraucher) in das Netz, ein sehr wesentliches Potenzial zur Reduktion der Verluste besteht.

In diesem Sinn lässt sich zusammenfassen, dass zur Reduktion von Transportverlusten eine symmetrische Verteilung auf alle Phasen anzustreben ist und die benötigte Wirk- und Blindleistung möglichst in der Nähe des Bedarfs, in Form von Kompensations- und Erzeugungsanlagen aufgebracht werden sollten. Wenngleich auch durch höhere Querschnitte von Leitungen, Kompensation und verbrauchernahe Erzeugung, Verluste reduziert werden können, ist aber auch zu berücksichtigen, dass vor allem nichtgeregelte Lasten (konstanter Innenwiderstand z.B. bei Beleuchtung) durch die höhere Spannung im Anschlusspunkt höhere Leistung beziehen.

## **4.5 Anwendung klassischer Planungskriterien unter realitätsnahen Bedingungen**

### **4.5.1 Einleitung und Allgemeines**

Bei der Verbesserung und/oder dem Ausbau von Netzinfrastruktur spielen neben den technischen An- und Herausforderungen der Planung auch bürgerorientierte Interessen eine wesentliche Rolle und somit empfiehlt sich die frühzeitige Einbindung der "Betroffenen" (Bürgermeistern, Amtsleitern der Gemeinden, Vertretern von Interessensvertretungen und -gemeinschaften, ...) in den Prozess der Planung, wobei auch gleichzeitig wichtige, die Planung mitunter mitbestimmende, Ergebnisse erwartet werden können. Das gemeinsame Verständnis und Interesse von Netznutzern als auch dem Netzbetreiber, auf Basis objektiv bewertbarer Kriterien (im Wesentlichen auf Basis der technischen Planungskriterien), kann den Fortschritt zur Umsetzung wesentlich beeinflussen. Wie auch in den vorangegangenen Kapiteln abgeleitet, sind für den Netznutzer die Entwicklungen (Verschlechterungen) einzelner Parameter nicht immer direkt bzw. unmittelbar zu erkennen (z.B. Spannungsniveau in der Mittelspannung), wenngleich sie für die Planung eine wesentliche Rolle spielen. In diesem Sinn gilt es für die Entscheidungsfindung von Investitionen, aber auch zur Dokumentation und Veranschaulichung gegenüber Kritikern, vor allem den Verlauf und die Entwicklung einzelner Parameter zu beobachten und Schlüsse daraus zu ziehen.

In den nachstehenden Darstellungen soll beispielhaft an einem regionalen Netzabschnitt die Grundlage für den Netzausbau, die Betrachtung der Entwicklung der Spannungsqualität an repräsentativen Stellen im Netz, sowie die Gegenüberstellung einer möglichen Lösung dargestellt werden.

### **4.5.2 Anwendung des Planungskriterium Lastfluss und Belastbarkeit**

Wie in 4.1.2 dargestellt, kann eine auf der Vergangenheit basierende allgemeine/nationale Betrachtung der Bedarfssteigerung oftmals nicht ausreichend sein, um auf zukünftige Entwicklungen zu schließen und es empfiehlt sich eine nähere regionale Betrachtung der Verbrauchsentwicklung. Dies kann zum Einen dadurch erfolgen, indem der energetische Verbrauchsbedarf einer Region, wie unter Abbildung 4.16 dargestellt, beobachtet und daraus eine weitere Entwicklung abgeleitet wird oder es können in einem weiteren Detaillierungsgrad Parameter (wie nachstehend aufgelistet) für ein Monitoring bzw. als Grundlage für Entscheidungen zu einem Netzausbau herangezogen werden.



- Anzahl der Einwohner, gegliedert in Haupt und Nebenwohnsitze
- Fläche der (betroffenen) Gemeinden unterteilt in: Wohngebiet, Dorfgebiet, Kerngebiet, Mischgebiet, Betriebsbaugelände und Industriegebiet. (mit zusätzlicher Unterscheidung in: insgesamt gewidmet, bereits bebaut, unbebaut) gemäß Flächenwidmungsplan
- geplante Bautätigkeiten mit der Unterscheidung für
  - Haushalte (Ein- und Zweifamilienhäuser, Gebäude mit 3 bis 10 Wohnungen, Gebäude mit mehr als 10 Wohnungen)
  - Neubauten und geplanten Vergrößerungen von Betrieben (Berücksichtigung von besonderen Anreizen für Betriebsansiedlungen)

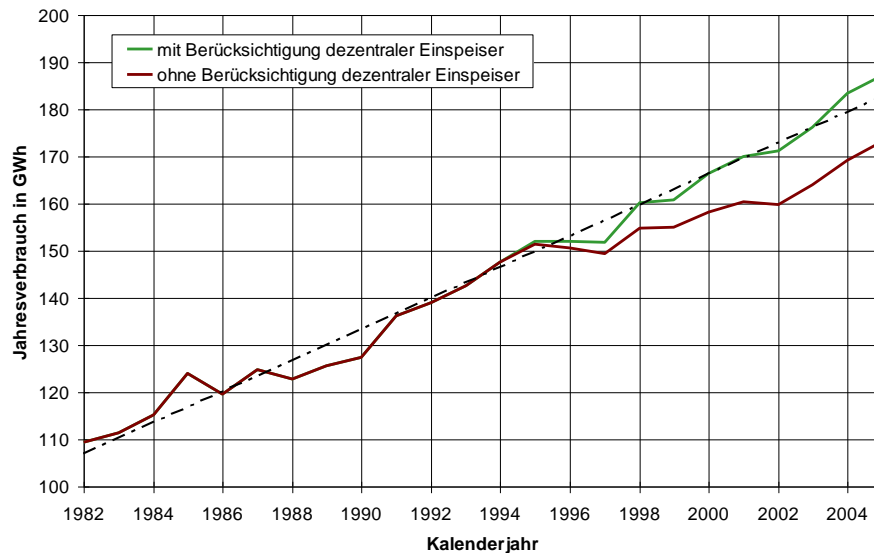


Abbildung 4.16: Verbrauchsentwicklung in einer Region [40] (Anmerkung: die Grafik stellt den in den Umspannwerken gemessenen Verbrauch einer Region dar (brauner Graph) und wird um die erzeugten Energiemengen aus dezentralen Einspeisern ergänzt (grüner Graph))

Neben dem Einfluss von verteilter Erzeugung auf Verteilernetzebene in Bezug auf die Entwicklung des Verbrauchs elektrischer Energie (indirekter Rückgang), gilt es bei zunehmendem Anteil von verteilter Erzeugung, wenn der Anteil der erzeugten Leistung den der verbrauchten Leistung übersteigt, auch darauf zu achten, dass sich das Planungskriterium weg vom Verbrauch in Richtung Erzeugung entwickeln kann. In der ausgewählten regionalen Betrachtung lässt sich der Anteil der installierten Leistung von Erzeugungsanlagen mit rund 4 % an der Gesamtlast und einer Verteilung, wie in der nachstehenden Abbildung 4.17 abgebildet, darstellen.

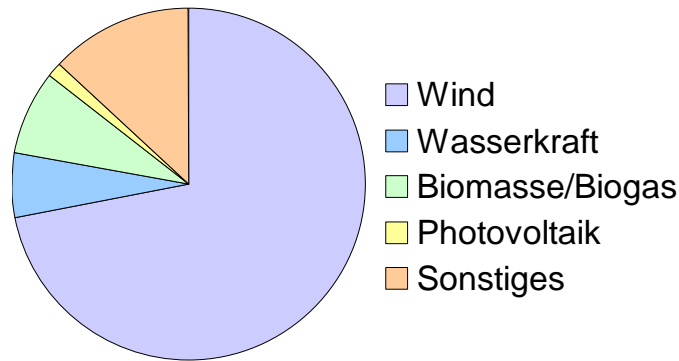


Abbildung 4.17: Darstellung der Verteilung von dezentraler Erzeugung in ausgewählter Region

Die prinzipielle wie geographische Darstellung des regionalen Netzbereichs, sowie auch die mögliche Lösung durch Bildung eines zusätzlichen Teilnetzes, lässt sich nach der nachstehenden Abbildung 4.18 darstellen. Die farbigen Unterscheidungen zeigen die Grenzen der Aufteilung in a) 5 und b) 6 Teilnetze, wobei jedes Teilnetz durch ein eigenes Umspannwerk (110-kV auf 30-kV) versorgt wird.

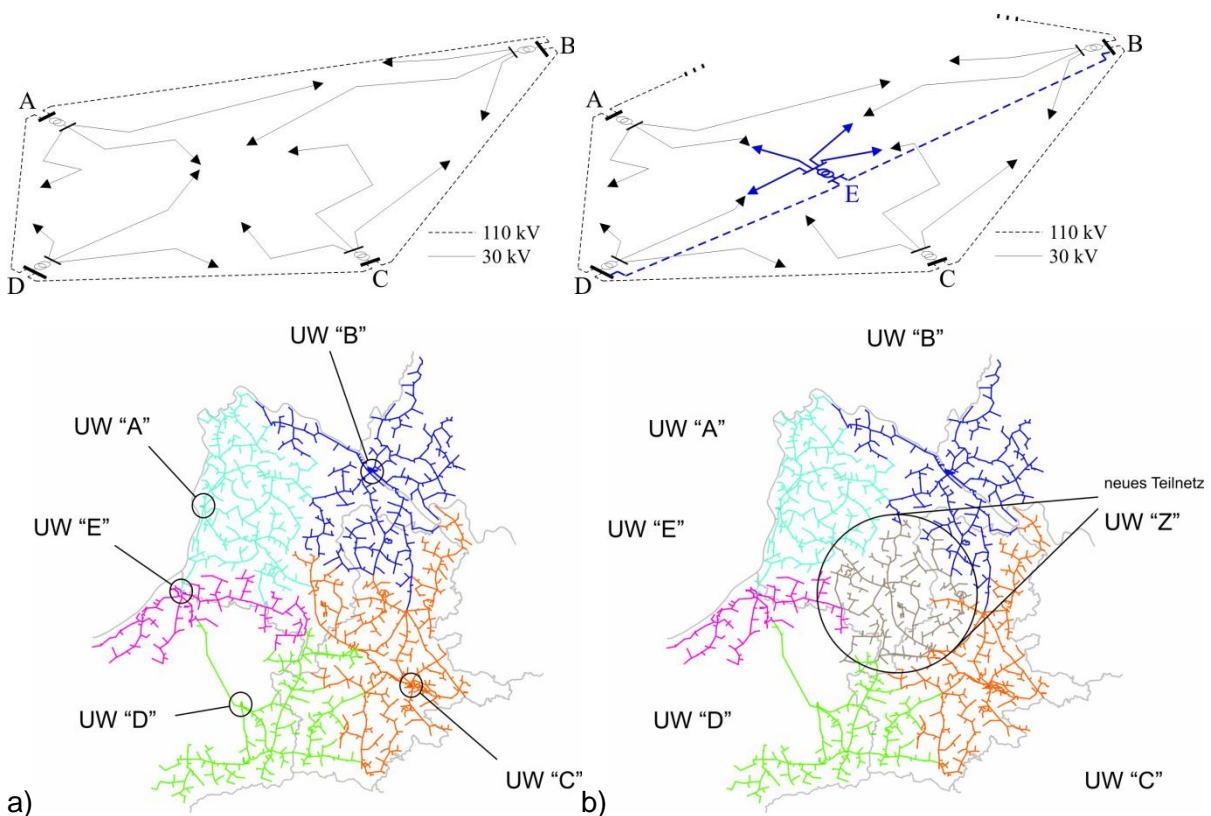


Abbildung 4.18: Darstellung eines analysierten Mittelspannungsnetzes mit mehreren Teilnetzen [49]

Die nachstehenden technischen Eckdaten (Tabelle 4.5) sowie die ergänzenden graphischen Darstellungen beschreiben den betrachteten Netzbereich, wobei zum Einen (Abbildung 4.19 a)) die Lasten größer 100 kW, die 18 % der Anzahl der Lasten und 60 % der Netzleistung entsprechen, dargestellt werden und zum Anderen (Abbildung 4.19 b)) das 10 %-Perzentil der größten Lasten (ca. 162 kW), welches 40 % der Netzleistung abdeckt, gezeigt wird. In der Abbildung 4.20 wird die Auswirkung eines zusätzlichen Teilsnetzes (UW „Z“), Reduktion von 15 bis 25 % pro aktuellem Teilnetz, veranschaulicht. [49]

Leistung	ca. 110 MW
Anzahl der Lasten	ca. 1500
Kabelanteil	ca. 7 %
10 %-Perzentil der größten Lasten / Netzleistung	162 kW / 40 %

Tabelle 4.5: Technische Eckdaten des betrachteten Netzbereichs

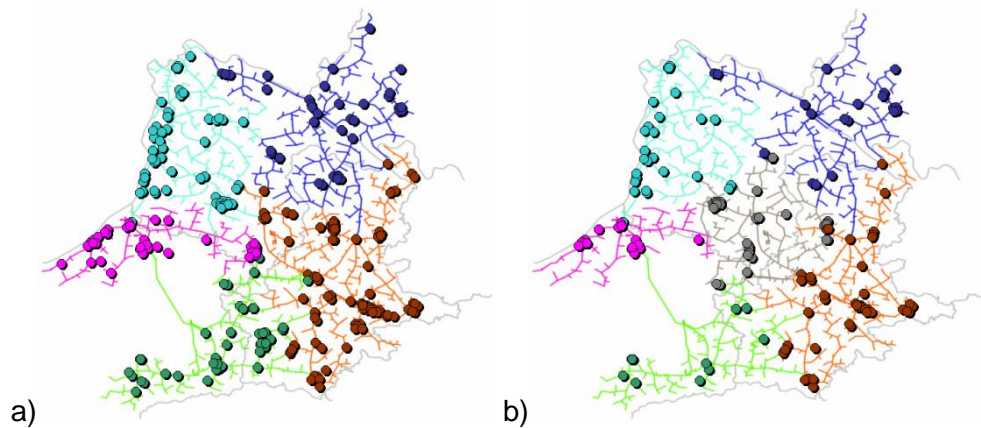


Abbildung 4.19: a) Verteilung der Lasten größer 100 kW und b) des 10 %-Perzentil der größten Lasten

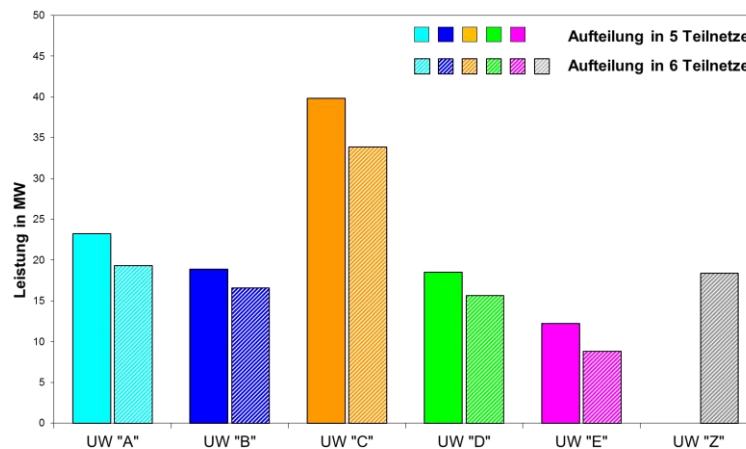


Abbildung 4.20: Gegenüberstellung der Last-Verteilung mit 5 und 6 Teilnetzen

### 4.5.3 Anwendung des Planungskriterium Spannungsqualität

Oftmals, wenn nicht zumeist, stellt im Verteilernetz nicht die mögliche übertragbare Leistung bzw. die thermische Grenze einer Leitung den verursachenden Grund für den Anstoß eines Netzausbaus dar, sondern vielmehr das Erreichen der Grenzen des zulässigen bzw. geplanten Spannungsniveaus. Wenngleich natürlich ein Zusammenhang der beiden Größen, wie in den Kapiteln zuvor ausführlich dargestellt, besteht.

Auf Basis von Messungen (wie in Abbildung 4.21 dargestellt) kann der Zusammenhang des Spannungsniveaus am Messpunkt und die abgegebene Leistung am entsprechenden Abzweig veranschaulicht werden. Die Spannungsabsenkungen bei maximaler Leistung zeigen zudem, wie im Normalbetrieb die Einhaltung der Planungspegel verletzt wird, bzw. sich Ausreißer durch etwaige Sonderschaltzuständen oder besondere Ereignisse ergeben. Mittels genauer Dokumentation von Ereignissen (wie z.B. für Info 173 in Abbildung 4.21 unten: Ersatzversorgung durch Umbau im UW) können die Ereignisse auch klar zugeordnet werden.

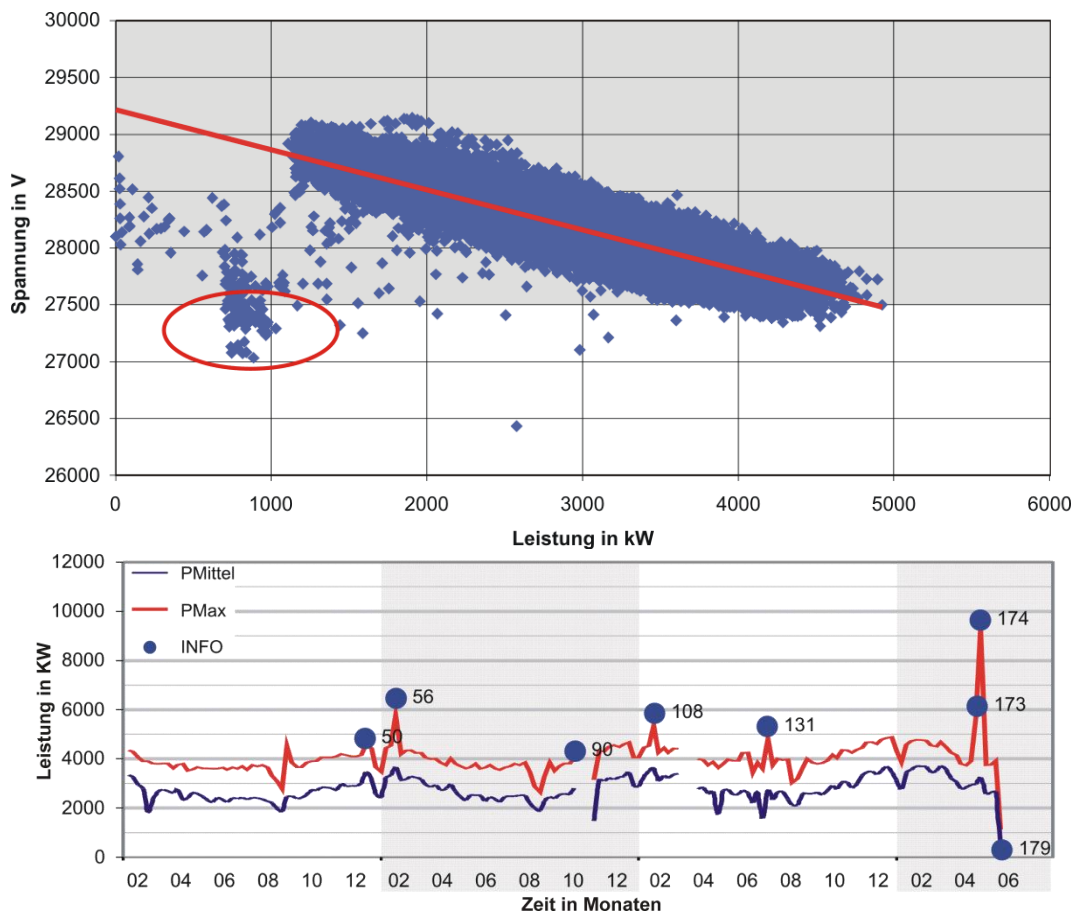


Abbildung 4.21: oben: Spannung an einem Messpunkt im Abzweig von UW „E“ in Abhängigkeit der Leistung des Abzweiges und unten: Verlauf der Leistung über die Zeit mit Kennzeichnung besonderer Ereignisse [40]

Mit charakteristischen Lastfällen (wie z.B. Starklast oder Schwachlast) können auch Lastflussberechnungen durchgeführt werden, um in jedem Netzknoten das Spannungsniveau zu ermitteln und in Folge die Ergebnisse flächendeckend darzustellen. In Abbildung 4.22 wird jeder Lastknoten im Netz durch einen farbigen Punkt dargestellt, wobei die Farbskalierung von Dunkelgrün über Gelb zu Rot, auf die Höhe des Spannungsniveaus in Prozent schließen lässt. Rot kennzeichnet die Unterschreitung des Planungspegels.

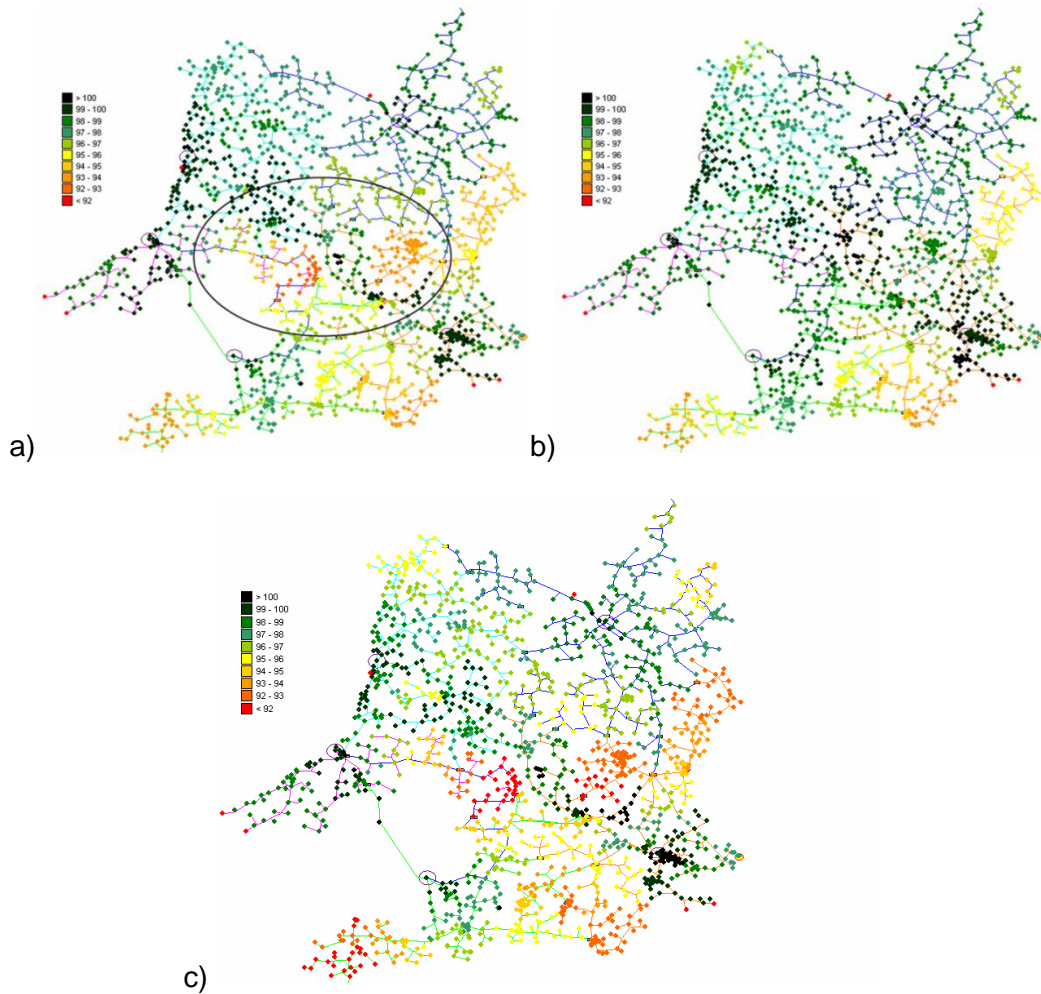


Abbildung 4.22: Darstellung des Spannungsniveau mit a) 5 UW's und b) mit 6 UW's (siehe dazu auch Abbildung 4.18) bei aktueller Starklast und c) mit einer Prognose von 3 % Lastzuwachs pro Jahr, in 10 Jahren [49]

Während in der vorangegangenen Darstellung a) in der Bildmitte ein Bereich auf eine Annäherung zur Unterschreitung des Planungspegels hinweist und dies durch die prognostizierte Hochrechnung in Darstellung c) auch dargelegt wird, kann in der Variante b) mit einem zusätzlichen Umspannwerk als Abstützung gezeigt werden, dass der Planungspegel auch bei einer prognostizierten Hochrechnung nicht unterschritten wird.

#### 4.5.4 Anwendung des Planungskriterium Versorgungszuverlässigkeit

Um eine wahrscheinlichkeitstheoretische (probabilistische) Zuverlässigkeitsberechnung durchführen zu können, bedarf es einer fundierten Datenbasis bezüglich der spezifischen Kennwerte (Ausfallhäufigkeit, Ausfalldauer und Nichtverfügbarkeit je Betriebsmittel), welche im Idealfall direkt aus dem zu untersuchenden Netzbereich entstammen bzw. anderenfalls aus der Literatur zu Störungsstatistiken zu entnehmen sind. Wie unter 4.3 abgeleitet, können aus den Kennwerten der einzelnen Fehlerzustände Zuverlässigkeitskenngrößen für das Gesamtsystem, bezogen auf Kunden, Stationen oder Leistung (z.B. in Form des SAIFI, welcher die Häufigkeit und/oder des SAIDI welcher die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen beschreibt) berechnet werden, um ein aktuelles Systemverhalten darzustellen oder in die Zukunft zu prognostizieren. Die in den nachstehenden Abbildung 4.23 bis Abbildung 4.25 dargestellten Unterscheidungen in Bezug auf Ausfallshäufigkeit und Ausfalldauer beziehen sich auf eine Reihe von Annahmen, Unterscheidungen und Besonderheiten, die zumindest in groben Schritten nachstehend beschrieben werden sollen.

Für den betrachteten Netzbereich wird eine ideale Netzeinspeisung durch das vorgelagerte Netz angenommen, wobei zwischen einer Versorgung des Netzbereichs durch fünf Umspannwerke und optional mit einer zusätzlichen Abstützung des betrachteten Netzbereiches mittels einem sechstem Umspannwerk, unterschieden wird. Während die Leistungsschalter und Trenner vor dem Transformator und die Leistungsschalter-Trenner-Kombinationen nach dem Transformator in den Umspannwerken fernbedient schaltbar angenommen sind, werden die rund 1500 Lastabgänge im Mittelspannungsnetz als nicht fernbedienbar angenommen.

Eine Besonderheit, die des Weiteren berücksichtigt bzw. unterschieden wird, ist die Berücksichtigung von Pausenschaltgeräten, welche eine Reduzierung der Anzahl von Leistungsschaltern ermöglicht, ohne die Selektivität des Schutzes zu beeinträchtigen.

Während der Abschaltung der Hauptleitung durch den Einspeiseleistungsschalter, können Schalter mit einer Pausentrennautomatik (z.B. in Ortsnetzstationen eingebaut), kurzschlussbehaftete spannungslose Stickleitungen abtrennen. Das Herauslösen der Fehlerstelle erfolgt in Versorgungsnetzen, abhängig ob diese mit einer überlagerten AWE ausgestattet sind, ca. 10 Sekunden nach einer erfolglosen AWE und in Netzen ohne AWE löst der Lasttrennschalter ca. 10 Sekunden nach der Kurzschlussauslösung des Einspeiseleistungsschalters aus.

Durch die Festlegung, dass die Dauer der Versorgungsunterbrechung, ab welcher eine Erfassung im Rahmen der Ausfalls- und Störungsstatistik erfolgt, bei größer 3 min liegt, bedeutet dies, dass automatische Wiedereinschaltungen (AWE) sowie automatisierte Schalthandlungen mit Pausenschaltgeräten nicht berücksichtigt werden. Trotz der zusätzlichen potenziellen Fehlerstelle (durch zusätzliche Betriebsmittel), verbessern sich die Kennzahlen gegenüber der Darstellung ohne Berücksichtigung der Pausenschaltgeräte.

Die mittlere Ausfallhäufigkeit pro Jahr nimmt in den drei gegenübergestellten Varianten um 33 % vom Maximalwert (Betrachtung ohne Pausenschaltgeräte) hin zur Annahme mit dem zusätzlichen Umspannwerk, welches zwar zusätzliche zu berücksichtigende Betriebsmittel jedoch auch durch kürzere Stickleitungen bedingt, ab. Die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Kunden verringert sich um 65 Minuten auf 4,9 Stunden im Jahr und die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen steigt aufgrund des mathematischen Zusammenhangs (siehe Formel zu CAIDI in Tabelle 4.4 von Kapitel 4.3.3) auf rund 70 Minuten im Jahr. Es ergibt sich damit für den günstigsten Fall, eine jährliche Verfügbarkeit pro Kunde von 99,944 %.

Bei Berücksichtigung von rd. 75 Pausenschaltgeräten im betrachteten Netzbereich, ergeben sich unter der Annahme, dass Lastabgänge einen Kunden darstellen, die folgenden in Tabelle 4.6 dargestellten Zuverlässigkeitskennzahlen (Variante I: ohne Berücksichtigung der Pausenschaltgeräte; Variante II mit Berücksichtigung der Pausenschaltgeräte; Variante III: mit zusätzlichem Umspannwerk).

Kennzahl	Einheit	Variante	Wert	Beschreibung
SAIFI	1/a	I	6,32	Mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen pro Kunden
		II	4,71	
		III	4,19	
SAIDI	min/a	I	359,1	Mittlere Nichtverfügbarkeit pro Kunden
		II	300,6	
		III	294,0	
CAIDI	h	I	0,95	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro Kunden
		II	1,06	
		III	1,17	

Tabelle 4.6: Ergebnisse aus der Zuverlässigkeitsberechnung für den betrachteten Netzbereich mit Berücksichtigung von Pausenschaltgeräten.

In den Abbildung 4.23 bis Abbildung 4.25 werden die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung, mit Unterscheidung in die drei beschriebenen Szenarien, in jedem Lastknoten a): die Ausfallshäufigkeit und b): Ausfalldauer) dargestellt. Den farbigen Punkten ist eine Farbskalierung hinterlegt, welche über die Häufigkeit bzw. die Dauer Aufschluss geben. In Abbildung 4.24 a) werden darüber hinaus auch die Positionen der Pausenschaltgeräte durch farbige Ringe (Magenta) gekennzeichnet.

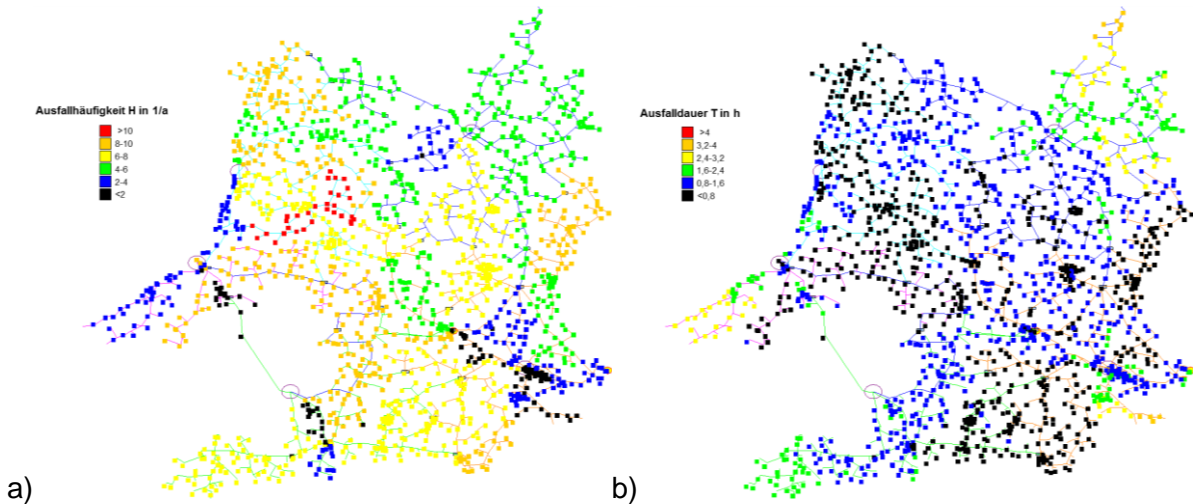


Abbildung 4.23: a) Ausfallshäufigkeit und b) Ausfalldauer im betrachteten Netzbereich ohne Berücksichtigung von Pausenschaltgeräten (Variante I)

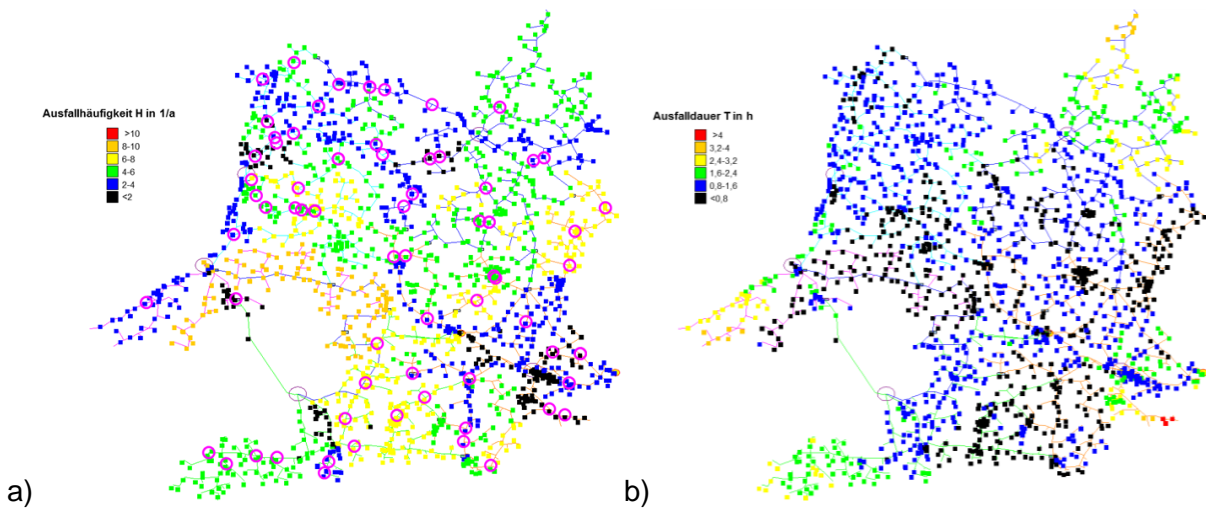


Abbildung 4.24: a) Ausfallshäufigkeit und b) Ausfalldauer im betrachteten Netzbereich mit Berücksichtigung von Pausenschaltgeräten (Variante II)



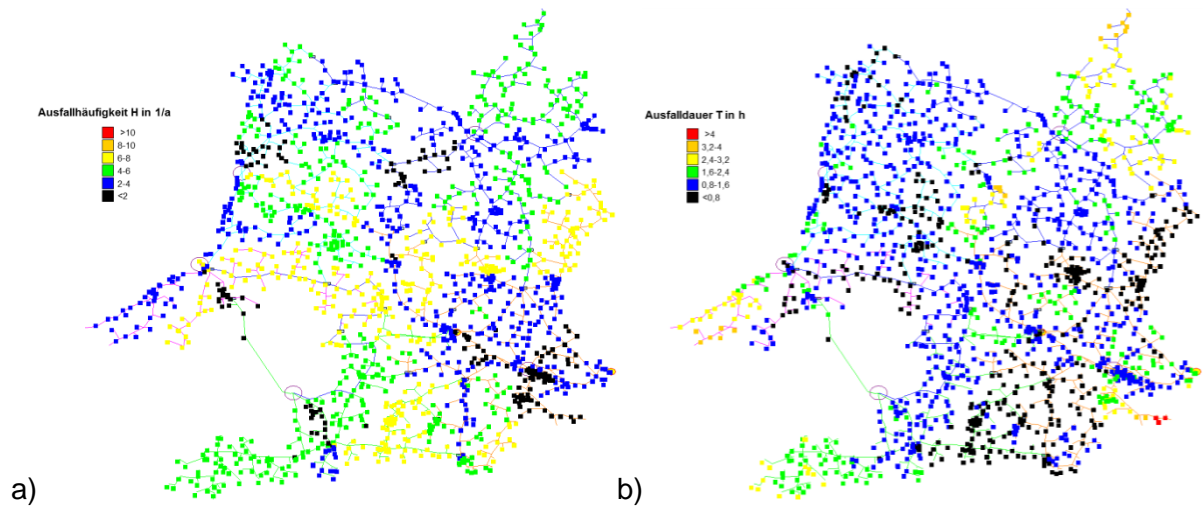


Abbildung 4.25: a) Ausfallshäufigkeit und b) Ausfalldauer im betrachteten Netzbereich mit der Option eines zusätzlichen Umspannwerks im Zentrum des betrachteten Netzbereichs (Variante III)



# 5 Netzbetrieb und Ausbauplanung – skalierter Ansatz

## 5.1 Methodik zum gesamtwirtschaftlichen Netzausbau und zur Betriebsoptimierung

### 5.1.1 Einleitung und Übersicht

Neben der Lastentwicklung, Versorgungssicherheit/Versorgungsqualität (Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit siehe auch Kapitel 4.2 und 4.3) und Betriebsmittelbemessung als Planungskriterien für elektrische Netze, stellen auch betriebswirtschaftliche Kriterien einen wesentlichen Anteil in der optimalen Planung dar. Eine mögliche (und vielfach verwendete) Darstellung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge geht von der Minimierung der System- und Verbraucherausfalls-Kosten (Gesamtkosten) in Abhängigkeit von der Zuverlässigkeit aus, wobei als Maß für die Zuverlässigkeit, bestimmt durch die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen (vgl. dazu Kapitel 4.3.3), oftmals die Kenngröße SAIDI verwendet wird.

In der nachfolgenden Abarbeitung/Analyse und vorgestellten Methodik soll ein Ansatz dargestellt werden, der die komplexe Aufgabe der Feststellung der optimalen Versorgungsqualität aufzeigt bzw. diese operationalisierbar machen soll. Dem zu Grunde liegt eine Reihe von gegebenen Zusammenhängen wie auch getroffenen Annahmen und Hypothesen, die nachstehend skizziert werden und folglich (verknüpft) als Eingangsgrößen dienen sollen:

- Das Netzsystem lässt sich durch die Netz-Kennwerte wie z.B. Technologie-Parameter (z.B. Kabel, Freileitung), Betriebs-Parameter (z.B. Personalausstattung, Servicevorschriften), Sternpunktbehandlung beschreiben.
- Aus der Summe der Anlagenkosten und Betriebskosten, resultieren die Netz- oder System-Kosten.
- Das Verbraucherkollektiv wird durch Verbraucher-Kennwerte wie z.B. technische Ausstattung, Empfindlichkeit, Willingness to Pay (bezogen auf den eigenen Gestaltungsbereich) beschrieben, wobei aus der Empfindlichkeit und der Willingness to Pay bei schlechter Netzqualität die Verbraucher-Kosten resultieren.

- Der Zusammenhang zwischen Netzsystem und den Qualitätsfolgen für das Verbraucherkollektiv wird in der Störstatistik beschrieben. Aus der Störstatistik kann bei einem gegebenen Netz ermittelt werden, von welcher Art das Störungsgeschehen ist und welchen Störungen das Verbraucherkollektiv im Allgemeinen oder ein spezieller Verbraucher im Lauf einer gegebenen Betrachtungszeit unterworfen sind.

Für die Ermittlung der Verbraucher-Kosten sind mehrere Arten von Störungen zu unterscheiden und zu berücksichtigen. Zum einen verdienen durch die Abhängigkeit der modernen Zivilisation von Informationsflüssen („digitale Gesellschaft“), kurzzeitige Spannungseinsenkungen (Dips) besondere Bedeutung, da viele Informations- und Produktionsprozesse an Mikroprozessoren gebunden sind und diese eine große Empfindlichkeit gegenüber kurzzeitigen Spannungseinsenkungen haben. Zum anderen ist elektrische Energie für eine überwiegende Anzahl von Produktionsprozessen eine Produktionsvoraussetzung und Versorgungsunterbrechungen führen zu Produktionsstillständen und entsprechenden Ausfalls- und Wiederanfahrkosten (ENS - „Energy not supplied“, ENS-Kosten, Kosten für nichtgelieferte Energie). Somit ergibt sich die Summe der Verbraucher-Kosten zum Beispiel aus Kosten resultierend durch Dips und ENS-Kosten.

Um das Ziel, die gesamtwirtschaftlichen Kosten zu senken, sind die variablen Netzkosten, welche in Abhängigkeit von Struktur- und Betriebsführungs-Parametern stehen, zu minimieren. Eine Optimierung darf folglich nicht nur nach „einem“ Parameter, sondern muss nach mehreren Eingangsgrößen erfolgen.

Aus den Netzkosten folgen als abhängige Werte

- Verbraucher-Kosten
- als weiter abgeleitete Größe die Zuverlässigkeit
- als resultierende Gesamtgröße die gesamtwirtschaftlichen Kosten

### **5.1.2 Berücksichtigung von wahrscheinlichkeitstheoretischen Ansätzen zur Bewertung der Zuverlässigkeit**

Eine Vielzahl von Studien und Aufsätzen nehmen bezüglich der Wirtschaftlichkeit bei der Planung von Netzen Stellung, darunter auch jener Beitrag von Zollenkopf, der als erfahrener Betriebsleiter eines großen Elektrizitätsversorgungsunternehmens, den Zusammenhang

zwischen der unterbrochenen Leistung ( $P$  in MW) und der zumutbaren/üblichen Unterbrechungsdauer empirisch erhob.

Zollenkopfs Darstellung, auch bekannt als Zollenkopfkriterium, zeigt die inverse Abhängigkeit der akzeptablen Instandsetzungszeit nach einem Fehler zur unterbrochenen Leistung, für den „durchschnittlichen“ Verbraucher [25], wobei dies als eines der ersten ausfallsorientierten Kriterien, basierend auf wahrscheinlichkeitsorientierten Betrachtungen, gilt.

Zollenkopf hatte bereits sehr früh darauf verwiesen, dass entgangene Einnahmen aufgrund von Unterbrechungen der Stromversorgung nachrangig zu bewerten sind und hatte vielmehr die indirekten Kosten der Verbraucherunterbrechungen und das Vertrauen der Verbraucher in die Zuverlässigkeit der Stromversorgung hochgehalten und dabei die beiden wichtigen Kriterien bei der Festlegung der Zuverlässigkeit in einem Versorgung-System, die durchschnittliche Anzahl der Unterbrechungen in einem bestimmten Zeitraum und die durchschnittliche Dauer pro Unterbrechung, hervorgehoben.

In einem ersten Schritt wurde nur die durchschnittliche Dauer einer Unterbrechung der Versorgung berücksichtigt und diese in Beziehung zur unterbrochenen Verbraucherleistung in einem Diagramm (Abbildung 5.1) dargestellt.

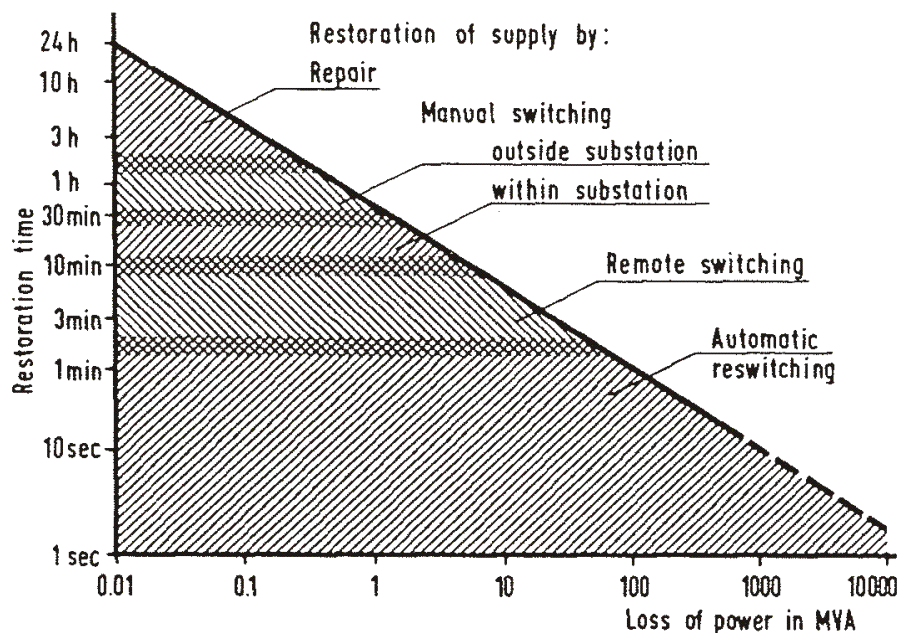


Abbildung 5.1: Akzeptable Wiederherstellungszeit für „durchschnittlichen Verbraucher“ nach einer Störung [25]

Der Darstellung, welche als Grundlage für das Design des Netzsystems herangezogen werden kann, ist zu entnehmen, dass bei einer Wiederherstellungszeit von 24 Stunden der Verlust von 10 kVA akzeptabel erscheint, während für den Verlust von 100 MVA, die Lieferung innerhalb einer Minute wiederherzustellen ist (mit Ausnahme von außerordentlichen Bedingungen wie z.B. Naturkatastrophen).

Die zulässige bzw. zumutbare Unterbrechungsdauer ( $T_U$ ) für die unterbrochene Leistung ( $P_U$ ) lässt sich unter Annahme einer linearen Interpolation zwischen diesen beiden Grenzen (10 kVA und 100 MVA) auch als Formel (siehe dazu (5-1)) darstellen:

$$\frac{T_U}{\min} \leq \left( \frac{P_U}{100 \text{ MW}} \right)^{-0,79} \quad (5-1)$$

Das Design des Systems (einschließlich Hilfseinrichtungen) ist demnach so auszurichten, dass die dargestellten Wiederherstellungszeiten sowohl die Transformatoren- als auch Leitungsfehler sowie Unterbrechungen wegen Fehlern an Sammelschienen, abdecken.

Die Abbildung gibt auch zugleich Aufschluss, wie die Wiederherstellung der Versorgung anzustreben ist und beschreibt in Abhängigkeit vom Ausmaß der Versorgungsunterbrechung und der akzeptablen Wiederherstellungszeit die Methode welche für die Wiederherstellung anzuwenden ist (siehe dazu auch Abbildung 5.1):

1. Automatische Wiedereinschaltung

2. Fernschaltung

3. Manuelles Schalten innerhalb der Schaltanlagen/Umspannwerk

4. Manuelle Schaltung außerhalb des Umspannwerks bzw. der Schaltanlage

5. Reparatur

Durch die beschriebene Methode lässt sich (in einem ersten Ansatz) darstellen, dass eine ausreichende Versorgungssicherheit bezogen werden kann, die für den Verbraucher annehmbar erscheint und im Einklang mit wirtschaftlichen Überlegungen stehen (5-2).

$$W_{\text{Aus}, 1x} = P_{\text{Aus}} \cdot t_{\text{Aus}} \leq 1,66 \text{ MWh/a} \quad (5-2)$$

$W_{\text{Aus}, 1x}$       ausgefallene Energie (ENS) bei einem Ereignis  
 $P_{\text{Aus}}$             unterbrochene Verbraucherleistung  
 $t_{\text{Aus}}$             Unterbrechungszeit

Wie zuvor ausgeführt, beschreibt das Zollenkopf-Kriterium in seiner ursprünglichen Form lediglich die Merkmale einer einzelnen Störung, nimmt aber keinen Bezug auf die Häufigkeit des Störgeschehens. So würde z.B. ein Störungsgeschehen, das in der Mittelspannungsebene einmal pro Woche zu einer 10-minütigen Unterbrechung eines gesamten Abzweiges mit einer Leistung von 1 MW führt, dem Zollenkopf-Kriterium in seiner klassischen Form genügen, wobei im praktischen Netzbetrieb solch eine Vorgangs- bzw. Betrachtungsweise selbstverständlich undenkbar bzw. unzulässig ist.

Deshalb wurde in der Folge das Zollenkopf-Kriterium durch den Einbezug der Häufigkeit  $H$  erweitert („Erweitertes Zollenkopf-Kriterium“). Dieses Kriterium legt nun auch einen Zusammenhang zwischen der Häufigkeit (Versorgungsunterbrechungen pro Jahr) und der nicht gelieferten Energie (ENS) fest. Dies bedeutet z.B. für  $H = 0,01/\text{Jahr}$ , dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 1:100 damit zu rechnen ist, dass innerhalb eines Jahres dieses Ereignis eintritt.

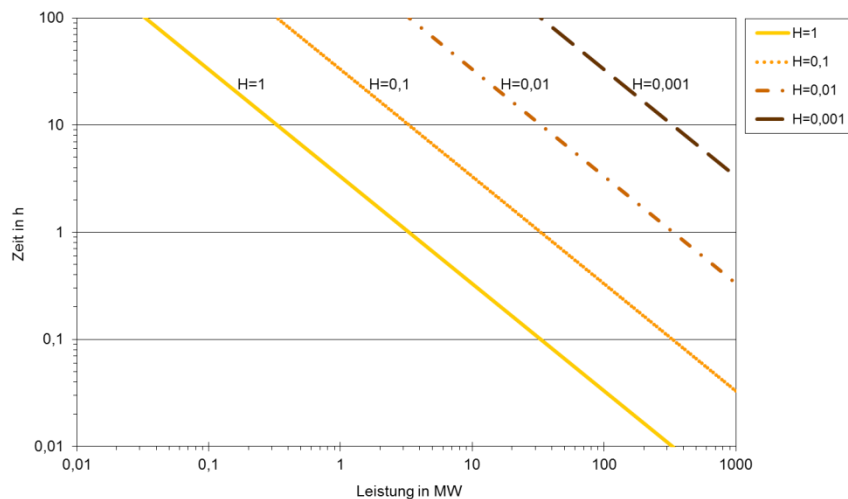


Abbildung 5.2: Erweitertes Zollenkopfkriterium

Wenn man das ursprüngliche Zollenkopf-Kriterium auf typische Mittelspannungs-Verteilnetze im städtischen Gebiet umlegt, bei denen die Häufigkeit  $H = 0,2$  Ausfälle/Jahr und die typische Abgangslast  $P_{\text{Abg}} = 2$  MW beträgt und von einer Unterbrechungsdauer von

$t_{Aus} = 2$  h ausgegangen werden kann, gelangt man pro Jahr zu einem akzeptierten Wert der unterbrochenen Energie (ENS) von:

$$W_{Aus, 0,2} = H \cdot P_{Abg} \cdot t_{Aus} \leq \text{ca. } 800 \text{ kWh} \quad (5-3)$$

$W_{Aus, 0,2}$  ausgefallene Energie (ENS) bei einem Ereignis, das alle 5 Jahre auftritt ( $H = 0,2 \text{ a}^{-1}$ )

Das erweiterte Zollenkopf-Kriterium ergibt bei einer nicht gelieferten Energie von z.B.  $W_{Aus,1x} = 3,3$  MWh pro einmaligem Ereignis und einer zulässigen Häufigkeit von  $H = 0,1$  Störungen/Jahr einen Wert von:

$$W_{Aus, 0,1} = H \cdot W_{Aus,1x} \leq \text{ca. } 330 \text{ kWh} \quad (5-4)$$

$W_{Aus, 0,1}$  ausgefallene Energie (ENS) bei einem Ereignis, das alle 10 Jahre auftritt ( $H = 0,1 \text{ a}^{-1}$ )

Ebenso gilt für Störungssituationen, die aus dem Ausfall eines Umspannwerks resultieren, bei einer nicht gelieferten Energie von z.B. 33 MWh pro Ereignis und einer zulässigen Häufigkeit von  $H = 0,01$  Störungen pro Jahr:

$$W_{Aus, 0,01} = H \cdot W_{Aus,1x} \leq \text{ca. } 330 \text{ kWh} \quad (5-5)$$

$W_{Aus, 0,01}$  ausgefallene Energie (ENS) bei einem Ereignis, das alle 100 Jahre auftritt ( $H = 0,01 \text{ a}^{-1}$ )

Das bedeutet, dass die akzeptierten Versorgungsunterbrechungen im Sinne des erweiterten Zollenkopf-Kriteriums zu einem Wert der nicht gelieferten Energie von ca. 330 kWh/a führen.

### 5.1.3 Ökonomische Bewertung der Netzqualität

#### 5.1.3.1 Allgemeines

Abhängig vom Nutzen eines bestimmten Niveaus an Netzqualität, sind Netznutzer bereit dafür mehr oder weniger zu bezahlen und demnach ist eine holistische Betrachtung schwierig bzw. der „gesellschaftliche“ Nutzen nur schwer eruiert, da dieser durch eine Reihe von Einflussfaktoren geprägt ist. Faktoren die die Kosten der Netzqualität (z.B. durch Versorgungsunterbrechung) beeinflussen, sind z.B.:



- Zeitpunkt der Störung (z.B. Tag/Nacht, Werktag/Wochenende, Winter Sommer)
- Möglichkeit zu substituieren (z.B. Eigen-/Alternativversorgung und/oder Verbrauchsanpassung)
- Verbrauchertyp bzw. Zugehörigkeit zu einer Verbrauchergruppe (z.B. Haushalt /Gewerbe/Industrie)
- Verbraucherdichte (städtisch/ländlich) und/oder regionale/wirtschaftliche Struktur
- erwartete oder unerwartete Einschränkung (z.B. durch Ankündigung des Netzbetreiber im Falle einer geplanten Abschaltung oder durch Wetterwarnung durch Meteorologie)
- Häufigkeit und Dauer der Beeinflussung

Im Allgemeinen gilt es bei Kosten, die in Abhängigkeit zur Netzqualität stehen, zu unterscheiden, wie auch in Abbildung 5.4 dargestellt, ob es sich um gemeinnützige/soziale oder wirtschaftliche/ökonomische Kosten handelt und ob diese als mittelbare oder unmittelbare Kosten zu behandeln sind.

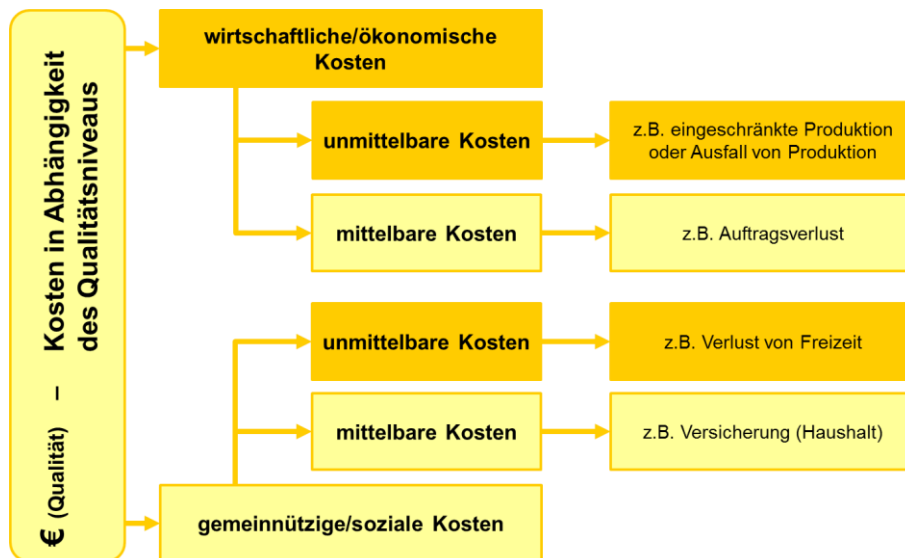


Abbildung 5.3: Kosten, die in Abhängigkeit zur Netzqualität stehen

Durch wirtschaftliche Verluste sind vorrangig Gewerbe- und Industriebetriebe betroffen, welche vor allem durch eine eingeschränkte Produktion bis hin zum Ausfall der Produktion geprägt sind und sich aus direkt zuordenbaren Kosten wie z.B. Material-/Produktschäden, Schäden an Geräten oder Zeitverlust zusammensetzen. Die mittelbaren Kosten, wengleich

auch schwer/schwieriger monetär zu bewerten, entstehen einerseits durch Abhilfemaßnahmen zur Vermeidung dieser unmittelbaren Kosten (z.B. optionale/redundante Ersatzversorgung, Prozessanpassung durch Bezugnahme von Substituierungsmöglichkeiten), durch Absicherung in Form von Versicherungen gegen Schadensfälle, aber auch durch den Verlust der Reputation und daraus abzuleitenden Verlust durch Ausfall oder Stornierung von Folge-/Aufträgen.

Die gemeinnützigen Kosten basieren vor allem auf Kosten im privaten Umfeld wie z.B. dem Haushalts- und Freizeitbereich, betreffen aber auch Bereiche wie z.B. den Gesundheitssektor, öffentliche Dienstleistungen und öffentlichen Verkehr. Eingeschränkte medizinische Versorgung, Probleme in der Ab-/Wasser Ent-/Versorgung oder Verspätungen durch Ausfall von öffentlichen Transportmitteln sind nur einige Beispiele, die es zu berücksichtigen gilt. Auch bei den gemeinnützigen Kosten sind die mittelbaren Kosten, wie z.B. jene resultierend aus Unbehaglichkeit vor Dunkelheit oder unzureichender Klimatisierung (Beheizung und/oder Kühlung) schwer zu quantifizieren, da die Abgrenzung, welche dieser Anforderungen grundsätzlichen Bedürfnissen geschuldet sind und welche im Bezug zur Qualität der Versorgung stehen, schwierig ist bzw. sich die Bereiche überschneiden. Beispiele wie z.B. zusätzliche Feuerstätten im Eigenheim oder ein Versicherungsschutz der Schäden von Geräten und/oder Schäden durch Einbrüche abdeckt, zeigen am Beispiel Versicherungsschutz sehr deutlich, dass z.B. eine erhöhte Einbruchswahrscheinlichkeit (Alarmanlage funktioniert mitunter nicht) durch eine Versorgungsunterbrechung durchaus möglich ist, jedoch eine Bündelversicherung wie sie in Haushalten üblich ist, nicht dezidiert die anteiligen Kosten für Einbrüche ausweist.

### **5.1.3.2 Berücksichtigung topographischer Unterschiede**

Neben der Unterteilung in unterschiedliche Verbraucherguppen (siehe dazu später in 5.1.3.3), bedarf es auch einer grundlegenden Unterscheidung von verschiedenen Verbraucherdichten ( $\rho_v$ ) oder Strukturklassen. Diese können jedoch auch Nachteile mit sich bringen, da es nämlich speziell an den Grenzen von Klassen mitunter auch zu erheblichen Verzerrungen kommen kann und nicht davon ausgegangen werden darf, dass innerhalb einer Klasse alle Netznutzer vergleichbar sind (Stichwort Heterogenität der Netznutzer sowie Zersiedelung). Last-, Abnahme- oder Anschlussdichten erscheinen als geeignete Größen für die Erstellung von Klassen, um folglich einen funktionalen Zusammenhang zur Netzqualität herzustellen, jedoch muss davon ausgegangen werden, dass bei geringer Dichte (z.B. am Land) eine Änderung der Dichte, sich stärker auf die Anforderungen an die Netzqualität

auswirkt und umgekehrt bei hoher Dichte, wie z.B. in der Stadt, sich Änderungen weniger stark auswirken.

Wie in der nachstehenden Tabelle 5.1 dargestellt, werden die Versorgungsgebiete in den verschiedenen Ländern klassifiziert und Definitionen für „Rural“/Stadt, „Urban“/Land und „Suburban“/Rand- oder Übergangszone festgelegt.

Land	Klasse	Definition
Frankreich	Land	Alle Städte und Orte mit < 10.000 Einwohnern
	Stadt	Städte mit mehr als 100.000 Einwohnern und Region von Paris
	Suburban	Städte und Regionen mit > 10.000 bis < 100.000 Einwohnern
Italien	Land	Gemeinden bis einschließlich 5.000 Einwohnern
	Stadt	Städte mit mehr als 50.000 Einwohnern
	Suburban	Gemeinden mit über 5.000 Einwohnern bis zu einschließlich 50.000 Einwohnern
Kroatien	Land	Kategorie A: < 15.000 Verbrauchern
	Stadt	Kategorie B: > 30.000 Verbrauchern
	Suburban	Kategorie C: zwischen 15.000 und 30.000 Verbrauchern
Österreich	Land	„ländliche Versorgungsgebiete“ - höchstens 1.000 Einwohnern je Quadratkilometer
	Stadt	„städtische Versorgungsgebiete“ - mehr als 1.000 Einwohnern je Quadratkilometer
	Suburban	-
Portugal	Land	Zone C: Orte mit weniger als 2.500 Verbrauchern
	Stadt	Zone A: Städte und Orte mit mehr als 25.000 Verbrauchern
	Suburban	Zone B: Orte mit weniger als 25.000 und mehr als 2.500 Verbrauchern
Slowenien	Land	Klassifizierung für Mittelspannungsabgänge: 2/3 aller angeschlossenen Verbraucher müssen außerhalb des städtischen Siedlungsbereichs liegen.
	Stadt	Klassifizierung für Mittelspannungsabgänge: 2/3 aller angeschlossenen Verbraucher müssen im städtischen Siedlungsbereichs liegen.
	Suburban	-

Tabelle 5.1: Definition und Klassifizierung von Stadt, Land bzw. dessen Übergang (Suburban) in verschiedenen europäischen Ländern

Ergänzend zu den dargestellten Informationen in der voranstehenden Tabelle 5.1 ist anzumerken, dass zum Beispiel in Slowenien nicht rein nach der Dichte (die Dichte wird nach einer standardisierten Methode vom nationalen Statistikamt festgelegt) von Verbrauchern klassifiziert wird, sondern auch eine anteilige Anzahl von Verbrauchern je

Mittelspannungsabgang Berücksichtigung findet. Die Festlegung der Klassifizierung in Österreich basiert auf der Elektrizitätsstatistikverordnung nach §2 Abs 4. [69] und bezieht sich auf Zählsprenkel mit einer Wohnbevölkerung von mehr bzw. weniger als 1.000 Einwohnern je Quadratkilometer Dauersiedlungsraum. Letztendlich ist festzustellen, dass sich in den unterschiedlichen Ländern sowohl die Methodik zur Klassifizierung als auch die festgelegten Grenzen zur Abgrenzung der Klassen wesentlich unterscheiden, was sich vor allem durch die Gegenüberstellung der Länder Frankreich und Italien verdeutlichen lässt, denn während z.B. in Italien eine Gemeinde mit mehr als 50.000 Einwohnern als städtisch klassifiziert wird, gilt eine Solche in Frankreich als suburban. (siehe dazu [70])

Wenngleich es in den diversen Ländern individuelle Unterscheidungen in der Klassifizierung und Abgrenzung gibt, welche auch unter den gegebenen Umständen zu berücksichtigen bzw. anzupassen sind, steht dies in keinem Widerspruch zu den nachstehenden Überlegungen bzw. Ausführungen, eine Harmonisierung erscheint aber jedenfalls als empfehlenswert bzw. notwendig.

Eine mögliche Klassifizierung der Urbanisierung schlägt die Europäische Kommission vor, die auf Basis eines 1 km mal 1 km Raster, eine Kategorisierung von Gemeinden in 3 Teilen vorschlägt. In einem ersten Schritt wird nach „hoch verdichteten Ballungen“ (mehr als 1.500 Einwohner je km<sup>2</sup> bei mindestens 50.000 Einwohnern), „städtischen Ballungen“ (mehr als 300 Einwohner je km<sup>2</sup> bei mindestens 5.000 Einwohnern) und „ländlichen Rasterzellen“ (weniger als 300 Einwohner je km<sup>2</sup> bei weniger als 5.000 Einwohnern) unterschieden, um in einem Folgeschritt nach „dicht besiedeltem Gebiet“, „Gebiet mit mittlerer Besiedlungsdichte“ und „gering besiedeltem Gebiet“ zu unterscheiden [68].

Der Vorteil dieser Klassifizierung ist, dass auch andere mitunter interessante statistische Erhebungen auf dieser Grundlage erfolgen und so z.B. die Wirtschaftsleistung in Bezug zur Dichte gesetzt werden kann. Als Abhilfe zu den genannten Nachteilen (Verzerrungen an den Rändern von Klassen) kann z.B. eine höhere Granularität der Klassifizierung (z.B. Land I, II, III usw.) erfolgen, von welcher aber in Folge von Einfachheits- und Übersichtlichkeitsgründen abgesehen wird und daher mit der Unterscheidung Stadt, Land und suburbanes Gebiet fortgefahren wird.

Als Stand der Netzplanung (siehe Tabelle 5.2) kann, unter Beachtung des zuvor dargestellten Zollenkopfkriteriums (5.1.2), im Sinne von Planungsvorgaben von folgenden Werten für die nicht gelieferte Energie (ENS) ausgegangen werden [26].

j	ENS <sub>j</sub> pro Jahr	ρ <sub>v</sub>
1	ca. 200 kWh/a	Stadt
2	ca. 400 kWh/a	Suburban
3	ca. 1200 kWh/a	Land

Tabelle 5.2: Versuchsweiser Ansatz der Netzplanung betreffend nicht gelieferter Energie je Abgang (ausgewählte Werte)

Die unterschiedliche Höhe in Bezug zur nicht gelieferten Energie (in Tabelle 5.2) lässt sich vor allem aus der unterschiedlichen Komplexität der zugrundeliegenden Netzkonzepte ableiten. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass am Land vielerorts Stickleitungsnetze oder nur einfache Ringnetze vorliegen, für welche nur in wenigen Fällen die Möglichkeit besteht, im Fehlerfall durch Netzsicherstellungen eine Wiederversorgung herzustellen. Wenngleich auch ein zunehmender Grad der Verkabelung festzustellen ist, ist der ländliche Bereiche jener Bereich, der noch von einem hohen Anteil von fehleranfälligeren Freileitungen geprägt ist. Im suburbanen Bereich ist bereits von einem höheren Anteil von Ringnetzen und diesbezüglich auch von einer höheren Redundanz auszugehen. Neben einem bereits hohen Verkabelungsgrad ist auch von einer Automatisierung zur gezielten Minimierung der Wiederversorgungszeiten auszugehen. In der Stadt ist indes davon auszugehen, dass bei einer (nahezu) vollständigen Verkabelung nahezu ausschließlich Ringleitungen mit einem hohen Vermaschungsgrad vorliegen, welche durch mehr und automatisierte Schutz- und Schalteinrichtungen auch zu minimalen Wiederversorgungszeiten führen (siehe auch 3.4.2).

### 5.1.3.3 Unterscheidung von Verbrauchergruppen

Die Qualität der Versorgung, sowohl die Versorgungsunterbrechungen als auch die Beeinträchtigung der Spannungsqualität, hat unterschiedliche Auswirkungen auf verschiedene Verbraucher und wird von diesen auch unterschiedlich wahrgenommen, was eine Kategorisierung in Form von Verbrauchergruppen nahelegt. Eine erste Unterteilung kann getroffen werden, in dem unterschieden wird, ob sich Konsequenzen durch eine beeinträchtigte Qualität ergeben und wie sich derartige Konsequenzen monetär auswirken. Wenn sich z.B. für eine Gruppe von Kunden sowohl vergleichbare Folgen ergeben, als auch die Folgekosten vergleichbar sind, können diese zusammengefasst werden.

Basierend auf spezifischen Besonderheiten von Kunden werden diese häufig in Form von folgenden Hauptgruppen unterteilt:

• Haushalte

• Industrie

• Gewerbe

**Haushalte:** „Haushaltskunden“ werden zwar beispielweise in [72] definiert, nämlich als Kunden, die Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, es wird dann jedoch außer der Einschränkung, dass dies gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht miteinschließt, nicht weiter differenziert und lässt damit Raum für Auslegungen. Haushalte können daher z.B. Familien sein, die in einem eigenen Haus wohnen, aber auch Studenten in einem Wohn-/Studentenheim. Beeinträchtigungen der Qualität wirken sich zwar vorrangig durch Unannehmlichkeiten aus (z.B. Elektronikgeräte, wie z.B. TV, funktionieren nicht), es gilt aber trotzdem auch den Ausfall von (überlebens-)wichtigen medizinischen Geräten oder in Folge von schlechter Spannungsqualität die Schädigung sensibler Elektronikgeräte, zu bedenken.

**Industrie:** Wenngleich auch nicht im elektrizitätsrechtlichen Rahmen definiert, handelt es sich dabei um Unternehmen, die Produkte herstellen. Die wichtigsten Kosten in Verbindung mit einer Versorgungsunterbrechung oder Störung der Spannung sind die unmittelbaren monetären Kosten (siehe dazu auch 5.1.3.1), die sich z.B. durch Produktionsausfall, Zeitverlust, Schäden an Produkten und Geräten ergeben. Der Industrie ist in einer derart groben Gliederung auch die Landwirtschaft zuzuordnen, obwohl diese sich auch als selbstständige Gruppe definieren lässt, was jedoch nicht unbedingt auf einer wirtschaftlichen Bedeutung in Bezug auf Umsatz und Anzahl von Beschäftigten/Unternehmen basiert, sondern vielmehr wegen ethischer und moralischer Aspekte auf einer besonderen gesellschaftlichen Stellung beruht.

**Gewerbe:** Sowohl (öffentliche) Dienstleister als auch das Gewerbe stellen in unterschiedlicher Form Dienste für Haushalte und die Industrie bereit (ebenfalls nicht im energierechtlichen Sinne definiert), wobei sich deren wesentlichen Aufwände bei beeinträchtigter Versorgungsqualität vor allem durch den Verlust der Arbeitszeit und der Beschädigung von Ausrüstung bzw. Werkzeuge/Geräten ergeben.

Für das Gewerbe bzw. den Dienstleistungssektor und die Industrie macht es durchaus Sinn, auch noch bezüglich kleiner und großer Kunden zu unterscheiden, da eine unterschiedliche Kostenfunktionen zu erwarten ist. Für öffentliche Dienste empfiehlt es sich, diese zudem getrennt vom Gewerbe zu betrachten, da für den öffentlichen Dienst qualitätsbedingte Kosten mangels erwirtschafteter Erträge schwer zu ermitteln bzw. zuzuordnen sind. Darüber hinaus lässt sich darstellen, dass auch für Infrastruktursysteme eine zusätzliche Verbrauchergruppe zu definieren ist, da zwar die unmittelbaren Kosten der Infrastruktursysteme normalerweise niedrig sind, jedoch durch den Verlust derartiger Infrastrukturdienste sich für deren Nutzer mitunter hohe Kosten ergeben.

Daraus lässt sich ableiten, dass sich für die zuvor beschriebenen Hauptgruppen eine Ausweitung auf folgende Verbrauchergruppenklassen empfiehlt:

(i)	Haushalte
(ii)	Gewerbe (ohne Infrastruktur)
(iii)	Öffentlicher Dienst (ohne Infrastruktur)
(iv)	Industrie (ohne Großkunden)
(v)	Landwirtschaft
(vi)	Großkunden
(vii)	Infrastruktur

Tabelle 5.3: Klassifizierung von Verbrauchergruppen

Bei einer dezidierten Berücksichtigung von Großkunden ist zu berücksichtigen, dass sich diese vor allem durch einen hohen Verbrauch von elektrischer Energie auszeichnen, sie üblicherweise auch in höheren Netzebenen angeschlossen und durch beeinträchtigte Qualitätsbedingungen monetär stärker betroffen als durchschnittliche Verbraucher sind. In § 15 des Energielenkungsgesetz [71] werden Großkunden zwar nicht dezidiert definiert, es findet sich jedoch eine Unterscheidung von Verbrauchern mit mehr bzw. weniger als 500.000 kWh pro Monat, was demnach auch als guter Richtwert für eine Unterscheidung herangezogen werden kann.

In der Klassifizierung „Infrastruktur“ können die wichtigsten Einrichtungen in Transport, Telekommunikation und Ab-/Wasser Ent-/Versorgung zusammengefasst werden. Unterbrechungen haben zum Beispiel bei der U-Bahn/Eisenbahn zwar nur geringe direkte Auswirkungen auf deren Infrastruktur, haben jedoch weitreichende Folgen und Kosten für den Rest der Gesellschaft. Eine Bewertung der Kosten für Infrastruktur muss daher aufgrund

deren komplexer Auswirkungen anhand anderer Methoden als für die anderen dargestellten Kundengruppen erfolgen.

Die vorgeschlagenen Verbrauchergruppierungen gilt es in Folge auch an die Klassifizierung des Statistischen Amtes der Europäischen Gemeinschaften (Eurostat) zu knüpfen, was zum einen eine weitere Feingliederung ermöglicht und zugleich auch eine Verknüpfung mit standardisierten ökonomischen Erhebungen erlaubt.

	Bezeichnung	Verbrauchergruppe
A	Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	V
B	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	IV
C	Verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren	IV, VI
D	Energieversorgung	IV
E	Wasserversorgung; Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen	IV, VII
F	Baugewerbe/Bau	IV
G	Handel; Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen	II
H	Verkehr und Lagerei	II, VII
I	Gastgewerbe/Beherbergung und Gastronomie	II
J	Information und Kommunikation	II, VII
K	Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	II
L	Grundstücks- und Wohnungswesen	II
M	Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen	II
N	Erbringung von sonstigen wirtschaftlichen Dienstleistungen	II
O	Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung	III
P	Erziehung und Unterricht	III
Q	Gesundheits- und Sozialwesen	II, III
R	Kunst, Unterhaltung und Erholung	II, III
S	Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	II
T	Private Haushalte mit Hauspersonal; Herstellung von Waren und Erbringung von Dienstleistungen durch private Haushalte für den Eigenbedarf	I
U	Exterritoriale Organisationen und Körperschaften	II

Tabelle 5.4: Verknüpfung von Verbrauchergruppen mit NACE Rev.2 [65] - der international standardisierten Klassifikation von Wirtschaftszweigen

#### 5.1.3.4 Monetarisierung

Die Monetarisierung soll dazu dienen, um festzustellen in welchem Ausmaß, in welcher Form und an welchen Stellen, in die Netzqualität zu investieren ist. Die Höhe qualitätsbedingter Kosten ist somit ein wesentlicher Faktor, inwiefern Investitionen in qualitätssteigernde oder -erhaltende/-verändernde Maßnahmen in der Planung von Netzen Berücksichtigung



finden und muss zum Einen die gesellschaftlichen Kosten/Nutzen eines bestimmten Qualitätsniveaus berücksichtigen und soll zum Anderen auch Anreize liefern, in welcher Form das Qualitätsniveau beeinflusst werden soll (qualitätsverbessernd bis hin zu -verringern). Das Ausmaß, inwieweit Qualitätskriterien in der Planung von Netzen Berücksichtigung finden, ist stark von der Ausgestaltung des Regulierungsregimes abhängig, denn wenngleich die Beanreizung zur Kosteneffizienz per se als anerkannt gilt, gilt dies nicht für die Berücksichtigung von Qualitätskriterien in der Regulierung (siehe dazu Tabelle 5.5). Gründe dafür können sehr unterschiedlich sein und basieren meist auf einer „Zufriedenheit“ mit dem bestehenden Qualitätsniveau bzw. politischen (nationenspezifischen) Interessen. Es gilt jedoch zu beachten, dass der Bedarf an Investitionen in die Netze (z.B. als Ersatz für alternde Infrastruktur oder zur Bewältigung neuer Herausforderungen wie z.B. der Integration von verteilter Erzeugung und Erneuerbarer), welcher grundsätzlich von allen Seiten als notwendig erachtet wird, auch regulatorisch zu berücksichtigen bzw. abzubilden ist. Den erforderlich gehaltenen Investitionsaufwand durch andere Maßnahmen (z.B. durch spezielle Kostenfaktoren) als einer systemischen Berücksichtigung von Qualitätselementen in der Tarifgestaltung abzubilden, birgt natürlich die Gefahr von Verzerrungen in Bezug des Einsatzes der Erlöse durch den Netzbetrieb und erschwert eine saubere Aufgliederung von Verbraucherinteressen in Bezug auf Qualität. Die Herausforderung der Monetarisierung, sowohl für den Einsatz zur Regulierung als auch davon losgelöst in der Netzplanung, liegt vor allem darin, die tatsächlichen gesellschaftlichen Kosten abzubilden und die wahren Verbraucherpräferenzen bezüglich Qualität abzubilden, die in Folge eine effiziente Bereitstellung der Versorgung sicherstellen sollen.

Aus einer Erhebung bezüglich Regulierungsmodellen in Europa ist zu entnehmen [70], dass zum Stand der Erhebung eine Anzahl von 16 europäischen Ländern ein Regulierungsmodell mit Berücksichtigung eines Qualitätselementes umgesetzt hat und weitere fünf Länder planen, ein Qualitätselement in deren Regulierung zu berücksichtigen (siehe dazu Tabelle 5.5 – Anmerkung: DE berücksichtigt seit 2012 ein Qualitätselement in der Regulierung). Wenngleich man daraus ableiten kann, dass bereits eine Vielzahl von Ländern eine monetäre Bewertung der Qualität durchgeführt hat und diese in der Regulierung verwenden, gibt es in Europa nur wenige Informationen bezüglich fundierter Befragungen von Verbrauchern bzw. Verbrauchergruppen, welche auch öffentlich zur Verfügung stehen.

	Bonus	Malus	Kombination aus Bonus und Malus
Verteilernetz	-	DK, HU, IT	BG, FI, FR, GB, IE, IT, LT, NL, NO, PT, SI, SE, ES
Übertragungsnetz	ES	DK, HU, IT	FI, FR, GB, IE, IT, LT, NO, PT
Kein Qualitätselement	AT, CY, CZ, EE, DE*), GR, LV, LU, PL, RO, SK		
Pläne zur Einführung einer Berücksichtigung eines Qualitätselementes auf Systemebene: AT, CZ, DE*), GR, LU und RO.			

Tabelle 5.5: Berücksichtigung eines Qualitätselementes in der Regulierung verschiedener Länder (Stand: Veröffentlichung [70] – \*) DE berücksichtigt seit 2012 Qualitätselement)

Eine detaillierte ökonomische Bewertung der Qualität erfordert eine sehr umfassende und (national-)spezifische Erhebung und Analyse der Verbraucherefordernisse, wobei die monetäre Bewertung der Qualität auf Basis zwei sehr unterschiedlicher Ansätze erfolgen kann, nämlich nach einem:

- **Bottom-Up Ansatz** - mittels empirische Erhebung oder
- **Top-Down Ansatz** - einer makroökonomischen Betrachtung

Der Grundgedanke ist bei beiden Varianten derselbe, nämlich der Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie einen monetären Wert gegenüberzustellen, um in Folge, die unterschiedlichen Qualitätsanforderungen der Verbraucher/Verbrauchergruppen berücksichtigend, ein gesamtwirtschaftliches optimales Qualitätsniveau herbeizuführen zu können. Der wesentlichste Unterschied liegt im Aufwand und folglich der Treffsicherheit der Methoden.

Bei der empirischen Methode wird strukturiert nach Verbrauchergruppen erhoben, mit welchen Kosten im Falle einer Versorgungsunterbrechung zu rechnen ist. Diese Methodik bietet zwar die Möglichkeit einer hohen Differenzierung (z.B. nach Verbrauchergruppen aber auch Topologie), erfordert jedoch umgekehrt einen wesentlichen Erhebungsaufwand, um statistisch gesicherte und belastbare Ergebnisse zu erhalten. Neben der Herausforderung geeignete und unmissverständliche Fragestellungen zu erarbeiten, wirkt sich vor allem die Form der Erhebung (z.B. durch Fragebögen, persönliche Gespräche per Telefon oder im direkten Interview oder Internet) auf den (zeitlichen) Aufwand aus.

Anders wiederum wird bei der Methode der makroökonomischen Betrachtung die Elektrizität als Gut in Bezug zur Wirtschaftsleistung gesetzt und bei Berücksichtigung der Wertschöpfung der Produktion (z.B. durch Industrie und Gewerbe) sowie dem „Nutzen“ von Freizeit, über entsprechende Erhebungen und Annahmen eine Verknüpfung von verbrauchter Energie und Leistung der Wirtschaft bzw. Freizeit hergestellt. Der wesentliche Vorteil an dieser Methodik liegt darin, dass es mit einem relativ geringen Aufwand möglich ist eine Bewertung von Qualität zu erlangen, wobei jedoch eine sehr grobe Auflösung in Kauf genommen werden muss. Speziell im Bereich der Bewertung der Freizeit bzw. dem Nutzen von Freizeit, liegt ein sehr weiter Interpretations- und Auslegungsspielraum vor und erfordert daher entweder eine empirische Erhebungen oder zumindest die Berücksichtigung von Erhebungen und Studien in diesem Gebiet.

Kernannahme bei der makroökonomischen Methode ist ein linearer Zusammenhang zwischen Ausfallkosten und des elektrischen Energieverbrauch und so lassen sich mittels Quotienten aus der statistischen Erhebung der Bruttowertschöpfung je Verbrauchergruppe (z.B. nach [64]) und dem sektoralen Verbrauch an elektrischer Energie [62], Ausfallkosten abschätzen, wobei es sich dabei um eher indikative Abschätzungen handelt, da Kosten wie z.B. Wiederanlaufkosten sich so nicht oder nur unvollständig darstellen lassen.

Um also den (durchschnittlichen) Schaden durch beeinträchtigte Qualität, beispielweise durch den Ausfall einer kWh, abbilden zu können, ist im Endeffekt die wahre Verbrauchersicht relevant (kurze Unterbrechungen oder Einbrüche der Spannung lassen sich beispielsweise auf diese Weise nicht abbilden), welche sich am effizientesten durch eine Kombination aus direkter Befragung und Berücksichtigung von Fallbeispielen erheben lässt.

Nachstehend (in Tabelle 5.6 - Tabelle 5.10) kann ein Vergleich von einer Reihe von internationalen Praktiken zur monetären Bewertung der Qualität, die im Rahmen deren Regulierungssystematiken als Grundlage für die Berücksichtigung der Qualität berücksichtigt werden oder aus wissenschaftlichen Publikationen hervorgehen, dargestellt werden, wobei jedoch darauf zu verweisen ist, dass die verwendeten/beschreibenden Kenngrößen für die Qualität oftmals sehr unterschiedlich sind (z.B. folglich unterschiedlicher Definitionen von SAIDI/SAIFI, unterschiedlichem Umgang in der Berücksichtigung von geplanten/nicht geplanten Ausfällen oder im Umgang mit außergewöhnlichen Ereignissen wie Naturkatastrophen), Anreize sich auf Kundengruppen oder Topographie beziehen oder eben ohne jegliche Klassifizierung nach Topographie/Verbrauchergruppen nur pauschale Anreize verwendet werden.

Verbrauchergruppe	bei <4 h in €/kWh	bei >4 h in €/kWh	bei <4 h in €/kW	bei >4 h in €/kW
Haushalte	1,2		0,1	
Landwirtschaft	1,4		0,5	
Industrie	7,4	2,5	2,3	22,1
Gewerbe	13,0	4,4	2,7	37,3
Öffentlicher Dienst	1,9	0,5	0,1	5,9
Großverbraucher	1,0	0,4	0,8	3,1

Tabelle 5.6: Norwegen – monetäre Qualitätsbewertung gegliedert nach Verbrauchergruppen [73] (die Umrechnung basiert auf der Annahme 1 EUR entspricht etwa 7,5 NOK - 03/2013)

Verbrauchergruppe	unter geplantem SAIDI Ziel in €/kWh (unterschieden nach Stadt/suburban/Land)	zwischen geplantem und 3-fachen SAIDI Ziel in €/kWh (unterschieden nach Stadt/suburban/Land)	über 3-fachem geplantem SAIDI Ziel in €/kWh (unterschieden nach Stadt/suburban/Land)
Haushalte	14,4	21,6	28,8
Nicht-Haushalte	7,2	10,8	14,4

Tabelle 5.7: Italien – monetäre Qualitätsbewertung mit Fokus auf Haushaltskunden [73]

Topographie	nicht gelieferte Energie in €/kWh ungeplant	nicht gelieferte Energie in €/kWh geplant	unterbrochene Leistung in €/kW ungeplant	unterbrochene Leistung in €/kW geplant
Stadt	12	8,6	2,5	0,4
Suburban	8,8	6,3	1,9	0,3
Land	7,4	5,2	1,6	0,2

Tabelle 5.8: Schweden – monetäre Qualitätsbewertung mit topographischer Unterscheidung (Kosten für die nicht gelieferte Energie und unterbrochene Leistung beziehen sich auf Dichten z.B. Leitungslänge pro Anzahl Kunden) [74]

Verbrauchergruppe	spezifische Unterbrechungskosten €/kWh
Haushalte	2,9
Gewerbe	9,9
Industrie	9,7
Landwirtschaft	3,5

Tabelle 5.9: Verbraucherausfallkosten gegliedert nach Kundengruppen [28]

Verbrauchergruppe	bei 1h in €/kWh	bei 4h in €/kWh	bei 12h in €/kWh
Haushalte	5,29	2,87	2,08
Unternehmen	13,17	9,16	3,50

Tabelle 5.10: Monetäre Bewertung von Versorgungsunterbrechungen durch empirische Erhebung in Österreich [75]

Pauschalisierte Anreize für die Berücksichtigung eines Qualitätskriteriums wie sie z.B. in den Regulierungsregimen in Deutschland, Frankreich, Niederlande, UK, ... Anwendung finden, liegen zwischen 5 und 20 €/Stunde/Kunde/Jahr, eignen sich für die Heranziehung als Werte für die Planung jedoch nur sehr bedingt, da sie auf eine gesamtsystemische Betrachtung (z.B. je Land oder Netzbetreiber) abzielen und damit keine topographischen und/oder verbraucherspezifischen Hinweise für eine Optimierung bringen und damit auch nur eine bedingte Bewertung der Qualität zulassen - gleichzeitig wird die Höhe der monetären Bewertung oftmals auch an nationale Besonderheiten und/oder (politische) Ziele angepasst.

Um gesicherte spezifische Indikatoren für die Netzplanung verwenden zu können, bedarf es speziell bei der Berücksichtigung von internationalen Studien und Zahlen, deren nationalen Besonderheiten zu berücksichtigen. Daher empfiehlt es sich eine fundierte nationale Erfassung zur Wertschöpfung der Qualität durchzuführen und andere internationale Analysen vielmehr (nur) für Kontroll- und Vergleichszwecke heranzuziehen.

Parameter/Besonderheiten, die es bei Vergleichen zu berücksichtigen gilt, sind zum Beispiel:

- bestehendes Qualitätsniveau (z.B. wie hoch ist der nationale SAIDI/SAIFI)
- klimatische/topologische Gegebenheiten/Besonderheiten
- spezifisches Verbraucherhalten (z.B. Durchschnittsverbrauch – welchen Anteil hat beispielsweise bei Haushaltskunden die Nutzung von elektrischer Energie für Raumwärme/Klimatisierung)
- Regulierungssystematik (z.B. gibt es eine Obergrenze/Kappung bei der Berücksichtigung der Qualität, Regulierungsperiodendauer, Erfahrung mit Regulierung)
- nationale Wirtschaftsleistung

### 5.1.3.5 Exemplarische Anwendung einer ökonomischen Bewertung der Qualität bei Versorgungsunterbrechungen

Die Ausfallkosten werden in der fachspezifischen Literatur (z.B. in [28]) üblicherweise als Summe einer energiespezifischen Komponente, die sich vor allem durch die Dauer einer Unterbrechung definiert bzw. in deren Folge auswirkt und einer leistungsbezogenen Komponente, die sich unabhängig von der Dauer einer Versorgungsbeeinträchtigung auf den Verbraucher auswirkt und damit die Fixkosten (z.B. Wiederanfahrkosten) durch eine beeinträchtigte Qualität abbilden, dargestellt.

$$K_{A,i} = (k_W \cdot t + k_P) \cdot P \quad [28] \quad (5-6)$$

$K_{A,i}$	Ausfallkosten je Ereignis i
$k_W$	energiespezifische Ausfallkosten in €/kWh
$k_P$	leistungsbezogene Ausfallkosten in €/kW
$t$	Dauer der Unterbrechung
$P$	Leistung der Verbrauchieranlage

Die Bestimmung der Ausfallkosten (nach Formel (5-6)) bedarf einer sehr genauen Datengrundlage, die oftmals jedoch (noch) nicht zur Verfügung steht. Für eine systemische Betrachtung und folglich auch als Grundlage für die Netzplanung, können auch ohne spezifische Informationen bezüglich Häufigkeit und Dauer von Unterbrechungen sowie der Höhe der unterbrochenen Leistung von Verbrauchern bzw. -gruppen, mittels einer vereinfachten Modellrechnung die spezifischen sowie gesamten Ausfallsfolgekosten angenähert werden. Unter Berücksichtigung von topographischen Unterschieden (wie in Tabelle 5.2 dargestellt) und der Einbeziehung einer Gliederung nach Verbrauchergruppen (Tabelle 5.3) sowie deren anteiligen Berücksichtigung im Verbraucherkollektiv, wird es möglich, Abschätzungen bezüglich Ausfallkosten anzustellen. Um den Nachteil von hypothetischen Annahmen (welche sich z.B. durch eine andere als angenommene Zusammensetzung des Verbraucherkollektives oder auch durch Sonderfälle ergeben können) abzufedern, wenngleich die Annahmen durchaus einem Realitätstest standhaltenden und auch als repräsentative „Durchschnittsbetrachtungen“ verstanden werden können, werden in Folge die Betrachtungen und Annahmen einer Sensitivitätsanalyse durch Parametervariation unterzogen (siehe dazu auch die grundsätzlichen Annahmen sowie Variationen im Anhang).

Wie der Tabelle 5.2 zu entnehmen ist, werden für ländliche Gebiete höhere Werte für die nicht gelieferte Energie (ENS) verwendet als für die Stadt. Das lässt sich damit begründen, dass zu den rein netztechnischen Kriterien wie

- ausgefallener Leistung
- Unterbrechungszeit
- nicht gelieferte Energie (ENS)

zusätzlich noch die verbraucherbezogenen Parameter

- Verbraucherstruktur der betroffenen Abzweige (Aufteilung der Verbrauchergruppen, z.B.: Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft)
- Ausfallkosten je nach jeweiligen Verbrauchergruppe  $V_G$  (siehe Tabelle 5.11)

einzu beziehen sind (siehe auch Kapitel 5.1.3.4). In Folge lässt sich mit der Formel (5-7) ein angenäherte Wert der Störungsfolgekosten (siehe Abbildung 5.4) ermitteln.

i	$V_G$	$k_{W,i}$ in €/kWh
1	Haushalte	3
2	Gewerbe	10
3	öffentlicher Dienst	3
6	Industrie	10
5	Landwirtschaft	4
6	Großkunden	>10

Tabelle 5.11: Annahmen von arbeitsspezifischen Verbraucherausfalls-Kosten basierend auf verschiedenen internationalen Erfahrungen und Veröffentlichungen (Tabelle 5.6 - Tabelle 5.10) – klassifiziert nach Tabelle 5.3

$$K_{n(j)} = \sum_i (ENS_j \cdot k_{W,i} \cdot p_{V_G,i}) \quad 5-7$$

- $K_{n(j)}$  Störungsfolgekosten in € für das gesamte Verbraucherkollektiv (100%) in Abhängigkeit der Topographie  
 $ENS_j$  nicht gelieferte Energie in kWh/a; bei Berücksichtigung topographischer Unterschiede j (vgl. Tabelle 5.2)  
 $k_{W,i}$  arbeitsspezifische Ausfallkosten in €/kWh je Verbrauchergruppe i  
 $p_{V_G,i}$  Anteil der spezifischen Verbrauchergruppe i am Verbraucherkollektiv in Prozent

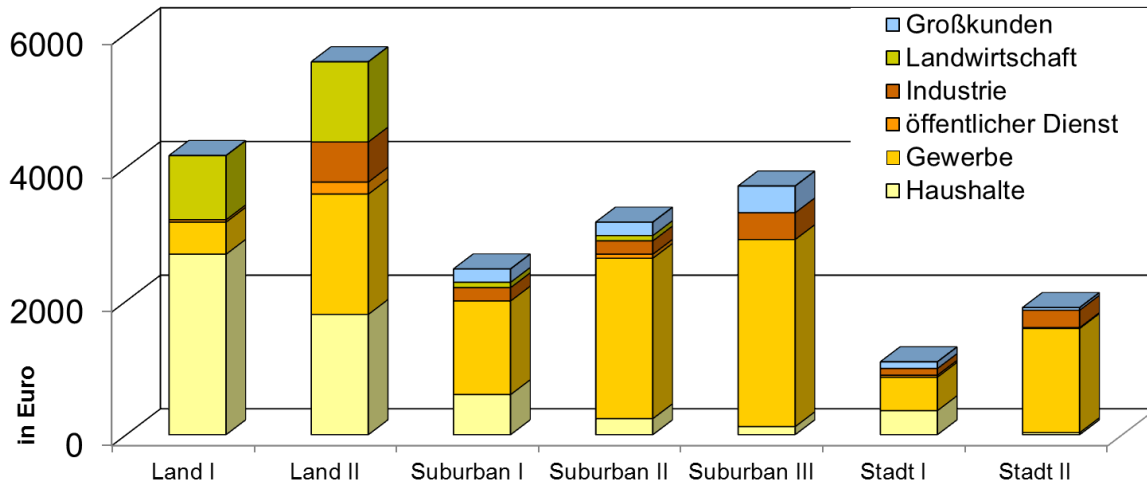


Abbildung 5.4: Ökonomisch bewertete Ausfallkosten in Euro (Y-Achse) für unterschiedliche Verbrauchergruppen-konstellationen bei unterschiedlichen topographischen Voraussetzungen

Die beispielhafte Darstellung in der Abbildung 5.4 stellt je Abgang verschiedene Annahmen (2 verschiedene Annahmen für einen ländlichen (Land I+II), 3 unterschiedliche Konstellationen für einen suburbanen (Suburban I + II + III) und 2 weitere Annahmen für einen städtischen Bereich (Stadt I + II)) der Aufteilung von Haushalten, Gewerbe, öffentlichen Dienst, Industrie, Landwirtschaft und Großkunden bei unterschiedlichen Verbraucherdichten dar und lässt keine allgemein verbindlichen Aussagen zu, zeigt jedoch, dass die akzeptierten volkswirtschaftlichen Kosten der nicht gelieferten Energie in einem Bereich von 1000-6000 Euro/Jahr liegen (bezogen auf einen Abgang ohne schutzmäßige weitere Sektionierung). Aus der Variation der Verbrauchergruppenzusammenstellung (siehe Anhang) kann abgeleitet werden, dass speziell die Verbrauchergruppe der Haushalte, in der topographischen Gliederung „Land“, sowie die Verbrauchergruppe des Gewerbes im suburbanen als auch dem städtischen Gebiet als besonders beachtenswert gelten. Dies lässt sich vor allem daraus ableiten, da die Kundengruppe wie z.B. die Großkunden und teilweise auch die Industrie, bei welchen zwar sehr weitreichende Auswirkungen durch eine eingeschränkte Versorgung und mitunter auch die höchsten Ausfallkosten zu erwarten sind, diese jedoch hauptsächlich in den höheren Spannungsebenen (Hoch- und Höchstspannung) angeschlossen sind und sich damit in dieser Betrachtung nur sehr gering auswirken. Wenngleich die Landwirtschaft an hohe emotionale Werte und in Bezug auf mögliche Schäden mitunter auch an ethische (sowie moralische) Kriterien geknüpft ist, hat sie durch den niedrigen (nach [76] rund 2 % am elektrischen Energieverbrauch) Anteil an der Gesamtbetrachtung nur eine nachrangige Bedeutung. Anders wiederum lässt sich darstellen, dass rund 40 % der Bevölkerung (siehe Abbildung 5.5) in Haushalten am Land und damit in



jenem Strukturbereich mit dem höchsten Anteil an nicht gelieferter Energie pro Jahr (begründet durch die einfache Netzstruktur mit einem niedrigen Automatisierungsgrad) lebt.

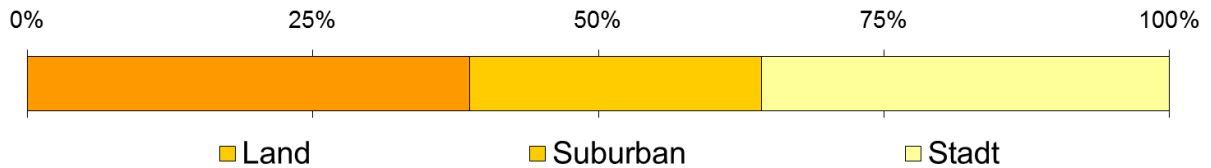


Abbildung 5.5: Strukturelle Gliederung der Bevölkerung nach Bevölkerungsdichte [63]

#### 5.1.4 Algorithmische Bestimmung der optimalen Netzqualität

Eine oftmals verwendete qualitative Darstellung des Zusammenhanges zwischen den System-Kosten, Verbraucher- oder Kundenausfalls-Kosten und Gesamtkosten, ist prinzipiell in Abbildung 5.6 (oben) dargestellt. Dabei ist die „Versorgungsqualität“ (Netzzuverlässigkeit und Spannungsqualität) als Abszisse aufgetragen und die Kosten (Verbraucher-Kosten, Netzbetreiber- / System-Kosten) werden auf der Ordinate erfasst. Die System-Kosten und auch die Verbraucher- oder Kundenausfalls-Kosten werden offensichtlich als kontinuierliche Größen, die von der Zuverlässigkeit (Abszisse, unabhängige Variable) abhängen, dargestellt.

Unter der Versorgungszuverlässigkeit wird in diesem Zusammenhang die Netz-Zuverlässigkeit  $Z$  als komplementäre Größe zur Nichtverfügbarkeit  $NV$  wiedergegeben (Formel (5-8)).

$$Z = 1 - NV \quad (5-8)$$

Als technisches Maß für die Nichtverfügbarkeit hat sich der Parameter SAIDI bewährt, (siehe auch Kapitel 4.3.2 und 4.3.3) welcher z.B. auch im internationalen Vergleich von Versorgungssystemen herangezogen wird.

Die Differenzierung als Methode zur Bestimmung eines Optimums bzw. von Optima ist nach Abbildung 5.6 (oben) mitunter nicht richtig, da Netzveränderungen (z.B. Bau eines neuen Umspannwerkes, Sternpunktumstellung) und deren Auswirkungen auf die Parameter wie Zuverlässigkeit und Kosten keine kontinuierliche Variable darstellen, sondern in stufigen Schritten und somit unstetigen, diskontinuierlichen Werten erfolgen können.

Wenn die in der Einheit Zeit messbare Versorgungssicherheit als Maß für die „Versorgungsqualität“ herangenommen wird, wird bei realen Werten der Nichtverfügbarkeit (SAIDI) unter einer angenommenen Bandbreite von 10 bis 120 Minuten pro Jahr, nur das

letzte Segment der Abszisse (0,023 % des Jahres) betrachtet. Daher wird in Abbildung 5.6 (unten) die Nichtverfügbarkeit NV, beginnend bei 0 Versorgungsunterbrechungs-Minuten bis 2 Stunden pro Jahr dargestellt. Anzumerken ist, dass die Zuweisung der Versorgungsqualität zur Abszisse bzw. der Kostenfunktionen zur Ordinate historisch bedingt ist und nicht bedeutet, dass die Versorgungsqualität als unabhängiger Parameter anzusehen ist, durch dessen Variation die optimalen Gesamtkosten ermittelt werden kann.

Vielmehr ist mittels eines operativen Algorithmus die Aufgabe zu lösen, die minimalen Gesamtkosten als Funktion der Systemkosten, der Kundenausfallkosten und der Versorgungsqualität zu bestimmen.

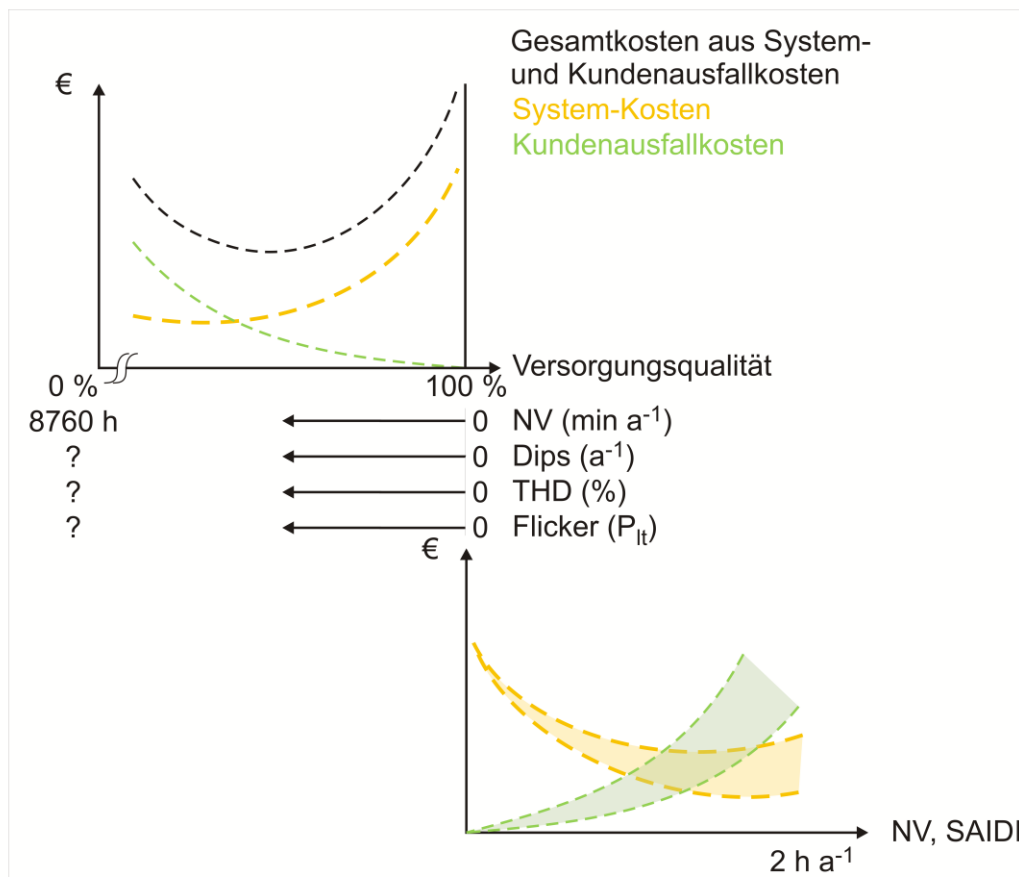


Abbildung 5.6: System-Kosten vs. Zuverlässigkeit

Aus verschiedenen internationalen Untersuchungen geht hervor, dass in typischen elektrischen Netzen die kurzzeitigen Spannungseinbrüche (Dips) ähnlich große finanzielle Auswirkungen mit sich bringen, wie die in der Störstatistik dokumentierten und sonst aufmerksam beobachteten Versorgungsunterbrechungen.

Gleichzeitig kann einem europäischen Vergleich [70] sehr deutlich entnommen werden, dass, während nahezu alle europäischen Länder bereits die Versorgungszuverlässigkeit erheben, erst eine geringe Anzahl von europäischen Ländern ausgewählte Parameter der Spannungsqualität durch ein koordiniertes Monitoring erheben. Die Anzahl der Messgeräte, die Auswahl der Messorte, welche Parameter gemessen werden und die Hintergründe zu einem Monitoring, unterscheiden sich sehr stark in den einzelnen Ländern (siehe Tabelle 5.12 – anzumerken ist, dass die hohe Anzahl der Messgeräte in Tschechien und Frankreich auf elektronische Zähler (Smart Meter) in der Niederspannung zurückzuführen ist, die auch die Spannungsqualität messen), wenngleich auch Trends und Bestrebungen zu einer Harmonisierung erkennbar sind.

Land	Anzahl	Hintergrund des Monitoring
Bulgarien	1.867	(keine Angaben)
Frankreich	280.208	Statistik, zur Information für Verbraucher
Griechenland	500	Statistik
Italien	765	Statistik, Regulierung, Forschung, zur Information für Verbraucher
Lettland	20	Statistik
Niederlande	28	Statistik, Regulierung
Norwegen	-	Statistik, Regulierung
Österreich	299	Statistik
Portugal	320	Statistik, Regulierung
Rumänien	152	Statistik, Regulierung, Forschung
Slowenien	366	Statistik, Regulierung, Forschung
Tschechien	15.379	Statistik, Regulierung, Forschung, Netzentwicklung
Ungarn	742	Statistik, Wettbewerb durch Vergleich
Zypern	16	Statistik, Regulierung, Forschung

Tabelle 5.12: Darstellung der Anzahl von Messgeräten sowie die Hintergründe zum Monitoring der Spannungsqualität in verschiedenen europäischen Ländern

Da sich auch Spannungsqualitätsparameter wie z.B. Spannungseinbrüche, aber auch Flicker und Oberschwingungen mitunter auf die Kosten der Netzstruktur auswirken, sollten in Zukunft neben den Kennwerten zur Versorgungszuverlässigkeit auch diese Einflussgrößen in eine wirtschaftliche Optimierung einbezogen werden, was aktuell aber mangels verfügbarer Informationen bezüglich Qualitätsparameter und Qualitätsniveau der Spannungsqualität, jedoch noch nicht möglich ist. Eine vollständige und flächendeckende Erhebung und Sammlung von Spannungsqualitätsdaten wäre ein erster wichtiger Schritt.

Nachstehende Einschätzung (Abbildung 5.7 – volle Kreise stehen für starke Auswirkung und leere Kreise für schwache Auswirkung eines Spannungsqualitäts-Parameters auf die jeweilige Verbrauchergruppe), aufbauend auf den Ergebnissen einer skandinavischen Erhebung in Bezug auf relative Auswirkungen von beeinträchtigter Spannungsqualität auf Verbrauchergruppen [77], ermöglicht in einem ersten Ansatz festzulegen, welche Parameter für welche Kundengruppe von besonderer Bedeutung sind.

	○ schwach	◐ ...	◑ mittel	◒ ...	● stark	Haushalte	Gewerbe	Öffentlicher Dienst	Industrie	Landwirtschaft	Großkunden	Infrastruktur
Netzfrequenz	○		◑		●	○	◑	○	●	○	●	◑
Spannungsänderungen	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑
Flicker	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑
Schnelle Spannungsänderung	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	○
Unsymmetrie der Spannung	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑
Oberschwingungsspannung	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑
Zwischenharmonische Spannung	○		○		○	○	○	◑	○	○	◑	○
Netz-Signalübertragungsspannungen	○		○		○	○	○	○	○	○	○	○
Transiente Überspannungen	●		●		●	●	●	●	●	●	●	●
Dips	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑
Swells	◑		◑		●	◑	◑	◑	◑	◑	◑	◑

Abbildung 5.7: Auswirkung durch beeinträchtigte Spannungsqualität in Bezug auf Verbrauchergruppen

Bei einer Berücksichtigung von Spannungsqualitätsparametern müsste jedoch die Darstellung der Kosten in Abhängigkeit der Zuverlässigkeit (in Abbildung 5.6) um eine zweite oder sogar mehrere, unabhängige Abszisse(n) erweitert werden und die nahe liegende Vorgangsweise, über die Variation der Zuverlässigkeit das volkswirtschaftliche Optimum zu bestimmen, wird noch komplexer.

Um dennoch ein gesamtwirtschaftliches Optimum bestimmen zu können, wird im Folgenden eine algorithmische Vorgangsweise durch Parametervariation vorgeschlagen und erläutert. Die angenommenen technisch-wirtschaftlichen Verhältnisse beziehen sich auf ein ideales Mittelspannungs-Netz mit monotonen Zusammenhängen. Sonderfälle hinsichtlich der Monotonie der Zusammenhänge und beim Auftreten von Unstetigkeiten werden nach der grundlegenden Darstellung der algorithmischen Vorgangsweise exemplarisch behandelt. [29]

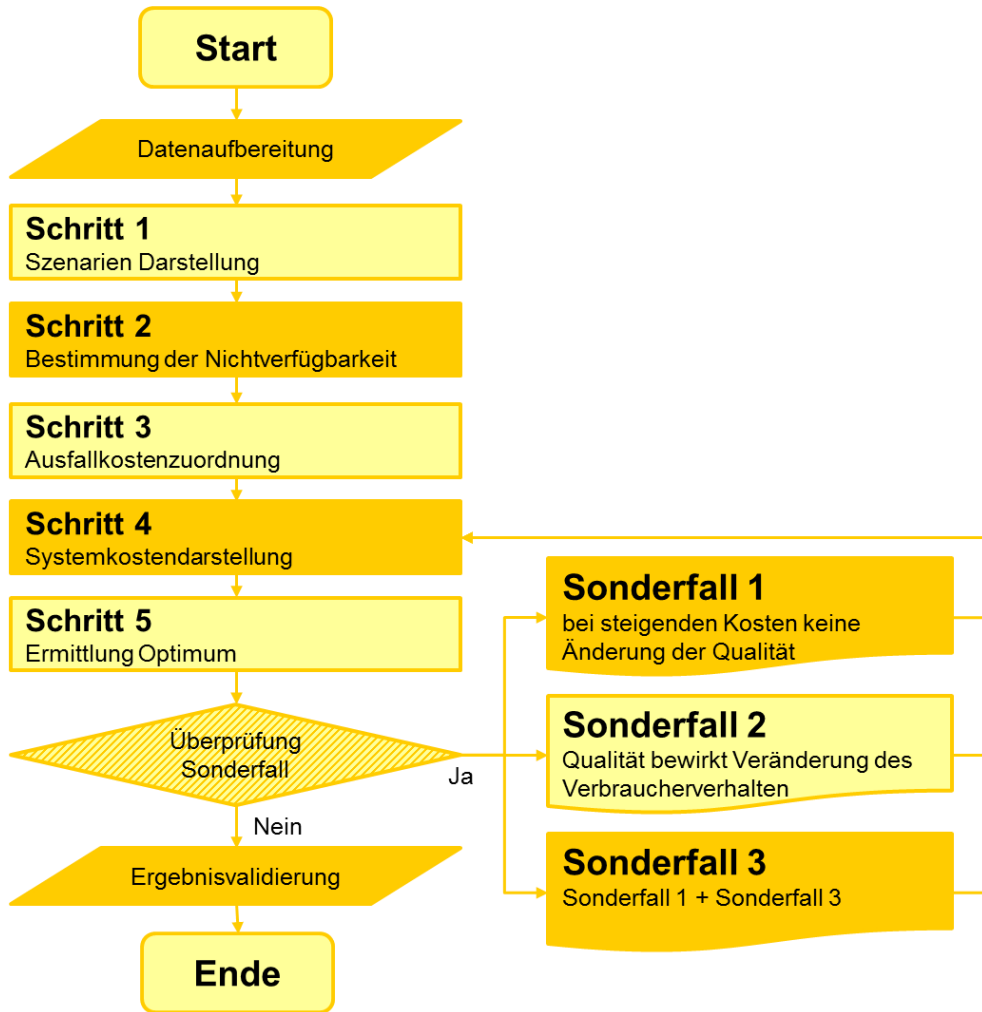
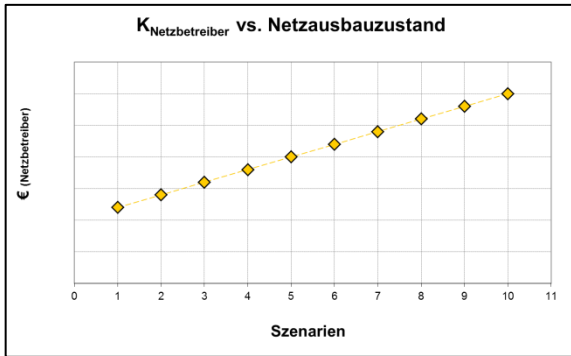
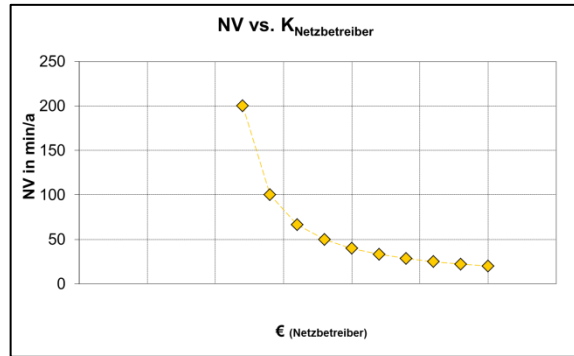


Abbildung 5.8: Ablaufdiagramm zur Parametervariation zur Ermittlung des gesamtwirtschaftlichen Optimums

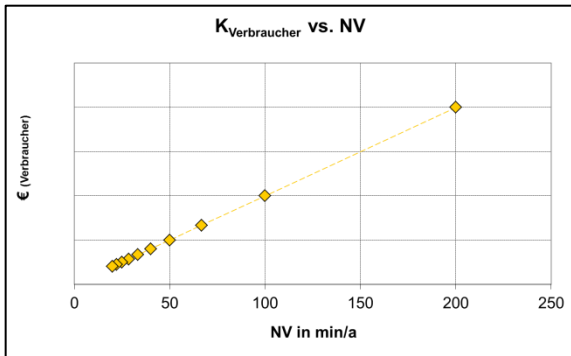
Schritt 1:



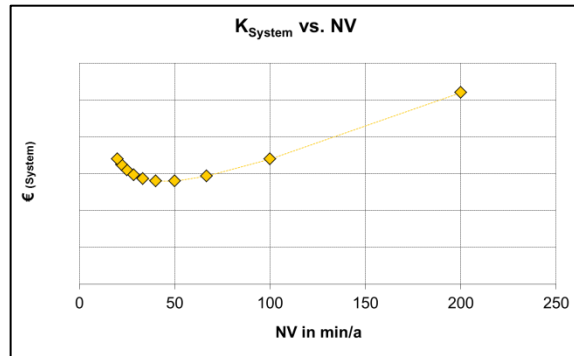
Schritt 2:



Schritt 3:



Schritt 4:



Schritt 5:

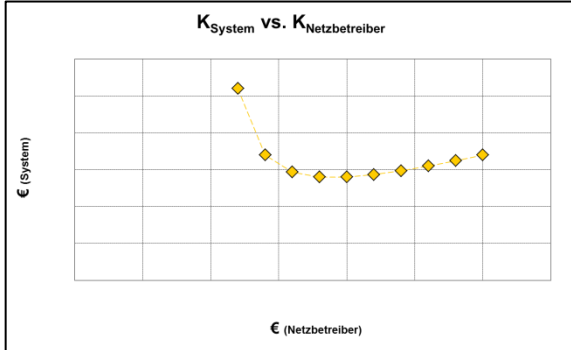


Abbildung 5.9: Vorgehensweise zur Bestimmung eines gesamtwirtschaftlichen Optimums durch algorithmische Parametervariation in 5 Schritten

Die nachstehende verbale Beschreibung des Ablaufs zur Bestimmung des gesamtwirtschaftlichen Optimums, bezieht sich auf die Abbildung 5.9.

**Schritt 1:**

Im ersten Schritt werden verschiedene mögliche Netzausbau und -betriebsszenarien mit Erhebung der jeweiligen Kosten, z.B.: auf Jahresbasis erstellt und anschließend die einzelnen durchnummerierten Szenarien nach aufsteigenden Kosten gereiht dargestellt. Die Netzbetreiber-Kosten in Abhängigkeit von verschiedenen Netzausbau- und Betriebsszenarien bilden demnach eine monotone Reihe.

**Schritt 2:**

Den verschiedenen Szenarien werden anschließend die Nichtverfügbarkeits-Kennzahlen für die einzelnen Verbraucherpunkte und für das gesamte Netz bestimmt und über dem Parameter Netzbetreiber-Kosten aufgetragen.

**Schritt 3:**

Auf Grund der Nichtverfügbarkeits-Daten der einzelnen Verbraucherpunkte und der Zuordnung der Verbraucher zu Verbraucherklassen, wie z.B. Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft und deren spezifischen Ausfallkosten werden die Verbraucher-Kosten in Abhängigkeit von den Nichtverfügbarkeits-Kennzahlen des Netzes ermittelt.

**Schritt 4:**

Die erhobene Summe der Netzbetreiber-Kosten (Schritt 1) und Verbraucher-Kosten (Schritt 3) ergibt die System-Kosten, welche entweder in der bisher üblichen (konventionellen) Form „System-Kosten vs. Nichtverfügbarkeit/Zuverlässigkeit“ oder in der (u.U. aussagekräftigeren) Form „System-Kosten vs. Netzbetreiber-Kosten“ dargestellt werden.

**Schritt 5:**

Aus den so ersichtlichen minimalen System-Kosten (der Darstellung der „Gesamtkosten vs. Netzbetreiber-Kosten“) kann so die gesamtwirtschaftlich optimale Nichtverfügbarkeit bzw. Zuverlässigkeit als Funktion der gesamtwirtschaftlich optimalen Netzbetreiber-Kosten ermittelt werden.

Mittels der beschriebenen Vorgehensweise lässt sich mit den Kennwerten des Netzes, der Verbraucher und der Störstatistik ein wirtschaftliches Optimum finden. Um die Effektivität der beschriebenen Vorgehensweiser und Auswirkungen einzelner Einflussgrößen darzustellen, werden im Folgenden zwei ausgewählte Sonderfälle, sowie deren kombinierte Anwendung exemplarisch behandelt und dargestellt.

**Sonderfall 1:**

Im Sonderfall 1 wird ein Fall angenommen, dass einzelne Netzausbau- und Betriebsszenarien trotz steigender Netzbetreiber-Kosten zu keiner wesentlichen Steigerung der Zuverlässigkeit bzw. Absenkung der Nichtverfügbarkeit führen (Abbildung 5.10, links). Nach der beschriebenen Vorgehensweise könnte ein Ergebnis dann so aussehen, dass es zwei Minima gibt (siehe Abbildung 5.10 rechts).

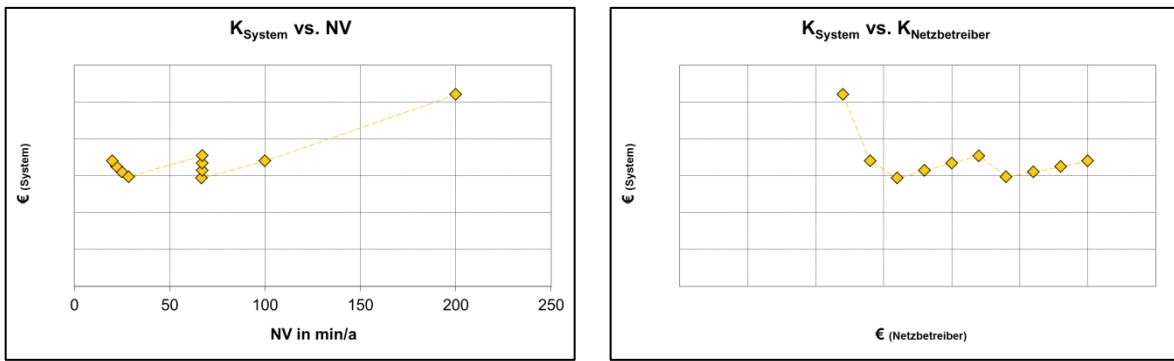


Abbildung 5.10: Gesamtwirtschaftliche Kosten in Abhängigkeit von der Nichtverfügbarkeit (links) bzw. den Netzbetreiber-Kosten (rechts) bei gering qualitätswirksamen Investitionen

**Sonderfall 2:**

Das Überschreiten der Nichtverfügbarkeit von z.B. 80 Minuten/Jahr, was bei z.B. durch 8-stündige Netzausfälle, welche alle 5 Jahre auftreten, vorkommen kann, kann sich mitunter bei speziellen Verbrauchergruppen (z.B. Gewerbe) auf deren Verbraucherverhalten auswirken. So könnte sich zum Beispiel die Anschaffung einer Ersatzstromversorgungsanlage oder eines Notstromaggregates durch den Verbraucher bei steigender Nichtverfügbarkeit auf keine zusätzlichen weiter wahrnehmbaren Kosten auswirken, wie in Abbildung 5.11 (rechts) zu erkennen ist.

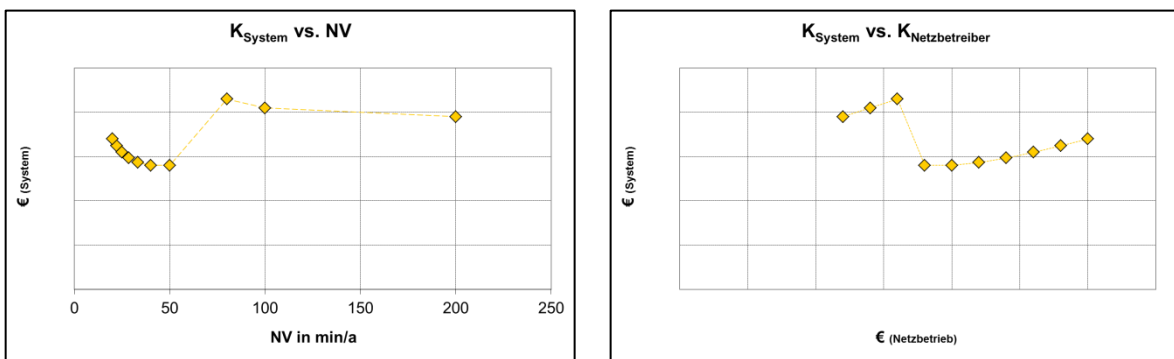


Abbildung 5.11: Gesamtwirtschaftliche Kosten in Abhängigkeit von der Nichtverfügbarkeit (links) bzw. den Netzbetreiber-Kosten (rechts) bei Änderung des Verbraucherverhaltens



**Sonderfall 3:**

Die Kombination der beiden angeführten Fälle (Sonderfall 1 und Sonderfall 2), somit eine Mischung der Verhaltensänderung von Netzbetreiber und Verbraucher, kann wie in Abbildung 5.12 dargestellt unter den angeführten Bedingungen wiederum zu zwei lokalen Minima der System-Kosten führen.

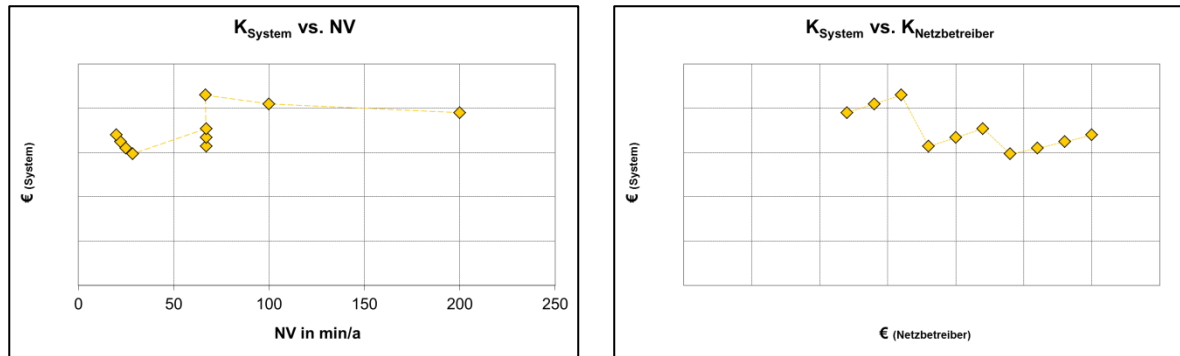


Abbildung 5.12: Gesamtwirtschaftliche Kosten in Abhängigkeit von der Nichtverfügbarkeit (links) bzw. den Netzbetreiber-Kosten (rechts) bei gering qualitätswirksamen Investitionen und einer Änderung des Verbraucherverhaltens

**5.1.5 Zusammenfassung**

Mittels der dargestellten Analyse und Methodik wird die Aufgabe darstellbar und lösbar, systematisch bei bekannten Netz-Kennwerten, Verbraucher-Kennwerten, Störstatistik-Kennwerten mit Hilfe eines belastbaren Interferenzmodells die gesamtwirtschaftlichen Kosten in Abhängigkeit von den Netzkosten zu minimieren.

- Für die Analyse bedarf es der Erhebung konkreter Netzzustände (Netzausbau und Netzbetrieb) und den (i) entsprechenden Netzkosten (€) sowie (ii) des Zuverlässigkeitsparameters SAIDI ( $\text{min.a}^{-1}$ ) und (iii) der Dip-Häufigkeit ( $\text{a}^{-1}$ ) für die einzelnen Verbraucherpunkte und für das gesamte Netz.
- Aus der Verbraucherstruktur (spez. ENS-Kosten in €/kWh bzw. spez. Dips-Kosten in €/kW), der Verbraucherempfindlichkeit und dem Verbraucherverhalten (Störungsdauer/Dip-Häufigkeit & Struktur & Betrieb & Verbraucherverhalten) können die ENS-Kosten und die Dip-Kosten (Verbraucherkosten in €) bestimmt werden.
- Die kommerzielle Zusammenführung von Netzkosten und Verbraucherkosten ergeben die gesamtwirtschaftlichen Kosten, die es zu minimieren gilt.

Qualität in Form von abgeleiteten Kennwerten/Parametern der Zuverlässigkeit bzw. Spannungsqualität ist ein resultierender, netz-individuell optimaler Wert und kein unabhängiger Parameter an sich.

## 5.2 Fokusfeld Energie- und Lastmanagement

### 5.2.1 Aufgaben und Ziele

Im Kontext zum Planungskriterium Lastfluss und Belastbarkeit (siehe 3.3.2) lassen sich auch Energie- und Lastmanagement als Werkzeug für den skalierten Netzausbau einsetzen. Als Energie- und Lastmanagement bezeichnet man im Wesentlichen den Prozess, wenn man beginnend mit einer Grobanalyse eines Betriebs oder Systems die ablaufenden Arbeitsprozesse (mitunter ergänzt mit detaillierten Messungen) auf deren Energiefluss untersucht und Effizienzsteigerungsmöglichkeiten unter Bewertung der Wirtschaftlichkeit erarbeitet werden. Energie- und Lastmanagement bezieht sich nicht nur auf das elektrische Energiesystem, sondern ist vielmehr im interdisziplinären Zusammenhang von koordiniertem und sparsamem Einsatz der verschiedenen Energieträger zu sehen. [4]

Beim einem Energie- und/oder Lastmanagement sind folgende Punkte zu erfüllen:

- **Wirtschaftlichkeit**
- **Optimale Energiebereitstellung und Nutzung**
- **Ressourcenschonende und umweltgerechte Energienutzung**
- **Ausreichende und sichere Versorgung mit verschiedenen Energieträgern**
- **Störungsfreie Energiebereitstellung und bedarfsgerechte Energienutzung**

Die Wirtschaftlichkeit hat aus volkswirtschaftlicher und unternehmerischer Sicht eine sehr wesentliche Bedeutung und deren Steigerung wird durch die Minimierung des Gesamtaufwands, darin ist auch der Einsatz von Energie im Produktionsprozess enthalten, erreicht. Der reduzierte Einsatz von Energie oder das oft umgangssprachlich verwendete Energie(ein-)sparen, soll keinesfalls einschränken, sondern die Energie soll rationell und störungsfrei, unter Vermeidung von Verlusten und ohne sorglosen Umgang (umgangssprachlich auch Energieverschwendung), umgesetzt werden [3][78].

Im Zusammenhang mit dem elektrischen Leitungsnetzausbau tragen natürlich der optimale Einsatz von elektrischer Energie, die Steigerung der elektrischen Energieeffizienz und die Vermeidung von Lastspitzen durch Klein- und Mittelverbrauchern, wesentlich bei. Der reduzierte elektrische Energiebedarf bei Klein- und Mittelverbrauchern, steht durch die

möglichen resultierenden Kosteneinsparungen anfangs im Interesse der Mikroökonomie, kann sich jedoch durch die positiven Auswirkungen auf die Gesamtökologie und der Entlastung der Stromversorgungsnetze auch nachhaltig auf die Makroökonomie auswirken.

Um die elektrische Energieeffizienz der Klein- und Mittelverbraucher, wie Haushalte, landwirtschaftliche Betriebe, Gewerbe bis hin zur Industrie und Großverbrauchern, zu steigern, sollte man nach den folgenden Punkten vorgehen [4].

Kontaktaufnahme mit den Stromkonsumenten durch möglichst unabhängige und mit der Sache erfahrenen Beratern. Erfassung des elektrischen Energieverbrauches und der Kosten der letzten (drei oder mehr) Jahre

Ermittlung der verwendeten elektrischen Maschinen, Geräte, Betriebs- und Verbrauchsmittel sowie die Erfassung der Prozesse

Ermittlung von spezifischen Kennzahlen und Vergleiche und Rückschlüsse mit bereits analysierten ähnlichen Verbrauchergruppen (Benchmarks, zur Einführung eines Benchmarkings)

Grob-Studie und -Analyse der typischen energieintensiven Prozesse nach dem Pareto-Prinzip. Überlegungen zu möglichen und sofort wirksamen Prozessoptimierungen, Einsparmaßnahmen und Verbesserungen

Detaillierte Überprüfung der Energieabrechnungen - Tarif-Beratung und -Optimierung

Detaillierte Prozess- und Betriebsanalyse vor Ort (Ergänzung von Daten)

Lastgangmessung vor Ort unter Einbeziehung eines geeigneten kurzen Aufzeichnungs- und Mittelungsintervalls, parallel dazu zeitliche und quantitative/qualitative Erfassung des Produktionsprozesses

Auswertung der Lastgangmessung und Durchführung von Lastgang- und Prozessanalysen.

Detailplanung von möglichen Prozessverbesserungen und Strom- und Leistungseinsparmaßnahmen mit der Mitarbeit des betrieblichen Managements und der direkt betroffenen Mitarbeiter - Etablierung von „Energy-Aktion-Teams“

Wirtschaftliche Bewertung von Maßnahmen zur Steigerung der elektrischen Energieeffizienz

Ausarbeitung von Detailkonzepten (nach dem Pareto-Prinzip) und eines Gesamtkonzeptes zur betrieblichen Optimierung (Einführung eines Benchmarkingverfahrens zur Kontrolle der Effizienzsteigerungsmaßnahmen und zum Vergleich mit Mitbewerbern)

Übergabe des Konzeptes mit Verbesserungsvorschlägen, Maßnahmen, Tarifanalysen, Kosten-Nutzen-Analysen, Kontrollmethoden, ...

## 5.2.2 Lastganganalysen

### 5.2.2.1 Einleitung, Theorie und synthetische Lastprofile

Als einen Lastgang oder ein Lastprofil bezeichnet man im Wesentlichen eine Zeitreihe mit dem Verlauf der Leistungsaufnahme eines Verbrauchers über einen gewissen Zeitraum. Durch die Darstellung von Belastungsschwanken werden dergleichen Zeitreihen oft auch als Belastungsdiagramm bezeichnet und in Abhängigkeit des Darstellungszeitraums in Tages- Wochen- und Jahresreihen kategorisiert. Abhängig von der zeitlichen Auflösung der Zeitreihen, lassen sich bei unterschiedlicher Qualität und Aussagekraft, Rückschlüsse auf Verbraucher mit hohen Leistungsspitzen, welche mitunter wesentlich sind für die Dimensionierung von elektrischen Leitungen, aufzeigen.

Zur Ermittlung des Bedarfs und der Abrechnung von verbrauchter elektrischer Energie, ist es wesentlich, die Verbrauchswerte, Menge an elektrischer Energie und Höhe der Leistung, zu kennen. Die Abweichung der Prognose vom tatsächlichen Verbrauch ist in Form von jederzeit abrufbaren Erzeugungsreserven bereitzuhalten und bei Bedarf auszugleichen. Die Menge der Ausgleichsenergie und Höhe der abweichenden Leistung vom tatsächlichen Verbrauch, ist vom Verursacher zu bezahlen, was bedeutet, dass für jeden einzelnen Verbraucher ein Lastgang gemessen werden müsste. Die Messung und Abrechnung der Vielzahl an Kunden mit geringem elektrischem Energieverbrauch, würde neben dem technischen Aufwand, vor allem einen hohen organisatorischen Aufwand bedeuten, welcher vom Verbraucher direkt oder indirekt zu tragen wäre. In Österreich, sowie auch in anderen Ländern, hat man diesbezüglich die Regelung gefunden, Verbraucher erst ab einer bestimmten Menge an verbrauchter elektrischer Energie und benötigten Leistung mit einem Lastprofilzähler zu erheben und die Vielzahl an Kleinkunden in Verbrauchergruppen zusammenzufassen. Den jeweiligen Verbrauchergruppen werden statistisch ermittelte, auch als standardisierte oder synthetische bezeichnete, Lastprofile zugeordnet, welche auf einer Normierungsbasis von einem jährlichen Verbrauch von 1000 kWh aufbauen und so kann durch eine einmalige jährliche Auslesung des Gesamtenergieverbrauches, zum einen der Lastgang errechnet werden und dient zum anderen als Fahrplan für den Lieferanten.

Wird der Jahresenergiebedarf von 100.000 kWh und die Anschlussleitung von 50 kW überschritten, ist der Verbrauch durch Lastprofilzähler ( $\frac{1}{4}$ -h-Lastprofilzähler) zu ermitteln.

Die nachstehend angeführten 27 Verbrauchergruppen (Tabelle 5.13) stellen die in Österreich zur Verfügung stehenden Möglichkeiten dar, welchen ein Verbraucher zugeordnet werden kann. Für Haushalte gibt es eine Reihe von Unterscheidungen bei der Warmwasseraufbereitung und Raumwärmeerzeugung, wobei die Möglichkeiten von

Speicherheizungen mit und ohne Tagnachladung, der Möglichkeit der Unterbrechung von Seiten des Netzbetreibers und einiger speziellen Anwendungen reichen. Bei den Gewerbebetrieben wird bezüglich spezieller Sparten (z.B. Bäckerei) sowie nach Öffnungszeiten, wie z.B. durchlaufend, vorwiegendem Verbrauch in den Abendstunden oder am Wochenende, unterschieden. In der Landwirtschaft wird im Wesentlichen unterschieden, ob es sich um Zucht- und/oder Mastbetriebe, Betriebe mit Milchwirtschaft oder um Forst- und/oder Ackerbetriebe handelt. Darüber hinaus gibt es noch spezielle Profile für Erzeugungsanlagen, Mobilfunksendestationen und öffentliche Beleuchtung.

Type Nr.	Type Name	Type
1	H0	Haushalt
2	G0	Gewerbe allgemein
3	G1	Gewerbe werktags 8-18
4	G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
5	G3	Gewerbe durchlaufend
6	G4	Laden/Friseur
7	G5	Bäckerei mit Backstube
8	G6	Wochenendbetrieb
9	L0	Landwirtschaftsbetriebe
10	L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerb
11	L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe
12	U0	Warmwasserbereitung unterbrechbar
13	U1	Heizung unterbrechbar
14	E0	Wasserkraft, Windkraft, Biogas
15	E1	Photovoltaik
16	ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
17	ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
18	ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
19	ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
20	ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung
21	ULF	Mischanlage mit Tagnachladung
22	EAGU1	EAG Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
23	EAGU2	EAG Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung

24	HA	Haushalt mit Warmwasserspeicher an einem Zählpunkt
25	HF	Haushalt mit Speicherheizung an einem Zählpunkt
26	G7	Mobilfunksendestationen
27	B1	Öffentliche Beleuchtung

Tabelle 5.13: 27 unterschiedliche standardisierte/synthetische Lastprofile [5]

In einem Jahresprofil werden demnach neben den verbraucherspezifischen Veränderungen eines Tages auch die Einflüsse von Wochenenden, die statischen und wechselnden Feiertage, Saisonelle Veränderungen in der Unterscheidung, Sommer, Winter und Übergangszeit, mitberücksichtigt.

In den nachstehenden Abbildungen (Abbildung 5.13) sind beispielhaft die standardisierten Profile für die Landwirtschaft dargestellt.

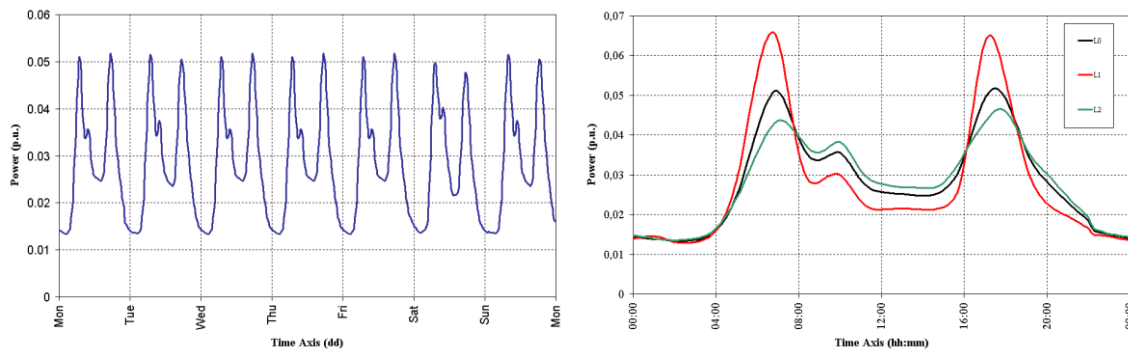


Abbildung 5.13: links: Wochenlastprofil für Landwirtschaftsbetriebe (L0)  
rechts: Tageslastprofil für Landwirtschaft (L0, L1 und L2)

In Bezug zur erweiterten Netzplanung unter Berücksichtigung von Energie- und Lastmanagement ist es wesentlich, die Anzahl und Typen der Verbraucher bzw. deren Verbrauchergruppenzuordnung zu kennen. Mit diesem Wissen und dem jährlichen Energiebedarf der einzelnen kleinen Verbraucher und der gemessenen Lastgänge der mittleren und großen Verbraucher, kann ein Jahreslastgang gebildet und folglich auf den stärksten Lastfall geschlossen werden, welcher unter Berücksichtigung gewisser Reserven als Grundlage für den Netzausbau herangezogen werden kann. Umgekehrt ist es gleichfalls möglich, auf Verursacher oder Verursachergruppen von Leistungsspitzen rückzuschließen und gezielt Maßnahmen zur Vermeidung von Lastspitzen einzuleiten.

In Abbildung 5.14 wurden beispielhaft alle Verbraucher eines Mittelspannungsabganges deren spezifischen Verbrauchergruppe zugeordnet und anhand der synthetischen Lastprofile und dem Jahresverbrauch zu einem Lastgang aufsummiert. Mittels der Messung (im

Umspannwerk) des gesamten Verbrauchs des ausgewählten Mittelspannungsabganges und des ermittelten synthetischen Summenlastgangs bzw. der Summe der Jahresverbräuche der kleinen Verbraucher, kann auf den Energieverbrauch der großen Verbraucher sowie die elektrischen Verluste dieses Abganges rückgeschlossen werden (sofern keine Informationen zu spezifischen Lastgängen bzw. Verbrauchsmengen von Verbrauchern mit Lastprofilzähler verfügbar sind). Im konkreten Fall wurden der Energieverbrauch der Großverbraucher sowie die Verluste in einen konstanten Lastgang, mit einer Unterscheidung für das Wochenende bzw. Feiertag, umgewandelt. Der Darstellungszeitraum fiel in diesem Fall auf die Woche mit der höchsten Leistungsspitze, welche in der vorletzten Dezemberwoche war. Die Gegenüberstellung der gemessenen Zeitreihe und des nachgebildeten Lastganges an diesem Abgang zeigt in Bezug auf die Charakteristik des Lastganges, eine sehr deutliche und gute Übereinstimmung.

Anmerkung: Bei den Verbrauchern handelt es sich vorwiegend um eine Vielzahl kleinerer Verbraucher in ländlichem Gebiet. Der geringere Bedarf an drei Tagen der Woche, ist im speziellen am Freitag auf einen Feiertag zurückzuführen.

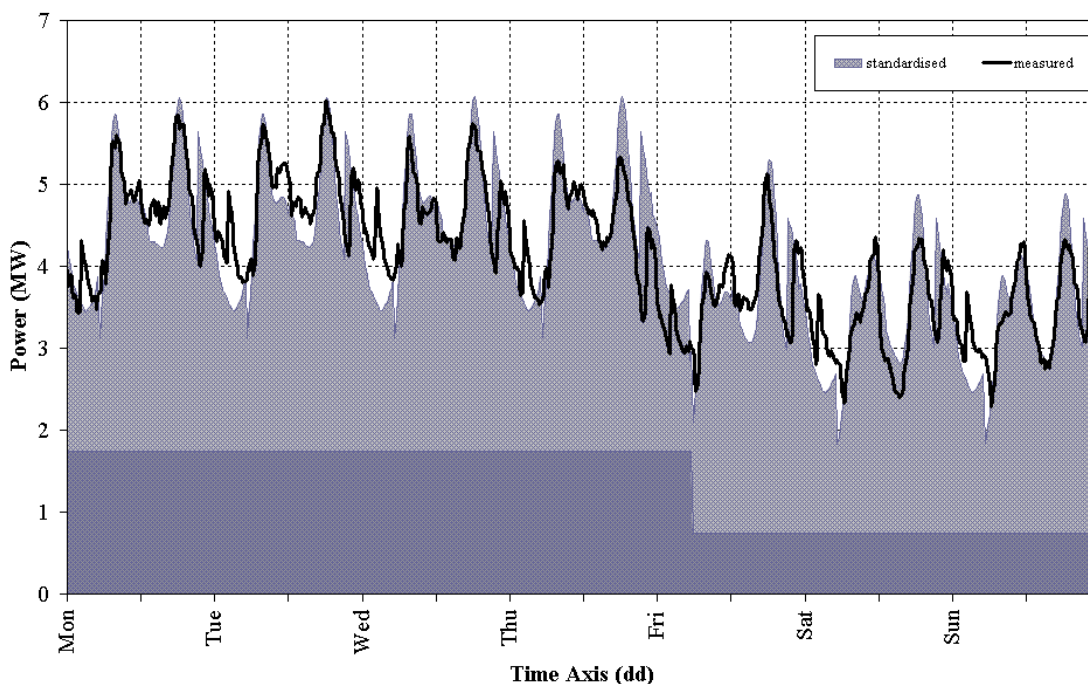


Abbildung 5.14: Gegenüberstellung von einem gemessenen und synthetischen Lastprofil

Durch die spezifische Gruppierung der Verbraucher, lässt sich, wie in Abbildung 5.15 dargestellt, das summierte Profil (in der Abbildung als „total“ beschrieben) untergliedern und



die verursachten Spitzen den einzelnen Verbrauchergruppen zuordnen (die einzelnen Verbrauchergruppen werden einzeln und überlappend dargestellt).

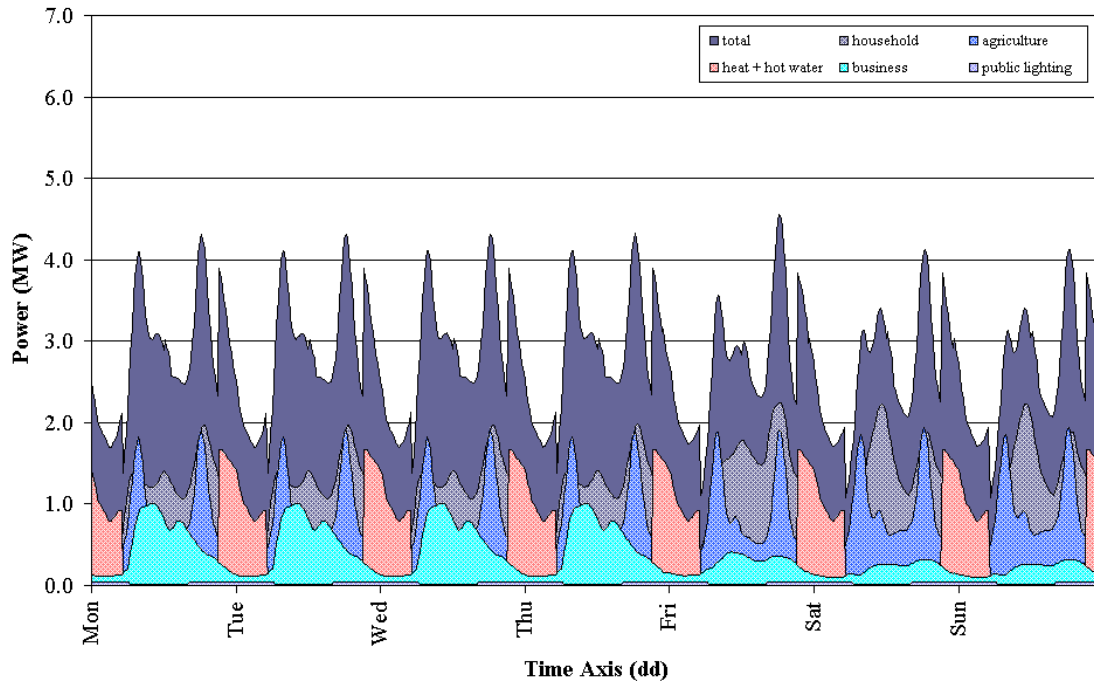


Abbildung 5.15: Synthetisches Lastprofil, in spezifische Verbrauchergruppen unterteilt

Bei genauer Betrachtung der einzelnen Verbrauchergruppen kann sehr klar festgestellt werden, dass bei Haushalten ein etwas erhöhter Verbrauch um die Mittagszeit und eine ausgeprägte Spitze am Abend auftritt. Beim Gewerbe kann der höchste Verbrauch am Vormittag und dann noch eine schwächere Erhöhung nach Mittag erkannt werden. Bei der Landwirtschaft sind sehr deutlich eine Spitze am Morgen und eine am Abend erkennbar. Bei der Annahme, dass sich bei Überlagerung des Verbrauchers für Haushalte und Gewerbe ein annähernd gleichmäßig durchgehender Verbrauch einstellt, kann die Ursache der ausgeprägten Leistungsspitzen zum einen auf die Landwirtschaft und zum anderen, in diesem speziellen Fall, auf die Warmwasserbereitung und elektrischen Speicherheizungen umgelegt werden.

Die Vermeidung der elektrischen Leistungsspitze für Warmwasser und elektrischen Speicherheizungen liegt im Wesentlichen in der Hand des Netzbetreibers, der durch abgestimmte Tonfrequenz-Rundsteuerung den gleichzeitigen Beginn dieser Verbrauchergruppe bestimmen kann.

Anders hingegen, bedarf es bei der Landwirtschaft unter Berücksichtigung der Vielzahl an unterschiedlichen Betrieben einer gesonderten Betrachtung.

### 5.2.2.2 Lastganganalyse in der Landwirtschaft

Bei grober Betrachtung der Verbrauchergruppe Landwirtschaft wird sehr schnell klar, dass es eine Menge an unterschiedlichen Typen von Landwirtschaften gibt, die sich im Wesentlichen in elektrisch energieintensive Betriebe (z.B. Zuchtbetriebe), treibstoffintensive (z.B. Ackerbau) und restliche Betriebe (z.B. Forstwirtschaft) untergliedern.

Aus elektroenergetischer Sicht stellen sich vor allem die Betriebe:

- Schweinezucht
- Schweinemast und
- Milchkuhhaltung

als besonders interessant heraus [31], deren Lastgänge in den folgenden Abbildungen kurz dargestellt werden sollen.

In Abbildung 5.16, dem Wochenlastgang eines Ferkelzuchtbetriebes und eines Schweinemastbetriebes, sind zum einen sehr deutlich die Spitzen zu den Fütterungszeiten und zum anderen der Unterschied, dass der Ferkelzuchtbetrieb durch die Verwendung elektrischer Heizplatten für die Jungtiere eine sehr hohe Grundlast hat, zu erkennen.

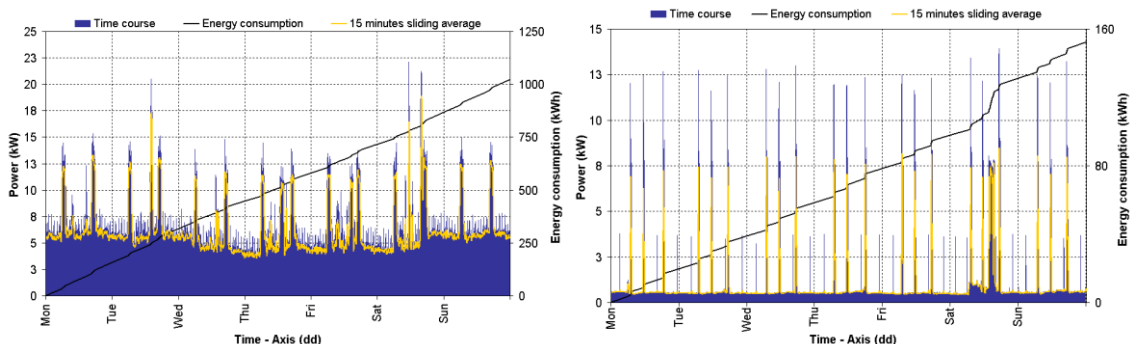


Abbildung 5.16: links: Wochenlastgang eines Ferkelzuchtbetriebes  
rechts: Wochenlastgang eines Schweinezuchtbetriebs

Im Fall des gemessenen Milchviehbetriebes, kann in Abbildung 5.17 deutlich der Melkprozess am Morgen und am Abend gezeigt werden.

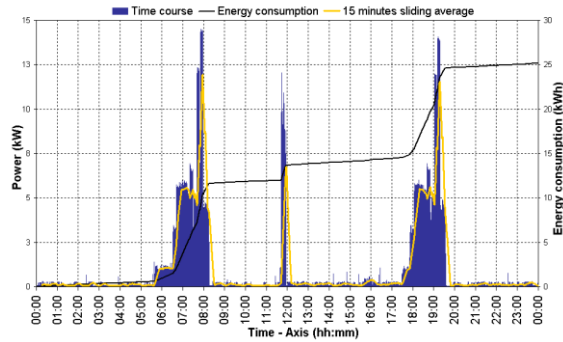


Abbildung 5.17: Tageslastgang eines Milchviehbetriebes

Der Befragung von Experten und aus dem Ergebnis einer groß angelegten Befragung von Landwirten, kann der Möglichkeit zur Verlagerung von Leistungsspitzen und der Einsparung von Energie großes Potenzial abgewonnen werden, was in Bezug zur Reduktion von Leistungsspitzen durch theoretisches load-shiften auch in Abbildung 5.18 verdeutlicht wird. Das dargestellte Potenzial durch einen geänderten Ablaufprozess (rund 70 %-ige Reduktion der Leistung – von ca. 14 kW auf ca. 4 kW bei gleichem Energieeinsatz) bringt für den Verbraucher zwar keine Einschränkungen in Bezug auf Arbeitskomfort und Ertrag, bedeutet jedoch auch keinen wirtschaftlichen Nutzen aus Verbrauchersicht und gibt damit dem Verbraucher auch keinen Anreiz elektrische Leistung zu verlagern.

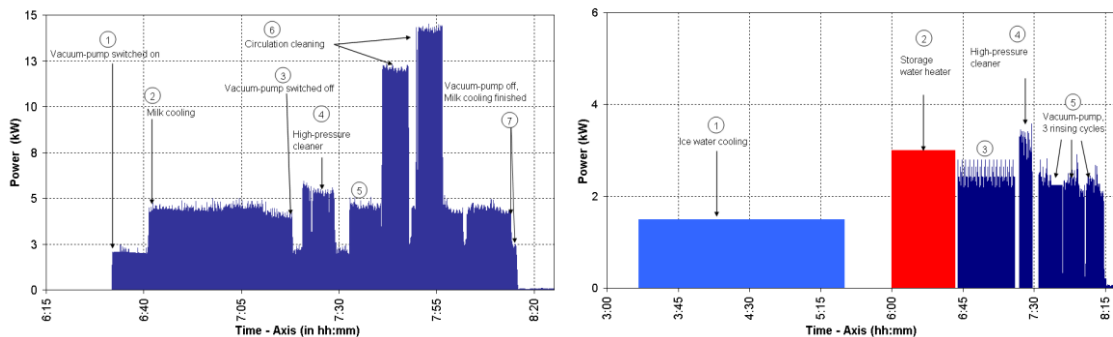


Abbildung 5.18: links: Lastgang eines Melkprozesses  
rechts: Lastgang eines theoretisch möglichen Melkprozesses

Die nachstehenden Abbildung 5.19, Abbildung 5.20 und Abbildung 5.21 zeigen in der direkten Gegenüberstellung von synthetischen Lastgängen und einem über 6 Tage von tatsächlich gemessenen Lastgängen gebildeten Mittelwert einerseits, dass es durch die statistische Ermittlung der Profile Abweichungen gibt, andererseits aber auch, dass sich die Ganglinien gut annähern, was sich durch eine höhere Anzahl von Verbrauchern natürlich noch weiter verbessert. Weiters lässt sich damit auch die Eignung und Verwendung von

synthetischen Lastprofilen zur Abschätzung von Lastspitzen und somit als Werkzeug für den Einsatz der Netzplanung, darstellen.

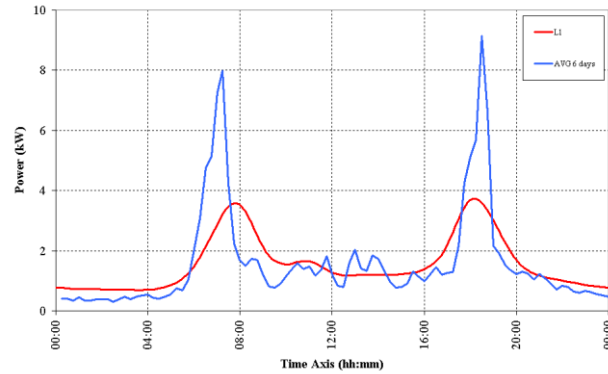


Abbildung 5.19: Vergleich Messung an einem Milchviehbetrieb – synthetisches Profil L1

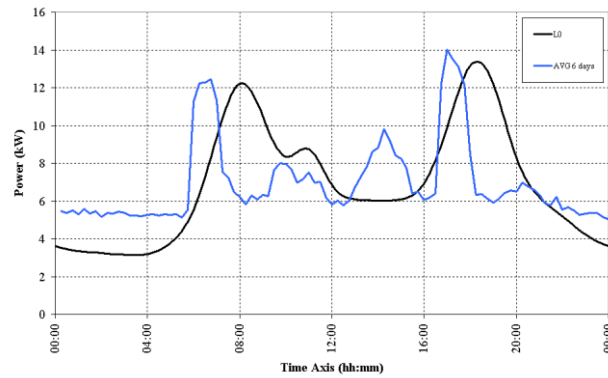


Abbildung 5.20: Vergleich Messung an einem Ferkelzuchtbetrieb – synthetisches Profil L0

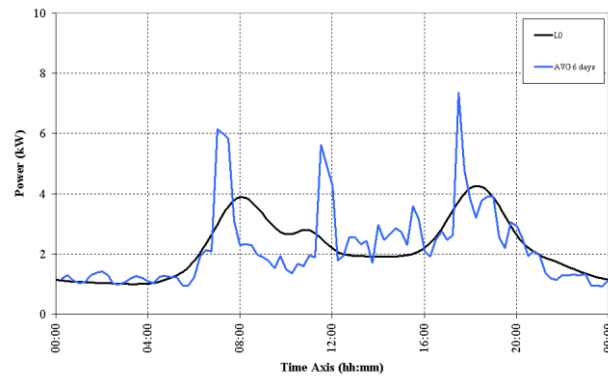


Abbildung 5.21: Vergleich Messung an einem Schweinemastbetrieb – synthetisches Profil L0

## 5.3 Fokusfeld Einbindung verteilter Erzeugung

### 5.3.1 Allgemeines zu Verteilten Erzeugungsanlagen

#### 5.3.1.1 Einleitung, Definition und Ziele

Zuerst die Beschlüsse von Kyoto und in Folge die EU Energie- und Klimaziele, kurz 20-20-20-Ziel, verpflichten die teilnehmenden Staaten zur Reduktion von Treibhausgasen und zu höherer Effizienz in Umgang mit Energie. Während das Protokoll von Kyoto zu einer Steigerung des erneuerbaren Anteils in der Stromerzeugung auf rd. 78% bis zum Jahr 2010 aufforderte sowie eine deutliche Anhebung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung (von 9% auf 18%) bedeutete, wurde mit den europäischen Klimazielen festgelegt, auf Basis des Jahres 2005, in der Europäischen Union die klimaschädlichen Treibhausgase bis zum Jahr 2020 um 20% zu reduzieren. Darüber hinaus soll der Anteil erneuerbarer Energien auf 20% ausgebaut werden und die Energieeffizienz um 20% gesteigert werden (für Österreich bedeutet dies auf Basis 2005 mit einem Anteil von rd. 16% Erneuerbaren, einen Ausbau auf 34% bis zum Jahr 2020). Derartige Ziele bedürfen natürlich wesentlichen Anstrengungen und CO<sub>2</sub> neutrale Erzeugung bedeutet speziell im österreichischen Kontext, den Einsatz von erneuerbaren/regenerativen Primärenergieträgern weiter auszubauen und noch stärker auf die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme zu setzen, wobei für die Erreichung der Ziele auch ein weiterer Ausbau der verteilten oder dezentralen Energieerzeugung in der thermischen und elektrischen Energieversorgung notwendig werden wird, um aufkommensorientierte und verbrauchernahe Potenziale effizient nutzen zu können.

Neben den „politischen“ Zielen erlangt im zunehmenden Maße auch im emotionalen Empfinden (von Vielen), die Bedeutung und Notwendigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen, welches vor Allem durch die empfundene Unabhängigkeit von Großkonzernen, fernen Ländern und Mächten ausgelöst wird, an Bedeutung. In dieser Entwicklung der Bevorzugung von dezentraler Aufbringung elektrischer Energie, weil als „gut“ oder „besser“ empfunden und gegen zentrale Erzeugung (weil oft als „schlecht“ empfunden), gilt es neben den positiven Aspekten in Bezug auf Klima und Umwelt aber auch die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und somit soziale Verträglichkeit zu berücksichtigen.

Dezentrale Aufbringung umfasst nicht nur, mehr oder weniger fluktuierende und damit nur eingeschränkt planbare erneuerbare Energiequellen, sondern auch Klein- und Kleinst-KWK-Anlagen, welche mittels regenerativer oder auch nicht regenerativer Brennstoffe betrieben werden können. Speziell die zweite Form von Erzeugungsanlagen lässt sich als Alternative von großen thermischen Kraftwerksanlagen darstellen, wobei in diesem Fall jedoch der

effizientere Einsatz der Energieträger und Kostenvorteile sichergestellt sein müssen, um energiewirtschaftliche Vorteile, einen positiven Beitrag zu den Klimaschutzziele sowie das Niveau der Versorgungssicherheit (-zuverlässigkeit) zu erreichen bzw. sicherzustellen.

Eine Vielzahl von Studien und Aufsätzen und selbst die Rechtsgebung, versuchen den Begriff „dezentrale Erzeugungsanlagen“ abzugrenzen bzw. zu beschreiben und zu definieren. In den unterschiedlichen Beschreibungen wird allgemein davon ausgegangen, dass es sich um die Erzeugung elektrischer Energie in der Nähe von starken Verbrauchsschwerpunkten handelt, welche vorrangig die Deckung dieses Verbrauches, jedoch bei Überangebot auch auf die Einspeisung in das öffentliche Netz, verweist. So wird in [8] sowie in [11] beschrieben, dass Dezentrale Erzeugungsanlagen parallel zu den bestehenden zentralen Einspeisungen in die Verteilnetze eingebunden werden - entweder am Ort des Rohenergieauftretens (Wasser, Wind, Sonne) oder am Ort des Bedarfs als kombinierte Kraftwärmekopplungsanlagen für Industrie, Gewerbe oder Haushalte. In [10] wird darauf verwiesen, dass eine „dezentrale Erzeugungsanlage“ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient, ist.

Während Dezentrale Erzeugungsanlagen aus historischer Sicht an sich keine wesentliche Neuerung im elektrischen Energiesystem darstellen, auch bisher wurden Erzeugungsanlagen wie Kleinwasserkraftwerke, Blockheizkraftwerke (oftmals Eigenerzeugungsanlagen) und Fotovoltaik Anlagen in das elektrische Energiesystem (Verteilernetz) eingebunden, ergeben sich aber durch das zunehmende Ausmaß kleinerer Erzeuger, in einem auf zentrale Erzeugung ausgerichteten System (siehe auch Abbildung 3.2), sehr wohl neue und andere netztechnische Anforderungen und Herausforderungen. Als wesentlichste Veränderung ist zu erwarten, dass vermehrt Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Niederspannung einspeisen und nicht mehr der reine „Top-Down“-Ansatz (vom Großkraftwerk in der Hoch- und Höchstspannung bis hin zum Endverbraucher auf Niederspannungsebene) zur Anwendung kommt, da sich speziell in Schwachlastzeiten sich die Lastflussrichtung umkehren kann. Grundsätzlich kann dies sowohl entlastende als auch belastende Auswirkungen auf das Netz mit sich bringen und die Verluste, abhängig von der Netztopologie und der Verbraucherstruktur, erhöhen als auch reduzieren. Mehrheitlich ist jedoch davon auszugehen, dass durch den Zu- und Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (sofern die erzeugte Leistung nicht deutlich über den Verbrauch hinaus geht) die Netze deutlich entlastet werden und keine besonderen Netzinvestitionen erfordern.

Für die technischen Abgrenzung bzw. Festlegung der maximalen Höhe der Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen, gibt es in der Literatur keine eindeutigen Hinweise. Es stellt sich jedoch vor allem die Frage nach dem geeigneten Anschlusspunkt, welcher in Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes, dem verwendeten Transformator, den Größen und Kennwerten der verwendeten Leitungen und der Topologie des Netzes, steht. Die Reihe der Einflussgrößen zeigt, dass bei individueller Betrachtung mitunter unterschiedliche Abgrenzungen/Zuordnungen stattfinden könnten und sich daher ein allgemein gültiges Kriterium empfiehlt, welches sich zum Einen an schwächeren Netzen orientiert, zum anderen aber auch pauschal gültig ist. Als Kompromiss und folglich als durchaus geeignete Faustformel/-größe, eignet sich die Abgrenzung bei 5 MW.

### 5.3.1.2 Übersicht und nationaler Bezug

Die nachstehende Abbildung/Grafik (Abbildung 5.22) zeigt die österreichische Verteilung der energetischen Aufbringung von elektrischer Energie. Bei einer Gesamterzeugung von rund 66,8 TWh lässt sich die Erzeugung in hydraulische, thermische und (sonstige) erneuerbare Anlagen unterteilen. Aus den rund 36 % der thermischen Erzeugung entfallen rund 18% auf biogene Brennstoffe und aus den 61 % der hydraulischen Erzeugung werden rund 12% aus Anlagen mit kleiner 10 MW erzeugt. Der Anteil von rund 3 % Erzeugung aus erneuerbaren Anlagen (Wind-, Photovoltaik-, Geothermie- und sonstige Anlagen) mit rd. 2 TWh wird im Wesentlichen (ca. 98 %) durch Wind generiert. (die Zusammenfassung dieser statistischen Angaben basiert auf Recherchen von Veröffentlichungen auf den Web-Seiten von OeMAG und E-Control und bezieht sich auf das Jahr 2008).

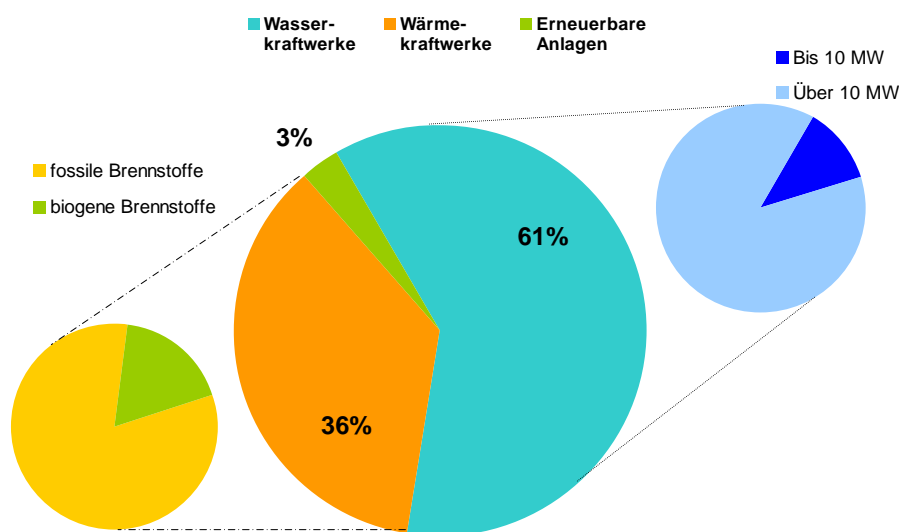


Abbildung 5.22: Gliederung der energetischen Aufbringung in Erzeugungskomponenten bzw. Kraftwerkstypen in Österreich (66,8 TWh)

Wie im vorangegangenen Kapitel 5.3.1.1 beschrieben, erscheint eine Differenzierung in zentral vs. dezentral nicht immer ganz einfach und eindeutig. In der nachstehenden Grafik (Abbildung 5.23) wird unabhängig von den Energieträgern die Klassifizierung der Engpassleitungen (in Summe 20,7 GW) der Erzeugungsanlagen in größer und kleiner 10 MW getroffen, wobei speziell die Erzeugungsanlagen kleiner 10 MW in weitere Leistungsklassen unterteilt werden. Der Anteil der Anlagen kleiner 10 MW mit rd. 7,5 % an der Summe der erfassten Kraftwerke (< 1 MW 0,7 %; 1 - 2,5 MW 2 %; 2,5 – 5 MW 2,1 % und 5 – 10 MW 2,7 %) setzt sich zum Hauptanteil aus Wasserkraft (53 %), thermischer Erzeugung (30 %) und etwa 17 % aus Erzeugung aus Wind, Photovoltaik, Geothermie und Sonstigen zusammen. Auch in der Betrachtung der Engpassleistungen von Erneuerbaren (vgl. auch energetische Betrachtung am Beginn des Kapitels) wird der wesentlichste Anteil durch Wind abgedeckt und Photovoltaik und Geothermie tragen nur einen sehr unwesentlichen (vernachlässigbaren) Anteil.

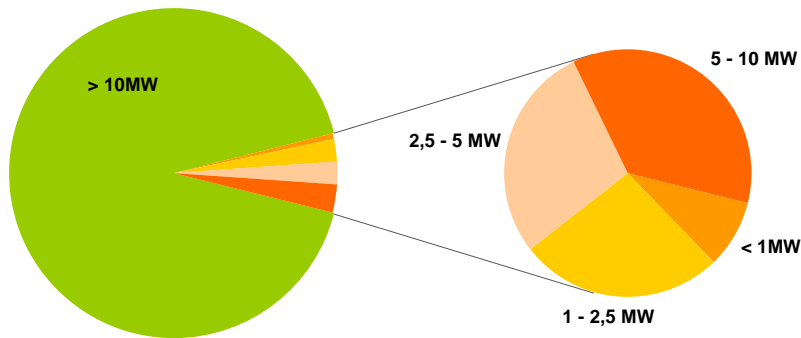


Abbildung 5.23: Unterteilung des Kraftwerkspark in Österreich mit Gesamt-Engpassleistung von 20.408 MW in größer und kleiner 10 MW

Der Anteil von etwa 5 % der Leistung von erneuerbaren Anlagen an der Gesamtleistung ist etwas höher als der mit 3 % dargestellte/beschriebene energetische Anteil an der Summe der österreichischen Erzeugung und ist durch die niederen Ausnutzungsstunden der Erneuerbaren zu begründen. Der nachstehenden Tabelle 5.14 sind die Größenordnungen von Volllaststunden einzelner Erzeugungstypen zu entnehmen welche natürlich stark von der Größe der Anlage und den Umgebungs- und Betriebsbedingungen abhängen.



Typ der Erzeugung	Volllaststunden	Schwankung (div. Literatur)
Biogas	6500	-1000/+1500
Biomasse	6000	-2000/+2000
Kleinwasser	4500	-1500/+1500
Wind	2300	-500/+500
Photovoltaik	1000	-200/+200

Tabelle 5.14: Volllaststunden unterschiedlicher Energieträger

Speziell bei Wind lässt sich anhand der Jahresdauerlinie in Abbildung 5.24 darstellen zu welchem Anteil der Zeit (Jahr) wie viel der vorhandenen installierten Leistung zur Verfügung steht. Der Grafik/Dauerlinie kann entnommen werden, dass z.B. zu rund 15 % der Zeit mindestens die Hälfte der installierten Windleistung zur Verfügung steht, die volle installierte Leistung nie und zu 90 % der Zeit etwa 1,6 % zur Verfügung steht.

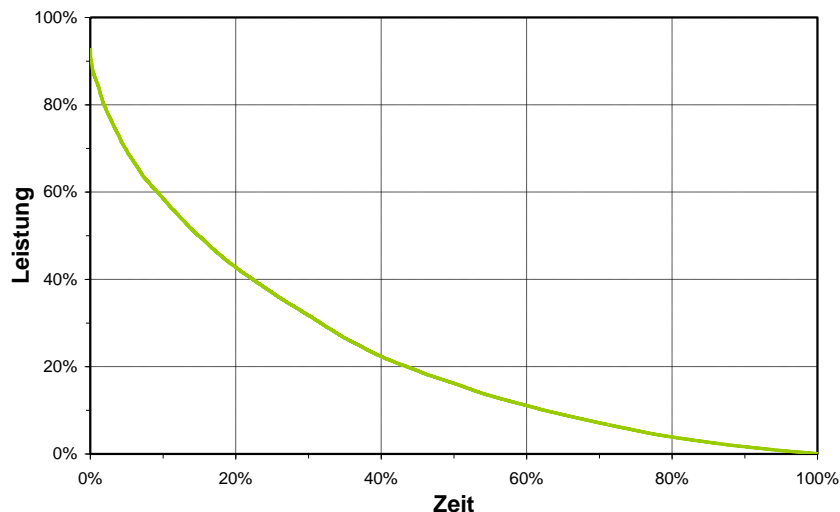


Abbildung 5.24: Jahresdauerlinie von Wind (Gesamt Betrachtung Österreich)

## 5.3.2 Potenziale von Erzeugungsanlagen im Betrieb und Ausbau von Netzen

### 5.3.2.1 Einleitung/Allgemeines/Fragen

Speziell bei großen Ausbau- und Erweiterungsprojekten von elektrischen Netzen, vor allem wenn es sich um großräumige und den Anrainern derartiger Anlagen visuell wahrnehmbare Freileitungsprojekte handelt, stellt sich für die Betroffenen aus verschiedenen Beweggründen rasch die Frage nach möglichen Alternativen. Die Alternative, einem Netzausbau durch lokale oder regionale Erzeugung elektrischer Energie entgegenzuwirken, bis hin, sich autark zu versorgen, erscheint aus Sicht vieler logisch, legitim und überlegenswert. Bei näherer

Auseinandersetzung mit den Anliegen von Betroffenen erscheinen die Fragen und Überlegungen auch durchaus berechtigt, wenngleich man oftmals auch rasch an technische, rechtliche oder organisatorische Grenzen stößt. Derartige Alternativen und mögliche Lösungen sind oftmals auch durch sehr spezielle Besonderheiten, Sonderfälle und Umstände geprägt, welche dann sehr spezifisch zu berücksichtigen und klären sind. So gilt es grundsätzlich zu klären, ob alternative Energieaufbringungsmöglichkeiten mit einer hohen Verfügbarkeit vorliegen, wie z.B. nutzbares Fließgewässer oder fossile leitungsgebundene Energieträger aus einer angrenzenden Pipeline. Des Weiteren sind die wesentliche Fragen abzuklären, wer könnte Betreiber einer solchen Erzeugungsanlage sein, wo müsste diese örtlich stehen um einem Netzausbau auch tatsächlich entgegenwirken zu können und wie groß und für welchen Einsatz müsste eine solche Anlage ausgelegt werden. Eine weitere wesentliche Frage die sich stellt ist, wie weit können, dürfen oder müssen Erzeugungsanlagen für den Netzbetreiber Netz-Dienstleistungen erbringen.

Dazu durchaus realistische Fragen und Problemstellungen werden in der Folge unter Kapitel 5.3.3 analysiert und erarbeitet.

### 5.3.2.2 Netz-Dienstleistungen

In den Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen [56], wird auf die Erfordernisse von Netz-Dienstleistungen oder Systemdienste eingegangen, mit dem Ziel die objektiven Erfordernisse eines möglichst störungsfreien Betriebes von elektrischen Netzen zu beschreiben. Die dem Netzbetreiber unter anderem auferlegten Rechte und Pflichten wie:

Überprüfung neuer oder abzuändernder Netzanschlüsse

dem Stand der Technik entsprechender sicherer und leistungsfähiger Betrieb und Erhalt des Systems

Bereitstellung ausreichender Informationen für Netznutzer (für deren sicheren und leistungsfähigen Betrieb ihrer Anlagen)

Sicherstellung der für den Betrieb des Netzsystems erforderlichen technischen und organisatorischen Voraussetzungen

werden folglich aus technischer und organisatorischer Sicht spezifiziert und in eine Reihe von Systemdienste unterteilt. Jene Systemdienste sind die für die Zuverlässigkeit und Qualität eines elektrischen Systems wesentlichen technischen Dienstleistungen, die dann

von Netzbenutzern im Auftrag eines Netzbetreibers oder vom Netzbetreiber selbst für andere Netzbenutzer erbracht werden und stellen sich wie folgt dar:

- **Frequenzhaltung**
- **Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung**
- **Aufrechterhaltung der Spannungsqualität**
- **Versorgungswiederaufnahme**
- **Betriebsführung inklusive Engpassmanagement**
- **Erstellen der Austauschprogramme und Verbundabrechnung**
- **Koordination der Verbundabrechnung**

Während die Frequenzhaltung und die Organisation und Einhaltung der Austauschprogramme rein dem Regelzonenführer obliegt, betreffen die restlichen Systemdienste alle Betreiber von Netzen. Vor allem für jene Systemdienste die ausschließlich durch Netzbenutzer erbracht werden können, ist ein gut abgestimmtes Zusammenspiel von Netzbetreibern und Netzbenutzern notwendig und bedarf klarer organisatorischen Vorgaben und rechtlich bindender Vereinbarungen. Die vorwiegend technischen Dienstleistungen Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung sowie die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität (und zum Teil die Versorgungswiederaufnahme) stellen die bedeutsamsten Dienste für die Betreiber von Verteilernetzen in Bezug auf sicheren und leistungsfähigen Betrieb dar.

Dezentralen Erzeugungsanlagen kommt in Bezug auf Netz-Dienstleistungen zweifelsfrei eine zunehmend bedeutende Rolle zu und dies aus mehreren Gesichtspunkten, nämlich jener aus der Sicht der Inanspruchnahme oder des Verursachens der Notwendigkeit, aber auch wegen der möglichen Bereitstellung von Systemdiensten. Aufgrund der organisatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen spielen Dezentrale Erzeugungsanlagen derzeit noch eine sehr untergeordnete Rolle in der Erbringung von Netz-Dienstleistungen, was durch die steigende Anzahl und dem steigenden Anteil der erzeugten Energie sich ändern kann. Gegenwärtig beteiligen sich dezentrale Erzeugungsanlagen nicht (oder nur in Ausnahmefällen) an Netz-Dienstleistungen, da zum Beispiel die eingespeiste Leistung in

Normalfall der Verfügbarkeit der Primärenergie unterliegt oder da die zu meist durch Förderungen (in Form von Einspeisetarifen) subventionierten Anlagen auch keinen Anreiz haben, von einer möglichst hohen eingespeisten Wirkenergiemenge abzuweichen (auch wenn sie theoretisch die Möglichkeit dazu hätten).

Ein für den Netzausbau treibendes Kriterium ist oftmals nicht die zu geringe Leitungskapazität, sondern vielmehr, getrieben durch Änderungen der Lasten (aus netzplanerischer Sicht können Erzeugungsanlagen vereinfacht auch als negative Lasten betrachtet werden), die Einhaltung der Spannung in den vorgegebenen Grenzen und betrifft damit die Systemdienste Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung und zum Teil die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität.

Die physikalische Erbringung gewisser Leistungen wie z.B. die Blindleistungsbereitstellung wird daher an den Betrieb bestimmter Anlagen gebunden und vertraglich vereinbart (z.B. in den Anschlussbedingungen oder Verträgen). Neben dem Ziel Rahmenbedingungen zu schaffen die es allen Netzbenutzern ermöglicht bzw. sie verpflichtet sich an der Erbringung von Netz-Dienstleistungen zu beteiligen, ist zu berücksichtigen, dass speziell bei kommerzieller Erbringung von Netz-Dienstleistungen auch die gesicherte Erbringung gewährleistet ist.

Unabhängig von der technischen (technologischen) Fragestellung ergeben sich auch organisatorische und rechtliche Fragestellungen, speziell im Hinblick der Kostentragung und -erstattung von Netz-Dienstleistungen:

**Frage 1:** Ist vor dem Hintergrund der derzeit geltenden gesetzlichen Entflechtungsbestimmungen die Errichtung und der Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen, die vorrangig der Netzstützung dienen, durch einen Verteilernetzbetreiber zulässig?

**Frage 2:** Würden im Fall der grundsätzlichen Zulässigkeit die mit der Errichtung und dem Betrieb derartiger dezentraler Erzeugungsanlagen verbundenen Kosten als Netzkosten anerkannt werden?

**Frage 3:**

Für den Fall, dass der Betrieb derartiger dezentraler Erzeugungsanlagen durch den Verteilernetzbetreiber selbst als nicht zulässig angesehen wird, würden die Errichtung und der Betrieb der Erzeugungsanlagen nach Aufforderung des Netzbetreibers durch eine dritte Person unter der Voraussetzung erfolgen, dass voller Kostenersatz für Errichtung und Betrieb durch den Netzbetreiber geleistet wird, würden diese Kosten als Netzkosten anerkannt werden?

Die dargestellten Fragen lassen sich mit Hilfe des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz [10] und [72] klären, in welchem die bereits zuvor (in Kapitel 3.2) beschriebenen Rechte und Pflichten für den Netzbetreiber verankert sind.

**Ad Frage 1:**

Die Rechte und Pflichten für Netzbetreiber besagen, dass der Netzbetreiber grundsätzlich für den Zustand des (seines) Netzes verantwortlich ist und sämtliche betrieblichen Maßnahmen zu setzen hat, um die Sicherheit im Netzes zu gewährleisten, Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen hat, um diese zu vermeiden. Sollten in seinem Netz trotzdem Engpässe auftreten, so hat der Netzbetreiber diese durch netztechnische Maßnahmen bzw. Investitionen in Netzanlagen zu beseitigen. Sind Investitionen kurzfristig nicht möglich und reichen netztechnische Schaltmaßnahmen nicht aus, um diese Engpässe zu beseitigen, so kann der Netzbetreiber kurzfristig Engpassmanagementkosten geltend machen, um seiner gesetzlichen Verpflichtung nachkommen zu können. Die Verantwortung zur Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen in Verteilernetzen obliegt dem Netzbetreiber.

**Ad Frage 2:**

Bezüglich der Frage zum Betrieb von Erzeugungsanlagen durch den Netzbetreiber, ist dies speziell für Netzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden klar nicht zulässig (vgl. auch Kapitel 3.2) und damit können auch die mit der Errichtung und dem Betrieb derartiger Erzeugungsanlagen verbundenen Kosten auch nicht als Netzkosten anerkannt werden.

**Ad Frage 3:**

Die dritte Frage deutet eine Umgehung der Entflechtungsvorschriften an

und würde damit ebenfalls keine Anerkennung der vollständigen Kosten für die Errichtung und den Betrieb einer Erzeugungsanlage bedeuten, es sei denn es handelt sich beim Einsatz einer Erzeugungsanlage um eine Maßnahme zur Entgegnung eines Engpasses, so könnten bei nachvollziehbarer und nachgewiesener Notwendigkeit und Angemessenheit, Kosten im Rahmen des Tarifverfahren geprüft und folglich auch berücksichtigt werden. Eine entsprechende und für die besondere Situation des Einzelfalls angepasste Dokumentation, die die Notwendigkeit der Maßnahme beschreibt, ist dann durch den Netzbetreiber für das jeweilige Tarifverfahren zu erstellen, da eine pauschale Vorab-Anerkennung von Engpassmanagementkosten nicht möglich ist und spezifisch geprüft werden müsste.

### 5.3.2.3 Technologische Unterscheidungen, Einsatzmöglichkeiten und Potenziale

Die Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Aufbringung und Erzeugung von elektrischer Energie lassen sich, weitgehend unabhängig von deren Anlagengröße, in Kriterien mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften und Auswirkungen untergliedern:

- Primärenergie
- Energieumwandlungs-/Erzeugungstechnologie
- Netzanbindung
- Eignung und Möglichkeit für Netz-Dienstleistungen

Die Umwandlungs- bzw. Erzeugungstechnologie lassen sich weiters in Turbine-Generator (Synchron/Asynchron), Motor(Diesel/Gas)-Generator oder leistungselektronische Umrichtung unterteilen. Im Sinne der Nachhaltigkeit gilt es zu unterscheiden, ob es sich beim eingesetzten Primärenergieträger um eine regenerative (Wasserkraft, Windkraft, Fotovoltaik, Biomasse, Biodiesel, Biogas, Erdwärme/Geothermie, ...) oder nicht regenerative Quelle (Gas, Öl, Kohle, Abgase, ...) handelt und wie z.B. Ab-/Restwärme für Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung genutzt wird. Bei der Netzanbindung kann bzgl. direkter oder indirekter (über Leistungselektronik) Anbindung oder einer Mischung aus beiden, unterschieden werden. Die Eignung zur Erbringung oder Bereitstellung von Netz-

Dienstleistungen ist zum einen von der eingesetzten Erzeugungstechnologie, aber auch von der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers (z.B. stochastisch, konstant, planbar) abhängig.

Im Idealfall können dezentrale Erzeugungsanlagen bei idealer Anpassung zwischen Erzeugung und Verbrauch eine Reduktion der Verluste, die Verzögerung von Infrastrukturausbau (Leitungen und Großkraftwerke) sowie zur Verbesserung des Spannungsniveaus beitragen. Speziell Letzteres hängt jedoch auch stark von den Voraussetzungen der Erzeugungsanlagen ab, nämlich wie regelbar die Anlagen Blindleistung erzeugen bzw. verbrauchen können. Durch z.B. spannungsabhängige Blindleistungsregelung kann einem Netzausbau, getrieben durch zunehmende Ausschöpfung des Spannungsbandes, sehr effektiv entgegengewirkt werden, was jedoch technologisch bedingt nur durch direkt gekoppelte Synchronmaschinen oder selbstgeführte Leistungselektronik, jedoch nicht durch direkt gekoppelte Asynchronmaschinen oder netzgeführte Leistungselektronik möglich ist, da diese für deren Betrieb Blindleistung aus dem Netz beziehen oder lokal zur Verfügung gestellt bekommen müssen.

Eine zur Erbringung von Netz-Dienstleistungen (z.B. Spannungs- oder Frequenzregelung) ideale Anlage hätte unbegrenzte Leistung und einen unbegrenzten Energie-Vorrat zur Verfügung und würde bei höchster Verfügbarkeit mit sehr schnellen Reaktionszeiten über lange Perioden bei niedrigsten Kosten (inklusive Errichtung, Betrieb und Wartung) arbeiten können. Anlagen die allen diesen Ansprüchen nachkommen können gibt es leider nicht, daher bedarf es verschiedener Kompromisse. So sind speziell für den Fall in welchem von keiner gesicherten Erbringung ausgegangen werden kann, z.B. durch Störfall oder mangels Primärenergie, Reserven in zumindest gleicher/ähnlicher Größe und Eigenschaft vorzuhalten.

Derartige Reserve- oder Notversorgungen bedürfen irgendeiner Form von Speichern oder zumindest vergleichbaren Alternativen mit den folgenden Anforderungen:

• **hohe Speicherkapazität**

• **hohe Zuverlässigkeit**

• **gute Ladeeigenschaften (niedrige Selbstentladung, schnelle Ladbarkeit, schnelle Entladbarkeit)**

• **geringer Wartungsaufwand**

welche speziell z.B. durch Verbrennungsmaschinen (Gas oder Diesel) dank ihrer hohen Energiedichte, der sehr raschen Möglichkeit des Nachladens und der somit nahezu unerschöpflichen Verfügbarkeit, gegeben ist.

### **5.3.3 Anwendungen und Einsatz unter realitätsnahen Bedingungen**

#### **5.3.3.1 Allgemeines**

Zum einen soll speziell anhand von konkreten Fragen nach einem möglichen Ersatz von großen/größeren überregionalen Infrastrukturausbauten durch Erzeugungsanlagen, in Form von Beispielen und näheren Ausführungen nachgegangen werden und zum anderen sollen Beispiele aufgezeigt werden, wie und zu welchem Ausmaß Erzeugungsanlagen an der Netz-Dienstleistung Spannungshaltung teilnehmen können bzw. deren Auswirkung sich auf Basis von rechnerischen Simulationen darstellen.

#### **5.3.3.2 Ersatz von Netzausbau durch dezentrale Erzeugung**

Die nachstehenden Fragen orientieren sich beispielhaft an realen (leicht abgeänderten) Fragestellungen und stellen sich wie folgt dar:

- Welche Dimension (Leistung in MVA) müsste ein Gas-Blockheizkraftwerk haben, das seine Primärenergie Gas aus einer Pipeline in der Nähe einer nahegelegenen Pumpstation entnimmt, um zu einer „nachhaltigen“ Verbesserung der Stromversorgung zu führen?
- Würde ein solches Gas-Blockheizkraftwerk besser zur dezentralen Erzeugung von „Spitzenstrom“ eingesetzt oder sollte es aus Effizienzgründen zur Erzeugung von „Grundlaststrom“ genutzt werden?
- Innerhalb welchen Zeitraumes würde sich ein solches regionales Gas-Blockheizkraftwerk voraussichtlich amortisieren?
- Ist es sinnvoll, ein solches Gas-Blockheizkraftwerk nicht direkt bei der Pumpstation zu errichten, sondern beim nächstgelegenen regionalen Großverbraucher (Unternehmen)?
- Welches Unternehmen in der betroffenen Region wäre vom Verbrauch her der „ideale“ Standort eines regionalen Gas-Blockheizkraftwerkes?



Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass ein Blockheizkraftwerk eine Anlage ist, bei der elektrische und thermische Energie, nahe am Ort des Verbrauchs nach dem Prinzip der Kraft Wärme Kopplung umgesetzt wird. Die Kombination aus Bedarf an elektrischer und thermischer Energie, lässt einen höheren Gesamtnutzungsgrad als bei konventionellen Kraftwerken erwarten. So können abhängig von der Anlagengröße (übliche elektrische Leistungen zwischen 5 kW bis 5 MW) zwischen 20 und 50 % für die Stromerzeugung und in Summe zwischen ca. 80 bis 90 % der Primärenergie genutzt werden.

Unter der Betrachtung, dass eine nachhaltige, geplante Erweiterung/Abstützung des Netzes und eine zusätzliche Unterteilung des Mittelspannungsnetzes in ein neues Mittelspannungs-Teilnetz in der Region erfolgen würde, kann davon ausgegangen werden, dass ein derart neues Teilnetz von einem Umspannwerk mit einem Trafo in der Größenordnung von rd. 30-50 MW versorgt wird. Theoretisch könnte nun auch ein Kraftwerk (Abbildung 5.25 - rechts) mit der gleichen elektrischen Leistung anstelle eines Umspannwerkes (Abbildung 5.25 - links) angenommen werden.

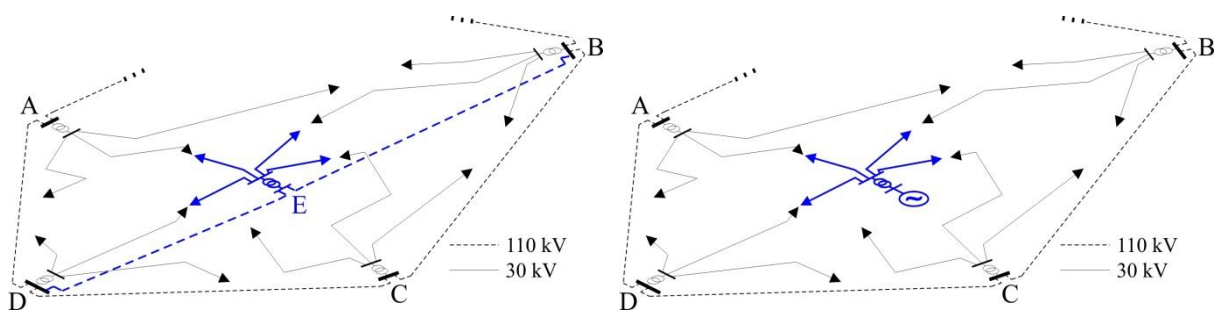


Abbildung 5.25: links: überregionale Leitungs- und Umspannwerks-Lösung und rechts: regionale Kraftwerks-Lösung

Durch die Annahme, dass der Kern der Region, welcher zur Zeit vorwiegend die Netzausläufer der bestehenden Leitungen darstellt, verstärkt werden muss, muss gleich wie bei der Umsetzung durch eine überregionale Leitungs- und Umspannwerks-Lösung, je nach Einspeiseleistung, auch das MS-Netz verstärkt werden.

Kurz- bis mittelfristig könnte ein 5 bis 10 MW Kraftwerk, bei punktuell idealem Einsatzort, zur Unterstützung der Versorgung beitragen. Eine Kraftwerkslösung bietet demnach die Vorteile, dass kein neues Umspannwerk und keine neue Leitung notwendig wäre, hätte jedoch umgekehrt zum Nachteil, dass keine Abstützung des überregionalen Netzes (überregionaler Nachteil) erfolgen würde, eine Pipeline/Leitung zum Kraftwerk gelegt werden müsste und dies bei unklaren Verhältnissen des Kraftwerkes als Marktteilnehmer.

Die Entscheidung, ob ein Kraftwerk zur Spitzenstrom- oder Grundlast-Erzeugung eingesetzt werden soll, hängt von der Optimierung der Auslegung sowie Größe (Leistung) und in Folge vom Betreiber ab (Wirtschaftlichkeitsüberlegung). Im Allgemeinen können Blockheizkraftwerke wärme-, strom- und netzgeführt betrieben werden.

Bei wärmegeführten Betrieb erfolgt die Ausrichtung nach dem Wärmebedarf und der erzeugte Strom, der nicht selbst verbraucht wird, wird in das öffentliche Netz eingespeist.

Umgekehrt wird bei stromgeführtem Betrieb die nicht nutzbare Wärme zwischengepuffert bzw. mit „Notkühlern“ abgeführt.

Der netzgeführte Betrieb stammt von der Grundidee des virtuellen Kraftwerkes, welches von zentraler Stelle für vernetzte Anlagen gesteuert wird und setzt zur Entkopplung von Strom- und Wärmebedarf einen Wärmespeicher voraus.

Unabhängig von wirtschaftlichen Betrachtungen und rechtlichen Pflichten, tragen abhängig von der Einspeisestelle theoretisch sowohl die Grundlast (Abbildung 5.26) als auch die beiden unterschiedlichen Varianten von Spitzenstrom Erzeugung (Variante I: Abbildung 5.27 i) und Variante II: Abbildung 5.28 ii)) zur Entlastung des Netzes bei (bei der Annahme einer Einspeisung an einem Netzausläufer mit "Unterversorgung" oder schlechter Spannungsqualität). Die Variante I der Spitzenstromerzeugung birgt den Nachteil, dass eine Koordination von mehreren Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Spitzenstrom aufwändiger ist, wobei sich bei Variante II sehr einfach mehrere Erzeugungsanlagen abstimmen können um den Spitzenstrom zyklisch einzuspeisen (in der Abbildung 5.28 ii) z.B. durch 2 Erzeugungsanlagen mit der farbigen Unterscheidung von blau und grün, dargestellt).

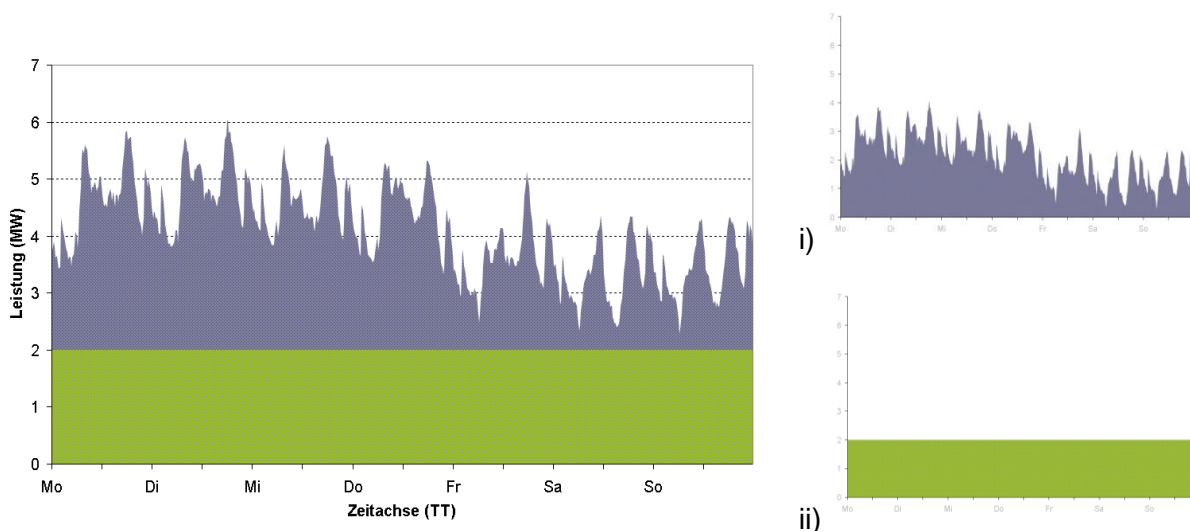


Abbildung 5.26: links: typische Verbrauchscharakteristik an einem ausgewählten Netzabzweig  
rechts oben i): Verbrauchsspitzen werden durch das Netz abgedeckt  
rechts unten ii): Grundlasteinspeisung durch Erzeugungsanlage

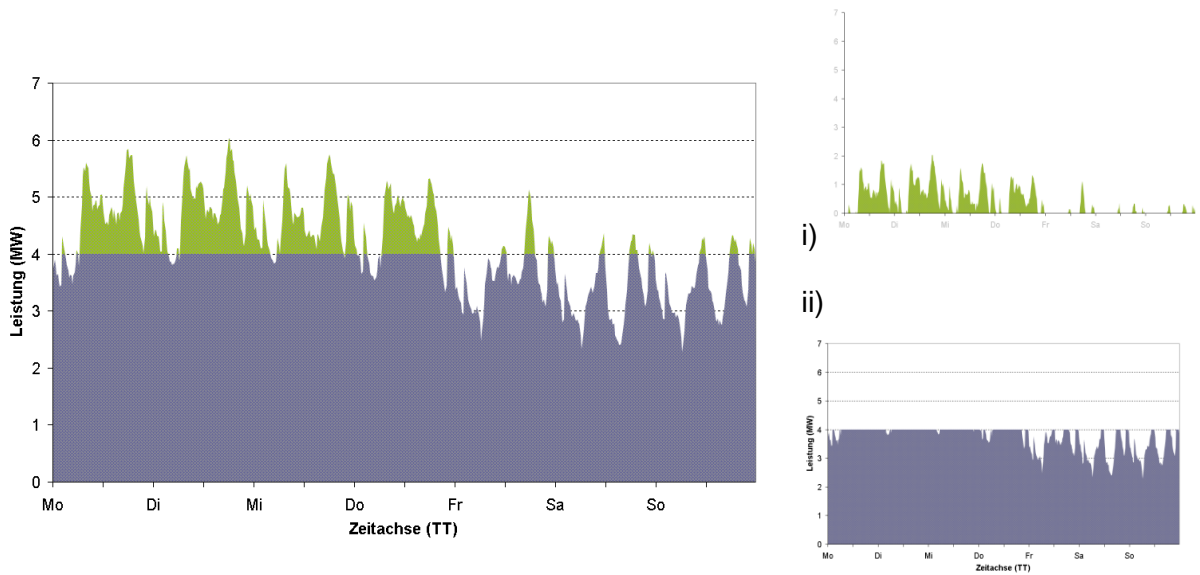


Abbildung 5.27: links: typische Verbrauchscharakteristik an einem ausgewählten Netzabzweig  
rechts oben i): Spitzenstrom wird durch Erzeugungsanlage bereitgestellt  
rechts unten ii): Grundlasteinspeisung und „restlicher“ Bedarf erfolgt durch Netz

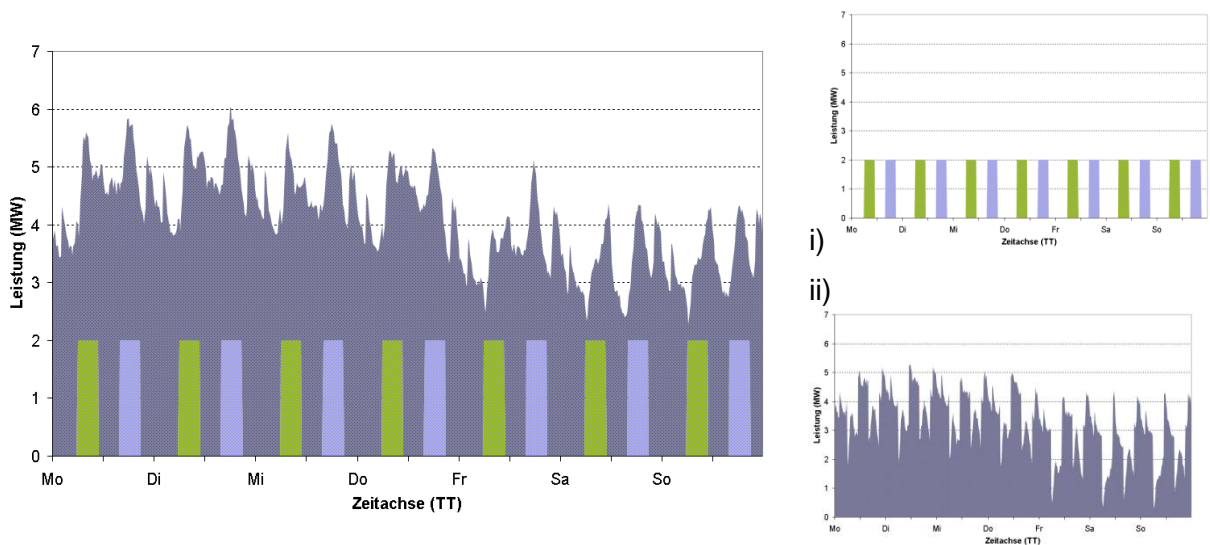


Abbildung 5.28: links: typische Verbrauchscharakteristik an einem ausgewählten Netzabzweig  
rechts oben i): zyklische Einspeisung durch eine oder mehrere Erzeugungsanlagen  
rechts unten ii): Grundlasteinspeisung und „restlicher“ Bedarf vom Netz

Der Vorteil bei der Nutzung mittels Spitzenstromerzeugung liegt in der optimalen Unterstützung des Netzbetriebs, hat jedoch den Nachteil, dass viel Leistung für kurze Betriebszeiten vorgehalten werden muss, es einer aufwändigen Regelung bedarf und einen Wärmespeicher (abhängig vom Wärmekunden) braucht. Die Einspeisung von Grundlaststrom bringt eindeutig den Vorteil eines konstanten Betriebs mit, wobei zu beachten ist, dass dann auch sehr viel Wärmeenergie anfällt.

Abhängig von der Betriebsführung, wäre bei Dauerbetrieb eines Gas-Blockheizkraftwerkes (theoretisch 8760 Stunden im Jahr), je nach Größe (5 kW bis 5 MW elektrisch) theoretisch ein Bedarf von 20.000 bis 7,8 Millionen m<sup>3</sup> an Erdgas nötig. Unabhängig vom Bedarf der theoretischen Menge an Primärenergie (Erdgas) für den Betrieb eines Blockheizkraftwerkes, gilt es auch die Kosten für die Errichtung der Gasleitungs-Infrastruktur zu berücksichtigen, sofern diese noch nicht zur Verfügung steht. Eine seriöse Abschätzung über den Zeitraum der Amortisierung, ist mit der Berücksichtigung, der Herstellung eines Gasanschlusses, die Menge von Erdgas abhängig von der Betriebsführung und in Folge vom zukünftigen Marktpreis ist und die Abnahme der Wärme sowie die elektrische Einspeisevergütung unklar ist, daher sehr schwer möglich.

Im Sinne des wirtschaftlichen/ökonomischen und ökologischen Grundgedanken eines Gas-Blockheizkraftwerkes, sollte Wärme und Strom nahe am Verbraucher erzeugt bzw. über ein Nahwärmenetz oder elektrisches Leitungsnetz verteilt werden. Wie auch den nachstehenden Grafiken zu entnehmen ist, ist ein sinnvoller Ort für ein Gas-Blockheizkraftwerk auch von der Größe sowie der zur Verfügung stehenden Netz-Infrastruktur abhängig. In dieser besonderen Situation, müsste abhängig von der Größe des Gas-Blockheizkraftwerkes die Einspeisung entweder an einer geeigneten Stelle sehr punktuell (Abbildung 5.29 - links) in das elektrische Stromnetz erfolgen oder ist so groß (Abbildung 5.29 - rechts), dass ein eigenes Teilnetz versorgt werden kann, wobei in beiden Fällen natürlich eine Einspeisung nahe an einem regionalen Großverbraucher von Wärme und Strom ideal wäre.

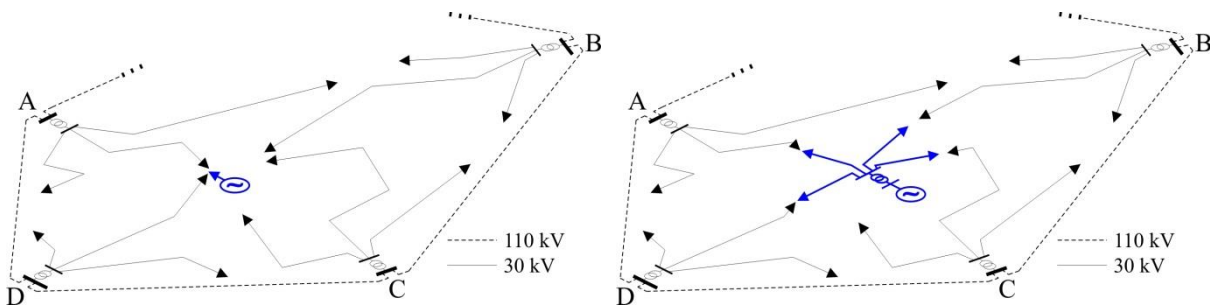


Abbildung 5.29: links: kleine punktuell/lokale Einspeisung und rechts: großräumige regionale Einspeisung

Die Suche nach einem optimalen Betreiber eines BHKW solcher Größenordnung und eines Betriebes, der in der Prozessführung auch die Wärme in dieser Menge wirtschaftlich nutzen kann, ist speziell im ländlichen Bereich nur sehr schwer (neu) zu finden.

### 5.3.3.3 Dezentrale Erzeugung zur Spannungshaltung

Die genaue Betrachtung und Analyse eines Jahreslastganges und der daraus abgeleiteten Jahresdauerlinie (

Abbildung 5.30) für einen ausgewählten Netzabgang (siehe dazu auch in 4.5 dargestelltes und diskutiertes Netz) zeigt, dass in diesem exemplarischen Fall das zulässige Spannungsband bereits zur Gänze ausgeschöpft wird und in einzelnen Fällen (z.B. durch Sonderschaltungen) bereits Planungsgrenzwertverletzungen erfolgen (die Grenze wird gekennzeichnet durch die rote horizontale Linie bei 120 A). Es kann jedoch auch gezeigt werden, dass bei Vernachlässigung der Berücksichtigung von Sonderschaltzuständen, der Planungspegel nur für sehr wenige Stunden im Jahr überschritten wird.

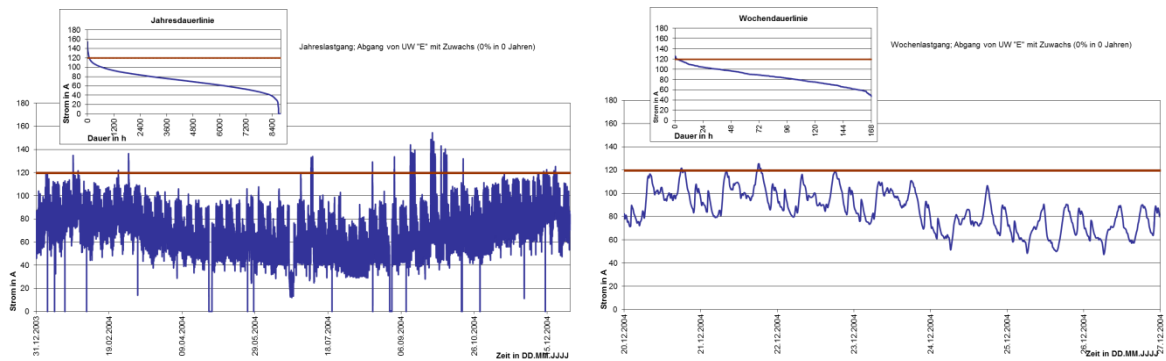


Abbildung 5.30: Jahres- und Wochenlastgang in der Region (Lastgang und Dauerlinie)

Unterstellt man dem zuvor dargestellten Szenario einen weiteren Lastanstieg von 2 % bis 3 % pro Jahr, so kann unter Vernachlässigung von Sonderschaltzuständen davon ausgegangen werden, dass bei einem Lastanstieg von 3 % pro Jahr, in 6 Jahren für ca. 560 h und bei 2 % pro Jahr in 8 Jahren in etwa 440 h der Planungspegel der Spannung (bzw. das zulässige Spannungsband) nicht eingehalten werden könnte (siehe dazu Abbildung 5.31). Umgekehrt kann auch argumentiert/dargestellt werden, dass für diese ermittelten Zeiten, abhängig von den wahren Laststeigerungen, Erzeugungsanlagen eingesetzt werden können um den Planungspegel des Spannungsbands nicht zu überschreiten. [39]

## Skalierter Netzausbau

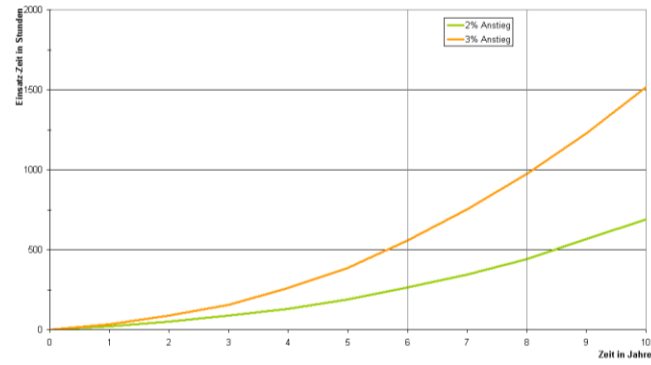


Abbildung 5.31: Einsatzzeiten für Generatoren zur Spannungsstützung in Abhängigkeit eines Lastanstieges von 2 bzw. 3%

Die Möglichkeit und das Potenzial, wie lokale bzw. punktuelle Stromeinspeisung bei ausreichender Einspeiseleistung der lokalen Spannungsstützung und somit zur Verbesserung der Spannungsqualität dient, soll anhand der nachstehenden Fallbeispiele dargestellt werden.

Der ausgewählte Netzabschnitt (siehe Abbildung 5.32) wird durch die Umspannwerke "E" und "D" durch jeweils einen Abzweig versorgt. In den nachstehenden Darstellungen wird nur der Hauptzweig unter Vernachlässigung der Leitungs-Verästelungen dargestellt, welche in den Berechnungen und Simulationen jedoch berücksichtigt wurden. Die Knoten werden der Höhe der Lasten proportional der Größe und farbskaliert gemäß der Ausschöpfung des Spannungsniveaus in Prozent, dargestellt. Um die Gegenüberstellung der Auswirkungen der getroffenen Schalt-/Einspeisemaßnahmen deutlicher darstellen zu können, wurde die Anzahl der Transformatorstufen in den Umspannwerken erhöht und der Betrag der Spannung pro Stufe herabgesetzt (dadurch wird eine kontinuierliche Spannungsregelung simuliert und diskrete Änderungen des Spannungsniveaus werden vermieden).

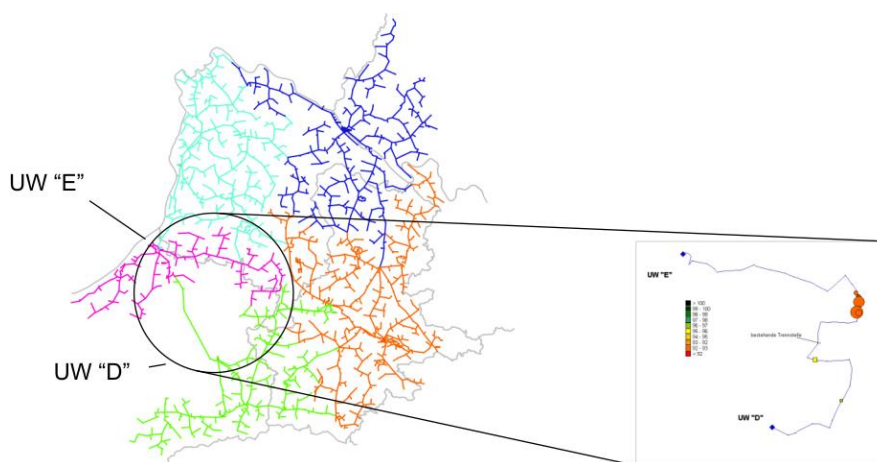


Abbildung 5.32: betrachteter Netzabschnitt für die nachfolgenden Fallbeispiele

Legt man für den ausgewählten Abschnitt einen durchaus realistischen Lastanstieg von 2 bis 3 % pro Jahr (bekräftigt durch eine regionale Entwicklungsanalyse) zu Grunde, kann basierend auf dem Ist-Zustand (siehe dazu auch Kapitel 4.1.2 und 4.5.2) bei der Annahme eines (Starklast-)Lastanstiegs von 3% der Rückgang des Spannungsniveaus pro Jahr im Mittel mit 0,5 % ... 0,6 % und bei 2 % Lastanstieg mit 0,3 % ... 0,4 % angegeben werden. Wird wie in Abbildung 5.33 dargestellt, unter den genannten Bedingungen am Netzausläufer mit 1000 kVA und  $\cos \phi = 0,9$  eingespeist, kann bei 3 % bzw. 2 % Lastanstieg pro Jahr, der (zum Startpunkt gerade noch einhaltbare) Planungspegel des Spannungsniveaus von 93 % noch 6 bzw. 8 Jahre eingehalten werden. Dem Verlauf mit punktueller Einspeisung wird bei gleichem Lastzuwachs jenes Szenario gegenübergestellt, in welchem keine Maßnahmen getroffen werden.

Generell ist zu beachten, auch das mögliche Potenzial einer optimalen Festlegung der Trennstelle zu nutzen bzw. im Bedarfsfall die Trennstelle zu verlegen, um, wie exemplarisch in Abbildung 5.34 (links) dargestellt werden kann, ein weiteres Prozent des Spannungsniveaus zur Verfügung zu haben, mit welchem rund zwei Jahre Lastanstieg kompensiert werden können. Die optimale Trennstelle in Bezug auf das Spannungsniveau lässt sich durch eine Lastflussberechnung bei geschlossenem Ring (z.B. Verbindung von UW „E“ mit UW „D“) ermitteln, indem die Leitung an der Stelle mit dem niedrigsten Spannungsniveau aufgetrennt wird.

Die Auswirkung der Variation der eingespeisten Blindleistung wird in der weiteren Abbildung 5.34 (rechts) dargestellt (bei gleiche Annahme der Starklast, des Zuwachs und der Trennstelle wie zuvor beschrieben). Zum einen kann gezeigt werden, dass bei der Einspeisung von 1 MW als auch bei 1 Mvar das Spannungsniveau in den zulässigen Spannungsbandbereich zurückkehrt, zum anderen jedoch auch, dass die Auswirkung von voller Einspeisung von Wirk- oder Blindleistung kaum einen Unterschied bringt. Dies ist dadurch zu begründen, dass speziell in Mittelspannungs-(-freileitungs-)netzen das Verhältnis des Wirk- und Blindwiderstandes nahezu gleich ist und sich somit kaum ein Unterschied in der Auswirkung auf die Spannung ergibt (siehe dazu auch die Ableitung und Formeln in Kapitel 4.2.2).

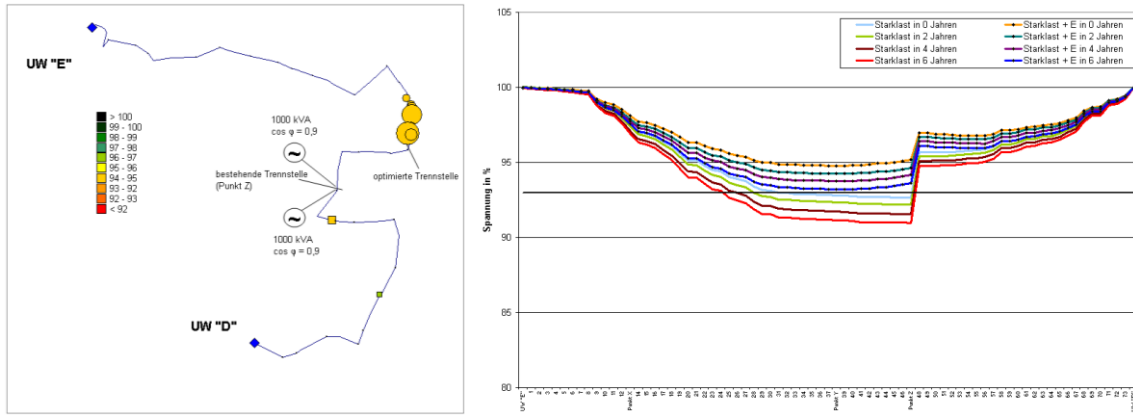


Abbildung 5.33: Auswirkung eines Lastanstiegs von 3 % / a auf die Spannungsverhältnisse entlang des Leitungszugs

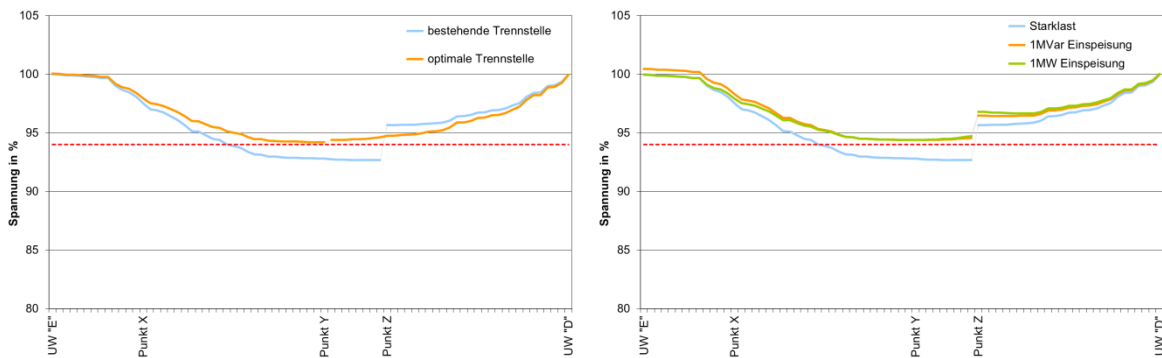


Abbildung 5.34: Auswirkung durch Verlegung der Trennstelle (links) sowie Variation der Blindleistung (rechts) auf die Spannungsverhältnisse entlang des Leitungszuges

In weiteren Fallbeispielen (Abbildung 5.35 bis Abbildung 5.37) werden nachstehend die Auswirkungen verschiedener Einspeiseszenarien und Kombinationen von Maßnahmen dargestellt und erläutert.

In Abbildung 5.35 wird bei gleichen Starklastverhältnissen wie zuvor, die Annahme eines Fehlers in der Nähe des UW „E“ (gekennzeichnet durch den Punkt X) und eine folgende Abschaltung dieses Teilstücks zwischen UW „E“ und Fehlerstelle (Punkt X), dargestellt. In dieser Annahme, wird zum einen der gesamte restliche Abzweig (welcher zuvor von UW „E“ versorgt wurde) von UW „D“ versorgt und weiters direkt am Punkt X mit unterschiedlicher Leistung eingespeist. Dieser Simulation mit punktueller Einspeisung kann entnommen werden, dass pro 500 kW zusätzlicher Einspeisung das Spannungsniveau im Punkt X etwa um 1 bis 1,5 % angehoben wird.



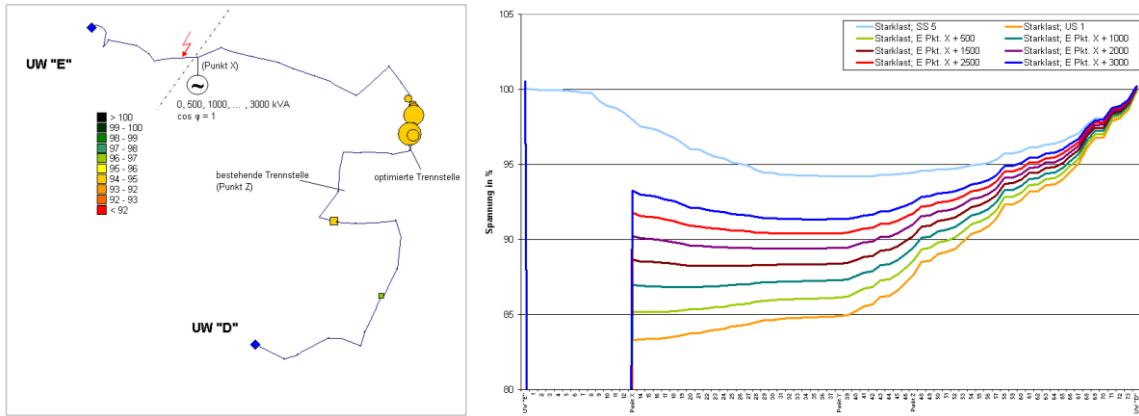


Abbildung 5.35: Veränderung der Einspeiseleistung, Spannungsverlauf entlang des Leitungszugs

Anders als im zuvor dargestellten Szenario wird in Abbildung 5.36 bei gleicher Fehler-, Last- und Versorgungsannahme (Leitung ab Punkt X wird durch UW „E“ versorgt), bei dauernder Einspeisung im Punkt X, eine zusätzliche Einspeisung entlang der Strecke (die zweite Einspeisung variiert entlang des Leitungszugs) mit weiteren 1000 kVA und  $\cos \phi = 0,9$  angenommen. Mit dieser Form der Spannungsstützung durch Erzeugungsanlagen lässt sich bei den dargestellten Annahmen, das Spannungsniveau um 6,5 % anheben, was sich wiederum auf einen zeitlichen Zugewinn von etwa 12 Jahren umlegen lässt.

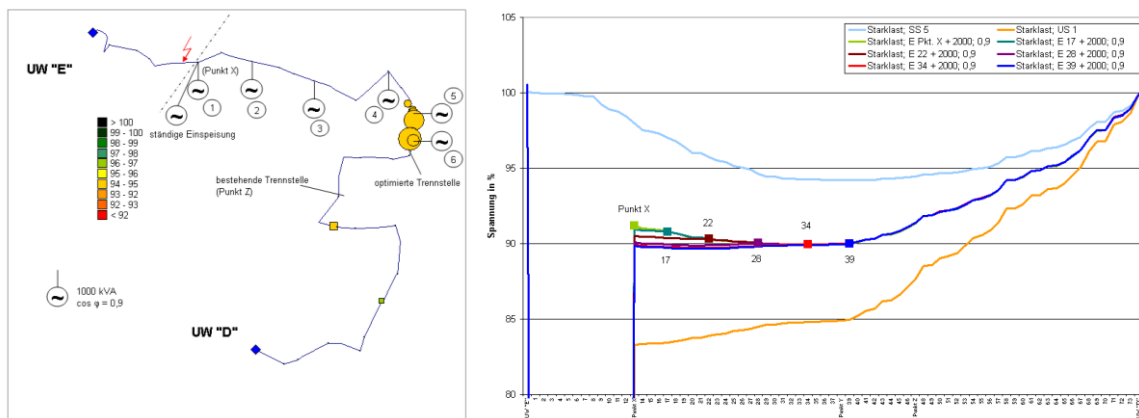


Abbildung 5.36: Verlegung der Einspeisestellen, Spannungsverlauf entlang des Leitungszugs

In Abbildung 5.37 wird eine Kombination verschiedener Maßnahmen in einem Beispiel zusammengefasst und so wird bei gleicher Fehlerannahme wie in den Szenarien zuvor, ein Teilstück durch einen anderen Abzweig eines benachbarten Teilnetzes versorgt und zusätzlich mit gezielter punktueller Einspeisung die Spannung gestützt. Bei derartigen Kombinationen von Maßnahmen kann im Vergleich zum Starklastfall gezeigt werden, dass

im bereits vorher erläuterten Fehlerfall, das Spannungsniveau über dem im Normalfall liegen kann.

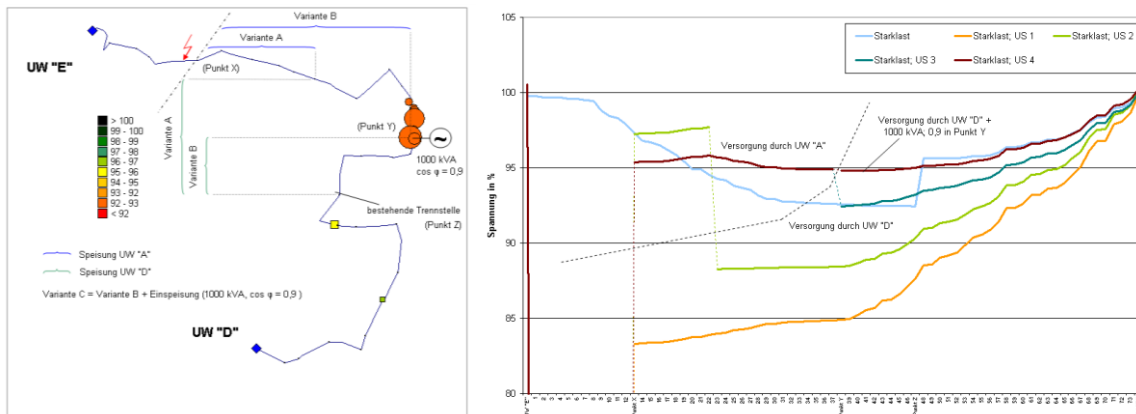


Abbildung 5.37: Veränderung der Versorgung durch unterschiedliche Netzteile + Einspeisung, Spannungsverlauf entlang des Leitungszugs

Letztendlich lässt sich zusammenfassen, dass durch gezielte punktgenaue Stromeinspeisung, bei ausreichender Einspeiseleistung, die Spannung gestützt und damit die Spannungsqualität verbessert werden kann. Für eine derartige Anwendung/Abstützung könnten auch mobile Erzeugungsanlagen (z.B. mobile Ersatz-/Notstromaggregate, welche sich z.B. in einem Container auf einem Tieflader oder einem Anhänger befinden) Anwendung finden. Derartige Maschinensätze die sonst vorrangig als Ersatzstromversorgungsanlagen oder Notstromanlagen dienen, könnten somit zusätzlich zur Spitzenlastabdeckung herangezogen werden. Dies bedeutet, dass keine Inselversorgung oder Lieferung von Bandstrom angestrebt wird, sondern die bedarfsorientierte, punktuell variable Einspeisung das Ziel ist, um eine hinreichende Spannungsqualität gewährleisten zu können. Überlegungen zum Treibstoff für diese Aggregate sind in dieser Hinsicht keine Grenzen gesetzt und können von konventionellen Treibstoffen bis hin zu regenerativen und nachhaltigen Lösungen reichen. So könnte z.B. Biogas als Treibstoffe für diese Aggregate einen völlig neuen Anreiz erhalten. Die Verwendung von Biogas mittels Sammelsystem (z.B. Flaschen-Abhol- und Befüllsystem) könnten eine attraktive Form der mobilen externen Gasspeicherung (z.B. in Gasflaschen) darstellen und so eine Möglichkeit der umweltfreundlichen dezentralen Biogaserzeugung und zentralen Biogasnutzung bedeuten. [49] und [50]

## 5.4 Fokusfeld Inselnetze

### 5.4.1 Allgemeines und Definition von Inselnetzen

Die unterschiedlichsten Organisationen, Personen, Normen und Richtlinien, beschreiben und definieren den Begriff einer Insel und die in diesem Zusammenhang stehende Wortkombinationen wie Inselbetrieb und Inselbetriebsfähigkeit, bezogen auf elektrische Leitungsnetze, auf sehr unterschiedlich Weise.

So wird, beginnend mit der höchsten Netz-/Übertragungsebene, das ENTSO-E Continental - Verbundnetz (früher UCTE - Verbundnetz) als Insel bzw. der Inselbetrieb als das Gegenteil des Verbundbetriebes gesehen und endet mit der Beschreibung einer Eigenversorgung eines elektrischen Systems, als Inselnetz in der untersten Netzebene (NE7).

Ausgehend von der Definition des Verbundbetriebes, also wenn der synchrone Parallelbetrieb von Erzeugungseinheiten mit verbundenen Netzen (siehe auch 3.6) zum Zweck der Versorgung von Endverbrauchern erfüllt wird [7], kann auf keine flächenmäßige Begrenzung rückgeschlossen werden, wie zahlreiche Artikeln mit Analysen zu Blackouts zeigen, die auch im UCTE-Netz die Bildung mehrere Teilnetze und in Folge den Betrieb als eigenständige Inseln darstellen.

In den technischen und organisatorischen Regeln [7] heißt es: „Inselbetrieb ist ein Betrieb von einem Teilnetz eines sonst synchron betriebenen Gesamtnetzes mit Spannungs- und Frequenzwerten innerhalb gewisser Grenzbereiche, die aber von denen im Normalbetrieb abweichen. Nach einer störungsbedingten Bildung von Teilnetzen, die nicht mehr synchron miteinander verbunden sind, weicht die in einem solchen Teilnetz verbleibende Last in der Regel von der momentanen Leistung der in dieses Teilnetz einspeisenden Erzeugungseinheiten ab. Daraus können sich vom Normalbetrieb abweichende Frequenz- und Spannungswerte ergeben, die ohne entsprechende Gegenmaßnahmen zum Netzzusammenbruch führen können.“

In der technischen Studie [8] heißt es im Zusammenhang mit zu treffenden Maßnahmen, dass: „Eine notwendige Maßnahme für den Inselbetrieb ist eine leistungsfähige Frequenzregelung (Drehzahlregelung) mit einer Wirkleistungs-/Frequenzstatik. Bei der Asynchronmaschine ist ein Inselbetrieb nur in Verbindung mit einem Blindleistungslieferanten (Kondensatorbatterie) möglich. Synchronmaschinen ermöglichen einen Inselbetrieb sowie eine Blindleistungsregelung.“

Die deutsche Norm [9] beschreibt den Inselnetzbetrieb so: „Der Inselnetzbetrieb ist der Zustand eines vom größeren Rest des Netzes getrennten Teilnetzes, in dem dezentrale

Eigenerzeugungsanlagen den Verbrauch der angeschlossenen Lasten decken. Ursachen der Trennung sind z.B. Schalthandlungen des Netzbetreibers, Auslösen von Schutzeinrichtungen oder Ausfälle von Betriebsmitteln. Bei einem unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb vollzieht sich dieser Vorgang außerhalb der Kontrolle des Netzbetreibers. Spannung und Frequenz des getrennten Teilnetzes sind nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussen.“

Eine technische Studie der E-Control [11] beschreibt die Inselbetriebsfähigkeit wie folgt: „Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugungseinheiten heißt, dass diese, ausgehend vom normalen Netzbetrieb, so ausgelegt sind, dass vom Normalbetrieb abweichende Werte von Spannung und Frequenz ohne Eingriff seitens einer Steuerstelle automatisch in zulässige Wertebereiche zurück geführt und in diesen Bereichen auch bei Laständerungen gehalten werden. Zur Beherrschung eines solchen Betriebszustandes ist es notwendig, im gesamten synchron betriebenen elektrischen System möglichst gleichmäßig verteilt, inselbetriebsfähige Erzeugungseinheiten in Betrieb zu halten. Die Regelung inselbetriebsfähiger Erzeugungseinheiten ist derart auszulegen, dass

- ein Abfangen auf jede beliebige Teillast oberhalb eines festzulegenden Eigenbedarfskriteriums ebenso sicher beherrscht wird wie das Abfangen in den Eigenbedarf und dass
- eine Leistungserhöhung im Rahmen der verfügbaren Leistungsbereiche sicher durchführbar ist.

Ein derartiger Inselbetrieb sollte mehrere Stunden aufrechterhalten werden können; eine zeitliche Begrenzung ist möglichst zu vermeiden. Gegebenenfalls müssen die Erzeugungseinheiten derart ausgelegt sein, dass Lastzuschaltungen in bestimmten Größenordnungen ohne Gefährdung des Inselbetriebes möglich sind.“

Im Prinzip kann aus den dargestellten Definitionen und Begriffserklärungen der verschiedenen Autoren und zitierten Dokumenten abgeleitet werden, dass ein eigenständiges elektrisches Netz mit einer geeigneten Frequenz- und Spannungsregelung und der Auflage, dass die Sicherheit zum Schutz von Personen und Sachen gemäß der verbindlichen Normen eingehalten werden, als Inselnetz bezeichnet werden kann [2].

## 5.4.2 Anforderungen an den Inselbetrieb

### 5.4.2.1 Inselbildung

Um der von vielen Seiten geforderten Steigerung zur Nutzung alternativer dezentraler Energieerzeugung nachkommen zu können, bedürfen die meisten aktuell verwendeten Technologien Förderungen durch die öffentliche Hand, um den Betreibern auch eine sichere wirtschaftliche Nutzung zu ermöglichen. In der Diskussion rund um die Vor- und Nachteile der dezentralen Energieerzeugung im elektrischen Verteilnetz, fällt der Blick auch immer wieder auf die Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit, die durch Bildung von Inselnetzen, unter gewissen Voraussetzungen, erhöht werden kann.

Prinzipiell bestehen nur die Möglichkeiten des gewollten und ungewollten Inselnetzbetriebes. Um eine Steigerung der Versorgungssicherheit zu erreichen, muss auf jeden Fall eine geordnete Inselnetzbildung erfolgen.

Die ungewollte Inselnetzbildung kann entstehen, wenn Leistungsschalter der Netzeinspeisung geöffnet werden, oder wenn es auf Grund von generatorfernen Fehlern zu einer Trennung des Netzausläufers mit einer dezentralen Erzeugungsanlagen-Anbindung ohne Auslösen des Anlagenschutzes der Erzeugungsanlage kommt [8]. Diese Form der Inselnetzbildung muss auf jeden Fall vermieden werden, da in diesem Fall zum einen der Schutz von Personen nicht immer gewährleistet werden kann und zum anderen durch die nicht ausreichende Regelmöglichkeiten, die geforderten Toleranzen für Frequenz und Spannung [12] nicht eingehalten werden können, was wiederum zu Beeinträchtigungen, bis hin zu Schädigungen, von Verbrauchern und Betriebsmitteln führen kann.

Umgekehrt muss für die gewollte Inselnetzbildung eine ganze Reihe von Maßnahmen getroffen bzw. bedacht werden. So muss

- bei der Inselnetzerkennung entschieden werden, welches aktive (z.B. Echolot- oder Radarmessung) oder passive (z.B. Impedanzmessung, Frequenz(gradient), Vektorsprung, ...) Erkennungsverfahren geeignet ist; [15]
- festgestellt werden, ob die erzeugende(n) Anlage(n), inselbetriebsfähig, das heißt leistungsstark genug ist(sind), um die Spannung und Frequenz regeln zu können, wobei die Regelung von Normalbetrieb auf Inselbetrieb umschaltbar sein muss;
- für den Fall von Überlast und Lastschwankungen eine ausreichende Leitungsreserve bzw. ein geeignetes Lastmanagement vorgesehen werden;

- die erzeugende Anlage, wie auch das elektrische Verteilnetz, mit einem geeigneten Schutz ausgerüstet sein, damit das existierende Schutzsystem weiterhin funktioniert oder abgelöst wird;
- es bei Netzwiederkehr oder für eine Netzwiederaufschaltung eine geeignete Synchronisierungseinrichtung geben;
- beim parallelen Betrieb von mehreren erzeugenden Anlagen, ein geeignetes Regelwerk die Betreiber auch zu den angeführten Punkten verpflichten;

[2]

#### **5.4.2.2 Anforderungen an die Sternpunktbehandlung**

Unabhängig von der Spannungshöhe (10 kV bis 30 kV), werden in Österreich die Mittelspannungsnetze weitgehend gelöscht betrieben. Das heißt, der System-Sternpunkt wird mittels zentral oder dezentral aufgestellter Petersenspulen geerdet. Durch die Überlagerung des im Erdschlussfall hervorgerufenen induktiven Stromes der Petersenspule mit dem kapazitivem Erdschlussstrom, der durch die Leiter-Erde-Kapazitäten des Mittelspannungsnetzes verursacht wird, kommt es an der Fehlerstelle zu einer weitgehenden Auslöschung dieser beiden Stromanteile, dass allfällige Lichtbögen in Freileitungsnetzen von selbst verlöschen. Es bleibt ein Reststrom, der die nicht kompensierten ohmschen Anteile und die unkompensierten Oberschwingungsströme enthält [16], die im Netz nur mehr zu kleinen Berührungsspannungen führen und das Netz kann, ohne Einschränkungen und Nachteile für den Verbraucher, weiterbetrieben werden. Diese Art der Sternpunktbehandlung setzt voraus, dass in jedem auftretenden Netzgebilde z.B. durch Löschstrom-Bewirtschaftung, die Grenzwerte für die Amplitude des Erdschluss-Reststromes und damit die Grenzwerte für die Gefährdungsspannung im Leiter-Erde-Fehlerfall nicht überschritten werden.

Im Regelfall erfolgt die Aufstellung der Petersenspule zentral, also im speisenden Umspannwerk. Wenn es nun im Zuge einer Inselbildung definitionsgemäß zu einer Trennung des Leitungszuges zwischen dem Umspannwerk und dem von der dezentralen Erzeugungsanlagen versorgten Teilnetz kommt, ist diese Kompensation für mögliche, nachfolgende Erdschlüsse in diesem Teilnetz nicht mehr möglich (siehe dazu auch Abbildung 5.38). Ob und inwiefern die Grenzen der Berührungsspannung verletzt werden, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab und ist fallspezifisch zu untersuchen.

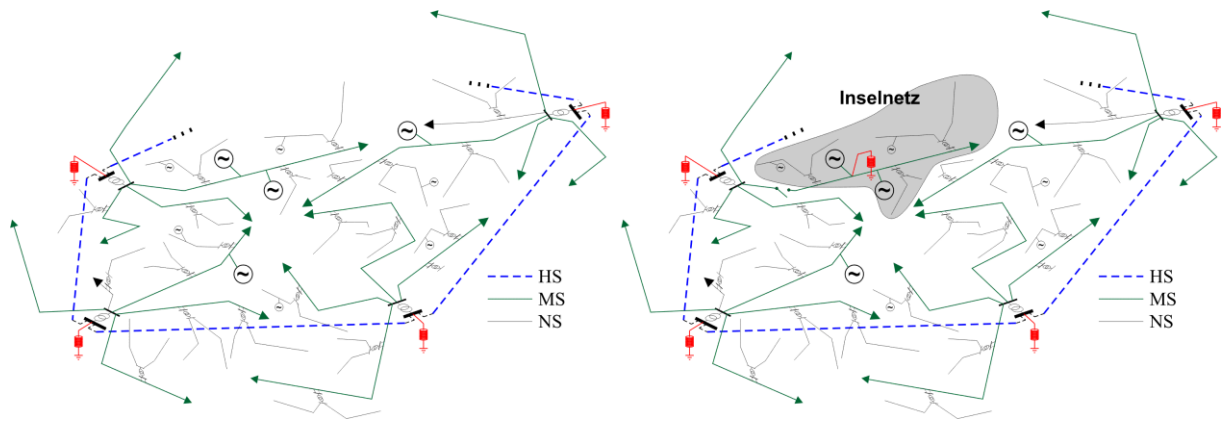


Abbildung 5.38: links: Darstellung zentrale Kompensation; rechts: dezentrale Kompensation bei Inselnetz

Sofern im Fall einer Inselnetzbildung ein Erdschluss-Engineering ergibt, dass der kapazitive Erdschlussstrom unter der durch die ÖVE B1 [17] vorgegebene Grenze bei 30 kV von 63 Ampere bleibt, sind keine weiteren Maßnahmen nötig. Das trifft sehr wahrscheinlich für die meisten Inselnetzbildungen im Freileitungsnetz zu, dann jedoch ist für einen allfälligen isolierten Betrieb eines Inselnetzes eine Erdschlusserfassung verpflichtend. Sollten allerdings im betrachteten Teilnetz Kabelstrecken (mit größerer Kapazität – abhängig von der Kabellänge) verbleiben, ist eine verlässliche dezentrale Löschung notwendig. Die Bestimmung der Aufstellungsorte dieser dezentralen Petersenspulen und deren Dimensionierung sind an die möglichen Betriebs- und Störungsfälle anzupassen [2].

#### 5.4.2.3 Schutztechnische und leittechnische Anforderungen

Die für Betriebsmittel gravierendsten Störungen im elektrischen Netzbetrieb stellen Kurzschlüsse durch Isolationsverluste dar. Die durch Störungs- und Schadensstatistiken als häufigste ausgewiesene Fehlerart, ist der einpolige Leiter-Erde-Fehler. Je nach Sternpunktbehandlung spricht man bei Netzen mit einer Erdschlusslöschspule im Sternpunkt (üblich im Mittelspannungsnetz) bei einem einpoligen Leiter-Erde-Fehler von einem Erdschluss und bei Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung (vorwiegend im Niederspannungsnetz) von einem einpoligen Erdkurzschluss.

Für den Fall, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen einen Inselbetrieb einer verbleibenden, störungsfreien Insel im Sinne einer Ersatzstromversorgung sicherstellen sollen, ergeben sich aus schutztechnischer Sicht zusätzliche Anforderungen und daraus abzuleitende Zusatzmaßnahmen.

Das Vektordiagramm a) in Abbildung 5.39 zeigt ein gelöschtes Mittelspannungsnetz (MS-Netz) im fehlerfreien Betrieb, Diagramm b) zeigt das Verhalten bei einem Erdschluss und Diagramm c) den in beiden Fällen ungestörten Betrieb im Niederspannungsnetz.

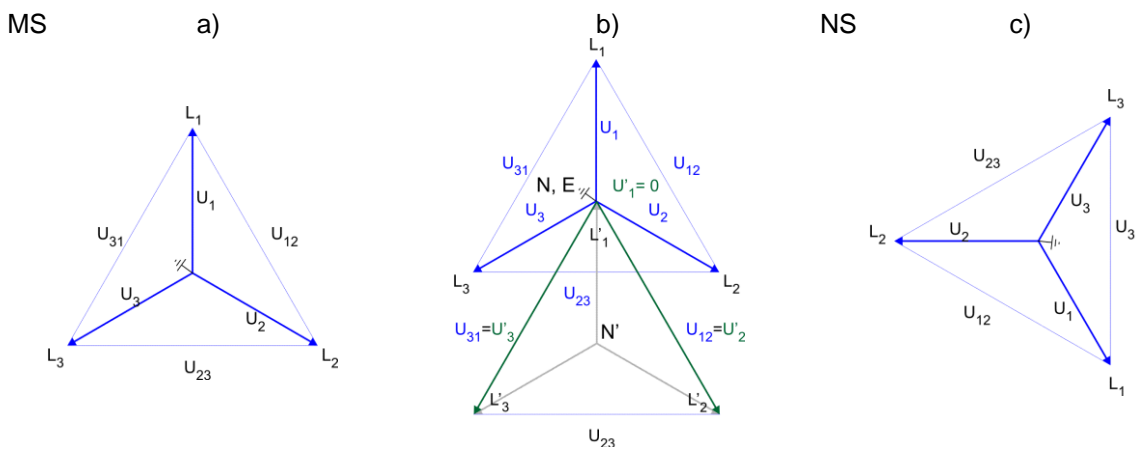
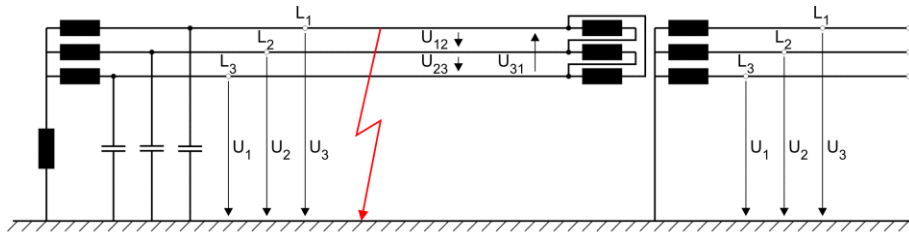


Abbildung 5.39: Gelöschtes Netz - Prinzipersatzschaltbild (oben) und Zeigerdiagramme, a) MS - fehlerfreier Betrieb, b) MS - bei Erdschluss , c) NS - mit und ohne Erdschluss im MS-Netz

Wenn, wie es in den Anschlussbedingungen TOR (Teil D4) [18] vorgesehen ist, im Falle eines kurzschlussbedingten Spannungseinbruchs die dezentralen Erzeugungsanlagen durch ihren Unterspannungsschutz unverzüglich vom Netz geschaltet werden, verläuft die Fehlerklärung wie in einem Netz ohne dezentrale Erzeugungsanlagen, womit die dezentralen Erzeugungsanlagen keine weitere Beeinträchtigung für die Fehlerklärung darstellen. Wenn eine verzögerte Trennung erfolgt, muss das Schutzkonzept gegebenenfalls bidirektional aufgebaut werden.

In Mittelspannungsnetzen, die im Allgemeinen als Strahlennetze mit Ringschlussmöglichkeit betrieben werden, wird die Einhaltung der Selektivität bei der Abschaltung der fehlerbehafteten Strecke üblicherweise durch einen Zeitstaffelschutz sichergestellt.

Eine Schwierigkeit bei der Fehlerortung stellt das mögliche Fehlansprechen von (ungerichteten) Überstromanzeigern im Leitungszug dar, die durch den Rückstrom der



Generatoren auch auf der umspannungsabgewandten Seite der Fehlerstelle sehr rasch und auch im Falle einer unverzögerten Auslösung des Leistungsschalter der dezentralen Erzeugungsanlage ansprechen und somit einen weiter entfernt liegenden Fehlerort vortäuschen. Dies bezieht sich im Speziellen auf den Netzabschnitt zwischen Fehlerstelle und Einspeisepunkt einer Erzeugungsanlage (eine Abhilfe würden hier gerichtete Überstromanzeiger schaffen).

Alle Schutzabschnitte des betreffenden Abzweigs und der gegebenenfalls durch Umschaltungen heranzuziehenden Nachbarabzweige sind abschnittsweise mit Voll-Selektivschutz auszurüsten, z.B. Überstromrichtungsvergleich, Distanzschutz ev. Differenzialschutz. Dadurch wird erreicht, dass das Netz in der unmittelbaren Umgebung der Fehlerstelle einerseits in ein Teilnetz, das weiterhin vom Umspannwerk eingespeist und andererseits in ein restliches Teilnetz – Inselnetz – aufgetrennt wird.

Auch aus leitetechnischer Sicht müssen für den Inselbetrieb definierte Inselbezirke gebildet werden, um sowohl für die unterbrechungsfreie Inselnetzumschaltung(-erkennung) als auch für die Rücksynchronisierung die Parameter Frequenz, Spannung und Phasenlage messen zu können. Die für den Inselbetrieb beteiligten Erzeugungsanlagen müssen in der Betriebsart umschaltbar sein, um im Fall einer Inselnetzbildung unverzüglich auf die Betriebsart „Inselbetrieb“ (P-f bzw. Q-U Regelung) und nach erfolgreicher Rücksynchronisierung wieder auf Normalbetrieb umgestellt werden zu können.

Im Inselbetrieb ist durch ein koordiniertes Lastmanagement und Lastanpassungsmaßnahmen (Zu- und Abschaltung von Lasten oder das Vorhalten von Reserve) mittels fernsteuerbarer Schalter mit Messwertübertragung, entsprechend dem sich einstellenden Lastfluss das Verbraucherverhalten an die Einspeisemöglichkeiten anzupassen, um zu vermeiden, dass Frequenz und Spannung die zulässigen Wertebereiche verlassen [2].

#### **5.4.2.4 Anforderungen an Tonfrequenz-Rundsteueranlagen**

Weitere zusätzliche Anforderungen treten bei der Steuerung durch Tonfrequenz-Rundsteueranlagen (TRA) auf. Durch die gezielte Steuerung spezieller Verbraucher, wie z.B. Warmwasserboiler, Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen, ist es möglich, Lastspitzen in die Schwachlastzeit zu verlagern und dafür günstige Tarife anzubieten oder zentral gesteuert z.B. öffentliche Beleuchtungsanlagen koordiniert und bedarfsabhängig zu schalten.

In der Regel werden die Sendeeinrichtungen der Tonfrequenz-Rundsteueranlagen im Umspannwerk, also ebenso wie die Löschspulen, zentral aufgestellt. Wenn es wiederum durch Inselbildung definitionsgemäß zu einer Unterbrechung des Leitungszuges zwischen dem Umspannwerk und den in dem aktiven Inselteilnetz versorgten Kunden kommt, bestehen für diese keine Möglichkeiten zur Laststeuerung, wodurch es eventuell zu Über-/Unterversorgung gewisser Lasten mit elektrischer Energie kommen kann.

Als eine Abhilfe müssen fixe, bereits an geeigneten Orten vorinstallierte dezentrale, Tonfrequenz-Rundsteueranlagen mit leittechnischen Eingriffsmöglichkeiten seitens des Verteilnetzbetreibers vorhanden sein [2].

### **5.4.3 Personensicherheit und Sicherheitsaspekte**

#### **5.4.3.1 Allgemeines**

Die Planung neuer Netze und Erweiterungen bestehender Netze erfolgt prinzipiell, unabhängig von Spannungshöhe und -ebene (Niederspannung oder Mittelspannung), nach gleichen bzw. ähnlichen Kriterien. Neben technischen und wirtschaftlichen Anforderungen und Erfordernissen, hat die Versorgung mit elektrischer Energie ferner nach dem obersten Grundsatz, dem der Sicherheit gegenüber Personen, zu erfolgen.

**Die Versorgung mit elektrischer Energie muss sicher sein.**

Dies geht auch aus verschiedenen Gesetzen und Vorschriften wie z.B. dem EIWOG [10] und [72] hervor, indem dezidiert die Sicherheit getrennt zur Versorgungssicherheit erläutert wird. Abgesehen von technischen und rechtlichen Richtlinien, Vorschriften und Gesetzen, muss darüber hinaus aus zivilrechtlichen Gründen die Personensicherheit gewährleistet werden.

Durch die Gegebenheit, dass Geräte für den Endverbraucher, unabhängig der Nutzung im gewerblichen oder privaten Bereich, mit wenigen Ausnahmen, mit Niederspannung betrieben werden, ist dem Personenschutz in der Niederspannung besondere Aufmerksamkeit zu schenken.

Über alle Spannungsebenen hinweg, folglich auch in der Niederspannung, ist nach den Schadens- und Störstatistiken der häufigste Fehler, der einpolige Leiter-Erde Fehler, dem zufolge auch besonderes Augenmerk zu schenken ist. [30]

### 5.4.3.2 Bedeutung der Nullimpedanz

Anders als bei gelöschten Netzen, in denen bei einem einphasigen Fehler (Erdschluss), zwar umgehende Maßnahmen zur Suche der Fehlerstelle eingeleitet werden müssen, der Betrieb jedoch weitergeführt werden darf, wird in der Niederspannung gemäß der Nullungsverordnung eine schnelle und sichere Abschaltung angestrebt.

Dies wird in der Regel dadurch erreicht, dass durch einen genügend großen Fehlerstrom, die dem Fehler vorgelagerte Schutzeinrichtung (Sicherung oder Leistungsschutzschalter) sehr rasch abschaltet.

In den üblichen öffentlichen TN-Netzen, wird durch Einhaltung der Nullungsbedingung sichergestellt, dass sich durch eine genügend niedrige Schleifenimpedanz, im Fehlerfall ein ausreichend hoher Strom ausbilden kann. Im Fall eines Fehlers ist demnach gefordert, dass die Impedanz der Fehlerschleife  $Z_{\text{Schleife}}$  nur so groß ist, dass der Abschaltstrom  $I_{\text{Abschalt}}$  der Schutzeinrichtung deutlich erreicht bzw. überschritten wird (Formel (5-9)). Kurze Auslösezeiten sind folglich wesentlich für den Schutz von Lebewesen die direkt oder indirekt dem Stromkreis ausgesetzt sind.

$$Z_{\text{Schleife}} \leq \frac{U_L}{I_{\text{Abschalt}}} \quad (5-9)$$

In der nachstehenden Abbildung 5.40 wird verdeutlicht, wie im Fall des TT-Netzes der Fehlerstromkreis über die lokale Erde am Verbraucher geschlossen wird und dem gegenübergestellt, beim TN-Netz entsprechend den Anforderungen der Nullung, über den Neutralleiter.

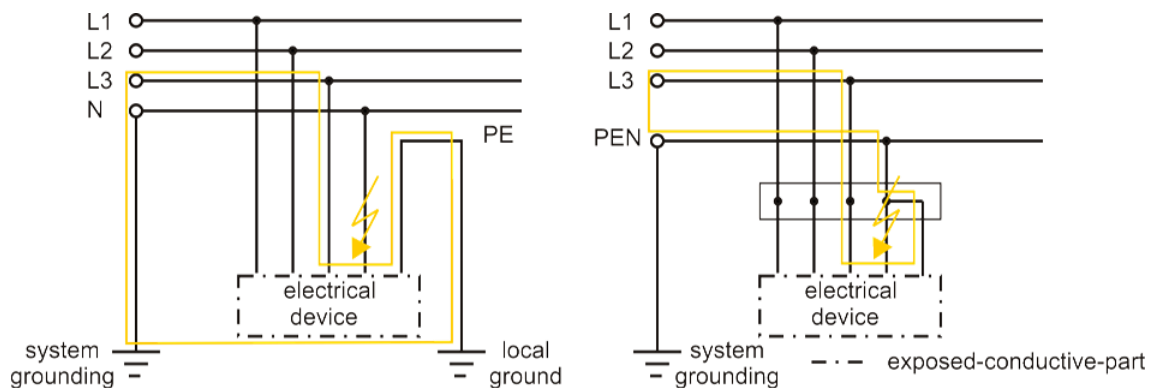


Abbildung 5.40: links: Stromfluss bei einem einpoligen Fehler im TT-Netz  
rechtst: Stromfluss bei einem einpoligen Fehler im TN-Netz

Wie vorangegangen beschrieben, trägt für die Abschaltsicherheit die Schleifenimpedanz und demnach die Sternpunktterdung eine wesentliche Rolle. In der Darstellung (Abbildung 5.41)

eines einpoligen Fehlers (Erdfehlers) in einem dreiphasigen Drehstromnetz, nach dem System der symmetrischen Komponenten, ist abzuleiten, dass die Nullimpedanz des Netzes, von Seiten der Fehlerstelle, die Höhe des Fehlerstromes bestimmt.

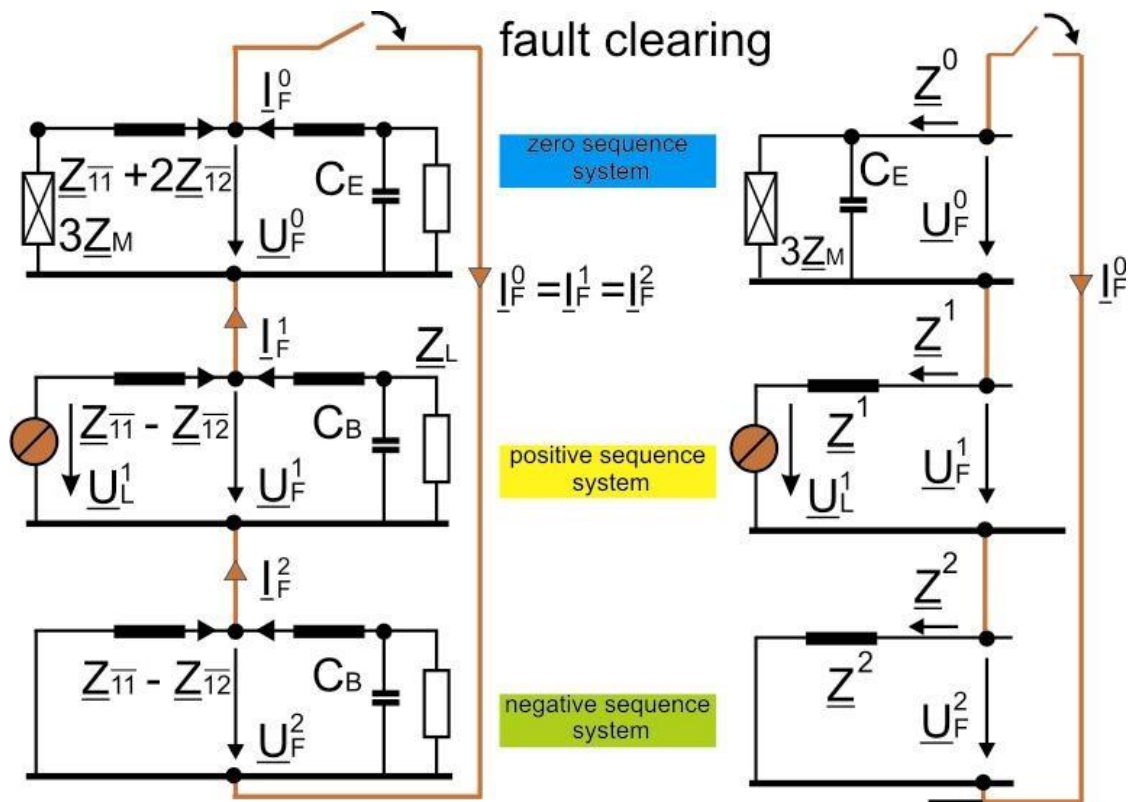


Abbildung 5.41: Einpoliger Fehler in einem dreiphasigen Drehstromnetz mit variablem Sternpunktelement – Darstellung mit Hilfe der symmetrischen Komponenten [32]

Im Allgemeinen ist in guter Näherung die Gegenimpedanz  $Z^2$  gleich groß wie die Mitimpedanz  $Z^1$ , daher sind in der Praxis die Mitimpedanz des Netzes (einschließlich der Quellen-Mitimpedanz) und die Nullimpedanz  $Z^0$  gering zu halten, wobei die Höhe durch das Schutzkonzept vorgegeben wird bzw. diese wechselseitig beeinflusst.

Für die sichere Erfassung von Leiter-Erde-Fehlern ist demnach ein ausreichender Stromfluss und damit eine

• geringe Nullimpedanz

• geringe Mitimpedanz

• geringe Gegenimpedanz

erforderlich und vom Netzbetreiber sicherzustellen.

Nach der Theorie der symmetrischen Komponenten errechnete sich demnach nach Gleichung (5-10) der Fehlerstrom  $I_F$  an einer gegebenen Fehlerstelle.

$$I_F = \frac{3 \cdot \underline{U}_L}{(\underline{Z}^0 + \underline{Z}^1 + \underline{Z}^2)} \quad (5-10)$$

Dominierend ist die Nullimpedanz und damit die Sternpunktbehandlung. Wegen der Verpflichtung des Netzbetreibers, im störungsbehafteten Netzbetrieb ein entsprechend wirkungsvolles Störungsmanagement vorzuhalten [33], besitzt die Steuerung und Kontrolle den Charakter einer Netzdienstleistung:

**Nullimpedanz = Netzdienstleistung**

### 5.4.3.3 Bedeutung der Kurzschlussleistung

Neben der Nullimpedanz, welche maßgeblich durch die Sternpunktbehandlung beeinflusst wird, kommt der Mit- bzw. Gegenimpedanz eine kritische Bedeutung zu, da die Mitimpedanz  $\underline{Z}^1$ , welche für jede konkrete potenzielle Fehlerstelle bestimmt werden kann, angibt, welchen Strom  $I_k''$  (Gleichung 5-11) ein aktives Netz auf einen dreipoligen Kurzschluss an dieser Fehlerstelle speisen kann.

$$I_k'' = \frac{\left(\frac{\underline{U}_N}{\sqrt{3}}\right)}{\underline{Z}^1} \quad (5-11)$$

Eine oft verwendete, aber möglicherweise zu Fehlschlüssen verleitende Angabe der Kurzschlussstrom-Ergiebigkeit eines Netzes ist die Kurzschlussleistung  $S_k''$ :

$$\underline{S}_k'' = \underline{U}_N \cdot I_k'' \cdot \sqrt{3} \quad \text{bzw.} \quad I_k'' = \frac{\underline{S}_k''}{\underline{U}_N \cdot \sqrt{3}} \quad (5-12)$$

Für lineare Quellen gilt der Zusammenhang:

$$\frac{\left(\frac{\underline{U}_N}{\sqrt{3}}\right)}{\underline{Z}^1} = \frac{\underline{S}_k''}{\underline{U}_N \cdot \sqrt{3}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{Z}^1 = \frac{\underline{U}_N^2}{\underline{S}_k''} \quad (5-13)$$

Oft wird die Mitimpedanz auch für die Bestimmung der Netzzrückwirkungen herangezogen, bei denen durch eine Stromänderung  $\Delta I$  auf der Verbraucherseite eine Spannungsänderung  $\Delta U$  am Verknüpfungspunkt verursacht wird:

$$\Delta U = \Delta I \cdot \underline{Z}^1 \quad (5-14)$$

Reale Energiequellen sind nichtlinear, wie das Beispiel eines spannungsgeregelten Synchrongenerators zeigt. Im Kurzschlussfall ist weder der Kurzschlussstrom zeitkonstant, was durch eine zeitabhängige Maschinen-Mitimpedanz bedingt ist, noch ist die Stromspitze bei verschiedenen Erregungszuständen konstant, was auf eine betriebsabhängige Quellspannung zurückzuführen ist. Im geregelten Normalbetrieb wirkt eine Belastungsänderung keine Spannungsänderung an den Generatorklemmen, was gemäß Gleichung zu einer verschwindenden Mitimpedanz des Generators führt.

Bei elektronischen Spannungsquellen (Wechselrichtern) liegen ähnlich nichtlineare Verhältnisse vor, wobei hier wegen des Selbstschutzes der Wechselrichter der Kurzschlussstrom oft zweimal so groß werden kann wie der Nennstrom. Im Allgemeinen ist zu erwarten, dass übliche Wechselrichter von Kleinanlagen im Falle eines Spannungszusammenbruchs (Kurzschluss) sich vom Netz trennen und folglich keinen Strom liefern.

Die Möglichkeit eines Netzes, Fehler zu klären und abzuschalten, ist durch den Netzbetreiber sicherzustellen. Der für die Schutzfunktionen nötige Strom und damit die Kurzschlussleistung gemäß Gleichung (5-12) fallen in den Zuständigkeitsbereich und auch Verantwortungsbereich des Netzbetreibers, da er die Verpflichtung hat, im störungsbehafteten Netzbetrieb ein entsprechend wirkungsvolles Störungsmanagement vorzuhalten [33]. Somit besitzt die Steuerung und Kontrolle der Kurzschlussleistung den Charakter einer Netzdienstleistung:

**Kurzschlussleistung = Netzdienstleistung**

#### **5.4.3.4 Zusammenfassung**

Laut den gängigen Axiomen der Netzplanung (vgl. auch 3.3.2) ist der Netzbetreiber für die Art der Sternpunktbehandlung zuständig und demnach auch verantwortlich (siehe 3.2).

Im Falle von TN-Netzen sorgt er für die Sicherstellung einer kleinen System-Nullimpedanz (vgl. 5.4.3.2) und einer gesicherten Kurzschlussleistung bzw. Kurzschluss-Strom (vgl. 5.4.3.3). Bei kompensierten Netzen ist der Netzbetreiber für den koordinierten Einsatz von Löschspulen und deren Einstellung zuständig und verantwortlich [30], [32].

## 5.5 Fokusfeld Leitungsverstärkung „on demand“

### 5.5.1 Allgemeines

Wie in den vergangenen Kapiteln dargestellt, sind der Ausbau und die Verstärkung der Netze oftmals bedingt durch die Komplexität, an hohe technische Herausforderungen gekoppelt und stoßen, vor allem wenn es um die Errichtung von Freileitungsinfrastruktur in höheren Spannungsebenen geht ( $\geq 110$  kV), in der Bevölkerung bzw. bei Betroffenen rasch an die Grenzen der Akzeptanz. Die oftmals geforderte Verkabelung oder Kabelvariante von z.B. einer 110-kV-Leitung steht neben höheren finanziellen Aufwänden auch technischen Grenzen gegenüber, die sich z.B. durch definierte Grenzen für kapazitive Erdschlussströme bzw. der Löschung dieser und der damit verbundenen „Ausbau-Reserven“ für Verkabelung ergeben. Grundsätzlich gibt es zwar mehrere Möglichkeiten die Reserve zu erhöhen, wie z.B. durch Netztrennung, Fehlerstromreduktion oder Änderung der Sternpunktbehandlung (nähere Darstellungen bzw. Erläuterung dazu im nachstehenden Absatz), jedoch sind diese technischen Maßnahmen an zeit- und/oder kostenintensive Änderungen im Hochspannungsnetz gekoppelt, was wiederum Änderungen und Adaptierungen/Verstärkungen der Netzinfrastruktur in der Mittelspannungsebene als Lösung besonders interessant erscheinen lässt.

Die Möglichkeiten der Netztrennung mittels Schaffung neuer Löschbezirke durch eigene Anspeisung aus dem übergelagerten Netz oder durch den Einsatz von Trenntransformatoren zur Trennung eines Netzes oder für einzelne Kabel, stellen sich als sehr kostenintensive und nur bedingt nachhaltige Lösungen dar.

Eine Möglichkeit der Fehlerstromreduktion (bei welcher sichergestellt werden kann, dass der kapazitive Erdschlussstrom unter der in der ÖVE B1 [17] vorgegebenen Grenze, für 110-kV-Netze sind dies 132 Ampere, bleibt) ergibt sich durch die Änderung der Verstimmung der Petersenspulen (Resonanzabstimmung), wodurch die Restströme bis auf die ohmschen Anteile reduziert werden können. Ähnlich wie bei der Resonanzabstimmung wird auch bei der aktiven Reststromkompensation, hier ergibt sich die Möglichkeit auch die ohmschen Restströme zu kompensieren, die Ausbaureserve um wenige Kabelkilometer erhöht. Eine weitere Möglichkeit ergibt sich durch die Reduktion der Oberschwingungsrestströme, wobei es hierzu theoretisch mehrere Möglichkeiten, wie z.B. die Filterung der Oberschwingungen im Netz, die Filterung der Oberschwingungen im Nullsystem oder die Reduktion der Oberschwingungserzeugung, gibt. Alle diese Möglichkeiten tragen zwar zur Reduktion des

Fehlerstroms und somit zur Erhöhung der Kabelreserve bei, sind aber in 110-kV-Netzen nicht Stand der Technik.

Durch die systemische Änderung der Sternpunktbehandlung mit Fehlerortung und Abschaltung im Erdschlussfall, erreicht man für das gesamte 110-kV-Netz eine nachhaltige Lösung des Problems. Die Umstellung auf eine (dauerhafte) niederohmige Sternpunktterdung kann jedoch nicht innerhalb von kurzer Zeit durchgeführt werden, da das Schutzkonzept angepasst und gegebenenfalls Erdungsanlagen ertüchtigt werden müssen. Bei mittelohmiger Erdung sind zwar nur geringfügige Änderungen in der Netzbetriebsführung durchzuführen, jedoch sind auch hier das Schutzkonzept und die entsprechenden Einrichtungen (Schutzrelais, Leistungsschalter, Steuerung, usw.) anzupassen, was bedeutet, dass beide Änderungen der Sternpunktbehandlung an eine lange zu koordinierende Umstellung gebunden sind.

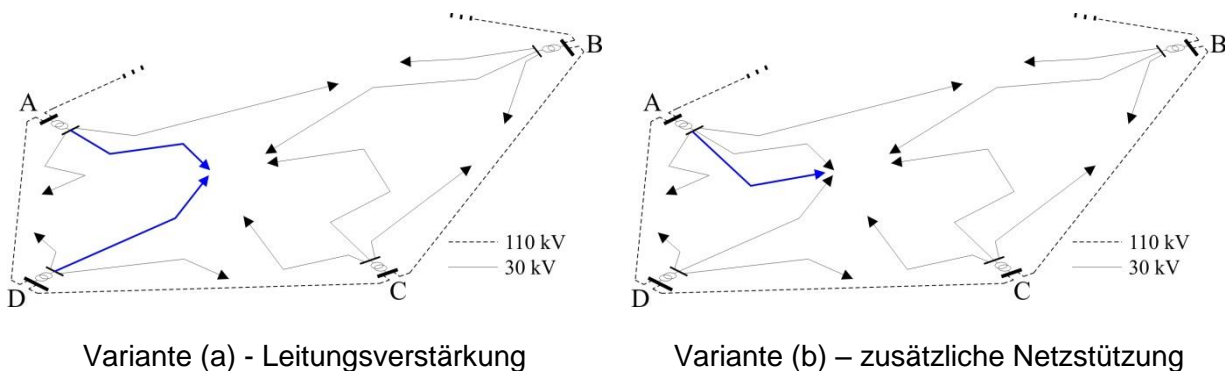
### 5.5.2 Möglichkeit zur Änderung und Adaptierung der Netzinfrastruktur

Prinzipiell ist zu unterscheiden, auf welche Art bzw. in welcher Funktion das Netz z.B. durch eine neue Leitung verstärkt werden soll. Die drei in Folge beschriebenen Möglichkeiten bieten unterschiedliche Vor- und Nachteile. Die Leitung kann einerseits für die

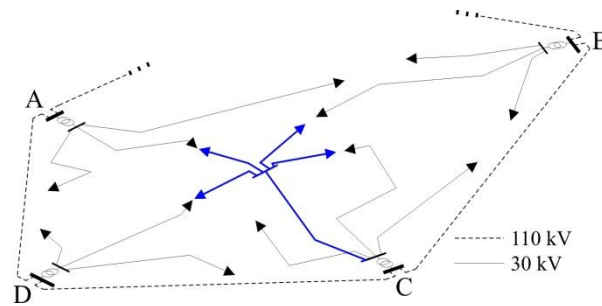
- Versorgung eines neuen Teilnetzes (Abbildung 5.42 – Variante (c)) oder andererseits zur
- Verstärkung des/eines bestehenden Netzes

dienen.

Im Fall der Verstärkung ist zu unterscheiden, ob ein bestehender Abzweig verstärkt wird z.B. durch Verkabelung (Abbildung 5.42 – Variante (a)) oder ob eine neue Leitung punktuell als zusätzliche Netzstützung dienen soll (Abbildung 5.42 – Variante (b)).







Variante (c) – neues Teilnetz

Abbildung 5.42: Darstellung verschiedener Möglichkeiten zur Verstärkung des Netzes

Variante (a) könnte als Lösung „on demand“ bezeichnet werden. Im Sinne des Spannungsabfalls entlang der Leitung, wird je nach Zuwachs der Leistung im betroffenen (Netz-)Abschnitt der Querschnitt der Leitung erhöht und in Folge der Spannungsabfall reduziert. Eine Reserve in MVA bzw. MW könnte für einen einzelnen Abzweig abhängig vom gewählten Querschnitt für ein paar Jahre erreicht und bei Verbrauch wieder erweitert werden. Die Vorteile liegen darin, dass keine großen technischen Änderungen im Netzbetrieb entstehen, nur kurze Stücke Schritt für Schritt erneuert werden müssen, keine großen Investitionen nötig sind, die Verluste im Mittelspannungsnetz reduziert werden und sich diese Lösung relativ einfache realisieren lässt. Dem gegenüberstehen die Nachteile, dass nur ein einzelner Netzzweig entlastet wird und es zu keiner überregionalen Entlastung kommt, die Leistungsreserve vom Grad der Verkabelung abhängt und die mögliche Anschlussleistung durch den Leitungsquerschnitt begrenzt ist.

In Variante (b) wird die Möglichkeit beschrieben, parallel zum bestehenden Abzweig einen neuen Abzweig als Kabel zu installieren und „lokal“ den Bereich vermascht zu betreiben. Durch diese Möglichkeit kann wiederum abhängig vom Kabelquerschnitt eine Reserveleitung für einige Jahre, jedoch nur für einen einzelnen Abzweig, zur Verfügung gestellt werden. Die Vorteile dieser Variante liegen darin, dass die Anschlussleistung für den einzelnen Abzweig ausreichend Reserve beinhaltet und die Zuverlässigkeit erhöht wird. Als Nachteile sind jedoch anzuführen, dass nur ein einzelner Netzzweig entlastet wird (keine überregionale Entlastung) und dass das Schutzkonzept neu erstellt bzw. angepasst werden muss.

Die letzte Variante (c) sieht vor, ähnlich wie bei einer 110-kV-Lösung (vgl. dazu Abbildung 4.18), ein eigenes Teilnetz zu versorgen. Die Ausbau-Reserveleistung hängt sowohl vom gewählten Leitungsquerschnitt sowie von der Teilnetzgröße ab. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass gegebenenfalls auch das Umspannwerk um einen Transformator erweitert oder der bestehende Transformator verstärkt werden muss. Der

klare Vorteil liegt darin, dass mehrere Abzweige (auch von anderen UW's) entlastet werden können. Dem gegenüberstehen jedoch, dass die mögliche Anschlussleistung durch den Kabelquerschnitt begrenzt ist und ein zusätzlicher oder stärkerer Transformator in einem der Umspannwerke notwendig wird. Weiters gilt es auch zu berücksichtigen, dass ähnlich wie auch bei einer 110-kV-Lösung, auch bei dieser Variante, jenes neue Teilnetz nach der Restrukturierung im Kerngebiet weitgehend auf „Netzausläufern“ aufbaut und folglich geringere Leitungsquerschnitte zu erwarten sind, welches es zu verstärken gilt. Um auch für Variante (c) eine vergleichbare (erhöhte) Verfügbarkeit zu erreichen, wie sie durch eine 110-kV-Lösung gegeben wäre (das 110-kV-Netz muss (n-1)-sicher betrieben werden), müsste die Versorgung zumindest als Doppelkabel (ein System als Reserve) ausgeführt sein (siehe dazu auch Gegenüberstellung mit und ohne eigenem Teilnetz in Abbildung 4.23 und Abbildung 4.25).

Die verschiedenen Möglichkeiten von Verstärkungen sind auch im Lichte von „Reserven“ zu evaluieren, wobei in Bezug auf „Reserven“ in einem Netz nicht nur die Grenzen bezüglich übertragbarer Leistung von Bedeutung sind, sondern auch jene für das zulässige Spannungsniveau bzw. die Einhaltung von gegebenen Spannungs-Grenzwerten.

Die einfache (und vereinfachte) Formel (5-15) zeigt (siehe dazu auch Ableitung und Grundlage dazu in Kapitel 4.2.2), in welcher Form die einzelnen technischen Größen sich bei einem Lastfluss von der Quelle zur Senke auf die Spannung auswirken. Die Steigerung der Last bzw. die Verlängerung der Leitung oder Verringerung des Leiterquerschnittes (über dem Bruchstrich) wirkt sich in einer linearen Veränderung der Spannungsdifferenz ( $\Delta U$ ) aus.

$$\Delta U = \frac{(R \cdot P + X \cdot Q)}{U^2} \cdot 100 \% \quad (5-15)$$

R, X    Impedanz der Leitung (Resistanz, Reaktanz)  
P, Q    Wirk- und Blindleistung der Last

Sind alle technischen Größen zur Bestimmung der Spannungsänderung bekannt, kann durch Umwandlung der allgemeinen Formel (von (5-16) nach (5-17)) für die Spannungsänderung  $\Delta U$  auf einer Leitung, bei bekannten Spannungsverhältnissen  $\Delta U_i$  in der Gegenwart und einem konstanten jährlichen Zuwachs  $p$ , die Anzahl der Jahre  $n_{lim}$  bestimmt werden, bis wann die Spannungsgrenze  $\Delta U_{lim}$  erreicht wird.

$$\Delta U_{lim} = (1 + p)^{n_{lim}} \cdot \Delta U_i \quad (5-16)$$

$$n_{\text{lim}} = \frac{\log\left(\frac{\Delta U_{\text{lim}}}{\Delta U_i}\right)}{\log(1 + p)} \quad (5-17)$$

Beispiel:  $\Delta U_{\text{lim}} = 6 \%$ ,  $\Delta U_i = 5 \%$ ,  $p = 3 \%$  / Jahr

$$n_{\text{lim}} = \frac{\log\left(\frac{0.06}{0.05}\right)}{\log(1 + 0.03)} = 6.17 \text{ Jahre}$$

Bei den im Beispiel gegebenen Verhältnissen und getroffenen Annahmen, wird das Überschreiten des zulässigen Spannungsabfalls entlang der Leitung in etwas mehr als 6 Jahren erreicht sein. Allerdings gilt es zu berücksichtigen, dass dies nur für die Annahmen einer linearen Entwicklung der Last gilt. Im Falle von punktuellen neuen Lasten oder sprunghaften/unterschiedlichen Änderungen von Lasten, gilt es auf jeden Fall Lastflussrechnungen des gesamten Netzes durchzuführen (wie in Kapitel 4.1.3 beschrieben). [51]

### 5.5.3 Beispielnetz - Verstärkung einer bestehenden Freileitung

In der nachstehenden Abbildung 5.43 wird gezeigt, wie basierend auf Lastflussberechnungen (unter Bezugnahme der in 4.5.2 dargestellten Netzkonfiguration), sich die Ergebnisse aus einer schrittweisen Verstärkung der Freileitung darstellen. Die bestehende Hauptleitung des Abzweiges Umspannwerk A, mit Querschnitten zwischen 50 und 95 mm<sup>2</sup>, wurde auf einer Länge von 5, 10, 15 und 20 km durch einen Querschnitt von 120 mm<sup>2</sup> verstärkt. Die Anspeisung vom Umspannwerk D ist davon unberührt geblieben. Durch die Umsetzung dieser Maßnahme kann gezeigt werden, wie das Spannungsniveau von ursprünglich 92,7 % auf bis zu 95,7 % (bei 20 km), bei gleichen Lastverhältnissen, verbessert werden konnte.

Ein schrittweiser durchgeführter Austausch von bestehenden Freileitungen hin zu Kabeln, mit einem Querschnitt von 240 mm<sup>2</sup>, über die Länge von 5, 10, 15 und 20 km, bei gleichen Annahmen wie in dem zuvor dargestellten Szenario, kann in der Abbildung 5.44 dargestellt werden. Durch den größeren Querschnitt und somit reduzierten Widerstand sowie durch das

kapazitive Verhalten des Kabels, können noch weit bessere Ergebnisse als im Szenario zuvor (Verstärkung der Freileitung durch stärkere Freileitung) erreicht werden. Mit bereits nur 5 km Verkabelung am Beginn des Abzweiges, können bereits 94 % der Versorgungsspannung erreicht werden. Die Verkabelung von 10 km, 15 km und 20 km führt folglich zu 96,3 %, 97,5 % und 98,8 % der Spannung.

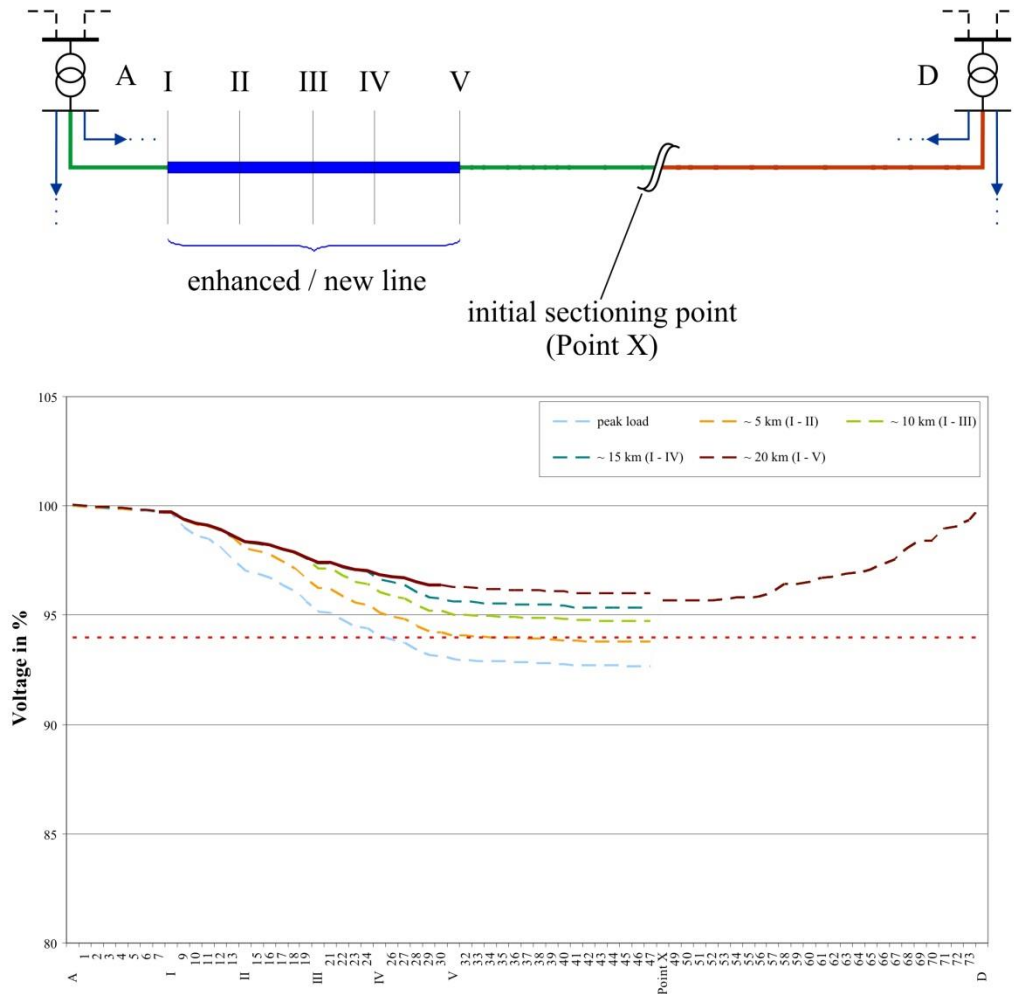


Abbildung 5.43: Schrittweise Verstärkung einer bestehenden Mittelspannungsfreileitung durch höheren Freileitungsquerschnitt

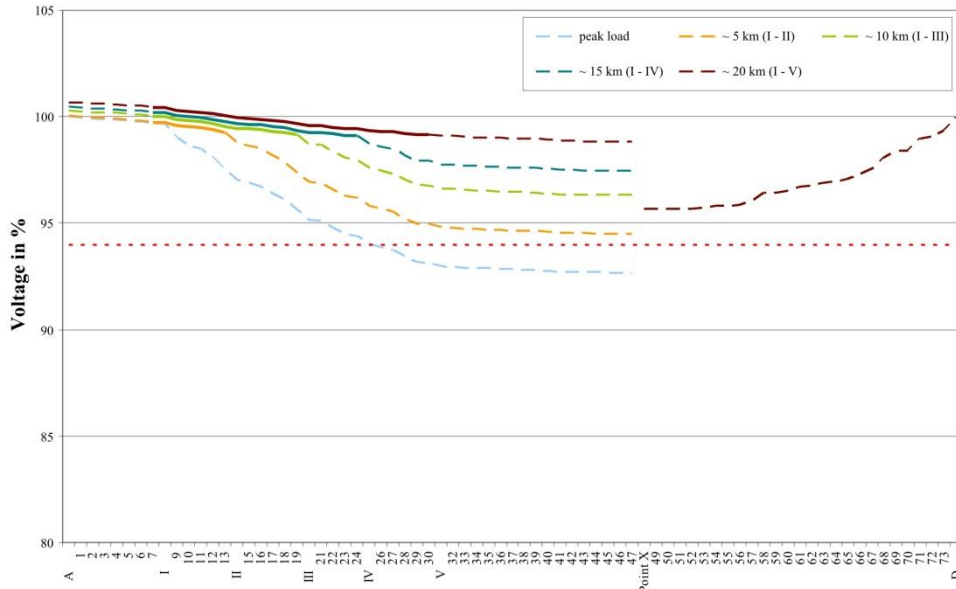


Abbildung 5.44: Verstärkung einer bestehenden Mittelspannungsfreileitung durch schrittweise Verkabelung

In einer weiteren und letzten Gegenüberstellung werden mit denselben Rahmenbedingungen wie zuvor, in Abbildung 5.45 drei verschiedene Optionen einer Verstärkung eines bestehenden Mittelspannungsnetzes gegenübergestellt:

- A: 20 km Freileitung mit 120 mm<sup>2</sup>
- B: 20 km Kabel mit Querschnitt von 120 mm<sup>2</sup>
- C: 20 km Kabel mit Querschnitt von 240 mm<sup>2</sup>

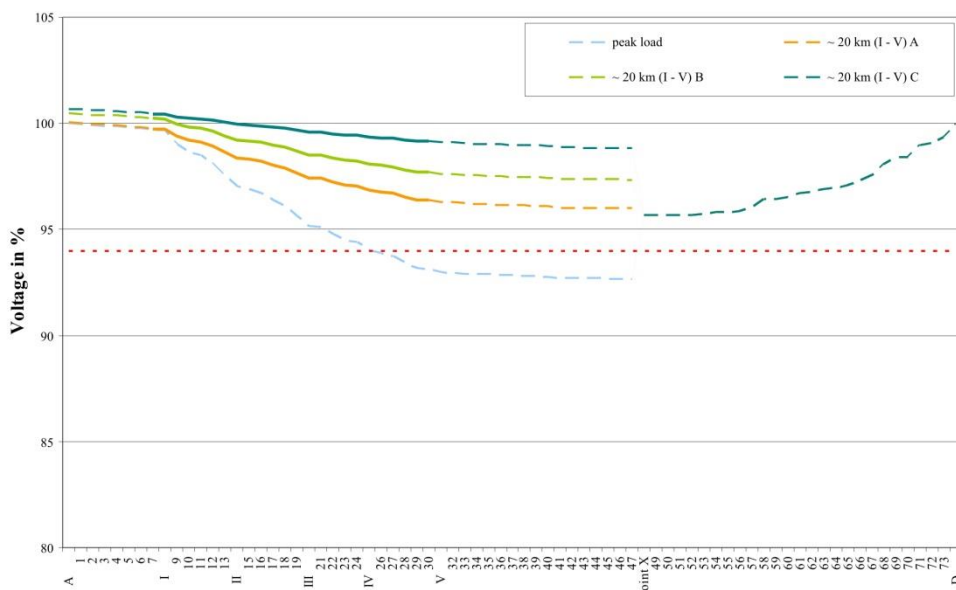


Abbildung 5.45: Gegenüberstellung der Varianten A, B und C

### 5.5.4 Beispielnetz - neues Teilnetz

Speziell um die Fragestellung zu beleuchten, welche Leistung mittels einer Anspeisung eines neuen Teilnetzes (wie in Abbildung 5.42 Variante (c) dargestellt) durch ein Doppel- oder Mehrfach-Kabel zur Verfügung stehen würde und wie lange es dauern würde bis die Reserve ausgeschöpft ist, folgende Annahmen und Ergebnisse:

Grundsätzlich gilt es die in Kapitel 4.1.4 dargestellten Rahmenbedingungen zur Dimensionierung von Leitungen zu berücksichtigen und folglich kann mit Formel (4-11 bzw. 4-12), der Annahme eines max. Betriebsstroms bei Erdverlegung (z.B. aus Datenblättern wie aus [48]) und der Berücksichtigung der Umrechnungs- und Reduktionsfaktoren [44] die Leistung bestimmt werden.

In der nachstehenden Tabelle 5.15 wird für jeden einzelnen Querschnitt, unter Annahme einer gebündelten Anordnung und einem lichten Abstand von 25 cm für parallel verlegte Systeme, die übertragbare Wirkleistung dargestellt. Wie in der Beschreibung zu Variante (c) in Kapitel 5.5.2 diskutiert, muss für die gesicherte Versorgung bzw. eine erhöhte Verfügbarkeit, ein Reserve-Kabel vorgesehen werden, was bedeutet, dass z.B. bei einer 2-systemigen Verlegung (Doppelkabel) die Übertragungsleistung nur eines Systems (Kabel) herangezogen werden kann.

$U_N$ in kV	29,2	29,2	29,2	29,2
$\sqrt{3}$	1,73	1,73	1,73	1,73
$\cos \varphi$	0,95	0,95	0,95	0,95
$f_1$	1	1	1	1
$f_2$	1	0,89	0,82	0,78
$f_3$	0,9	0,9	0,9	0,9

Anzahl der Systeme		1	2	3	4	2 + 1	
Anzahl zur gesicherten Versorgung (1 Reserve)		2	3	4	5	2 + 2	
Leitermaterial	Querschnitt	$I_{be}$ A	P				
	mm <sup>2</sup>		MW				
Kupfer	150	414	17,9	31,9	44,0	55,9	49,8
	185	466	20,2	35,9	49,6	62,9	56,0
	240	539	23,3	41,5	57,3	72,7	64,8
	300	606	26,2	46,6	64,5	81,8	72,8
	400	680	29,4	52,3	72,3	91,7	81,7
	500	765	33,1	58,9	81,4	103,2	92,0
Aluminium	150	322	13,9	24,8	34,3	43,4	38,7
	185	364	15,7	28,0	38,7	49,1	43,8
	240	422	18,2	32,5	44,9	56,9	50,7
	300	476	20,6	36,6	50,6	64,2	57,2
	400	541	23,4	41,6	57,5	73,0	65,0
	500	616	26,6	47,4	65,5	83,1	74,1

Tabelle 5.15: Tabellarische Darstellung der übertragbaren Wirkleistung bei unterschiedlicher Anzahl von Systemen

Unter der Annahme eines konstanten jährlichen (relativen) Lastzuwachses von 3 %, lässt sich mit der Annahme einer Ausgangsleistung mit nachstehender Formel (5-18) der Leistungsbedarf in Abhängigkeit der Zeit errechnen.

$$P(a) = P' \cdot (1 + p)^a \tag{5-18}$$

- a Anzahl der Jahre
- p relativer Zuwachs pro Jahr
- P(a) Leistung in a Jahren
- P' Ausgangsleistung

Umgekehrt, lässt sich durch Umformung bzw. Lösung der Formel (5-18) in (5-19), bei Annahme einer maximalen Leistung (z.B. übertragbare Leistung eines Kabels) und der Ausgangsleistung (z.B. 17 MW), die Dauer in Jahren berechnen, in der die Kapazität der Übertragungsleistung erschöpft ist. Bezogen auf unterschiedliche Kabelquerschnitte und -Materialien sowie verschiedener Anzahl von Systemen, wird dies unter Verwendung von Formel (5-19) tabellarische in Tabelle 5.16 dargestellt.

$$a = \frac{\log \left( \frac{P}{P'} \right)}{\log (1 + p)} \tag{5-19}$$

Ausgangsleistung	MW	17
relativer Zuwachs pro Jahr	%	3

Anzahl der Systeme		1	2	3	4	2 + 1	
Anzahl zur gesicherten Versorgung (1 Reserve)		2	3	4	5	2 + 2	
Leitermaterial	Querschnitt	Zeit					
	mm <sup>2</sup>	I <sub>be</sub>	a				
		A					
Kupfer	150	414	1	21	32	40	36
	185	466	5	25	36	44	40
	240	539	10	30	41	49	45
	300	606	14	34	45	53	49
	400	680	18	38	48	57	53
	500	765	22	42	52	61	57
Aluminium	150	322	-6	12	23	31	27
	185	364	-2	16	27	35	31
	240	422	2	21	32	40	36
	300	476	6	25	36	44	41
	400	541	10	30	41	49	45
	500	616	15	34	45	53	49

Tabelle 5.16: Tabellarische Darstellung der Dauer bis Reserve der verfügbaren Übertragungsleistung ausgeschöpft ist

Ergänzend zu den tabellarischen Darstellungen, wird in der nachstehenden Grafik (Abbildung 5.46) unter Berücksichtigung der Vorhaltung eines Systems als Reserve, ein 2-systemiges 240 mm<sup>2</sup> Kupferkabel (rote Linien) verschiedenen System-/Kabelvarianten gegenübergestellt. Zusätzlich zum Vergleich dieser Varianten, wird zugleich ein einmaliger/sprunghafter Lastzuwachs von 3 MW nach 5 Jahren (voller Graph in blau) einem kontinuierlichen Lastzuwachs von 3 % pro Jahr (strichpunktierter Graph in blau) gegenübergestellt.

Bei den gegenübergestellten Varianten handelt es sich zum Einen um eine Variante mit 4 Systemen gleichen Kabeltyps (violette Linien) in einer Trasse/Künette und zum Anderen um eine Variante 2+2 Systeme (grüne Linien), wobei hier jeweils zwei Systeme in zwei getrennten Trassen/Künetten angenommen werden.

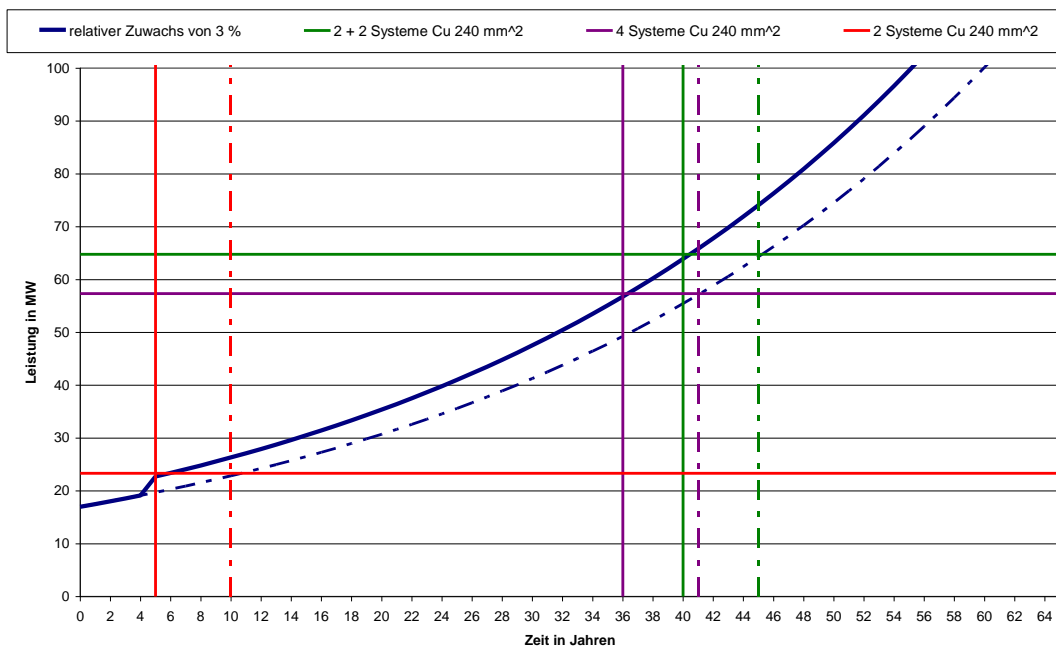


Abbildung 5.46: Gegenüberstellung eines 2-systemigen, 4-systemigen und 2-systemigen in 2 getrennten Trassen geführten Kupfer-Kabels (240 mm<sup>2</sup>) mit konstantem (relativem) Zuwachs von 3 %



## 6 Zusammenfassung und Ausblick

### 6.1 Zusammenfassung

Die elektrische Energie und der Betrieb von elektrischen Netzen obliegen einer Reihe von viel zitierten Besonderheiten, die sie sowohl aus wirtschaftlicher aber auch aus technischer Sicht von den meisten anderen Gütern unterscheidet:

• **Mangelnde Speicherbarkeit**

• **Leitungsgebundenheit**

• **Lange Vorlaufzeiten**

• **Kapitalintensität und Langlebigkeit**

Durch die dargestellten Randbedingungen, dass elektrische Energie praktisch nicht speicherbar und die Verteilung und Übertragung an komplexe Netzstrukturen gebunden ist, es langwierigen (Genehmigungs-)Verfahren bedarf um unter hohem Kapitaleinsatz eine nachhaltige Versorgung sicherzustellen, gilt es die bestimmenden Kriterien und Parameter für den Netzausbau besonders sorgfältig auszuwählen.

In den identifizierten Kennwerten liegt die Herausforderung speziell darin, dass die Parameter und Planungskriterien (i) Lastfluss und Belastbarkeit der Betriebsmittel, (ii) Spannungsqualität, (iii) Zuverlässigkeit und Netzschutz, (iv) Netzverluste und (v) Wirtschaftlichkeit nach gesellschaftlichen, politischen, ökonomischen sowie ökologischen, aber auch rechtlichen Gesichtspunkten zu betrachten (wenn möglich zu messen) und folglich zu evaluieren sind. Dieser Vielzahl von Optionen und Stellschrauben gilt es neben den klassischen und bewährten Methoden auch Raum für ergänzende skalierte Lösungsansätze einzuräumen. Neben der Vielzahl von praktischen und theoretischen Möglichkeiten, wird eine Reihe von ausgewählten Fokusfelder näher beschrieben und diskutiert, denen besonders hohes/reales und auch zeitnahes Umsetzungspotenzial einzuräumen ist. Es werden Abhandlungen, Analysen, Methodiken und mögliche Lösungsverfahren bzw. Herangehens-Optionen sowohl für den klassischen als auch skalierten Weg beschrieben und anhand von Beispielen diskutiert, wodurch Aufgaben darstellbar und folglich lösbar (bzw. bewertbar) werden.

So wird es möglich einen Weg aufzuzeigen, wie mit Netz-Kennwerten, Verbraucher-Kennwerten, Störstatistik-Kennwerten und mit Hilfe eines belastbaren Interferenzmodells die

gesamtwirtschaftlichen Kosten in Abhängigkeit von den Netzkosten minimiert werden können und nachgewiesen wird, dass Qualität in Form von abgeleiteten Kennwerten/Parametern der Zuverlässigkeit bzw. Spannungsqualität ein resultierender, netz-individuell optimaler Wert und kein unabhängiger Parameter an sich ist.

Es wird auch die Möglichkeit für die Herangehensweise für Energie- und Lastmanagement sowie deren Potenzial und Möglichkeiten am Beispiel eines ländlich strukturierten Versorgungsgebietes erarbeitet und diskutiert, um neben der Möglichkeiten die im Bereich des Netzbetreibers liegen (z.B. abgestimmte Tonfrequenz-Rundsteuerung zur Vermeidung von Spitzen durch elektrische Speicherheizungen und elektrischer Warmwasseraufbereitung) auch das Potenzial von verschiedenen Verbrauchergruppen zu eruieren und folglich zu testen. Zum einen auf Basis von Experten- und Nutzerbefragungen, aber auch durch gezielte Messkampagnen, speziell im Bereich der aus elektrischer Sicht im ländlichen Bereich interessanten Verbrauchergruppe der Landwirtschaft.

Auch die Fragestellung, inwiefern mögliche Lösungsoptionen zum Netzausbau im Einklang mit rechtlichen Rahmenbedingungen stehen, wird im Lichte der aktuellen Gesetze im Hinblick auf Rechte und Möglichkeiten aber auch in Bezug auf Pflichten diskutiert. Speziell dem Punkt der Netzdienstleistungen und der Verpflichtung zum Netzausbau wird ein besonderes Augenmerk geschenkt, aber auch auf bestehende technische Potenziale von Erzeugungsanlagen aus nationaler Sicht eingegangen, welche mit den (hohen) theoretischen Anforderungen: unbegrenzter/m Leistung/Energie-Vorrat bei hoher Verfügbarkeit mit sehr schnellen Reaktionszeiten über lange Perioden bei niedrigsten Kosten, konfrontiert sind. Folglich wird Verbrennungsmaschinen (Gas oder Diesel) dank ihrer hohen Energiedichte, der sehr raschen Möglichkeit des Nachladens und der somit nahezu unerschöpflichen Verfügbarkeit, hohes Potenzial eingeräumt.

Speziell den Netzdienstleistungen Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung im Verteilernetz, wird eine besondere Bedeutung zugeordnet und dies an einer Reihe von Beispielen durch den Einsatz von Erzeugungsanlagen aber auch durch Ausbaumaßnahmen „on-demand“ und anderen (auch Kombinationen von) Möglichkeiten wie z.B. Netzsicherstellungen, nachgewiesen.

Abschließend wird den im Raum stehenden Möglichkeiten und vielfach diskutierten Potenzial von eigenständigen/autarken Lösungen zur Aufrechterhaltung der elektrischen Versorgung (im Fall von Netz-Wiederaufbau, aber auch im geplanten/gewollten Inselbetrieb) Augenmerk geschenkt, um aus rein technischer Perspektive (unter Ausklammerung von rechtlichen Auswirkungen, Möglichkeiten und Konsequenzen) derartige Anforderungen zu beleuchten.

Wie im „normalen“ Netzbetrieb, gilt es auch im Inselbetrieb neben den technischen Erfordernissen auch organisatorische Maßnahmen wie z.B.: Netzregelung, Personalbedarf, Personalschulung zu berücksichtigen, die mit entsprechendem Aufwand verbunden sind. Die technischen Anforderungen, die zugleich auch als Indikatoren für Kostenfaktoren dienen können, werden skizziert und umfassen: Anforderungen an den Schutz (z.B. Erdschluss-Engineering und Inselnetzerkennung), leittechnische Einrichtungen für Netzelemente (Erfassung von Schalter-/Trennerstellungen sowie die Steuerung von Schaltern und Trennern), leittechnische Einrichtungen an Maschinen- und Generatorsteuerung für Frequenz- bzw. Spannungsregelung) bis hin zu Auswertelogiken und Messwertübertragungen.

Im Lichte der Personensicherheit werden zwei besondere und unabdingbare Dienstleistungen aus dem Betrieb der elektrischen Netze hervorgehoben und deren Hintergrund erläutert, nämlich die Dienstleistung: Nullimpedanz und Kurzschlussleistung, welche für die Klärung und Abschaltung der Fehler von wesentlichster Bedeutung und somit wichtiges Werkzeug für den Betreiber eines (Insel-)/Netzes sind.

## **6.2 Ausblick**

Eine Herausforderung für die zukünftige Forschung auf dem Gebiet der volkswirtschaftlichen Optimierung der Versorgungsqualität könnte darin liegen, zunehmend auch die Spannungsqualität (wie z.B. Dips) als Qualitätsparameter für die Planung und den Betrieb von Netzen aufzunehmen. Wenngleich schon eine Reihe von Messkampagnen auf nationaler und europäischer Ebene zur Erhebung der Spannungsqualität in Umsetzung sind, gibt es noch großes Potenzial, diese in harmonisierter Form auszubauen und Untersuchungen zur monetären Bewertung sowohl für Unterbrechungen als auch für die Auswirkungen durch eingeschränkte Spannungsqualität für verschiedene Verbrauchergruppen, aber auch strukturiert nach unterschiedlichen Topographien, anzustellen. Während aus technischer Sicht in Bezug auf Erbringung oder Bereitstellung von Systemdiensten im Verteilernetz die Herausforderungen durchaus bewältigbar erscheinen, mangelt es derzeit an Anreizen bzw. der Verpflichtung, diese auch anzubieten bzw. diese zu leisten. Ein Überdenken der gegenwärtigen Handhabung der Kostenverteilung zwischen Erzeugern und Verbrauchern, hin zur Verpflichtung für alle Netznutzer einen Beitrag zum Netzbetrieb und -ausbau zu leisten und den Netznutzern den Anschluss an das elektrische Netz vielmehr netzdienstleistungsorientiert anstatt vorwiegend verbrauchsorientiert zu verrechnen, erscheint als wichtige Herausforderung für die Wissenschaft und Rechtsgebung.



## 7 Literatur

- [1] Energieerhaltungssatz; Homepage der freien Enzyklopädie Wikipedia, [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org), 2008-08
- [2] W. Friedl, L. Fickert, E. Schmutzer, 2008, „System- und gerätetechnische Anforderungen zur Bildung und zum Betrieb von Inselnetzen“, EnInnov 2008, Graz, Austria
- [3] E. Schmutzer, P. Sattler, 1998 „Aufgaben und Wege für Energie- und Lastmanagement“, Tagung - Spitzenlastmanagementsysteme, Wien, Austria.
- [4] R. Braunstein, E. Schmutzer, W. Friedl, 2008, „Elektrische Lastganganalysen zur Verbesserung des Energiemanagements von Klein- und Mittelverbrauchern“, EnInnov 2008, Graz, Austria
- [5] APCS, 2004, „Synthetische Lastprofile“; Homepage der APCS - Austrian Power Clearing and Settlement AG, [www.apcs.at](http://www.apcs.at), 2006-01-30, Wien, Austria
- [6] L. Fickert, „Planung und Betrieb elektrischer Energiesysteme, Sommersemester 2007“ (Vorlesungsskriptum), Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Austria
- [7] Technische und organisatorische Regeln, Teil A, Version 1.5 2007 „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, E-Control GmbH, Wien, Austria, <http://www.e-control.at>
- [8] M. Sakulin, L. Fickert, W. Hipp, B. Stranner, H. Renner, E. Schmutzer „Der Einfluss dezentraler Erzeugung auf die Verteilnetze“ Studie für den VEÖ, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2004
- [9] Vornorm DIN V VDE 0126-1-1, Ausgabe: Februar 2006, „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“, <http://www.vde-verlag.de>
- [10] BGBl. I Nr. 112/2008, Ausgabe August 2008, „Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz“, <http://www.ris.bka.gv.at>
- [11] Studie der E-Control, „Dezentrale Erzeugung in Österreich“, E-Control GmbH, Wien, Austria, 2005, <http://www.e-control.at>
- [12] ÖVE/ÖNORM EN 50160, Ausgabe: 2005-01-01, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, <http://www.on-norm.at>

- [13] ÖVE/ÖNORM E 1100-2, Ausgabe: 2002-10-01, „Normspannungen Teil 2: Nennspannungen für Niederspannungs-Stromverteilungssysteme“, <http://www.on-norm.at>
- [14] ÖVE/ÖNORM EN 50110-1, Ausgabe: 2008-09-01, „Betrieb von elektrischen Anlagen“, <http://www.on-norm.at>
- [15] S. Bauschke, Dissertation, Mai 2005, „Schutz- und betriebstechnische Aspekte bei der Netzentkopplung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Austria
- [16] C. Obkircher, G. Achleitner, L. Fickert, M. Sakulin, „Ausbaugrenzen der Verkabelung und zukünftige Möglichkeiten zum weiteren Ausbau gelöschter Netze“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Heft 3 2007, Seite 51-57
- [17] ÖVE-B1/1976, Ausgabe: 1. Dezember 1976, „Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV“, <http://www.ove.at/>
- [18] Technische und organisatorische Regeln, Teil D4, 1. Ausgabe, 2001 „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß EIWOG“, E-Control GmbH, Wien, Austria, <http://www.e-control.at>
- [19] Störstatistik - Ergebnisse 2006, Ausgabe August 2007, „Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich“ E-Control GmbH, Wien, Austria, <http://www.e-control.at>
- [20] Verfügbarkeitsstatistik 1, Ausgabe September 2007, „VDN - Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2006“, Verband der Netzbetreiber – VDN - e.V. beim VDEW, Berlin, Deutschland, <http://www.vdn-berlin.de>, 2006,
- [21] ÖVE/EN E 8001, Ausgabe: 2000-03-01, "Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis 1000 V (AC) und 1500 V (DC); Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen)", <http://www.on-norm.at>
- [22] ÖVE/ÖNORM E 8383, Ausgabe 2000-03-01, „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV“, <http://www.on-norm.at>
- [23] BGBl. Verordnung Nr. 322, Ausgabe September 1998, „Nullungsverordnung“, <http://www.ris.bka.gv.at>
- [24] ÖVE/ÖNORM E 8001-1, Ausgabe: 2000-03-01, „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis 1000 V (AC) und 1500 V (DC); Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen)“, <http://www.on-norm.at>

- [25] K. Zollenkopf, Diskussionsbeitrag zur CIGRE-Tagung 1968, Gruppe 32, CIGRE-Bericht 32-00, Paris, Frankreich
- [26] L. Fickert, E. Schmutzner, M. Sakulin, H. Renner, R. Schmaranz, C. Ammer, W. Friedl, B. Trajanoska, C. Obkircher, W. Nagler, H. M. Muhr, R. Woschitz, S. Pack, Buch 2. Auflage: „110-kV-Kabel / -Freileitung, eine technische Gegenüberstellung“, Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, Austria, 2004
- [27] R. Flosdorff, G. Hilgarth, Buch 8. Auflage: „Elektrische Energieverteilung“, Teubner Verlag, Stuttgart/Leipzig/Wiesbaden, Deutschland, 2003
- [28] M. Schmidt, H. Renner, L. Fickert, „Gesamtwirtschaftliche Analyse der automatischen Wiedereinschaltung (AWE) unter Berücksichtigung von Kundenausfallkosten“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Heft 3 2007, Seite 73-78
- [29] L. Fickert, H. Renner, A. Gaun, W. Friedl, 2008, „Qualitätsregulierung und gesamtwirtschaftliche Netzausbau- und Betriebsoptimierung - Entwurf für einen operativen Algorithmus“, EnInnov 2008, Graz, Austria
- [30] L. Fickert, E. Schmutzner, C. Obkircher, G. Achleitner, W. Friedl, 2008, „Sicherheit und Zuverlässigkeit in Microgrids und Smart Grids“, EnInnov 2008, Graz, Austria
- [31] W. Friedl, E. Schmutzner, M. Sakulin, R. Braunstein, 2007, „Electrical energy and power saving potentials in the area of agriculture“, Conference on the Domestic Use of Electrical Energy (DUE), Cape Town, South Africa
- [32] W. Friedl, L. Fickert, E. Schmutzner, 2008 „Safety and Reliability for smart-, micro- and islanded grids“, CIRED Seminar 2008, Frankfurt, Deutschland
- [33] Technische und organisatorische Regeln, Stand: 28.2.2007 „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)“, E-Control GmbH, Wien, Austria, <http://www.e-control.at>
- [34] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Ausgabe Dezember 1996, „gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“, <http://eur-lex.europa.eu/>
- [35] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Ausgabe Juni 2003, „gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG“, <http://eur-lex.europa.eu/>
- [36] LGBl. für OÖ Nr. 1/2008, Ausgabe Jänner 2006, „Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006“, <http://www.ris.bka.gv.at>

- [37] BGBl. I Nr. 27/2007, Ausgabe Jänner 2008, „Bundes-Verfassungsgesetz“, <http://www.ris.bka.gv.at>
- [38] BGBl. Nr. 240/1971, Ausgabe Juni 1971, „Bundesgesetz vom 16. Juni 1971 über das Normenwesen (Normengesetz 1971)“, [www.ris.bka.gv.at](http://www.ris.bka.gv.at)
- [39] L. Fickert, W. Friedl, E. Schmutzner, 2006, „Spitzenstrom aus systemtechnischer Sicht: Von den Ganglinien bis zur Stabilisierung des Netzes“, Biogas 06, Linz, Austria
- [40] Institut Retzl GmbH (Institut für Gemeindeforschung & Unternehmensberatung), Bericht: „5. Monitoringbericht zur Stromversorgung im Raum Raab“, Linz, Austria, 2006
- [41] E-Control Energiestatistik – Jahresreihen – Öffentliches Netz, „Bilanz elektrischer Energie Öffentliches Netz“, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [42] Buch 21. Auflage: „Brockhaus Enzyklopädie Band 21 „PARAL-POS““; Brockhaus Verlag, Mannheim, Deutschland, 2006
- [43] L. Fickert, E. Schmutzner, M. Paulus, W. Friedl, C. Ammer, Forschungsbericht; 2003 „Bewertung des Betriebsführungs-Konzeptes und der Versorgungsqualität von elektrischen Netzen im liberalisierten Markt“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Austria
- [44] ÖVE-K 620, Ausgabe 1998-03 "Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis 20,8/36 (42) kV", <http://www.on-norm.at>
- [45] Bernd Oswald, Buch: „Netzberechnung: Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen“, VDE Verlag, Berlin und Offenbach, Deutschland, 1992
- [46] Dietrich Oeding, Bernd R. Oswald, Buch 6. Auflage: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, Deutschland, 2004
- [47] G. Hosemann, Buch 30. Auflage: „Elektrische Energietechnik Band 3: Netze“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, Deutschland, 2001
- [48] Klaus Faber AG, Datenblatt der Firma "faber kabel": „VPE - Mittelspannungskabel N2XSY“; Saarbrücken, Deutschland, 12.5.2005
- [49] W. Friedl, E. Schmutzner, L. Fickert, 2006, „Skalierter Netzausbau mit dezentralen mobilen Erzeugern“, EnInnov06, Graz, Austria



- [50] W. Friedl, E. Schmutzner, L. Fickert, 2007, "Scaled Grid Expansion of Medium Voltage Power Systems with Decentralized Power Aggregates", International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Capri, Italien
- [51] M. Sakulin, E. Schmutzner, W. Friedl, L. Fickert, 2007, "Measures for voltage levelling in medium voltage distribution grids", Conference on the Domestic Use of Electrical Energy (DUE 2007), Cape Town, Südafrika
- [52] R. Braunstein, W. Friedl, E. Schmutzner, M. Sakulin, 2007, „Electric Power efficiency and saving potential in agriculture“, International Youth Conference on Energetics (IYCE 2007), Budapest, Ungarn
- [53] R. Braunstein, E. Schmutzner, W. Friedl, M. Sakulin, 2007, "Actions to increase efficiency of electric power systems in agriculture", 5. Mako CIGRE Conference 2007, Ohrid, Mazedonien
- [54] ÖVE/ÖNORM EN 50160, Ausgabe: 2008-05-01, "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen", <http://www.on-norm.at>
- [55] R. Muckenhuber, 1984, „Elektrische Anlagen1 Teil2“ (Vorlesungsskriptum), Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Austria
- [56] Technische und organisatorische Regeln, Teil B, Version 2.0 2008, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen", E-Control GmbH, Wien, Austria, <http://www.e-control.at>
- [57] J. Lackner, Diplomarbeit, 2002, „Zuverlässigkeitsoptimierung elektrischer Mittelspannungsnetze“, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Austria
- [58] A. Haber, Dissertation, 2005, „Entwicklung und Analyse eines Qualitätsregulierungsmodells für die österreichischen Mittelspannungsnetze“ , Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Austria
- [59] Hennig Gremmel, Buch 11. Ausgabe: „ABB Schaltanlagen-Buch“, Cornelsen Verlag, Berlin, Deutschland, 2007
- [60] DIN 40041, Ausgabe: 12-1990, „Zuverlässigkeit – Begriffe“, <http://www.on-norm.at>
- [61] Technische und organisatorische Regeln, Teil D2, Version 2.2 2006, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen", E-Control GmbH, Wien, Austria, <http://www.e-control.at>

- [62] Energiestatus Österreich 2012, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Stubenring 1, 1011 Wien, Wien, April 2012
- [63] Mikrozensus-Arbeitskräfteerhebung Jahresdaten, Jahr 2011, Urbanisierungsgrad, Bundesanstalt Statistik Österreich (Statistik Austria), Wien, Austria, <http://www.statistik.at>
- [64] Branchendaten nach Wirtschaftszweigen, Jahr 2010, Bundesanstalt Statistik Österreich (Statistik Austria), Wien, Austria, <http://www.statistik.at>
- [65] „NACE Rev. 2, Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft“, Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften (eurostat), Luxemburg, 2008, <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [66] ÖVE-EN 1 Teil 4, Ausgabe: 1988, „Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V (DC) und 1500 V (AC), Teil 4: Besondere Anlagen §53 Ersatzstromversorgungsanlagen und andere Stromversorgungsanlagen für den vorübergehenden Betrieb“, <http://www.on-norm.at>
- [67] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, Ausgabe Juli 2009, "gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG", <http://eur-lex.europa.eu/>
- [68] Degree of Urbanisation (DEGURBA), Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften (eurostat), Luxemburg, 2011, <http://ec.europa.eu/eurostat>
- [69] BGBl. Verordnung Nr. 284, Ausgabe Oktober 2007, "Elektrizitätsstatistikverordnung 2007", <http://www.ris.bka.gv.at>
- [70] Bericht von CEER, "5<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011", Council of European Energy Regulators, Brüssel, Belgien, 2012, <http://www.energy-regulators.eu>
- [71] BGBl. I Nr. 41/2013, Ausgabe Februar 2013, "Energienkungsgesetz 2012 – EnLG 2012", <http://www.ris.bka.gv.at>
- [72] BGBl. I Nr. 110/2010, Ausgabe Dezember 2010, "Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz", <http://www.ris.bka.gv.at>
- [73] Bericht von CEER, „Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances“, Council of European Energy Regulators, Brüssel, Belgien, 2010, <http://www.energy-regulators.eu>

- [74] Bericht von CEER, "3<sup>rd</sup> CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2005", Council of European Energy Regulators, Brüssel, Belgien, 2005, <http://www.energy-regulators.eu>
- [75] M. Bliem, Dissertation, Dezember 2007, „Ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität im österreichischen Stromnetz und Entwicklung eines Modells für ein Qualitäts-Anreizsystem“, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Austria
- [76] Bericht von BMWFJ, „Energienstatus Österreich 2012“, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Wien, Austria, 2012, <http://www.bmwfj.gv.at>
- [77] Bericht von SINTEF, „Study on estimation of costs due to electricity interruptions and voltage disturbances“, SINTEF Energi AS – SINTEF Energy Research, Trondheim, Norway, 2010, <http://www.sintef.no/energy>
- [78] W. Friedl, R. Braunstein, E. Schmutzger, 2009, „Strommessungen am landwirtschaftlichen Betrieb – Sparpotentiale“, Bautagung Raumberg-Gumpenstein 2009, Austria
- [79] E. Schmutzger, R. Braunstein, W. Friedl, M. Ölz, „Stromsparpotenziale in der Landwirtschaft“ Forschungsbericht im Auftrag des Amt der OÖ Landesregierung i.W. OÖ Energiesparverband, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2009
- [80] R. Braunstein, W. Friedl, E. Schmutzger, Buch: „Energieeffizienz und Energieeinsparpotenziale in der Landwirtschaft - Stromsparen in der Landwirtschaft“, Vdm Verlag Dr. Müller, Saarbrücken, Deutschland, 2008



## 8 Anhang

In der nachstehenden Abbildung 8.1 wird zum einen die exemplarische Annahme für unterschiedliche Verbrauchergruppen-konstellationen bei unterschiedlichen topographischen Gegebenheiten dargestellt, zum anderen werden die arbeitsspezifischen Verbraucherausfalls-Kosten mit Darstellung der Bandbreite für die durchgeführten Sensitivitätsbetrachtungen durch Parametervariation gezeigt.

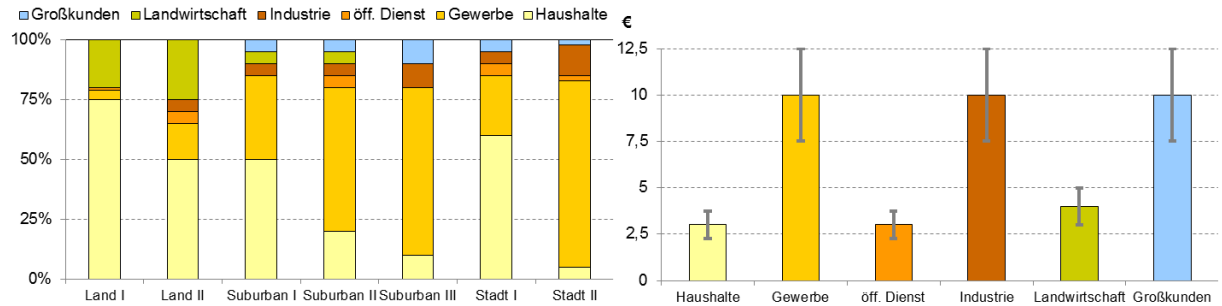


Abbildung 8.1: links: exemplarische Annahmen für unterschiedliche Verbrauchergruppenkonstellationen bei unterschiedlichen topographischen Gegebenheiten. rechts: arbeitsspezifische Verbraucherausfalls-Kosten mit Darstellung der Bandbreite für die durchgeführten Sensitivitätsbetrachtungen durch Parametervariation

In der Folge (Abbildung 8.2 – 8.4) werden die spezifischen Ausfallskosten (siehe Abbildung 8.1 rechts) je Verbrauchergruppe von -25% bis +25% (dargestellt auf der x-Achse) variiert und auf der y-Achse die Veränderungen in Euro zum Basisszenario dargestellt.

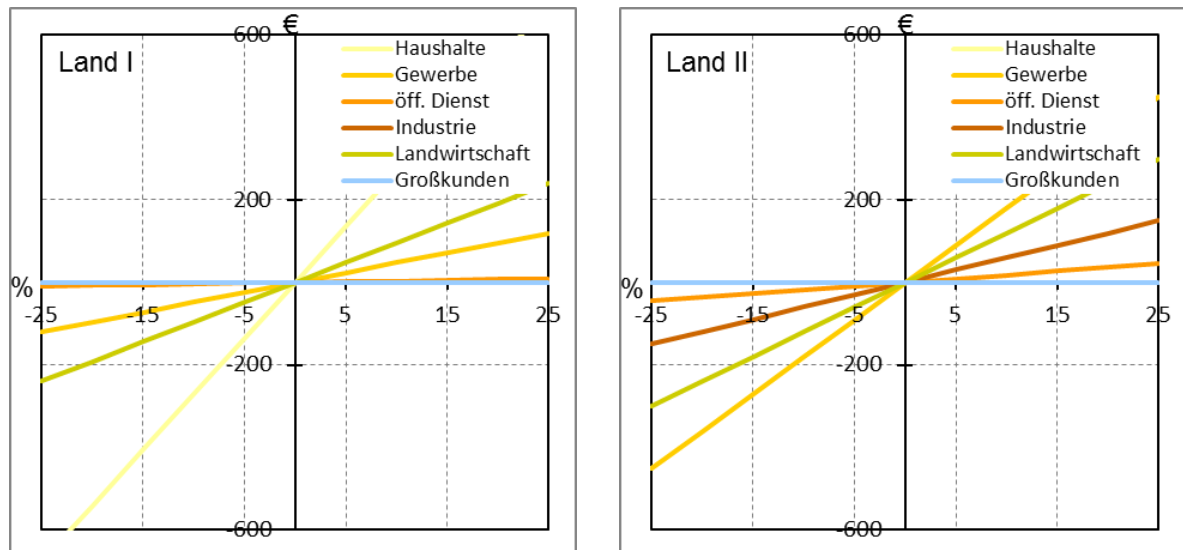


Abbildung 8.2: Darstellung der monetären Veränderung durch Variation der für die Verbrauchergruppen spezifischen Ausfallskosten für die Verbraucherkonstellation: Land I und Land II

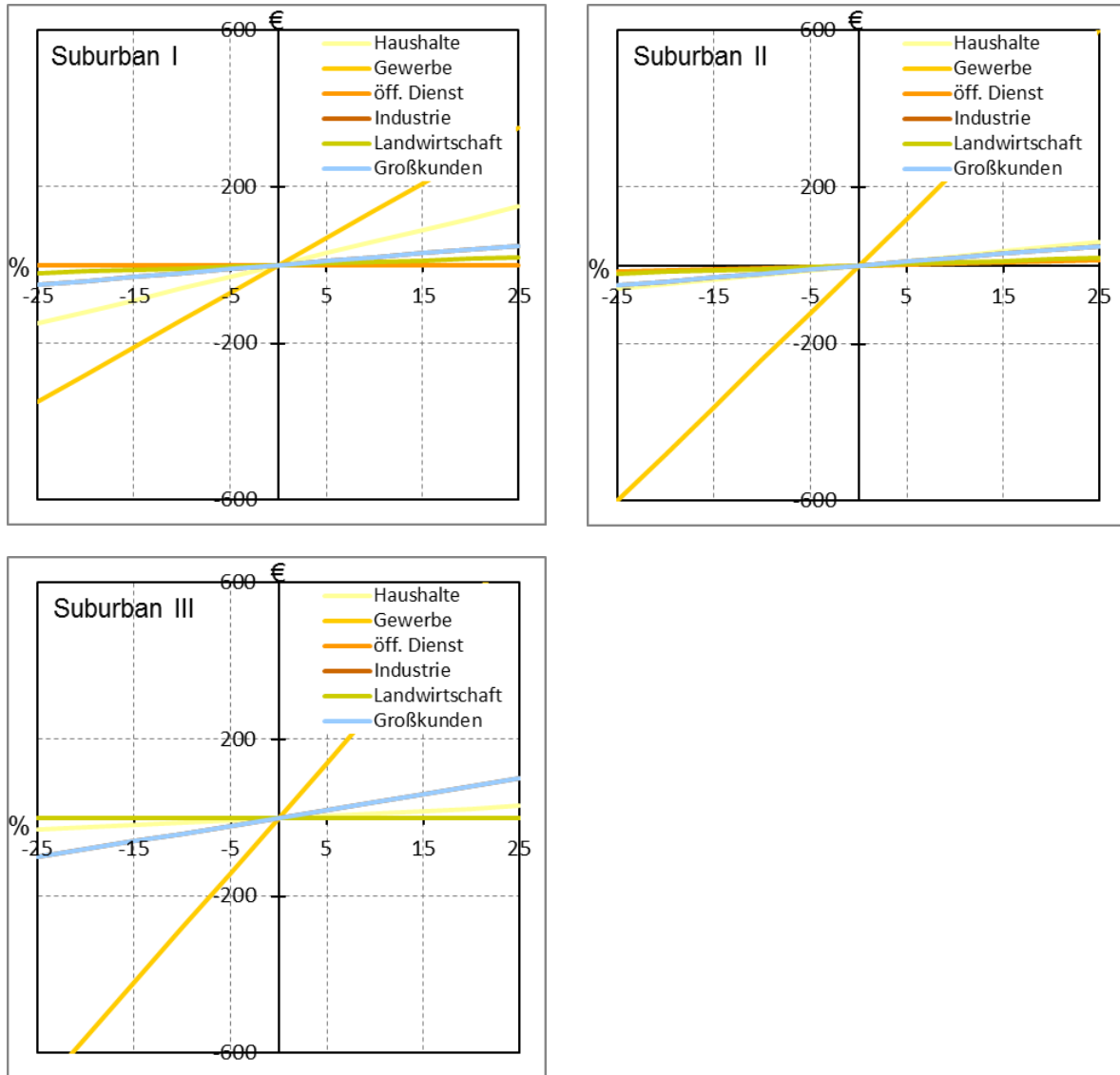


Abbildung 8.3: Darstellung der monetären Veränderung durch Variation der für die Verbrauchergruppen spezifischen Ausfallkosten für die Verbraucherkonstellation: Suburban I, II und Suburban III

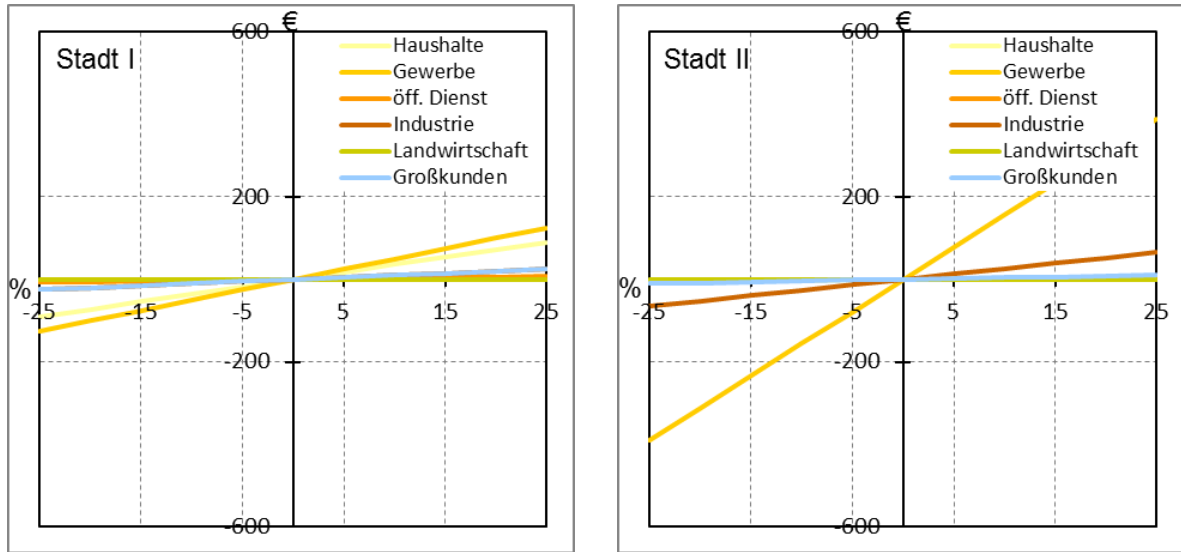


Abbildung 8.4: Darstellung der monetären Veränderung durch Variation der für die Verbrauchergruppen spezifischen Ausfallkosten für die Verbraucherkonstellation: Stadt I und Stadt II

In den nachstehenden Abbildungen (Abbildung 8.5 – 8.7) werden in der jeweiligen linken Darstellung die monetäre Veränderung durch Variation des prozentuellen Anteils der einzelnen Verbrauchergruppen im Verbraucherkollektiv von -25 % bis +25 % je Verbrauchergruppe dargestellt. Die prozentuelle Veränderung des Anteils der Verbrauchergruppe wird auf der x-Achse aufgetragen, wobei die y-Achse die Veränderung in Euro gegenüber dem Basisszenario darstellt. In der jeweiligen rechten Darstellung wird in den Ringdiagrammen die veränderte Verbraucherkonstellation (von -25 % in der 1. Zeile und +25 % in der 2. Zeile) je Verbrauchergruppe dargestellt (1. Spalte: Haushalte; 2. Spalte: Gewerbe; 3. Spalte: öffentlicher Dienst; 4. Spalte: Industrie; 5. Spalte: Landwirtschaft; 6. Spalte: Großkunden) und das Balkendiagramm stellt das Basisszenario für die angenommene Zusammensetzung des Verbraucherkollektives dar.

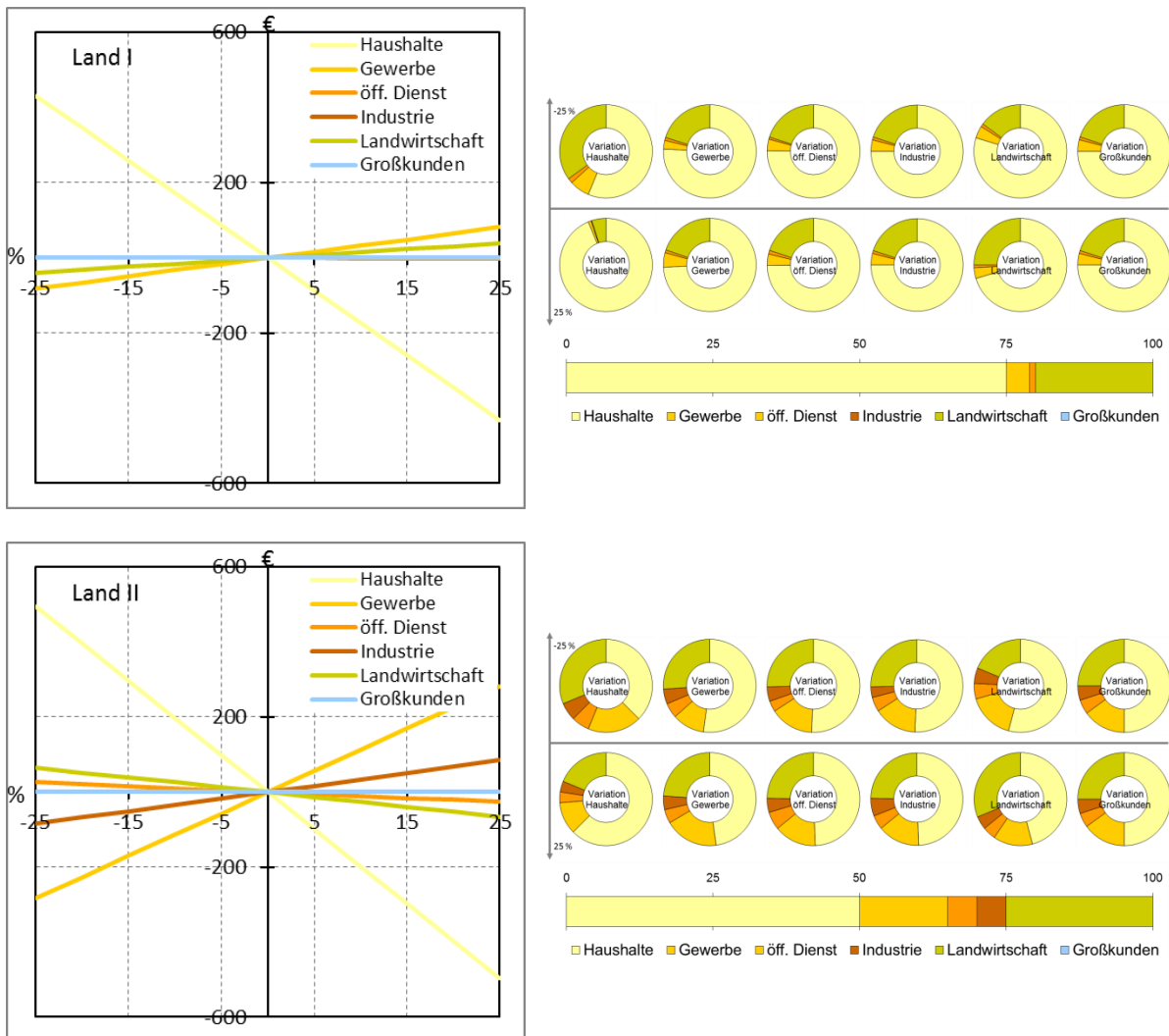


Abbildung 8.5: Darstellung der monetären Veränderung durch Variation des prozentuellen Anteils der einzelnen Verbrauchergruppen im Verbraucherkollektiv (links) sowie Darstellung des veränderten Verbraucherkollektiv (rechts) für Land I und Land II



# Skalierter Netzausbau

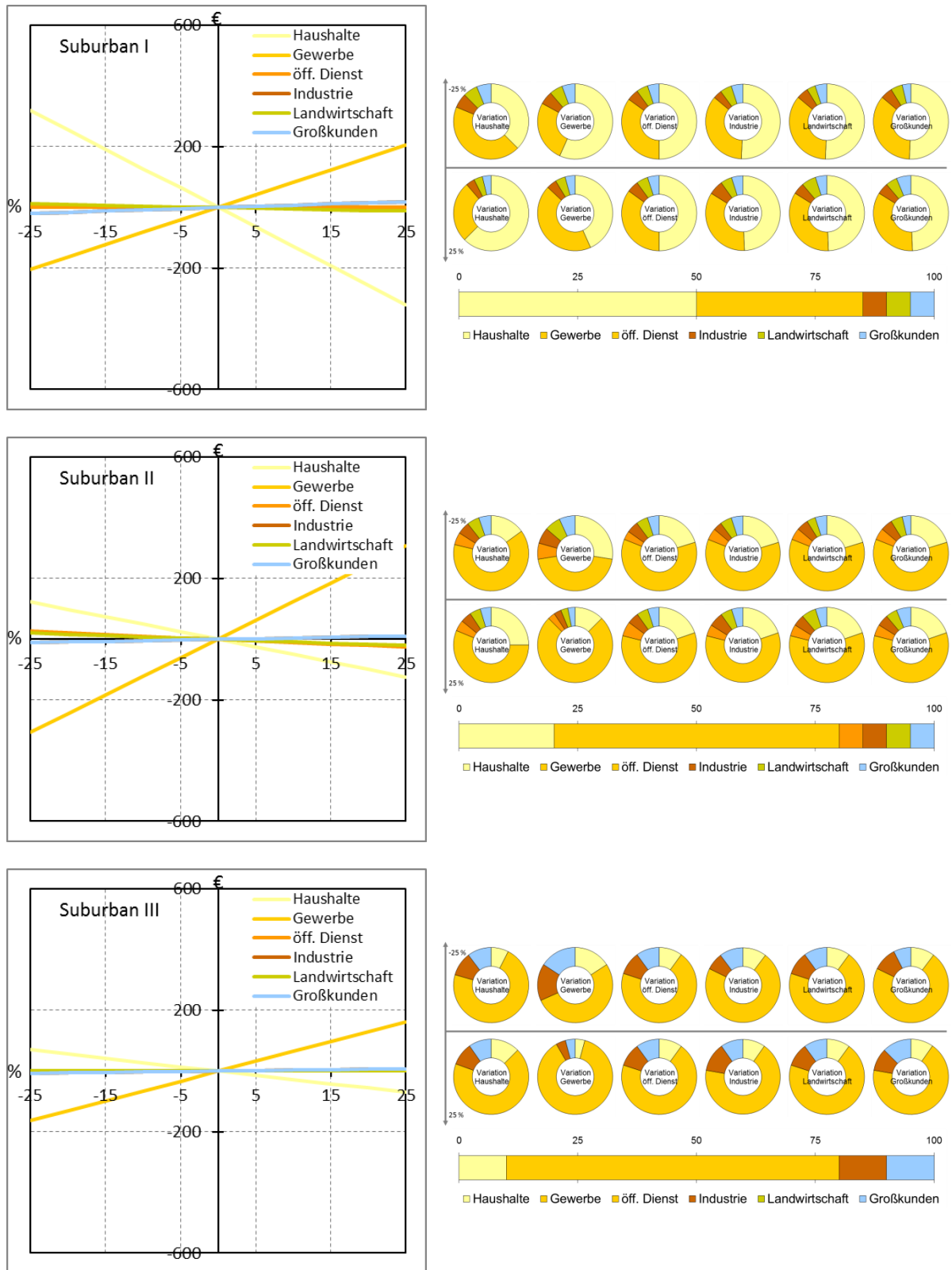


Abbildung 8.6: Darstellung der monetären Veränderung durch Variation des prozentuellen Anteils der einzelnen Verbrauchergruppen im Verbraucherkollektiv (links) sowie Darstellung des veränderten Verbraucherkollektiv (rechts) für Suburban I, II und Suburban III

## Skalierter Netzausbau

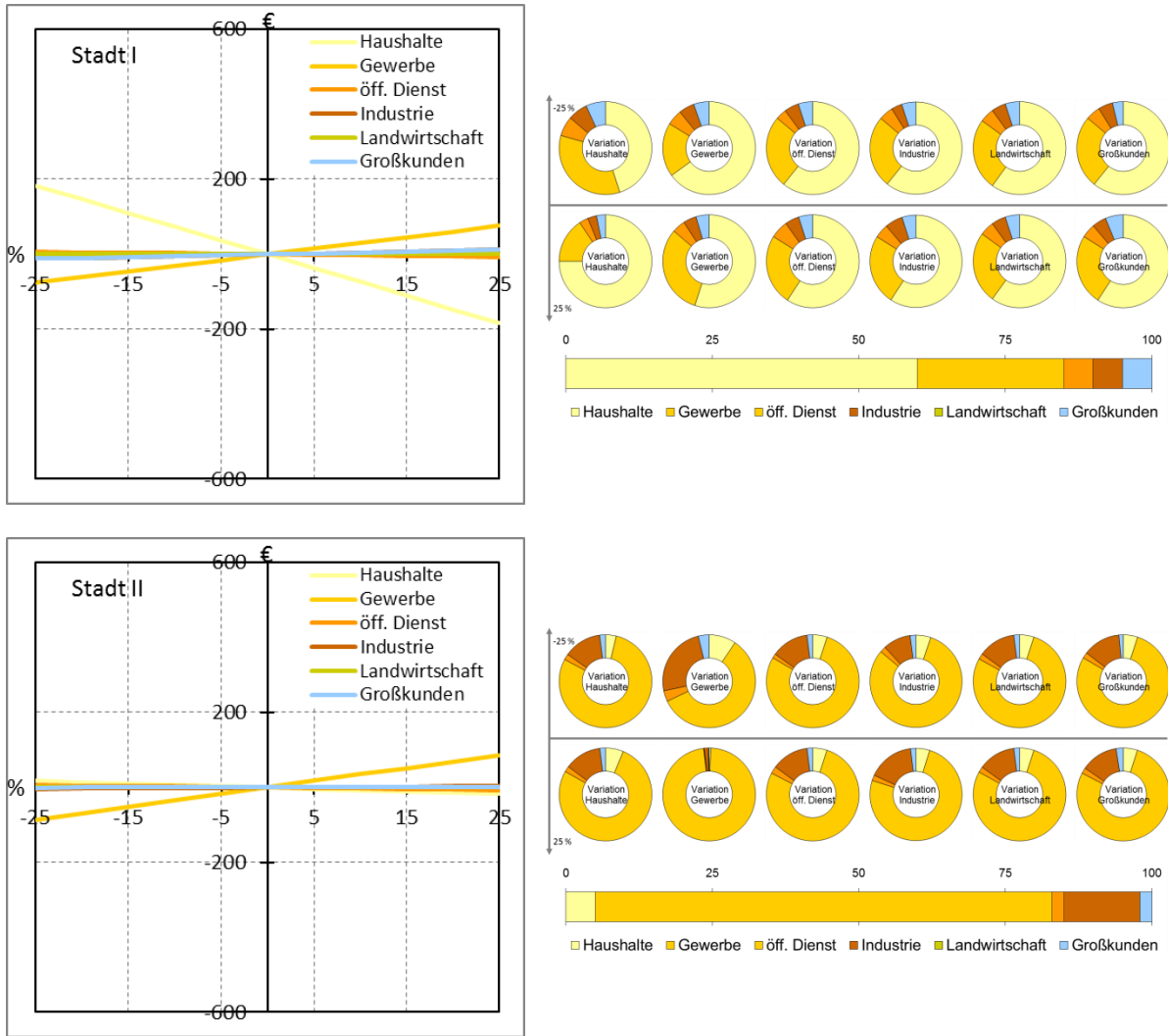


Abbildung 8.7: Darstellung der monetären Veränderung durch Variation des prozentuellen Anteils der einzelnen Verbrauchergruppen im Verbraucherkollektiv (links) sowie Darstellung des veränderten Verbraucherkollektiv (rechts) für Stadt I und Stadt II