

**Studie**

**„Dezentrale Erzeugung  
in Österreich“**



E-Control GmbH

2005

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwendung, vorbehalten.

Die vorliegende Studie steht auf der Website der Energie-Control GmbH ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)) zur allgemeinen Verfügung. Jede Verwendung und Zitation hat unter dem Verweis auf diese Studie bzw. die verwendeten Quellen zu erfolgen.

Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien, Tel: +43-1-24724-0, Fax: +43-1-24724-900, E-Mail: [office@e-control.at](mailto:office@e-control.at), Homepage: [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

# Studie

## “Dezentrale Erzeugung in Österreich”

### **Inhalt**

Kurzfassung

Abstract

Einleitung

Technologien von dezentralen Erzeugungsanlagen

Netzaspekte

Ökonomische Aspekte

Internationaler Überblick

Zusammenfassung

## Kurzfassung

In dieser Studie werden die Einsatzoptionen und Potenziale der dezentralen Elektrizitätserzeugung in Österreich analysiert. Die Bewertung der unterschiedlichen Technologien wird ebenso durchgeführt wie die Analyse der netztechnischen und ökonomischen Aspekte. Hierdurch wird ein breiter Überblick über die dezentralen Stromerzeugungsmöglichkeiten geschaffen, der als Beitrag zu fachlichen Diskussionen dient.

Der Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Netz muss wegen der komplexen Zusammenhänge und Auswirkungen im Netz, wie z.B. Veränderungen der Spannungen, koordiniert bewertet werden. Um den Anschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen im Vorfeld und laufend zu bewerten, sind ausführliche Berücksichtigungen notwendig. Die dazugehörigen Bewertungs- und Beurteilungsgrundlagen, Netzbetriebsempfehlungen und Netzbetriebsauswirkungen (z.B. Netzverluste) sind ausführlich diskutiert.

Der Betrieb von Erzeugungsanlagen kann auch wirtschaftliche Auswirkungen auf das bestehende Netz haben. Nachdem die österreichische Erzeugungsstruktur durch die dezentrale Erzeugung bereits geprägt ist (Anteil dezentraler Erzeugung betrug in Österreich im Jahr 2002 ca. 16 %), wurden die bereits bestehenden Vorteile quantifiziert und der mögliche Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) sowie deren unmittelbare Auswirkungen auf Netzausbau, Netzkosten, Netznutzungsentgelte und Netzverlustkosten für ganz Österreich verifiziert. Der internationale Überblick über das bestehende Regelwerk sowie der Überblick über die internationalen Forschungstätigkeiten runden die Studie inhaltlich ab und liefern somit auch die Basis für weitere Vertiefungen auf diesem Gebiet.

## Abstract

Within this study, the options for implementation of and the potential for the distributed generation in Austria are analysed. The three key areas of work include the comparative analysis of different technologies, the evaluation of grid-connection issues and the assessment of economic impacts of distributed generation to the prices and grid tariffs. Such an integrated and broad approach allows for the development of a fundamental view and information to be used as the key input in the ongoing and future discussions and decisions on distributed generation in Austria.

The grid connection of generators must be evaluated in a coordinated manner because of the complex dependencies and interrelations with the grid like e.g. voltage variations. The related evaluation criteria, recommendations and effects of the connection of distributed generation to the grid are discussed in detail.

Besides technology and grid issues, the economy of large scale distributed generation integrated in the electric power system must be properly understood and analysed. To that matter, the already existing Austrian generation structure is characterised by a high degree of distributed generation totalling approximately 16% in the year 2002. The economic impacts of distributed generation to grid development, costs and tariffs have been quantified and verified.

Finally, an overview of the existing legal and regulatory framework and of the international research and development activities in the field of distributed generation are presented.



## Inhaltsverzeichnis

<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>II</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>III</b>
<b>GLOSSAR.....</b>	<b>X</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 AUSGANGSSITUATION.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 ZIEL DER STUDIE.....</b>	<b>2</b>
<b>1.3 STRUKTUR DER STUDIE .....</b>	<b>2</b>
<b>1.4 AUSGANGSBEDINGUNGEN UND RECHTLICHE GRUNDLAGEN .....</b>	<b>3</b>
<b>1.4.1 Begriffsbestimmungen .....</b>	<b>3</b>
<b>1.4.2 Rechtliche Grundlagen .....</b>	<b>4</b>
<b>1.4.3 Ausgangssituation in Österreich .....</b>	<b>6</b>
<b>1.4.4 Gas – Entwicklungsmöglichkeiten .....</b>	<b>9</b>
1.4.4.1 Preisentwicklung für Erdgas .....	10
<b>2 TECHNOLOGIEN VON DEZENTRALEN ERZEUGUNGSANLAGEN.....</b>	<b>11</b>
<b>2.1 POTENZIALE IN ÖSTERREICH .....</b>	<b>11</b>
<b>2.2 TECHNOLOGIEN .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2.1 Einführung .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2.2 Wasserkraft .....</b>	<b>15</b>
2.2.2.1 Allgemeines.....	15
2.2.2.2 Technologiebeschreibung und Bauformen .....	15
2.2.2.3 Entwicklung der Kleinwasserkraft in Österreich .....	15
<b>2.2.3 Thermisches Kraftwerk (mit und ohne Wärmeauskopplung) ..</b>	<b>17</b>

2.2.3.1	Allgemeines.....	17
2.2.3.2	Technologiebeschreibung und Bauformen .....	17
2.2.3.2.1	Fossil oder mit erneuerbaren Energiequellen (z.B. Biomasse) befeuerte Kraftwerke .....	17
2.2.3.2.2	Solar-thermisches Kraftwerk .....	18
2.2.3.3	Entwicklung von Biomasseanlagen in Österreich .....	18
<b>2.2.4</b>	<b>Windenergieanlage .....</b>	<b>19</b>
2.2.4.1	Allgemeines.....	19
2.2.4.2	Technologiebeschreibung und Bauformen .....	20
2.2.4.3	Entwicklung der Windenergieanlagen in Österreich.....	21
<b>2.2.5</b>	<b>Photovoltaikanlage .....</b>	<b>23</b>
2.2.5.1	Allgemeines.....	23
2.2.5.2	Technologiebeschreibung und Bauformen .....	23
2.2.5.3	Entwicklung der Photovoltaikanlagen in Österreich .....	23
<b>2.2.6</b>	<b>Geothermisches Kraftwerk.....</b>	<b>24</b>
2.2.6.1	Allgemeines.....	24
2.2.6.2	Technologiebeschreibung und Bauformen .....	24
2.2.6.3	Entwicklung von geothermischen Kraftwerken in Österreich.....	25
<b>2.2.7</b>	<b>Brennstoffzelle.....</b>	<b>25</b>
2.2.7.1	Allgemeines.....	25
2.2.7.2	Technologiebeschreibung und Bauformen .....	25
2.2.7.3	Entwicklung von Brennstoffzellen in Österreich .....	26
<b>2.3</b>	<b>VERGLEICHENDE ANALYSE DEZENTRALER ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN</b>	<b>26</b>
<b>2.3.1</b>	<b>Prognostizierbarkeit.....</b>	<b>27</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Technologieentwicklungsstand .....</b>	<b>28</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Elektrische Nennleistung, Engpassleistung und Dauerleistung ..</b>	<b>30</b>
	.....	
<b>2.3.4</b>	<b>Maximale Jahresvolllaststunden .....</b>	<b>32</b>
<b>2.3.5</b>	<b>Elektrischer Wirkungsgrad .....</b>	<b>33</b>

- 2.3.6 Gesamtwirkungsgrad ..... 35**
- 2.3.7 Stromkennzahl ..... 36**
- 2.3.8 Technische Verfügbarkeit..... 37**
- 2.3.9 Notstrom-, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ..... 38**
- 3 NETZASPEKTE .....40**
- 3.1 ALLGEMEINE BETRACHTUNGEN ..... 40**
- 3.2 VERSORGUNGSSICHERHEIT ..... 41**
- 3.2.1 Zuverlässigkeit..... 41**
- 3.2.2 Verfügbarkeit ..... 42**
- 3.2.2.1 Verfügbarkeit der Primärenergieträger ..... 43
  - 3.2.2.1.1 Wasserkraftanlagen ..... 43
  - 3.2.2.1.2 Biomasse- und Biogasanlagen ..... 44
  - 3.2.2.1.3 Windenergieanlagen ..... 45
- 3.2.2.2 Leistungsnutzen dezentraler Erzeugungsanlagen..... 45
- 3.2.2.3 Beitrag zur Netzentlastung durch dezentrale Erzeugung ..... 49
- 3.2.3 Inselbetrieb ..... 50**
- 3.3 NETZANSCHLUSS ..... 52**
- 3.3.1 Arten der Netzanbindung ..... 52**
- 3.3.1.1 Direkte Netzanbindung..... 52
- 3.3.1.2 Indirekte Netzanbindung ..... 54
- 3.3.1.3 Gemischte (direkte/indirekte) Netzanbindung ..... 54
- 3.3.2 Netzanschluss und technische Bedingungen ..... 55**
- 3.4 NETZBETRIEB..... 56**
- 3.4.1 Technische Qualität..... 57**
- 3.4.2 Anforderungen und Auswirkungen ..... 58**
- 3.4.2.1 Technische Bedingungen ..... 59
- 3.4.2.2 Netzverluste ..... 64

3.4.2.3	Blindleistung.....	65
3.4.2.4	Spannungsänderungen .....	69
3.4.2.4.1	Untersuchungen über den Einfluss dezentraler Einspeiser auf die Spannungsverhältnisse .....	80
<b>3.4.3</b>	<b>Netzzuschaltbarkeit .....</b>	<b>83</b>
<b>3.4.4</b>	<b>Stabilität der Netze .....</b>	<b>83</b>
<b>3.4.5</b>	<b>Versorgungswiederaufnahme .....</b>	<b>84</b>
<b>3.5</b>	<b>NETZPLANUNG .....</b>	<b>84</b>
<b>3.6</b>	<b>NETZSCHUTZKONZEPTE .....</b>	<b>86</b>
<b>3.7</b>	<b>BETRIEBSSICHERHEIT .....</b>	<b>88</b>
<b>3.8</b>	<b>ENERGIEMANAGEMENT .....</b>	<b>89</b>
3.8.1	„Verteilte Konzepte“ – „Mikro-Netze“ .....	90
<b>3.9</b>	<b>NETZBETRIEB DER ZUKUNFT .....</b>	<b>91</b>
<b>4</b>	<b>ÖKONOMISCHE ASPEKTE .....</b>	<b>94</b>
<b>5</b>	<b>INTERNATIONALER ÜBERBLICK.....</b>	<b>100</b>
<b>5.1</b>	<b>EU-RICHTLINIEN .....</b>	<b>100</b>
5.1.1	Richtlinie für erneuerbare Energien .....	100
5.1.2	Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie .....	101
5.1.3	Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen.....	101
5.1.4	„Beschleunigungsrichtlinien“ 2003 .....	101
5.1.5	Emissionshandelsrichtlinie .....	102
5.1.6	Gebäude-Richtlinie.....	102
5.1.7	Endenergieeffizienz-Richtlinie (Entwurf) .....	103
<b>5.2</b>	<b>EU-FÖRDERPROGRAMME .....</b>	<b>103</b>
5.2.1	Fünftes RTD Rahmenprogramm .....	104

<b>5.2.2 Sechstes RTD Rahmenprogramm .....</b>	<b>106</b>
5.2.2.1 Derzeitige Forschungsprojekte .....	106
5.2.2.2 Zukünftige Forschungsschwerpunkte.....	106
<b>5.2.3 Intelligent Energy – Europe (2003 – 2006).....</b>	<b>107</b>
<b>5.3 INTERNATIONALE ORGANISATIONEN/INITIATIVEN .....</b>	<b>107</b>
<b>6 ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>109</b>
<b>7 ANHANG .....</b>	<b>113</b>
<b>8 LITERATUR .....</b>	<b>114</b>

## Glossar

ASM	Asynchronmaschine
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
cos $\varphi$	Verschiebungsfaktor [27]
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DEMS	Dezentrales Energiemanagement-System
DG	Distributed Generation
DT	Dampfturbine
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EIU	Elektrizitätsunternehmen
GuD	Gas- und Dampf(kraftwerk)
IPP	Independent Power Producer
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
LHV	Lower Heat Value
MS	Mittelspannung (> 1 kV bis einschließlich 36 kV)
NS	Niederspannung (1 kV und darunter)
ORC	Organic Rankine Cycle
Öko-BGV	Öko-Bilanzgruppenverantwortlicher
ÖkostromG	Ökostromgesetz
PV	Photovoltaikanlage
RES	Renewable Energy Sources
SM	Synchronmaschine
THD	Total Harmonic Distortion
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
UMZ	Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais
WEA	Windenergieanlage
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie

### Anlage des Netzbenutzers [27]

Im Sinne der TOR wird unter dem Begriff der Anlage des Netzbenutzers die elektrotechnische Anlage des Netzbenutzers verstanden. Diese umfasst die Einrichtung oder Gesamtheit von Einrichtungen, die der Erzeugung (z.B. Generator) oder der Verwendung elektrischer Energie dient. Die Anlage des Netzbenutzers umfasst die Gesamtheit der Einrichtungen, die im Eigentum des Netzbenutzers stehen.

### Betriebsführung [27]

Zur Betriebsführung zählen alle Aufgaben eines Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der ihm zur Verfügung stehenden Kraftwerke (z.B. für die Frequenzhaltung, Engpassmanagement) und der Netzführung (Überwachung, Revisionskoordination, Schalten, Setzen von Maßnahmen usw.) sowie des nationalen und gegebenenfalls internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen.

### Endverbraucher [27]

Endverbraucher ist ein Verbraucher, der elektrische Energie für den Eigenverbrauch kauft.

### Erzeuger [9]

Erzeuger ist eine juristische oder natürliche Person oder eine Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität erzeugt.

Anmerkung: Ein Erzeuger im Sinne der TOR ist ein Betreiber von Erzeugungsanlagen, die mit einem Netz parallel betrieben werden.

### Erzeugungseinheit [27]

Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Einheit eines Kraftwerkes zur Erzeugung von elektrischer Energie. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, einen Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, eine GuD-Anlage, eine Windenergieanlage (WEA) bzw. ein Windkraftwerk, ein Blockheizkraftwerk oder um einen Brennstoffzellenstapel aber auch um ein Solarmodul handeln oder um eine beliebige andere Technologie, die der Erzeugung von bzw. Umwandlung in elektrische Energie dient.

### Kraftwerk [27]

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Es kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen. Diese Anlage umfasst auch alle dazugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen.

### Kraftwerksbetreiber [27]

Ein Kraftwerksbetreiber verfügt aufgrund von Eigentum oder Vertrag über den Einsatz von Kraftwerken und bestimmt somit über die Verwendung der von diesen Kraftwerken erzeugten elektrischen Energie (z.B. Bereitstellung von Regelenergie).

### Kunde [9]

Kunden sind Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen.

Im Sinne der TOR ist ein Kunde ein Netzbenutzer, der elektrische Energie bezieht oder beziehen kann.

### Kundenanlagen [27]

In Sinne der TOR sind mit diesem Begriff die elektrotechnischen Anlagen von Kunden gemeint.

### Netzanschlusspunkt [27]

Der Netzanschlusspunkt ist jene Stelle im Netz, an der die tatsächliche Anbindung von Anlagen eines Netzbenutzers an das bestehende Netz erfolgt und an der in weiterer Folge elektrische Energie in das Netz eingespeist oder daraus entnommen wird.

Netzbenutzer können an einer oder an mehreren Stellen eines Netzes Netzanschlusspunkte haben. Siehe auch Verknüpfungspunkt.

### Netzbenutzer [9]

Jede natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder entnimmt.

### Netzbetreiber [9]

Netzbetreiber sind Betreiber von Übertragungs- oder Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz.

### Netzebenen [9]

Netzebene 1: Höchstspannungsebene (380 kV und 220 kV)

Netzebene 2: Umspannung von Höchst- zu Hochspannung

Netzebene 3: Hochspannung (110 kV)

Netzebene 4: Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung

Netzebene 5: Mittelspannung

Netzebene 6: Umspannung von Mittel- zu Niederspannung

Netzebene 7: Niederspannung

# 1 Einleitung

Die Elektrizitätsversorgung der vergangenen Jahrzehnte war vorwiegend durch zentrale Produktionseinheiten bestimmt, deren erzeugte Elektrizität über Übertragungs- und Verteilernetze zum Kunden transportiert wurde. D.h. es dominierte eine Richtung von der höchsten Spannungsebene mit relativ wenigen Großverbrauchern hin zu niedrigeren Spannungsebenen mit relativ vielen Kleinverbrauchern (vertikaler Lastfluss), siehe Abbildung 1-1. Die Produktionseinheiten waren Teil integrierter Unternehmen, und Monopolisten nahmen die Aufgabe, Konsumenten mit Elektrizität zu versorgen, entlang der gesamten Produktionskette wahr.

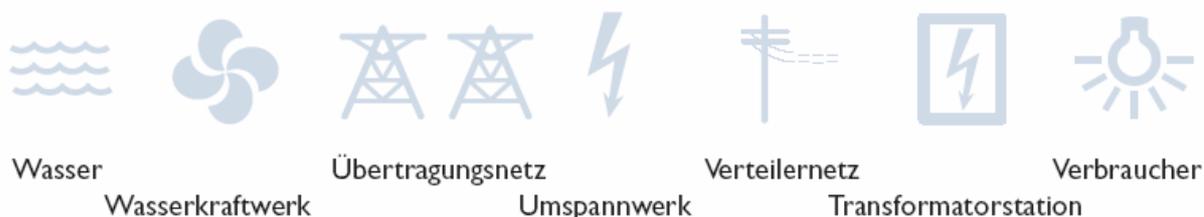


Abbildung 1-1: Beispiel für eine vertikale Struktur der Elektrizitätswirtschaft [1]

## 1.1 Ausgangssituation

Durch die Änderung von technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ändern sich auch die Erzeugungsstrukturen und so erfolgt die Einspeisung von elektrischer Energie zunehmend auf allen Netzebenen – diese wird als dezentrale Erzeugung bezeichnet, wie in Abbildung 1-2 dargestellt.

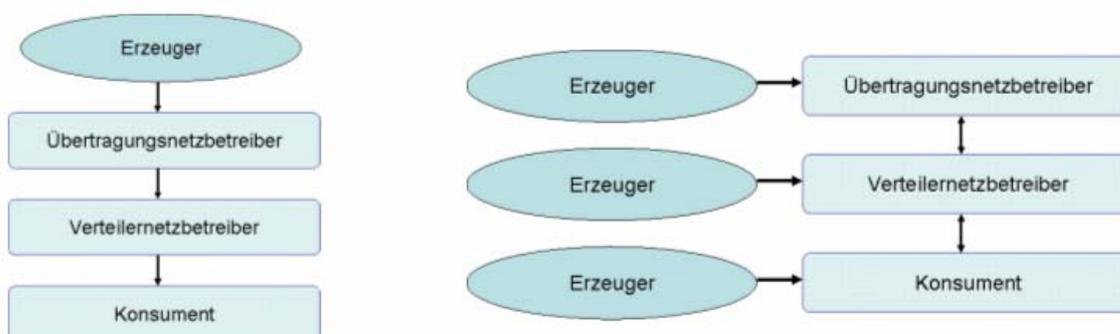


Abbildung 1-2: Zentrale versus dezentrale Erzeugung [2]

Die Vorteile dezentraler Erzeugung liegen u.a. in:

- den kleineren Anlagengrößen und, damit verbunden, in der leichteren Errichtung,
- der (lokalen) Verfügbarkeit von Primärenergieträgern,
- kürzeren Genehmigungs- und Bauzeiten,
- der lokalen Lastdeckung.

Nachteile dezentraler Erzeugung liegen u.a. in:

- der geringeren thermodynamischen Effizienz der DEA,
- höheren spezifischen Investitions- und Wartungskosten,

spezifisch höheren Schadstoffkosten. [3]

## 1.2 Ziel der Studie

Die Veränderung des Elektrizitätssystems weg von regionalen Monopolen und der „Versorgung aus einer Hand“ hin zu liberalisierten Strukturen und dem damit verbundenen regulierten Netzzugang, welcher auch noch weiteren potenziellen Erzeugern die Möglichkeit gibt, Strom zu erzeugen, zu transportieren und zu handeln, verändert das bisher bestehende System auch auf technischer Ebene.

Ziel dieser Studie ist es, die Charakteristiken von dezentralen Erzeugungseinheiten zu beschreiben und ihre Auswirkungen auf bestehende Strukturen zu untersuchen, um eine Grundlage für die mittel- und langfristige erfolgreiche Integration von dezentraler Erzeugung in der Gesamtelektrizitätserzeugung Österreichs zu schaffen. Es wird dabei den Aspekten Netzplanung und -betrieb, Nichtdiskriminierung, spezifische Rahmenbedingungen in Österreich sowie der Beschreibung von möglichen dezentralen Erzeugungseinheiten (unabhängig vom eingesetzten Primärenergieträger) besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Dabei wird neben der Bewertung der einzelnen Aspekte der besondere Fokus der Arbeit auf die umfassende Gesamtdarstellung und -betrachtung der dezentralen Erzeugung gelegt.

## 1.3 Struktur der Studie

Nach einem einleitenden Kapitel wird in Kapitel 2 im Detail auf dezentrale Erzeugungstechnologien eingegangen. In einem ersten Schritt wird die Funktionsweise der unterschiedlichen Elektrizitätserzeugungstechnologien, auch in Abhängigkeit vom eingesetzten Primärenergieträger, dargestellt. In weiterer Folge werden anhand ausgewählter Indikatoren die unterschiedlichen Technologien miteinander in Beziehung gesetzt, um die un-

terschiedlichen Charakteristika herauszuarbeiten. Basis für Kapitel 2 sind die Ausführungen und Ergebnisse in [4].

Kapitel 3 beschäftigt sich mit den Auswirkungen der zunehmenden dezentralen Erzeugung auf das Netz bzw. den Netzbetrieb. Die Analyse erfolgt aufgrund unterschiedlicher Modellberechnungen in [5].

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der im Auftrag der E-Control durchgeführten Studie [6] über die ökonomischen Auswirkungen dezentraler Erzeugung präsentiert.

Nachdem sich Kapitel 2 bis 4 im Speziellen der Situation in Österreich widmen, rundet Kapitel 5 mit dem Fokus auf internationale Erfahrungen und Entwicklungen diesen Blick ab, wobei auch mögliche Auswirkungen für Österreich analysiert werden.

## 1.4 Ausgangsbedingungen und rechtliche Grundlagen

In diesem Abschnitt wird die Ist-Situation dezentraler Erzeugung in Österreich sowie die Definition des Begriffs „dezentrale Erzeugung“ dargestellt, um eine einheitliche Ausgangsbasis für die weiteren Untersuchungen zu schaffen.

### 1.4.1 Begriffsbestimmungen

In der elektrischen Versorgungswirtschaft hat sich noch keine einheitliche Definition des Begriffs „dezentrale Erzeugung“ etabliert.<sup>1</sup> Die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 [7] über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG [8] definiert in Artikel 2 Z 31 eine dezentrale Erzeugungsanlage als „eine an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlage“.

Wie in Abschnitt 1.4.3 dargestellt, besteht der Großteil der österreichischen Erzeugung aus Anlagen, welche zum überwiegenden Anteil (rund 60 % der Gesamtleistung) in einem Leistungsbereich von über 100 MW liegen und zumeist in das Verteilernetz einspeisen. Gemäß der Definition der Richtlinie 2003/54/EG [7] wäre somit der überwiegende Anteil der österreichischen Erzeugung als dezentrale Erzeugung einzustufen. Um die österreichischen Erzeugungsverhältnisse abbilden und die zukünftige Entwicklung in Bezug zum aktuellen Kraftwerkspark setzen zu können, ist eine weitere Einschränkung der Definition auf das Verteilernetz mit mittlerer oder niedriger Spannung notwendig.

---

<sup>1</sup> Vergleiche dazu unter anderem: IEA: Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets sowie Ackermann, Anderson, Söder: Distributed Generation: a definition.

**Die dezentrale Erzeugung umfasst jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetze (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen und verbrauchsnahe sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen.**

Die Definition des öffentlichen Verteilernetzes mit mittlerer oder niedriger Spannung basiert auf den Bestimmungen des § 25 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) [9].

An dieser Stelle wird explizit darauf hingewiesen, dass sich der Fokus dieser Studie keinesfalls auf erneuerbare Energieträger beschränkt, sondern im Gegenteil alle Energieträger in die Betrachtungen miteinbezogen werden.

### 1.4.2 Rechtliche Grundlagen

Angestoßen durch die Richtlinie 96/92/EG (Binnenmarkttrichtlinie) [8] wurde beginnend mit dem Jahr 1998 und basierend auf den Bestimmungen des EIWOG 1998 der österreichische Elektrizitätsmarkt schrittweise geöffnet. Die 100 %ige Marktöffnung erfolgte im Jahr 2001.

Mit dem Inkrafttreten des EIWOG im August 1998 erfolgte aber nicht nur eine Liberalisierung und Umstrukturierung (Unbundling) des österreichischen Elektrizitätsmarktes, sondern auch für unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producer – IPP) die erstmalige Möglichkeit, das Produkt Strom anzubieten.

Ein verstärkter Anreiz für die Investition in erneuerbare Energieträger, und somit vorwiegend in dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Sinne der in dieser Studie verwendeten Definition, wurde durch die Möglichkeit der Festsetzung von Mindestpreisen durch den Landeshauptmann bei gleichzeitiger Abnahmeverpflichtung des Netzbetreibers gegeben.

Im Rahmen der ersten Novellierung des EIWOG wurden verpflichtende Abnahmebedingungen verbunden mit Einspeisetarifen für „sonstigen Ökostrom“ (Wind, Biomasse, Photovoltaik, Geothermie) festgelegt. Für Kleinwasserkraftwerke wurde ein Zertifikatssystem eingeführt. Da die Umsetzung der Vorgaben auf Landesebene erfolgte, führte dies zu einem sehr heterogenen Förderbild in Österreich.

Im Jahr 2001 wurde die Richtlinie 2001/77/EG [10] zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 283/33 vom 27.09.2001) (Erneuerbaren – Richtlinie) erlassen. Die Umsetzung der Richtlinie erfolgte in Österreich durch das Ökostromgesetz BGBl I Nr 149/2002 (ÖkostromG) [11].

Wesentlich an den bisher aufgezählten Gesetzesstellen, deren Hauptziel die Unterstützung von erneuerbarer Energie ist, ist, dass durch Eingriffe in den Markt eine künstliche Nachfrage geschaffen wird und Marktsignale überdeckt werden. Dem potenziellen Inves-

tor werden einerseits die hohen Produktionskosten erneuerbarer Energie vergütet und somit das Investitionsrisiko durch garantierte Tarife vermindert. Andererseits wird dadurch jedoch der Anreiz gesetzt, die Investitionsentscheidung vollkommen losgelöst von anderen Kriterien, wie Entlastung des Netzes oder effiziente Energieerzeugung, zu treffen.

Implizit wird der Bau von nicht-fossilen Elektrizitätserzeugungsanlagen auch durch die Richtlinie 2003/87/EG für den Handel mit Treibhausgasen (Emissionshandelsrichtlinie) [12] gefördert. Die Teilnahme am Emissionshandel ist zwar erst für Anlagen mit einer thermischen Leistung von über 20 MW verpflichtend, jedoch ist die Investition in emissionsarme Erzeugungstechnologien durchaus als (eine) Option für Erzeuger zur (Gesamt-)Reduktionsminderung zu sehen, zumal diese in weiten Teilen (durch diverse nationale Förderprogramme) unterstützt wird. Außerdem werden externe Kosten emissionsreicher Elektrizitätsproduktion durch die Emissionshandelsrichtlinie internalisiert, was zu einem Ansteigen der Erzeugungskosten führt und eine Verschiebung der Merit Order<sup>2</sup> bewirkt. Gleichzeitig nähern sich damit aber auch derzeit noch nicht konkurrenzfähige Technologien der Wettbewerbsfähigkeit. Im Augenblick liegen die für die erste Handelsperiode 2005 bis 2007 erwarteten Zertifikatspreise allerdings unter 10 Euro/t, was vermuten lässt, dass die Auswirkungen auf den Strompreis (zumindest in der ersten Handelsperiode und im Rahmen von geltenden nationalen Allokationsplänen) eher gering sein werden.

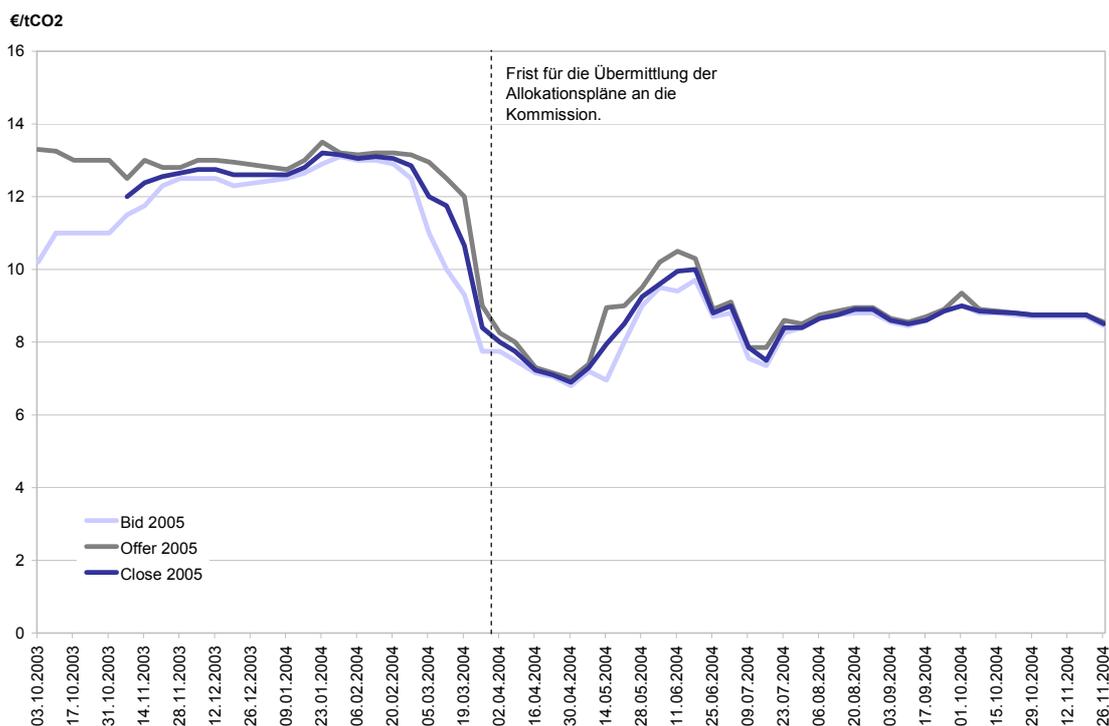
Der Schutz der Umwelt, im speziellen der Gewässer, ist auch Ziel der Richtlinie 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (Wasserrahmenrichtlinie – WRRL) vom 23. Oktober 2000 [13]. Anders als die bisher aufgeführten Rechtsakte wird die WRRL den Bau von neuen Kraftwerken eher erschweren, da Oberflächengewässer in einen guten ökologischen Zustand zurückgeführt werden (mit Ausnahme jener Gewässer, die als „heavily modified“ eingestuft werden, bei welchen nur das ökologische Potenzial umgesetzt werden muss). Der Grad der Erschwernis hängt stark von der nationalen Umsetzung der Richtlinie ab, die zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen ist.

Neben der Förderung von erneuerbaren Energiequellen wird auch nicht-erneuerbare dezentrale Energieerzeugung im Rahmen folgender Gesetzesgrundlagen gefördert:

- Beschleunigungsrichtlinie (Richtlinie 2003/54/EG) [7]: Mögliche Ausschreibung von Kapazitäten im Interesse des Umweltschutzes oder der Förderung neuer Technologien sowie die Verpflichtung bei Genehmigungsverfahren, die (begrenzte) Größe der Anlagen und ihre möglichen Auswirkungen zu berücksichtigen.
- Kraft-Wärme-Kopplung(KWK)-Richtlinie (Richtlinie 2004/8/EG) [14]: Festlegung von Rahmenbedingungen für die Unterstützung von KWK-Anlagen.

---

<sup>2</sup> Nach Preisen gereichte (Strom-)Angebotsliste.


 Abbildung 1-3: Preise pro Tonne CO<sub>2</sub> [15]

### 1.4.3 Ausgangssituation in Österreich

Bedingt durch die bestehenden topographischen und klimatischen Bedingungen ist der Anteil der Wasserkraft in Österreich sehr hoch, sowohl was die installierte Leistung (rund 65 %), die Anzahl der Anlagen (rund 50 %) als auch die erzeugte Energie (im mehrjährigen Jahresmittel rund 70 %) betrifft (siehe Abbildung 1-4). Der Bereich „Wärmekraftwerke“ beinhaltet auch Kraftwerke, die erneuerbare Energieträger einsetzen, wie Biomasse- oder Biogasanlagen.

Es ist allerdings anzumerken, dass die minimale Leistung für die Jahreserhebungen im Rahmen der Statistik-Verordnung (BGBl II Nr 486/2001) 1 MW beträgt. Anlagen mit geringerer Leistung werden über freiwillige Meldungen bzw. durch die Meldung der Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen erfasst.

Vergleicht man die Anlagenanzahl mit der erzeugten Energie innerhalb der Engpassleistungsklassen der Kraftwerke (siehe Abbildung 1-5 und Abbildung 1-6), so ist festzustellen, dass im Jahr 2003 rund 14 % (im Jahr 2002 lag dieser Wert bei rund 16 %) in Anlagen kleiner 20 MW erzeugt wurden. Mehr als die Hälfte (rund 58 %) wurde in Anlagen größer 100 MW produziert. Diese Anteile an der Gesamtstromproduktion unterliegen Schwankungen, welche sich u.a. über das Wasserdargebot erklären lassen.

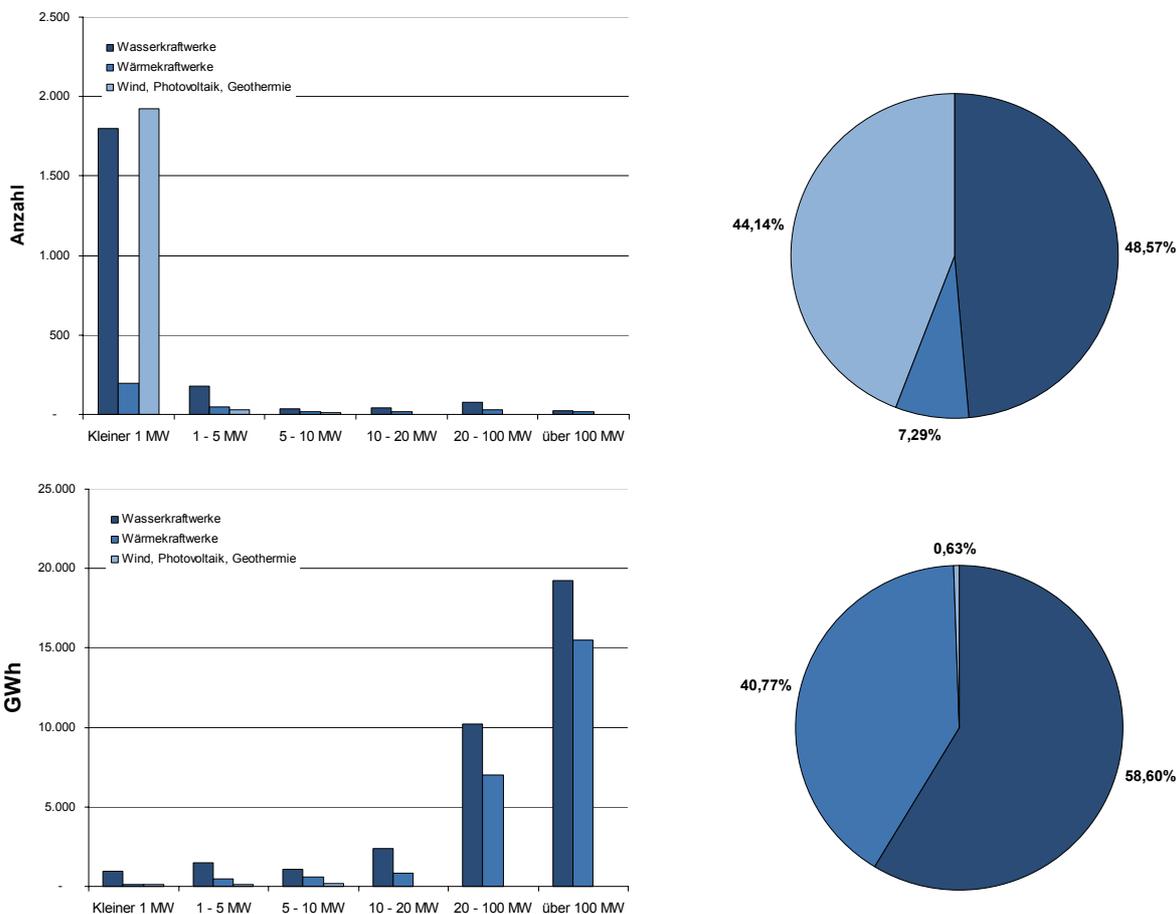
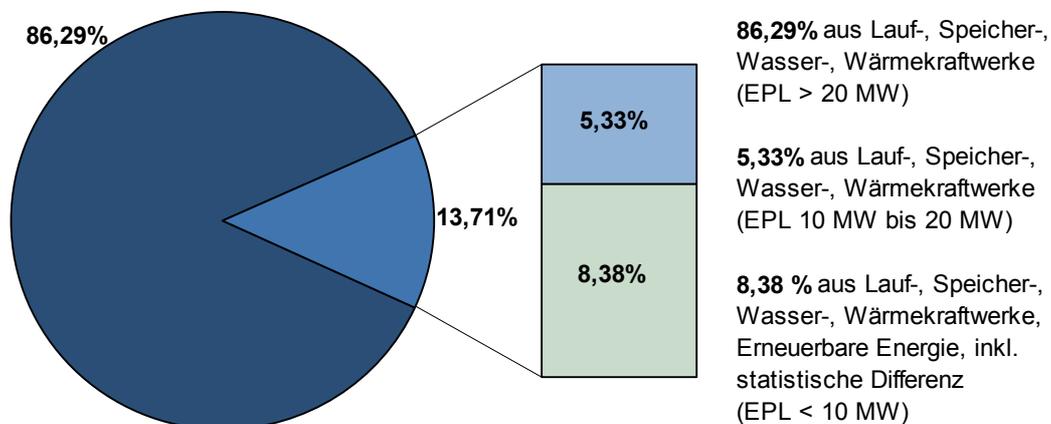


Abbildung 1-4: Österreichischer Erzeugungspark im Jahr 2003 (Anzahl und Erzeugung) [16]

Durch das bundesweite Fördersystem für Ökostrom im Rahmen des ÖkostromG liegen, ergänzend zu den statistischen Erhebungen, sehr gute Daten über dezentrale Anlagen vor, die erneuerbare Energieträger einsetzen. In Tabelle 1-1 ist eine Übersicht über die Anzahl und Engpasseleistung jener Anlagen gegeben, welche am 31.12.2003 in einem Vertragsverhältnis mit den Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen (Öko-BGV) gestanden sind. Diese Zahlen decken nicht alle dezentralen Erzeugungsanlagen ab, die – unter dem Einsatz erneuerbarer Energieträger – Strom in das öffentliche Netz einspeisen. Zu diesen Werten müssen noch jene Anlagen gezählt werden, die nicht im Fördersystem enthalten sind, wie z.B. Anlagen, die altersbedingt keine Unterstützung mehr erhalten, Inselanlagen oder („große“) Kleinwasserkraftwerke, die sich aus wirtschaftlichen Gründen entschlossen haben, gegen Jahresende die Öko-Bilanzgruppe zu verlassen, da der Marktpreis über dem Einspeisetarif liegen kann.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Vergleiche dazu: Energie-Control GmbH: Bericht gem § 25 Abs 1 Ökostromgesetz, Juni 2004.



EPL...Engpassleistung

Abbildung 1-5: Prozentueller Anteil der Jahresstromerzeugung in Österreich im Jahr 2003 nach den Kraftwerksengpassleistungsklassen [16]

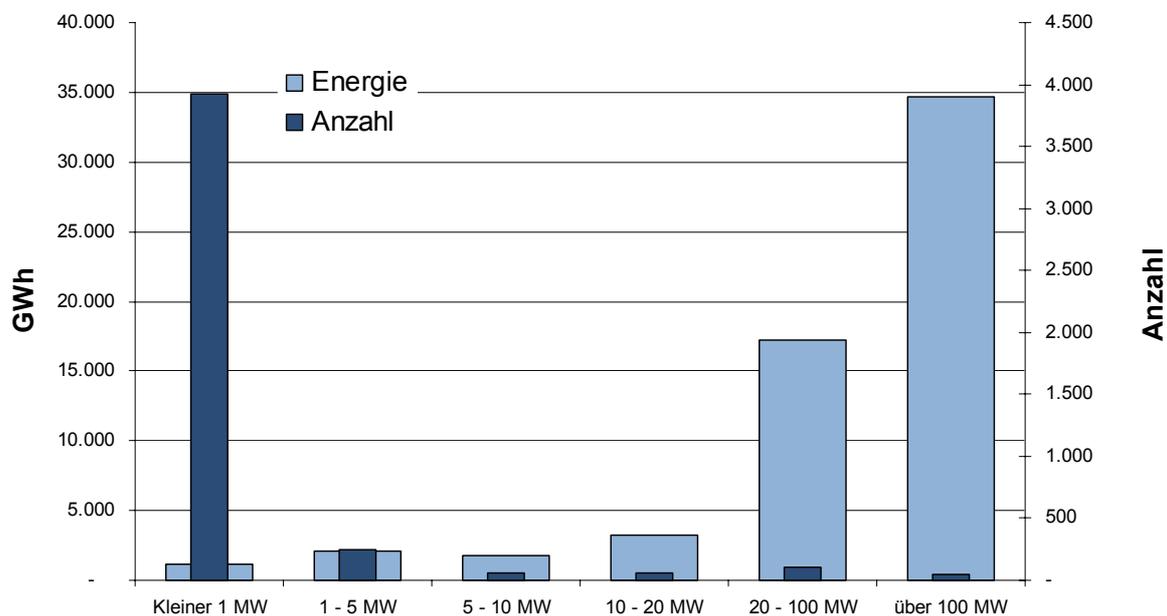


Abbildung 1-6: Anzahl und Erzeugung in zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen im Jahr 2003 [16]

	APG		TIRAG		VKW		Summe	
	Anzahl	EPL in MW	Anzahl	EPL in MW	Anzahl	EPL in MW	Anzahl	EPL in MW
<b>Summe Sonstiger Ökostrom</b>	<b>1.165</b>	<b>461,19</b>	<b>367</b>	<b>16,10</b>	<b>889</b>	<b>14,14</b>	<b>2.421</b>	<b>491,43</b>
Biomasse fest	19	27,30	5	11,22	3	2,55	27	41,07
Biomasse flüssig	21	1,97	-	-	-	-	21	1,97
Biomasse gasförmig	91	13,42	8	0,65	20	0,90	119	14,97
Deponiegas	14	13,21	4	2,00	3	1,36	21	16,57
Geothermie	2	0,92	-	-	-	-	2	0,92
Klärgas	13	2,90	5	2,09	4	1,18	22	6,16
Mischfeuerungen	-	-	-	-	-	-	-	-
Photovoltaik	908	5,88	26	0,15	859	8,15	1.793	14,18
Windkraft	97	395,59	-	-	-	-	97	395,59
<b>Kleinwasserkraft</b>	<b>1.647</b>	<b>622,15</b>	<b>319</b>	<b>174,06</b>	<b>78</b>	<b>61,88</b>	<b>2.044</b>	<b>858,10</b>
<b>Gesamt</b>	<b>2.812</b>	<b>1.083,34</b>	<b>367</b>	<b>190,17</b>	<b>967</b>	<b>76,02</b>	<b>4.146</b>	<b>1.349,53</b>

Tabelle 1-1: Vertragsverhältnis mit Öko-BGV, Stichtag 31.12.2003 [17]

Über fossile dezentrale Erzeugungsanlagen liegen, abgesehen von den in Abbildung 1-4 und Abbildung 1-6 dargestellten Zahlen, keine ergänzenden Daten vor. Nicht verfügbar ist für alle DEA die Netzebene, an welche sie angeschlossen sind, weshalb – sofern die Daten nicht über andere Quellen vorliegen – von der Höhe der Leistung auf die betroffene Netzebene rückgeschlossen wird.

Neben erneuerbaren Energieträgern wird Erdgas in Zukunft im Bereich dezentraler Erzeugung eine wesentliche Rolle spielen. Im nächsten Abschnitt wird kurz auf das Thema Erdgas und dessen zukünftige Entwicklung eingegangen.

#### 1.4.4 Gas – Entwicklungsmöglichkeiten

Für eine Vielzahl an dezentralen Erzeugungstechnologien wird Erdgas als Primärenergieträger eingesetzt. Im Jahr 2003 wurde in Österreich rd. 11.144 GWh Strom aus Gas erzeugt – dies entspricht rd. 18,5 % der gesamten österreichischen Elektrizitätserzeugung [18].

Generell hat sich die Erdgasnachfrage ausgehend von den 70iger Jahren bis heute nahezu verdreifacht und lag im Jahr 2003 bei rd. 8,9 Mrd. m<sup>3</sup>. Der wichtigste Verbrauchssektor für Erdgas ist mit 43 % der produzierende Bereich (Industrie, Chemie, Raffinerie). Kleinverbraucher und Haushalte halten einen Anteil von rund 18 %. In Langfristprognosen wird von einer weiteren Steigerung des Erdgasverbrauches von heute bis zum Jahr 2020 von 50 % ausgegangen [18], [19], [20].

Lediglich ein Viertel des Bedarfs an Erdgas in Österreich wird aus inländischer Förderung gedeckt, wobei 60 % der Inlandsförderung durch die OMV AG und 40 % durch die RAG erfolgt. Der weitaus überwiegende Teil des Erdgases wird vorwiegend aus Russland, aber auch aus Deutschland und Norwegen importiert.

Die gesicherten Reserven in Österreich werden lt. einer OGP Studie mit 24 Mrd. m<sup>3</sup> angegeben, darüber hinaus wird das Potenzial bereits entdeckter Reserven mit 5 Mrd. m<sup>3</sup> sowie das noch unentdeckte Reservenpotenzial mit bis zu 19 Mrd. m<sup>3</sup> eingeschätzt [21].

Um den künftig immer stärker wachsenden Bedarf an Erdgas sicherzustellen, ist es erforderlich, die Gasnetze weiter auszubauen. Sowohl national als auch international laufen daher eine Reihe von Infrastrukturprojekten, die auf europäischer Ebene auch von der EU-Kommission unterstützt werden.

#### 1.4.4.1 Preisentwicklung für Erdgas

Da ein eigenständiger (Großhandels-)Markt für Erdgas noch im Entstehen ist und Erdgas vorwiegend als Substitut für Erdöl angesehen wird, ist die Entwicklung des Erdgaspreises von internationalen Erdölindikatoren abhängig. Die Entwicklung der Erdölindikatoren beeinflusst mit einer gewissen Verzögerung (bis zu einem halben Jahr) den Preis für Erdgas.

Abbildung 1-7 zeigt die Entwicklung sowie eine Prognose des Erdgasimportpreises als Index und bezieht sich auf die reine Energiekomponente des Erdgaspreises. Der Zeitpunkt der Erdgasliberalisierung (Index 1. Okt. 2002 = 100) dient hierbei als Bezugsgröße. Die historische Entwicklung bezieht sich auf effektive Importpreise für das Produkt Erdgas. Die Prognose berücksichtigt die Annahmen der internationalen Ölmärkte (Future-Notierungen).

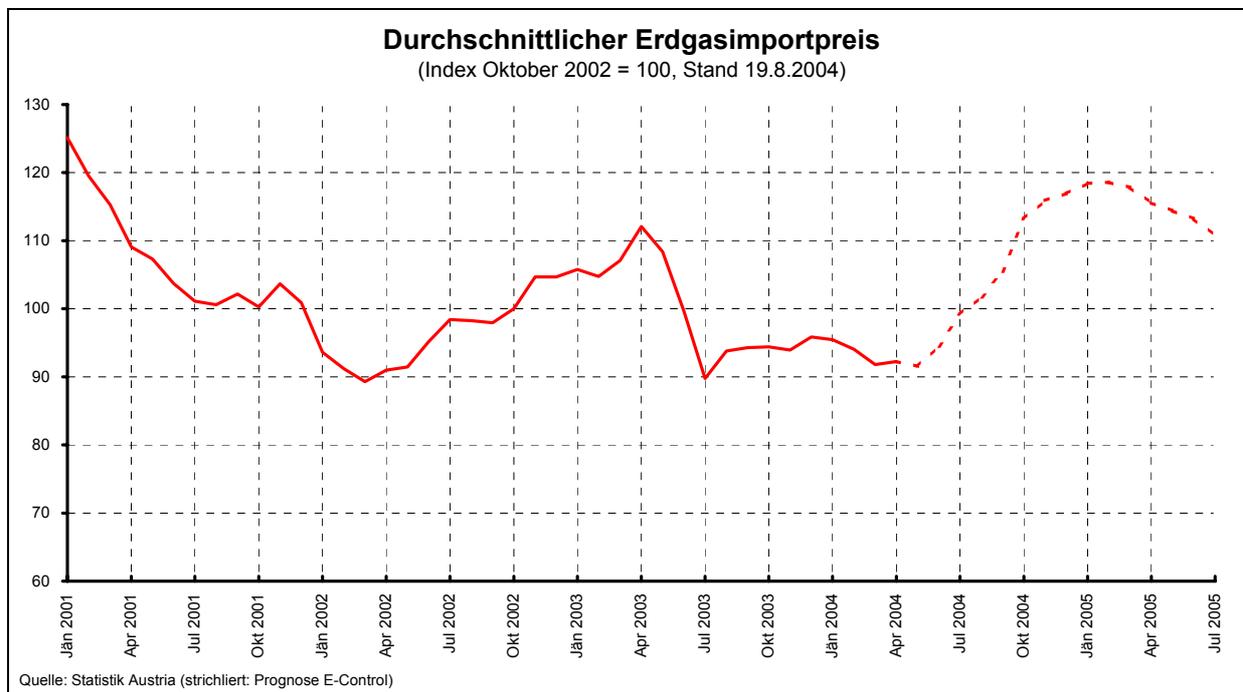


Abbildung 1-7: Entwicklung und Prognose des durchschnittlichen Erdgasimportpreises [18]

## 2 Technologien von dezentralen Erzeugungsanlagen

DEA bieten aufgrund des geringen (absoluten) Investitionsbedarfs und der damit verbundenen kürzeren Kapitalbindung sowie der geänderten Rahmenbedingungen (z.B. geregelter Netzzugang, neue Technologien, Förderungen) neue Chancen für Marktteilnehmer. Es ist somit aus heutiger Sicht mit einem stetigen Ansteigen dezentraler Erzeugung zu rechnen. Bisher ist der Anteil dieser Anlagen am Gesamtsystem noch gering und eventuelle negative Auswirkungen werden noch innerhalb des historisch gewachsenen Systems aufgefangen; die prognostizierte Entwicklung bedarf jedoch allenfalls Anpassungen im Bereich Netzmanagement.

Als Grundlage für die Bewertung der Einflussmöglichkeiten der DEA auf das Netz und der möglichen Lösungen werden in diesem Abschnitt die einzelnen Technologiearten beschrieben und anhand ausgewählter Indikatoren miteinander verglichen.

### 2.1 Potenziale in Österreich

Die österreichische Erzeugungsstruktur sowie die rechtlichen Grundlagen wurden bereits in den Abschnitten 1.4.2 und 1.4.3 erläutert, weshalb an dieser Stelle nur auf die Primärenergieträgerverfügbarkeit eingegangen wird.

Nutzbar sind in Österreich folgende fossilen Brennstoffe und ihre Derivate:

- Braunkohle,
- Erdöl,
- Erdgas,
- Steinkohle,
- Torf,

sowie folgende erneuerbare Energieträger:

- Wasser,
- Wind,
- Biomasse fest,
- Deponie- und Klärgas,
- Biogas,
- Biomasse flüssig,
- Solarenergie,
- Geothermie.

Die Nutzung von Kernenergie ist seit Erlass des Atomsperrgesetzes (BGBl 676/1978) und dem Bundesverfassungsgesetz über ein atomfreies Österreich (BGBl I Nr 149/1999) in Österreich verboten. Weitere Einschränkungen ergeben sich im Bereich Wasser, wo es aufgrund der geographischen Lage zu keiner Nutzung von Wellen- oder Gezeitenenergie kommen kann.

Auch innerhalb von Österreich kommt es zu regionalen Konzentrationen beim Einsatz bestimmter Energieträger. Das markanteste Beispiel ist die Windenergie, deren höchste Potenziale im Nord-Osten Österreichs angesiedelt sind. Dementsprechend erfolgt auch der Ausbau überwiegend in dieser Region (siehe Abschnitt 2.2.4). Ähnlich wie im Bereich Windkraft ist auch das Wasserkraftpotenzial stark von topographischen und klimatischen Bedingungen abhängig. Im Bereich Wasserkraft liegt der Schwerpunkt für Laufwasserkraftwerke im Norden (Donau) und Süden (Drau), für Speicherkraftwerke eher im Westen Österreichs. Die Potenziale diverser erneuerbarer Energieträger sind in Tabelle 2-1 dargestellt.

Potenziale nach erneuerbare Primärenergieträger in Österreich								
	Einheit	Theoretisches Potential	Theoretisches Stromerzeugungspotential	Technisches Angebotspotential	Technisches Nachfragepotential	Derzeit genutztes Potential	Realisierbares Potential bis 2010	Nutzungsgrad in %
Wasserkraft	[GWh/a]	150.000	118.000	60.000	46.800	35.292 (2003)	50.250	89
Sonne	[GWh/a]	92.200	26.000	20.000 - 50.200	2.200	11 (2003)	60	1
Wind	[GWh/a]	139.000	82.000	> 5.300	2.600	366 (2003)	2.800	35
Biomasse fest	[GWh/a]	200.000	132.000	8.300	8.300	1.645 (2003)	5.500	13
Biomasse flüssig	[GWh/a]	137.500	k.A.	7.770	7.770	2* (2003)	k.A.	-
Biogas	[GWh/a]	18.000	11.000	1.300	1.300	60 (2003)	k.A.	11
Deponie- und Klärgas	[GWh/a]	1.530	k.A.	400	400	87 (2003)	k.A.	-
Erdwärme	[GWh/a]	10.300	k.A.	2.140	900	3 (2003)	k.A.	-

\* Abgabe in das öffentliche Netz

Tabelle 2-1: Primärenergieträgerpotenziale in Österreich [4], [16], [17], (k.A. keine Angabe)

## 2.2 Technologien

### 2.2.1 Einführung

In diesem Abschnitt sollen die derzeit in Österreich im Einsatz befindlichen oder Einsatzpotenzial besitzenden, dezentralen Erzeugungstechnologien in kurzer Form dargestellt werden. Die folgenden Ausführungen nehmen weitgehend Bezug auf die Ergebnisse und Verweise auf einschlägige Literatur in [4].

Aus technologischer Sicht können die meisten dezentralen Erzeugungstechnologien durch folgende Kriterien charakterisiert werden:

- Kleine Baugrößen bzw. Leistungsklassen verfügbar
- Transportweg des eingesetzten Primärenergieträgers: Kein oder nur kurzer Transportweg für den verwendeten Energieträger. Der eingesetzte Primärenergieträger ist entweder direkt vor Ort verfügbar (Wind, Wasser, Sonne, Geothermie) oder der Brennstoff wird dezentral produziert (z.B. Biogas) – die Ausnahme bildet Erdgas, dessen Transportwege in der Regel länger sind.
- Wärmeauskopplungsfähigkeit: Durch den verbrauchernahen Einsatz dieser Technologien kann bei thermischen Umwandlungsverfahren (Verbrennung) meist die entstandene Wärme vor Ort durch Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.

Die Abbildung 2-1 gibt einen Überblick über die möglichen Energieumwandlungstechnologien für regenerative Energiequellen.

In der folgenden Kurzbeschreibung werden nur diejenigen Erzeugungstechnologien, die den Kriterien der „dezentralen Erzeugung“ Definition (Abschnitt 1.4.1) entsprechen und in Österreich eingesetzt werden können, beschrieben. Die Gliederung erfolgt nach Technologieart (der Einsatz des Brennstofftyps (z.B. erneuerbar oder nicht erneuerbar) ist für die folgende Gliederung von sekundärer Bedeutung):

- Wasserkraftwerke,
- Thermische Kraftwerke (mit und ohne Wärmeauskopplung),
- Windenergieanlagen,
- Photovoltaikanlage,
- Geothermisches Kraftwerk,
- Brennstoffzelle.

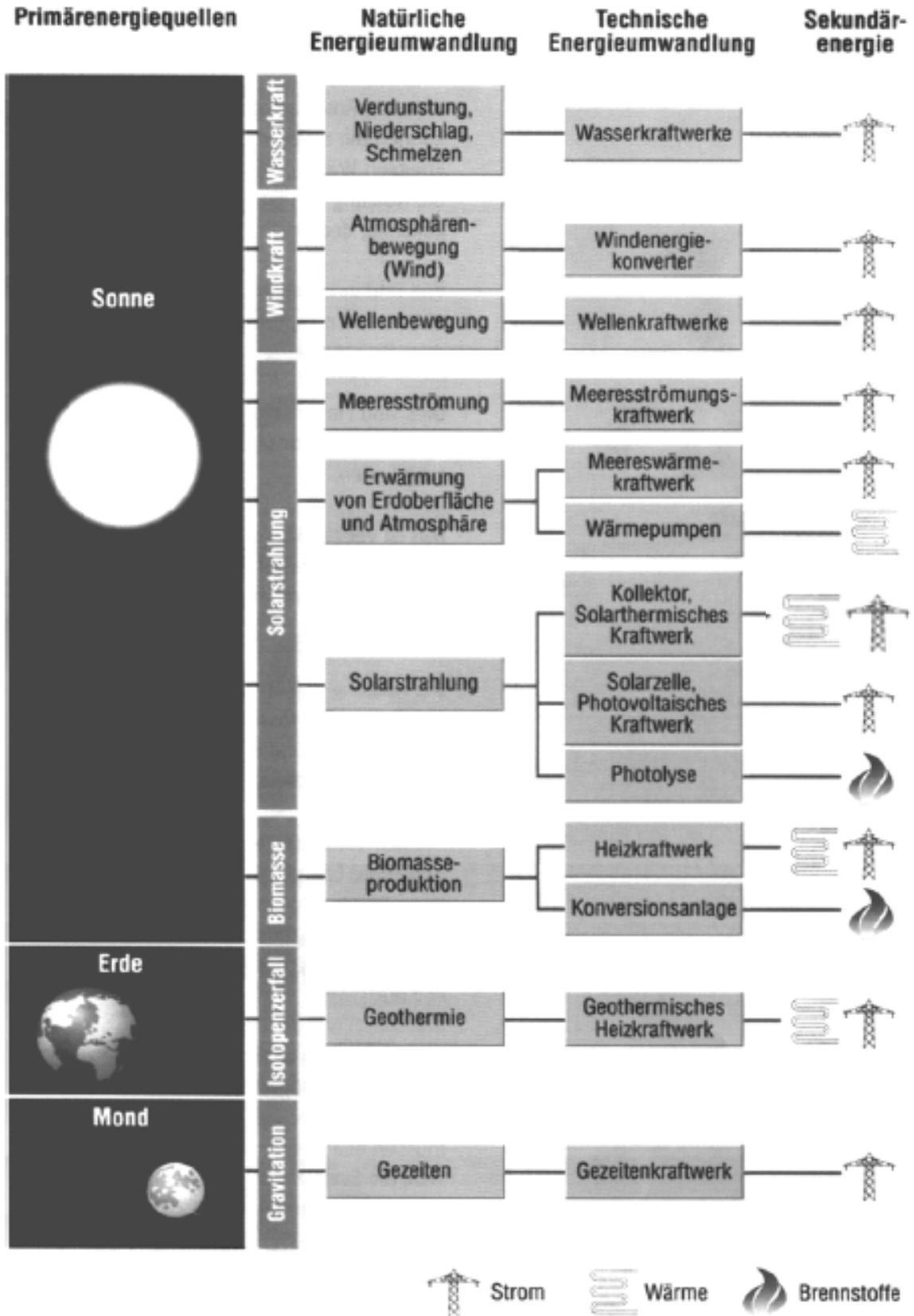


Abbildung 2-1: Regenerative Energiequellen [4]

## 2.2.2 Wasserkraft

### 2.2.2.1 Allgemeines

Die Nutzung der potenziellen und kinetischen Energie des Wassers zur Erzeugung von mechanischer Energie und in weiterer Folge zur Erzeugung von elektrischer Energie hat, insbesondere in Österreich durch seine besondere topographische Lage, eine lange Tradition. Diese Technologie ist durch ihre große Leistungs- und Einsatzbandbreite (Eignung für Grundlast- bis Spitzenlastdeckung), eine weitgehend ausgereifte, standardisierbare Technologie, lange Benutzungsdauer bei geringer Wartung und eine gute Prognostizierbarkeit gekennzeichnet.

### 2.2.2.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Grundsätzlich bestehen Wasserkraftwerke aus Staubauwerk, Wassereinlauf im Oberwasser, Turbine, Unterwasser und Krafthaus mit den elektromechanischen Einrichtungen.

Die mögliche Leistungsgröße von Wasserkraftwerken in Österreich deckt einen Bereich von einigen Kilowatt bis zu einigen hundert Megawatt ab. Die Abgrenzung zwischen Klein- und Großwasserkraft ist nicht einheitlich geregelt, in den meisten Europäischen Ländern liegt diese Grenze jedoch bei 10 Megawatt.<sup>4</sup>

Prinzipiell kann eine Einteilung von Wasserkraftanlagen neben der Einteilung nach Groß- und Kleinwasserkraftwerk in Nieder-, Mittel- und Hochdruckanlage (abhängig vom Höhenunterschied) als auch in Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerk vorgenommen werden.

Laufwasserkraftwerke dienen primär der Grundlastdeckung des Strombedarfs, Speicherkraftwerke werden zur Abdeckung von Strombedarfsspitzen und der Grundlast eingesetzt, Pumpspeicherkraftwerke zur Deckung der Spitzenlast und als Regelkraftwerke.

Wasserkraftanlagen in Österreich werden bis auf wenige Ausnahmen im Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Stromversorgungsnetz betrieben. Insbesondere Kleinstwasserkraftanlagen werden auch im Inselbetrieb verwendet. Der Vollständigkeit halber sei auch noch auf die speziellen Anwendungen der Wasserkrafttechnologie wie z.B. Trinkwasserkraftwerke oder Entspannungskraftwerke hingewiesen.

### 2.2.2.3 Entwicklung der Kleinwasserkraft in Österreich

Aufgrund der bestehenden Rahmenbedingungen, wie dem derzeitigen österreichischen Fördersystem (ÖkostromG 2002), findet der Ausbau von dezentralen Wasserkraftwerken zur Zeit vorwiegend im Leistungsbereich bis 10 MW Engpassleistung statt. Mit Ende 2002 waren rund 980 MW Kleinwasserkraftwerke als solche anerkannt und in Betrieb. Ange-

---

<sup>4</sup> Kleinwasserkraftwerke sind z.B. in Deutschland oder Irland mit 5 MW begrenzt.

stoßen durch die Zielsetzung, den Anteil der in Kleinwasserkraftanlagen erzeugten Energie im Jahr 2008 auf 9 % zu erhöhen, konnte in den letzten Monaten ein erheblicher Anstieg der anerkannten Wasserkraftanlagen verzeichnet werden.

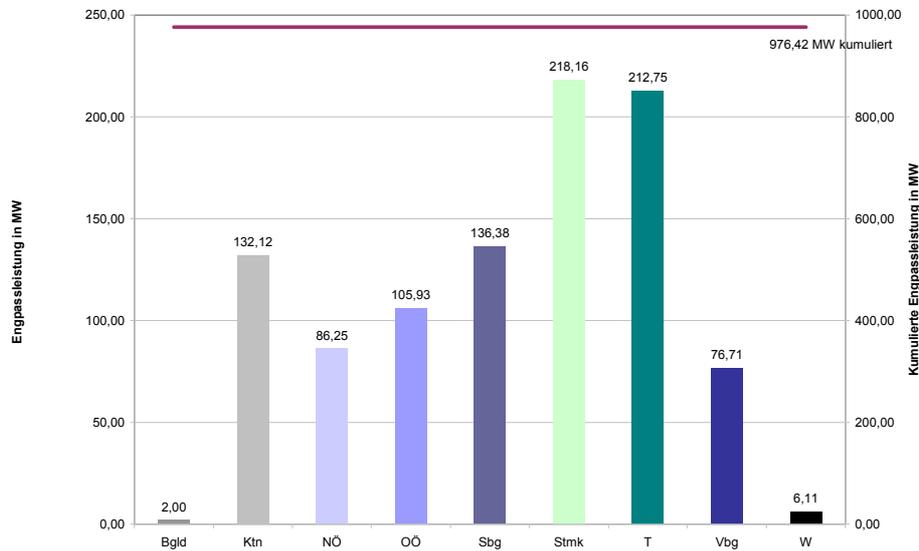


Abbildung 2-2: Engpassleistung bestehender Kleinwasserkraftwerke nach Bundesländern (Stand Juli 2004) [17]

Ergänzt wird der Neubau durch Revitalisierungen bestehender Kraftwerke, die ebenfalls besonders gefördert wird. Revitalisiert im Sinne des ÖkostromG [11] und der Einspeisetarifverordnung (BGBl II Nr 508/2002) [28] sind Anlagen, deren Regelarbeitsvermögen bis spätestens 31.12.2005 um zumindest 15 % erhöht wird. Mit Ende des 1. Quartals 2004 waren Anlagen mit einer Engpassleistung von in Summe 8 MW bereits revitalisiert. Ebenfalls für rund 8 MW waren zu diesem Zeitpunkt die Revitalisierungen in Planung. Es ist anzumerken, dass die anerkannten Kleinwasserkraftwerke noch nicht notwendigerweise in Betrieb sein müssen, weshalb Abbildung 2-3 lediglich einen Trend aufzeigt.

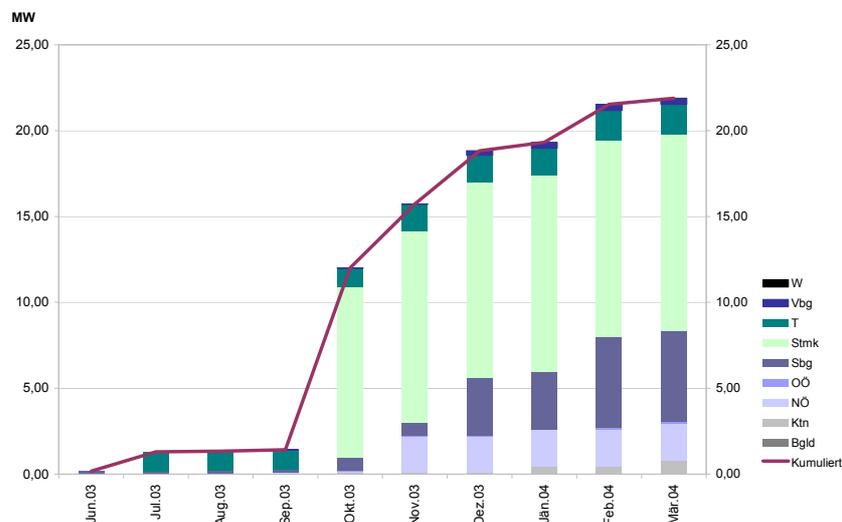


Abbildung 2-3: Engpassleistung neuer Kleinwasserkraftwerke [17]

## 2.2.3 Thermisches Kraftwerk (mit und ohne Wärmeauskopplung)

### 2.2.3.1 Allgemeines

Der überwiegende Anteil der weltweiten Stromerzeugung erfolgt in thermischen, insbesondere in nuklear und fossil befeuerten Kraftwerken. Thermische Kraftwerke (auch Wärmekraftwerke oder Wärmekraftanlagen genannt) sind dadurch gekennzeichnet, dass zunächst die zugeführte Primärenergie (Brennstoff) in einem Wärmeerzeuger in thermische Energie umgewandelt wird, um dann anschließend in einer Wärmekraftmaschine in mechanische Energie umgewandelt zu werden.

Jedes thermische Kraftwerk besteht somit aus den zwei Teilsystemen, dem Wärmeerzeuger und der Wärmekraftmaschine, wobei ein Arbeitsfluid in einem geschlossenen Kreislauf eingesetzt wird.

Prozessbedingt fällt in thermischen Kraftwerken Abwärme an, die meist neben der Erzeugung von Strom genutzt wird. Diese Anlagen werden dann als Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen bezeichnet.

Prinzipiell unterscheidet man drei Typen von thermischen Kraftwerken:

- Fossil oder mit erneuerbaren Energiequellen (z.B. Biomasse) befeuerte Kraftwerke,
- Kernkraftwerke (wird hier nicht behandelt),
- Solar-thermische Kraftwerke.

### 2.2.3.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

#### 2.2.3.2.1 Fossil oder mit erneuerbaren Energiequellen (z.B. Biomasse) befeuerte Kraftwerke

Diese Kraftwerksart lässt sich in folgende Technologien einteilen [4]:

1. Dampfprozess
  - a. Mit Gegendruckturbine
  - b. Mit Entnahme-Kondensationsturbine
2. Gasturbinenprozess
  - a. Mit Wärmerückgewinnung
  - b. „Cheng Cycle“ (STIG-Cycle)
  - c. Mikroturbine
3. Gas- und Dampfturbinenprozess (Kombiprozess)
  - a. Mit Gegendruckturbine
  - b. Mit Entnahme-Kondensationsturbine

4. Diesel- und Gasmotoren Prozess
5. Alternative Prozesse
  - a. Dampfkolbenmotorprozess
  - b. Organic Rankine Cycle (ORC)-Prozess (siehe auch Geothermie)
6. Innovative Prozesse
  - a. Stirling Motor
  - b. Dampfschraubenmotor
  - c. Heißluftturbinenprozess
  - d. Inverser Gasturbinenprozess

#### 2.2.3.2.2 Solar-thermisches Kraftwerk

In einem solar-thermischen Kraftwerk wird die Strahlungsenergie der Sonne in einem Kollektor oder nach Bündelung durch ein Spiegelsystem in einem Receiver absorbiert und von einem Arbeitsfluid als Wärme an die Wärmekraftmaschinen z.B. als Dampf übertragen und in mechanische Energie umgewandelt [22].

#### 2.2.3.3 Entwicklung von Biomasseanlagen in Österreich

Über fossil befeuerte dezentrale (KWK-)Anlagen liegen keine detaillierten Daten vor. Im Bereich erneuerbarer Energieträger wird die Biomasse in den nächsten Jahren einen erheblichen Beitrag leisten (siehe Tabelle 2-2). Durch eine Auswertung diverser Quellen (Meldungen der Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen, Pressemeldungen sowie Telefoninterviews mit Betreibern) können folgende Abschätzungen für die Biomasseentwicklung der nächsten Jahre getroffen werden:

		<b>Biomasseauswertung</b>					
		Anzahl	Engpassleistung kW	Einspeisemengen in GWh			
				2004	2005	2006	2007
1	Daten Öko-BGV + bereits in Betrieb gegangene Anlagen						
	Fest inkl. Mischfeuerung	29	70.256	344,25	344,25	344,25	344,25
	Flüssig	20	256	1,25	1,25	1,25	1,25
	Gasförmig	118	12.755	62,50	62,50	62,50	62,50
	<b>Summe 1</b>	<b>167</b>	<b>83.267</b>	<b>408,01</b>	<b>408,01</b>	<b>408,01</b>	<b>408,01</b>
2	Biomasseerhebung						
	Fest	5	27.900	16,68	56,77	154,08	154,08
	Flüssig	3	1.516	2,94	7,43	7,43	7,43
	Gasförmig	13	4.416	9,23	19,19	21,64	21,64
	Mischfeuerungen	7	7.255	2,01	9,16	15,11	15,11
	<b>Summe 2</b>	<b>28</b>	<b>41.087</b>	<b>30,87</b>	<b>92,55</b>	<b>198,26</b>	<b>198,26</b>
3	Pressemitteilungen						
	Fest	15	63.170	32,26	142,17	296,10	387,73
	Flüssig	-	-	-	-	-	-
	Gasförmig	25	9.000	-	-	44,10	44,10
	<b>Summe 3</b>	<b>40</b>	<b>72.170</b>	<b>32,26</b>	<b>142,17</b>	<b>340,20</b>	<b>431,84</b>
	<b>Gesamtsumme</b>	<b>235</b>	<b>196.524</b>	<b>471,13</b>	<b>642,73</b>	<b>946,47</b>	<b>1.038,10</b>

Tabelle 2-2: Biomasseentwicklung bis zum Jahr 2007 [17]

Den größten Beitrag im Bereich der Biomasse werden zukünftig Anlagen besitzen, die feste bzw. gasförmige Biomasse einsetzen. Die anerkannten Biomasse- bzw. Biogasanlagen sind in Abbildung 2-4 dargestellt.

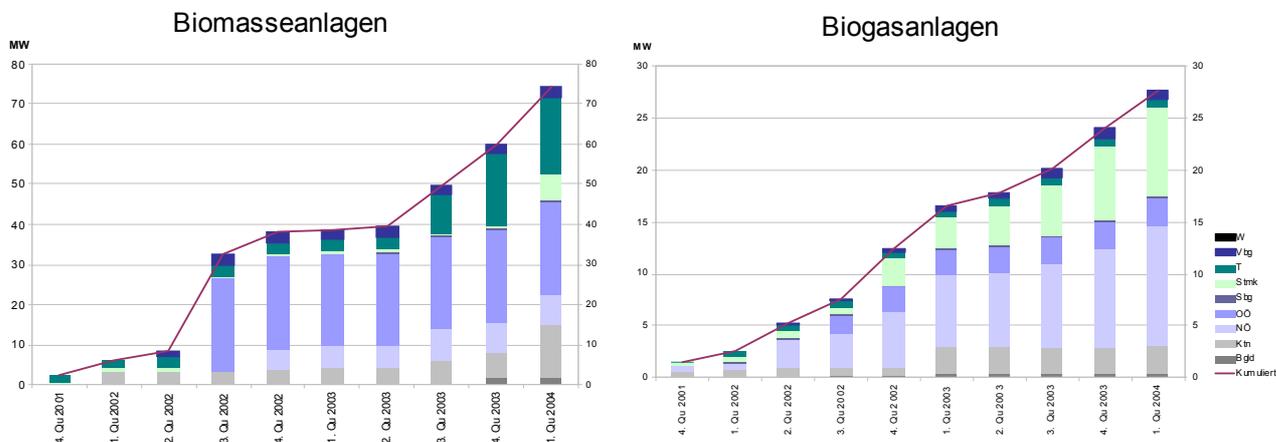


Abbildung 2-4: Engpassleistung anerkannter Biomasse- und Biogasanlagen

## 2.2.4 Windenergieanlage

### 2.2.4.1 Allgemeines

Unter Anwendung der in dieser Studie verwendeten Definition fallen Windenergieanlagen (WEA) nur teilweise in den Bereich dezentraler Erzeugung. Grund dafür ist die Ballung von Windparks im Nord-Osten Österreichs (siehe Abbildung 2-5), welche zumeist mit einer Einspeisung in das 110-kV-Netz und darüber verbunden ist. Im Falle der Windkraft wird in einigen Publikationen von verteilter Erzeugung gesprochen [2].

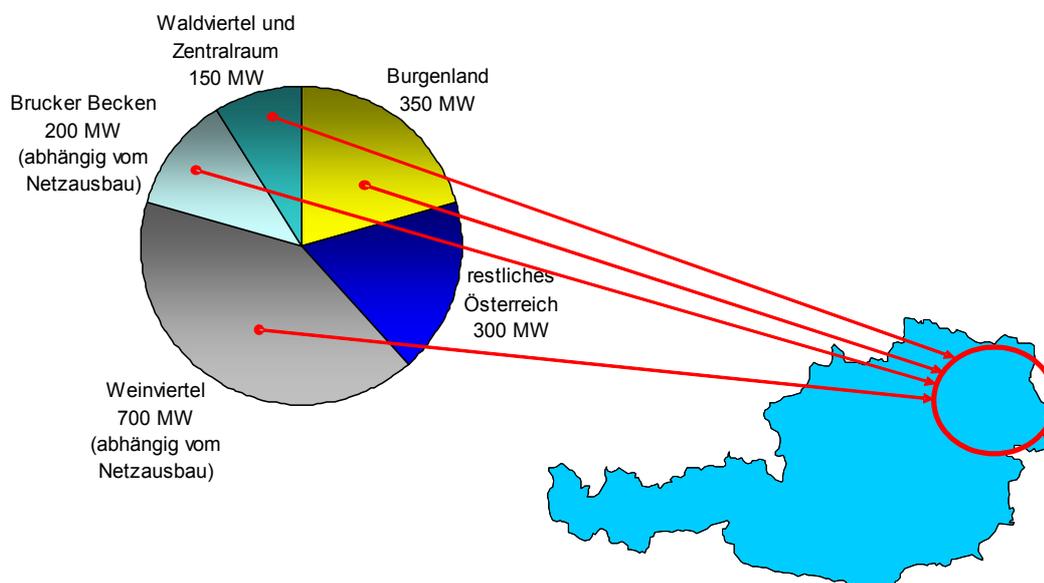


Abbildung 2-5: Ausbaupotenziale der WEA in Österreich (Stand Mai 2003) [23]

In WEA wird die kinetische Energie der strömenden Luft durch Abbremsen der Luftmassen am Rotor in mechanische und in weiterer Folge in elektrische Energie umgewandelt. Seit den 90er Jahren ist diese Technologie primär zur großtechnischen, netzgekoppelten Stromerzeugung im Einsatz. Diese Technologie ist gekennzeichnet durch standardisierte Technologie, einer mittleren Leistungsgröße (im einstelligen Megawattbereich) und einer relativ raschen Verbreitung in den letzten Jahren.

#### 2.2.4.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Die wesentlichen Komponenten einer Windkraftanlage sind: Rotor, Getriebe, Generator, Windrichtungsnachführung, Turm, Fundament.

Die allgemeine Einteilung der verschiedenen Bauarten lässt sich an Hand folgender Merkmale vornehmen:

- Antriebsprinzip (Auftrieb oder Widerstand)
- Schnellläufigkeit (Langsam- oder Schnellläufer)
- Stellung der Rotorachse (horizontal oder vertikal)
- Anzahl der Rotorblätter (Ein-, Zwei-, Drei- oder Mehrblattrotor)
- Leistungsregelung (Stall- oder Pitchregelung)
- Windnachführung
- Generator (Synchron- oder Asynchrongenerator)
- Art der Netzkopplung
- Onshore/Offshore

Zur Stromerzeugung haben sich hauptsächlich Schnellläufer mit Horizontalachsen durchgesetzt. Die Leistungsgröße der WEA beträgt derzeit zwischen einigen hundert Kilowatt und mehreren Megawatt. Der Trend geht zu immer größeren Anlagen, mit größeren Turmhöhen und Rotordurchmessern (siehe Abbildung 2-6).

Um die Leistung bei variierenden Windstärken dem Bedarf anzupassen bzw. zu optimieren, besitzen WEA Wirkleistungsregelungen. Ebenfalls von Bedeutung für die Integration von WEA in das öffentliche Netz ist die Blindleistungsregelung, die zur Einhaltung von Anforderungen des Netzbetriebes und Vereinbarungen mit Netzbetreibern durchgeführt werden muss.

WEA werden meist in Form von Windkraftparks mit mehreren Anlagen geplant.

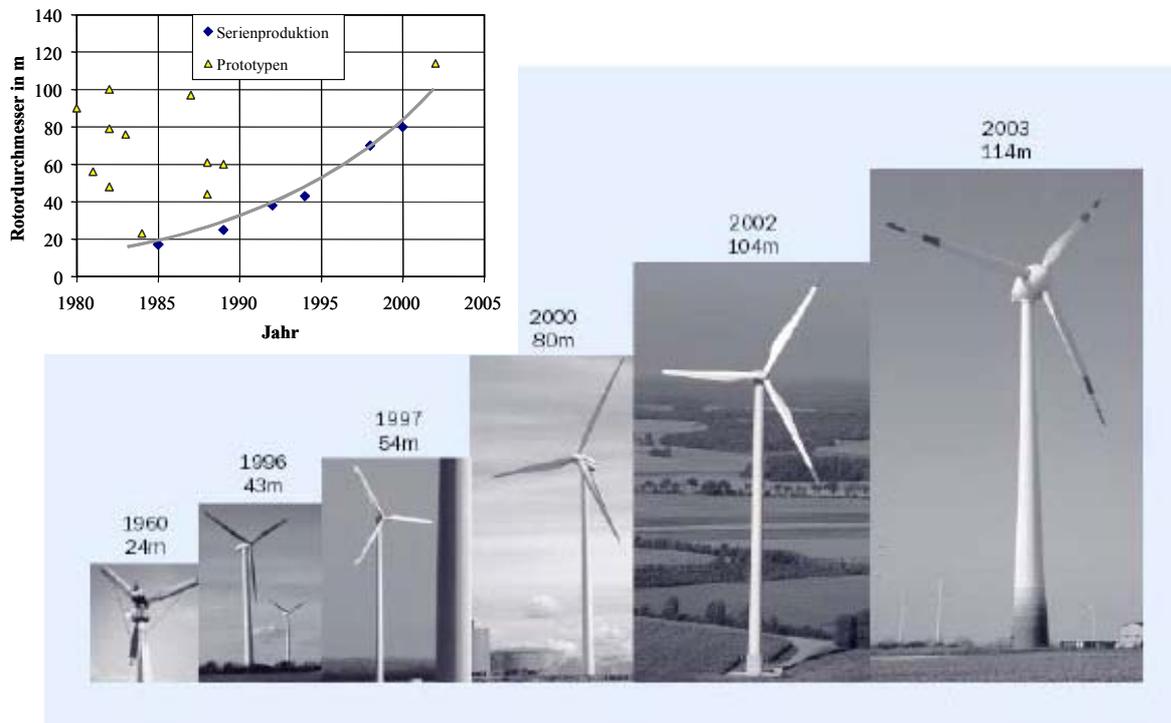


Abbildung 2-6: Entwicklung von Turmhöhen und Rotordurchmessern von Windenergieanlagen [23], [24]

### 2.2.4.3 Entwicklung der Windenergieanlagen in Österreich

Im Jahr 2003 hat sich die installierte Windkraftleistung etwa verdreifacht und hat mit Ende 2003 einen Wert von 420 MW erreicht. Auch für die kommenden Monate wird von einer stark steigenden Windkraftleistung ausgegangen. Mit Stand November 2004 sind rund 614 MW Windkraft per Bescheid als Ökostromanlage anerkannt. Aus Abbildung 2-8 ist ersichtlich, dass der wesentliche Anteil der Anlagen im Burgenland und in Niederösterreich errichtet wird.

Nach aktuellen Schätzungen der Energie-Control GmbH werden bis Mitte 2006 rund 650 MW Windkraft in Österreich errichtet sein.

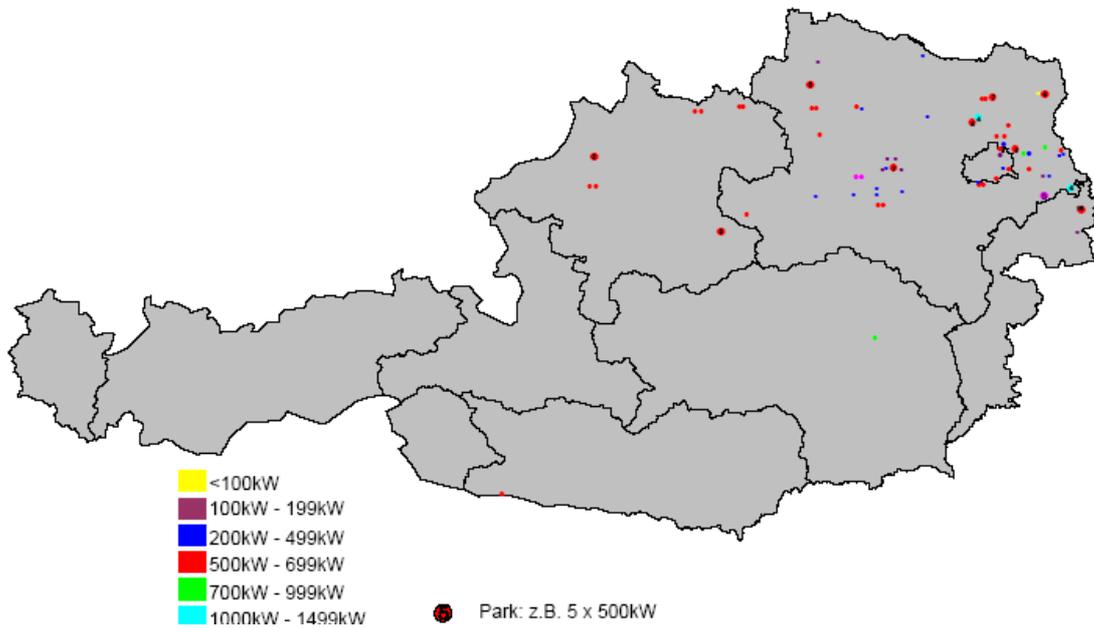


Abbildung 2-7: Engpassleistung und Standort von Windenergieanlagen in Österreich (Stand Ende 2003) [25]

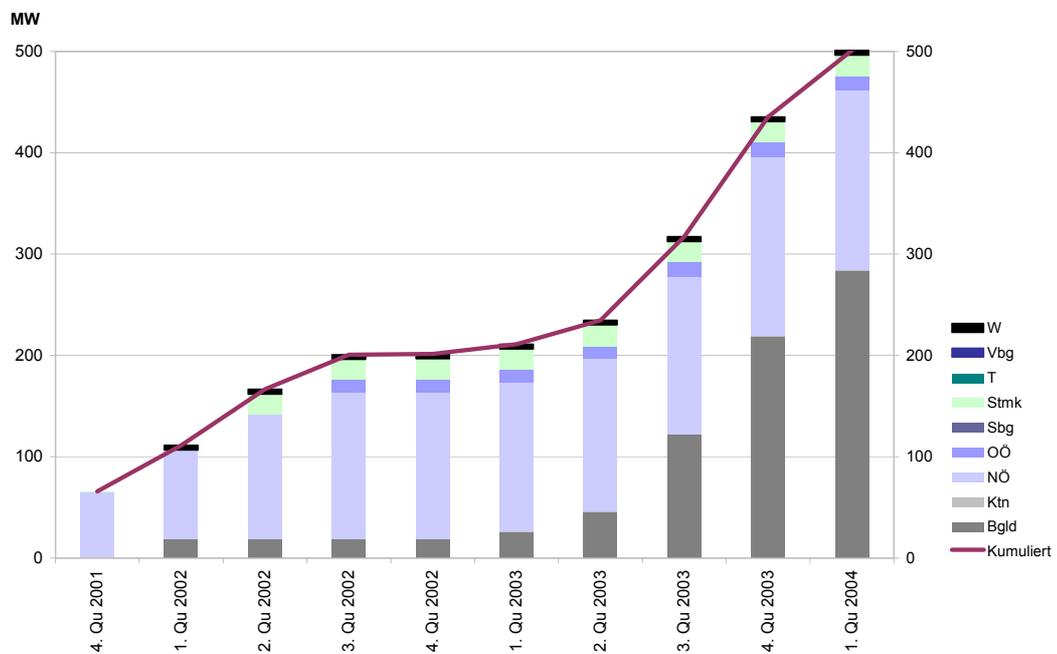


Abbildung 2-8: Engpassleistung von anerkannten Windenergieanlagen in Österreich [17]

Die hier genannten Leistungsgrößen von WEA beziehen sich auf alle zur Zeit in Österreich anerkannten WEA (siehe Abbildung 2-8). Die als DEA im Sinne der obigen Definition einzustufenden WEA sind um etliches geringer, denn viele WEA werden in Form von Windparks (viele Einzel-Anlagen) errichtet und müssen daher aufgrund ihrer hohen Gesamterzeugungsleistung an die Ebene 3 und darüber angeschlossen werden.

## **2.2.5 Photovoltaikanlage**

### 2.2.5.1 Allgemeines

Die photovoltaische Stromerzeugung, bei der solare Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt wird, stellt eine erst in den letzten Jahrzehnten industriell genutzte Anwendung zur Stromerzeugung dar. Diese Technologie ist durch kleine Leistungsgrößen, modularen Aufbau, geringe Wartung und besondere Eignung für den Inselbetrieb charakterisiert.

### 2.2.5.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Wesentliche Elemente einer Photovoltaikanlage sind die Photovoltaikzelle selbst, der Wechselrichter (vorrangig bei Netzbetrieb) und ein Batteriespeicher (bei Inselbetrieb). An eine Photovoltaikzelle können daher entweder Gleichstrom- oder Wechselstromverbraucher angeschlossen werden. Derzeit wird der überwiegende Teil der Photovoltaikzellen aus Silizium als Halbleitermaterial gefertigt. Vermehrt werden auch andere Materialien wie z.B. Germanium, Galliumarsenid etc. eingesetzt. Im Bereich der Siliziumzellen unterscheidet man, je nach Kristallart, in monokristalline, polykristalline und amorphe Siliziumzellen.

Die Leistungsgröße beginnt bei Anwendungen im Milliwatt-Bereich (Solartaschenrechner), geht über netzautarke Beleuchtungsanlagen im Watt-Bereich bis hin zu wenigen Photovoltaikanlagen im Megawatt-Bereich (Zusammenschaltung von Einzelanlagen).

Weiters lässt sich diese Technologie in Inselsysteme und netzgekoppelte Anlagen einteilen. Die charakteristische saisonale und tageszeitliche Abhängigkeit der Solarstromerzeugung ebenso wie der hohe Energieeinsatz bei der Herstellung der Photovoltaikzelle sind bei dieser Technologie kennzeichnend.

### 2.2.5.3 Entwicklung der Photovoltaikanlagen in Österreich

Die Unterstützung von Photovoltaikanlagen ist in Österreich per Gesetz (ÖkostromG 2002) auf Bundesebene mit 15 MW gedeckelt. Daher sind nur rund 15 MW der in Österreich anerkannten Anlagen von in Summe rund 25 MW tatsächlich in Betrieb. Ergänzt werden die 15 MW noch von jenen Anlagen, welche auf Ebene der Bundesländer zusätzlich mittels Investitionszuschüssen gefördert werden.

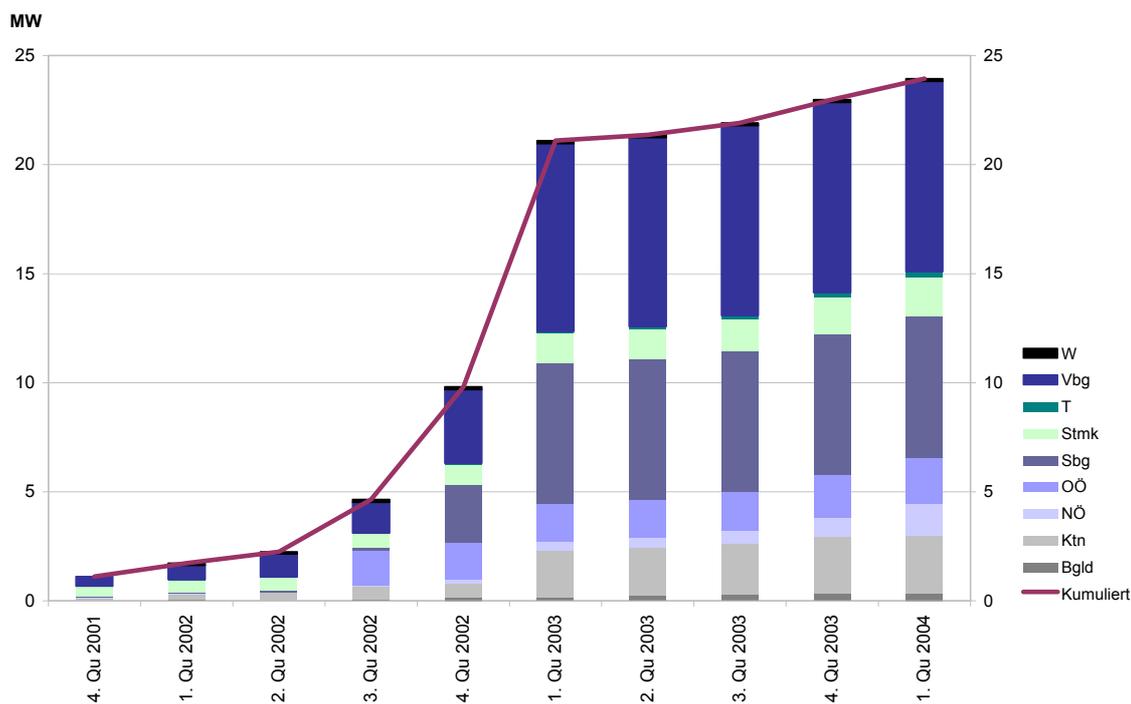


Abbildung 2-9: Engpassleistung der anerkannten Photovoltaikanlagen in Österreich [17]

## 2.2.6 Geothermisches Kraftwerk

### 2.2.6.1 Allgemeines

Die Nutzung der Erdwärme (Geothermie) findet in Österreich noch keine großtechnische Anwendung. Im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energieformen steht die geothermische Energie unabhängig von Tages- und Jahreszeit zur Verfügung, sodass ihr Einsatz in der Grundlast möglich ist [26].

### 2.2.6.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

In einem geothermischen Kraftwerk wird das aus einer Bohrung geförderte Fluid (Thermalwasser, Dampf oder eine Mischung aus beidem) entweder direkt oder über ein Arbeitsfluid in einer Wärmekraftmaschine (z.B. Turbine) in mechanische Energie umgewandelt. Das Temperaturniveau dieser Anlagen ist weitaus geringer als in fossil befeuerten Dampfturbinenprozessen.

Die eingesetzten Technologien lassen sich daher in drei Gruppen unterteilen:

- Offene Systeme (d.h. direkte Nutzung des Thermalfluids),
- Geschlossene Systeme (indirekte Nutzung des Thermalfluids),
- Kombinierte Systeme.

Die Wahl einer der oben genannten Technologien hängt vom Temperaturniveau, Dampfgehalt, Druck, Gehalt an kondensierbaren Gasen und der Mineralisation des Thermalfluids ab. In Anlagen mit geschlossenen Systemen werden insbesondere organische Arbeitsmittel mit geringem Siedepunkt eingesetzt.

### 2.2.6.3 Entwicklung von geothermischen Kraftwerken in Österreich

Derzeit sind zwei Geothermieanlagen zur Stromerzeugung in Österreich in Betrieb. Eine zukünftige Entwicklung ist derzeit nicht abschätzbar [17].

## 2.2.7 Brennstoffzelle

### 2.2.7.1 Allgemeines

In einer Brennstoffzelle erfolgt – im Gegensatz zu konventionellen Stromerzeugungstechnologien – die direkte Umwandlung der Brennstoffenergie in elektrische Energie und Wärme. Die Brennstoffzellentechnologie ist mit Ausnahme einiger Sondereinsatzgebiete weitgehend noch in der Pilot- bzw. Demonstrationsphase. Diese Technologie zeichnet sich durch geringe Baugrößen, einer prozessbedingt notwendigen Wärmeauskopplung, geringe bis keine (Lärm-)Emissionen, sehr gutes Teillastverhalten und hohen Wirkungsgrad aus.

### 2.2.7.2 Technologiebeschreibung und Bauformen

Im Wesentlichen besteht eine Brennstoffzelle aus den Elektroden (Anode & Kathode), dem Elektrolyten und peripheren Komponenten wie z.B. Gasaufbereitung. Für technische Anwendungen müssen mehrere Einzelzellen zu Zellenstapeln (engl. Stacks) zusammengeschaltet werden.

Die derzeit verfügbaren Brennstoffzellentypen unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Wahl des Elektrolyten und damit durch die Betriebstemperatur des Zellstapels.

1. Niedertemperatur-Brennstoffzellen (Arbeitstemperatur 80-220°C)
  - a. AFC – Alkaline Fuel Cell, Alkalische Brennstoffzelle
  - b. PEFC – Polymer Electrolyte Fuel Cell, Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle
  - c. PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell, Phosphorsaure Brennstoffzelle
  - d. DMFC – direct Methanol Fuel Cell, Direktmethanol-Brennstoffzelle
2. Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Arbeitstemperatur 600-1000°C)
  - a. MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell, Karbonatschmelze-Brennstoffzelle
  - b. SOFC – Solide Oxid Fuel Cell, Oxidkeramische Brennstoffzelle

### 2.2.7.3 Entwicklung von Brennstoffzellen in Österreich

Über die Entwicklung von Brennstoffzellen liegen derzeit keine Zahlen vor.

## 2.3 Vergleichende Analyse dezentraler Erzeugungstechnologien

Nach der Darstellung einzelner Technologien werden die Ergebnisse miteinander in Beziehung gesetzt, um eine Bewertung von Anlagen unter Anwendung einer Ordinalskala durchführen zu können. Im Rahmen dieses Vergleichs werden folgende Abkürzungen laut Tabelle 2-3 für die unterschiedlichen Technologien verwendet:

<b>B-BZ</b>	Biomasse-Brennstoffzelle
<b>B-DKM</b>	Biomasse-Dampfkolbenmotor
<b>B-DM</b>	Biomasse-Dieselmotor
<b>B-DSM</b>	Biomasse-Dampfschraubenmotor
<b>B-DT</b>	Biomasse-Dampfturbine
<b>B-GM</b>	Biomasse-Gasmotor
<b>B-GT</b>	Biomasse-Gasturbine
<b>B-HLT</b>	Biomasse-Heißluftturbine
<b>B-ORC</b>	Biomasse-Organic Rankine Cycle
<b>B-STM</b>	Biomasse-Stirlingmotor
<b>DKM</b>	Dampfkolbenmotor
<b>DM</b>	Dieselmotor
<b>DSM</b>	Dampfschraubenmotor
<b>DT</b>	Dampfturbine
<b>DT mit EKT</b>	Dampfturbine mit Entnahmekondensationsturbine
<b>DT mit GDT</b>	Dampfturbine mit Gegendruckturbine
<b>GM</b>	Gasmotor
<b>GT als Cheng-Cycle (STIG)</b>	Gasturbine als Cheng-Cycle (Steam Injected Gas Turbine)
<b>GT als HAT</b>	Gasturbine als Humid Air Turbine
<b>GTH</b>	Geothermie
<b>GuD</b>	Gas- und Dampf(kraftwerk)
<b>GuD mit EKT</b>	Gas- und Dampfkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine
<b>GuD mit GDT</b>	Gas- und Dampfkraftwerk mit Gegendruckturbine
<b>HLT</b>	Heißluftturbine (Indirekter Gasturbinenprozess)
<b>ORC</b>	Organic Rankine Cycle
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>STM</b>	Stirlingmotor
<b>WEA</b>	Windenergieanlage
<b>WKA</b>	Wasserkraftanlage

Tabelle 2-3: Abkürzungen der Technologien für den Vergleich von DEA

Es wird an dieser Stelle nochmals explizit darauf hingewiesen, dass der Fokus der vorliegenden Studie auf der Stromerzeugung liegt und die Wärmeproduktion nur im Konnex mit einer effizienteren Energienutzung betrachtet wird.

### 2.3.1 Prognostizierbarkeit

Die Beurteilung von DEA und ihre Rolle im Energiesystem hängt stark von ihrer Erzeugungscharakteristik ab. Damit eng verbunden ist die Frage der Prognostizierbarkeit der Stromerzeugung.

Mit Prognose wird die auf Messung, Erfahrung oder Simulation beruhende Vorhersage eines in der Zukunft liegenden Zustandes bezeichnet. Sie ist eine begründete Vorhersage [4]. In diesem Fall wird mit Prognostizierbarkeit (siehe Abbildung 2-10) die Eintrittswahrscheinlichkeit der zukünftigen Primärenergiebereitstellung bzw. die Vorhersagbarkeit des zukünftigen Primärenergieangebotes bezeichnet.

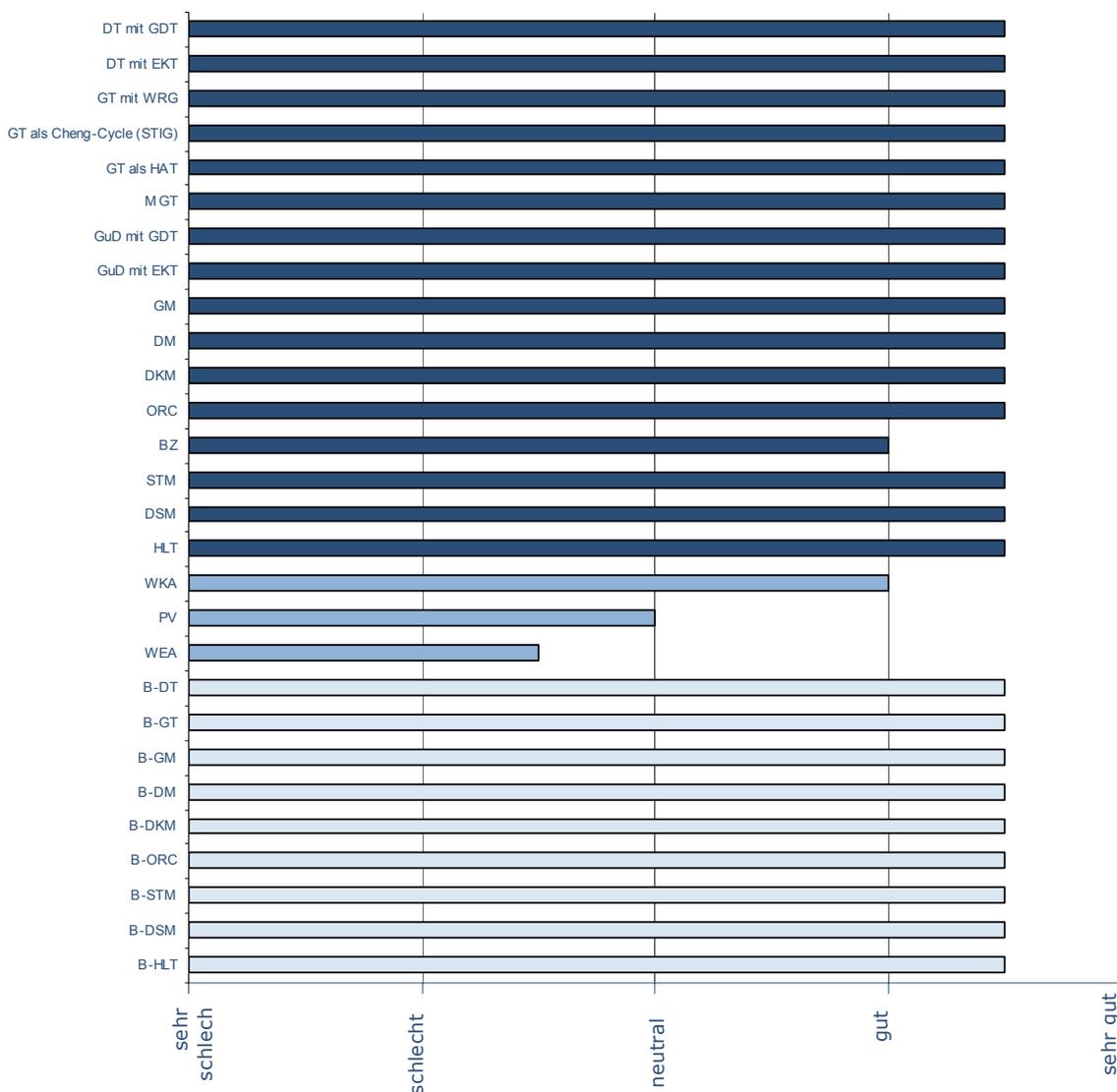


Abbildung 2-10: Prognostizierbarkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen [4]

Sehr gut bis gut prognostizierbar sind alle fossil betriebenen Kraftwerke, da, sofern der Rohstoff vorhanden ist, der Betreiber den Kraftwerkseinsatz bestimmen kann. Eine gute Prognostizierbarkeit liegt auch im Bereich von Biomasse (KWK)-Anlagen und (Pump)Speicherkraftwerken vor.

Die oftmals diskutierte energetische Ausgleichsfunktion von gut prognostizierbaren, erneuerbaren Energieträgern im Zusammenspiel mit schwer prognostizierbaren Erzeugungstechnologien, wie z.B. Windkraft und Solarenergie, kommt aufgrund der derzeit gesetzten Anreize jedoch selten zum Tragen. Ökostromanlagen, welche sich im Förder-system befinden, haben derzeit den Anreiz, möglichst viel zu produzieren, um ihren Gewinn zu maximieren. Sie sind in ihrer Entscheidungssituation vollkommen losgekoppelt von energietechnischen Fragen.

KWK-Anlagen, Geothermieanlagen und Brennstoffzellen könnten in Zukunft Grund- bzw. Mittellasten abdecken und bis zu einem gewissen Ausmaß auch Regel- und Ausgleichsenergie zur Verfügung stellen. Photovoltaikanlagen werden auch in Zukunft aufgrund ihres kleinen energetischen Beitrags in Österreich nur eine untergeordnete Rolle spielen.

### **2.3.2 Technologieentwicklungsstand**

Der Technologieentwicklungsstand, gepaart mit der Verfügbarkeit der notwendigen Ressourcen, ist das Schlüsselkriterium für die Bewertung der Anteile dezentraler Erzeugungstechnologien am zukünftigen Kraftwerkspark.

Einige Technologien, wie die Mikrogasturbine und die Windenergie, haben bereits die Marktreife erreicht und werden somit auch kurz- bis mittelfristig weitere Zuwächse verzeichnen. Demgegenüber ist in anderen Bereichen, wie zum Beispiel der Brennstoffzelle und der Biomassevergasung, noch mit einem vermehrten Forschungsbedarf zu rechnen. Eine relevante Verbreitung dieser Technologien wird erst mittel- bis langfristig erfolgen.

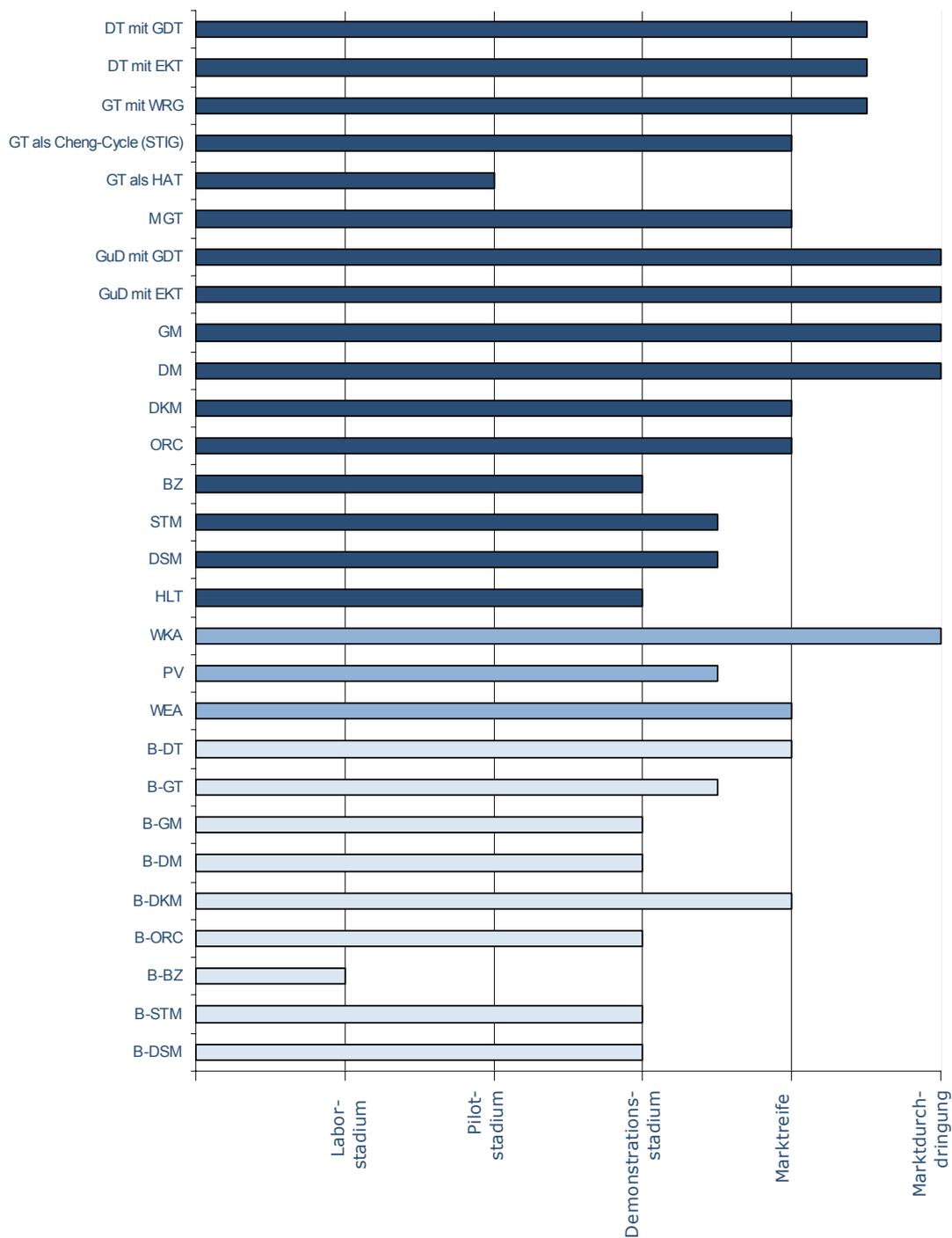


Abbildung 2-11: Technologieentwicklungsgrad dezentraler Erzeugungseinheiten [4]

### 2.3.3 Elektrische Nennleistung, Engpassleistung und Dauerleistung

Die **Nennleistung** von elektrischen Betriebsmitteln ist jene Dauerscheinleistung, für die diese ausgelegt worden sind, und wird aus Nennstrom und Nennspannung berechnet. Ist die Nennleistung nicht eindeutig aus den Unterlagen (z.B. Typenschild) bestimmbar, so ist ein bei Normalbedingungen erreichbarer Leistungswert als Nennleistungswert heranzuziehen.

Bei KWK-Anlagen ist darunter die elektrische Nennleistung zu verstehen. [27]

Die **Dauerleistung** einer Erzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb der Erzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels ohne zeitliche Einschränkung erbracht werden kann und die Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit der Anlage oder des Betriebsmittels nicht beeinträchtigt.

Die tatsächlich erbrachte Dauerleistung kann aufgrund externer Umstände schwanken, bei Erzeugungsanlagen z.B. wegen jahreszeitlich schwankendem Wasserdargebot zur Erzeugung oder Kühlung und anderer Einsatzbedingungen, bei anderen Betriebsmitteln z.B. durch witterungsbedingt hohe Umgebungstemperaturen [27].

**Engpassleistung** ist die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen [27].

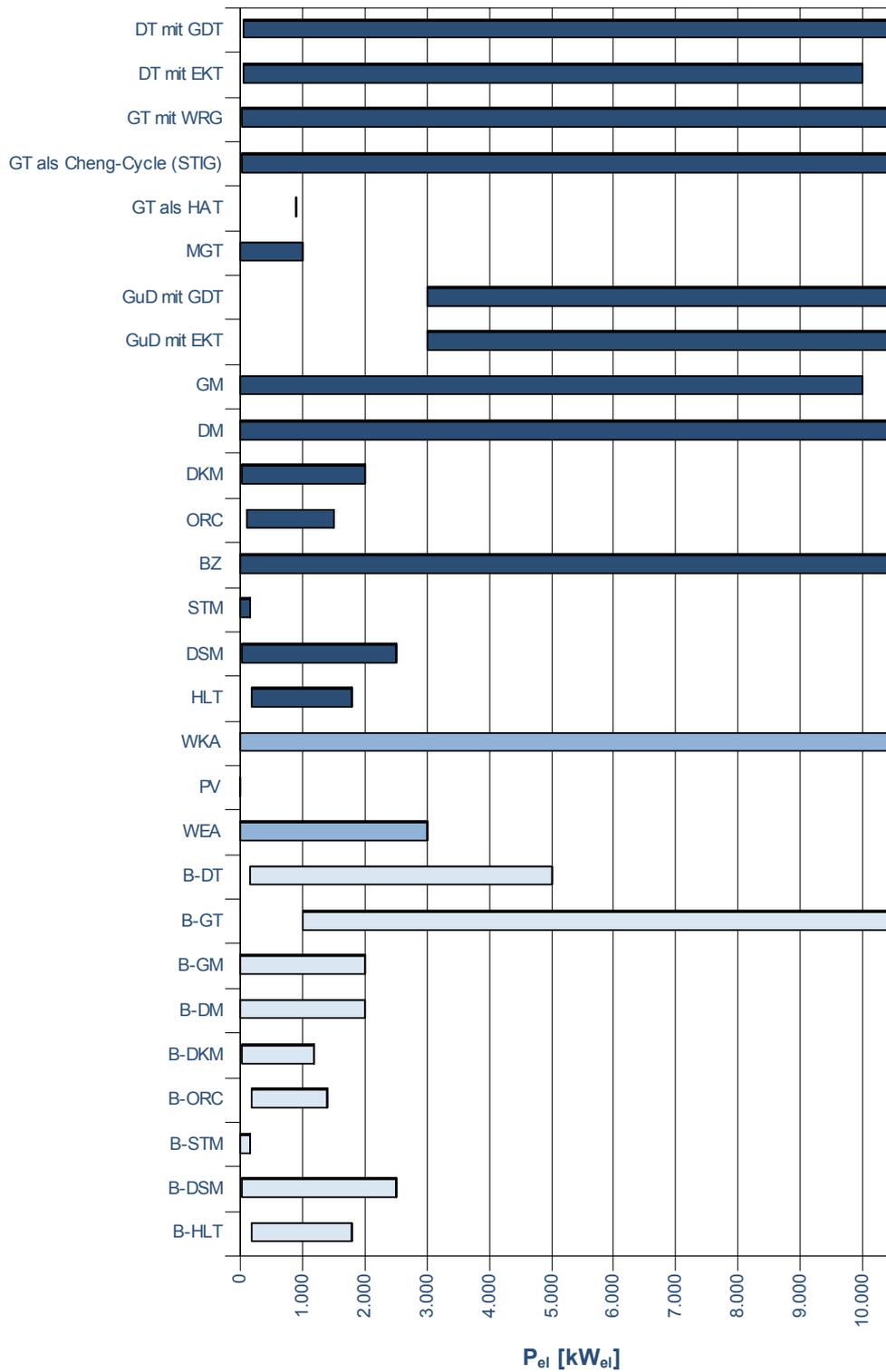


Abbildung 2-12: Elektrische Nennleistung  $P_{el}$  von dezentralen Erzeugungsanlagen [4]

### 2.3.4 Maximale Jahresvolllaststunden

Ausnutzungsdauer, auch Volllaststundenzahl genannt, ist gleich dem Quotienten aus der abgegebenen Energiemenge (konzipierte Netto-Arbeit) in einer Zeitspanne (Jahr) und der Nennleistung der betrachteten Erzeugungseinheit (Anlage) [4]:

$$T_{aN} = \frac{W}{P_N} \quad (1)$$

$T_{aN}$  .....Nutzungsdauer, Volllaststunden

$W$  .....abgegebene Energiemenge in einer Zeitspanne

$P_N$  .....Nennleistung

Die Ausnutzungsdauer bzw. Volllaststundenanzahl ist bei fossil betriebenen Anlagen sowie bei Biomasse- und Geothermieanlagen zumeist sehr hoch. Die tatsächliche Ausnutzungsdauer variiert dann nur aufgrund externer Einflüsse wie Preise.

Erneuerbare Energiequellen, mit Ausnahme der oben erwähnten, weisen zumeist niedrigere Volllaststunden auf, da sie stark wetterabhängig sind. Die folgende Abbildung 2-13 bezieht sich auf die Angaben der Hersteller und zeigt somit eine maximale Volllaststundenanzahl.

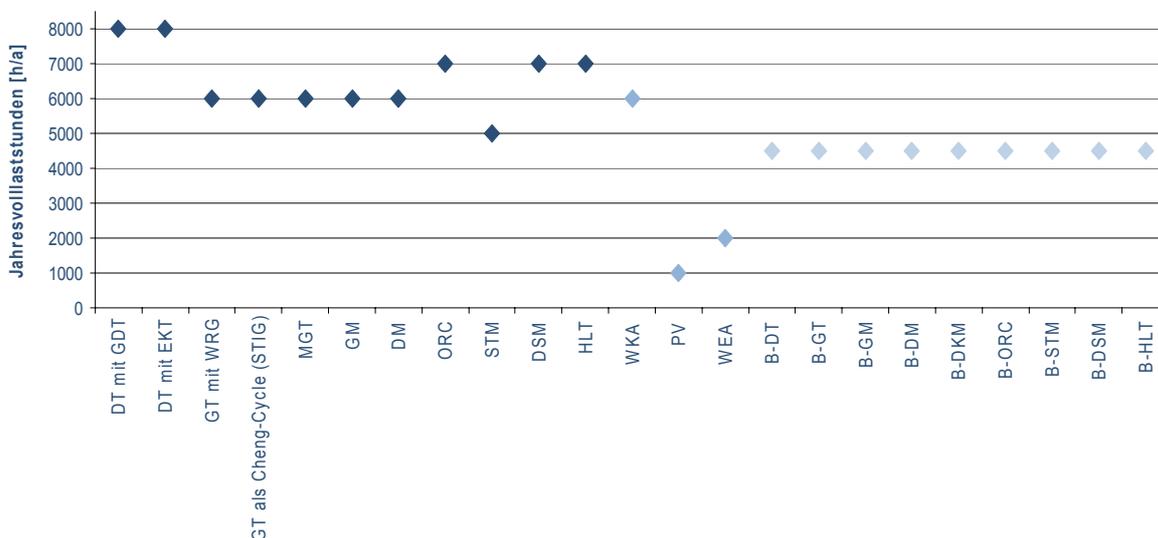


Abbildung 2-13: Volllaststunden dezentraler Erzeugungseinheiten [4]

Die hier abgebildeten Werte geben die technisch möglichen Volllaststunden einer Anlage an. Die realisierbaren Volllaststunden hängen von dem tatsächlichen Angebot der Ressourcen, wie z.B. Wind und Wasser, sowie vom Marktgeschehen und somit von den Preisen ab.

### 2.3.5 Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad stellt das technisch ausgelegte Verhältnis von der elektrischen Nutzenergie zur eingesetzten Energie (bei KWK = Feuerungswärmeleistung) eines Prozesses dar [4].

Anmerkung: Ein direkter Vergleich von Wirkungsgraden verschiedener Erzeugungstechnologien (z.B. Wasserkraft und thermische Stromerzeugung) ist nur bedingt sinnvoll, da jede Energieumwandlungstechnologie ihre spezifischen, durch physikalische Grundgesetze eingeschränkte Wirkungsgradbandbreiten besitzt.

$$\eta_{el} = \frac{\text{Output [kW}_{el}]}{\text{Input [kW]}} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u} \quad ( 2 )$$

$\eta_{el}$  .....elektrischer Wirkungsgrad

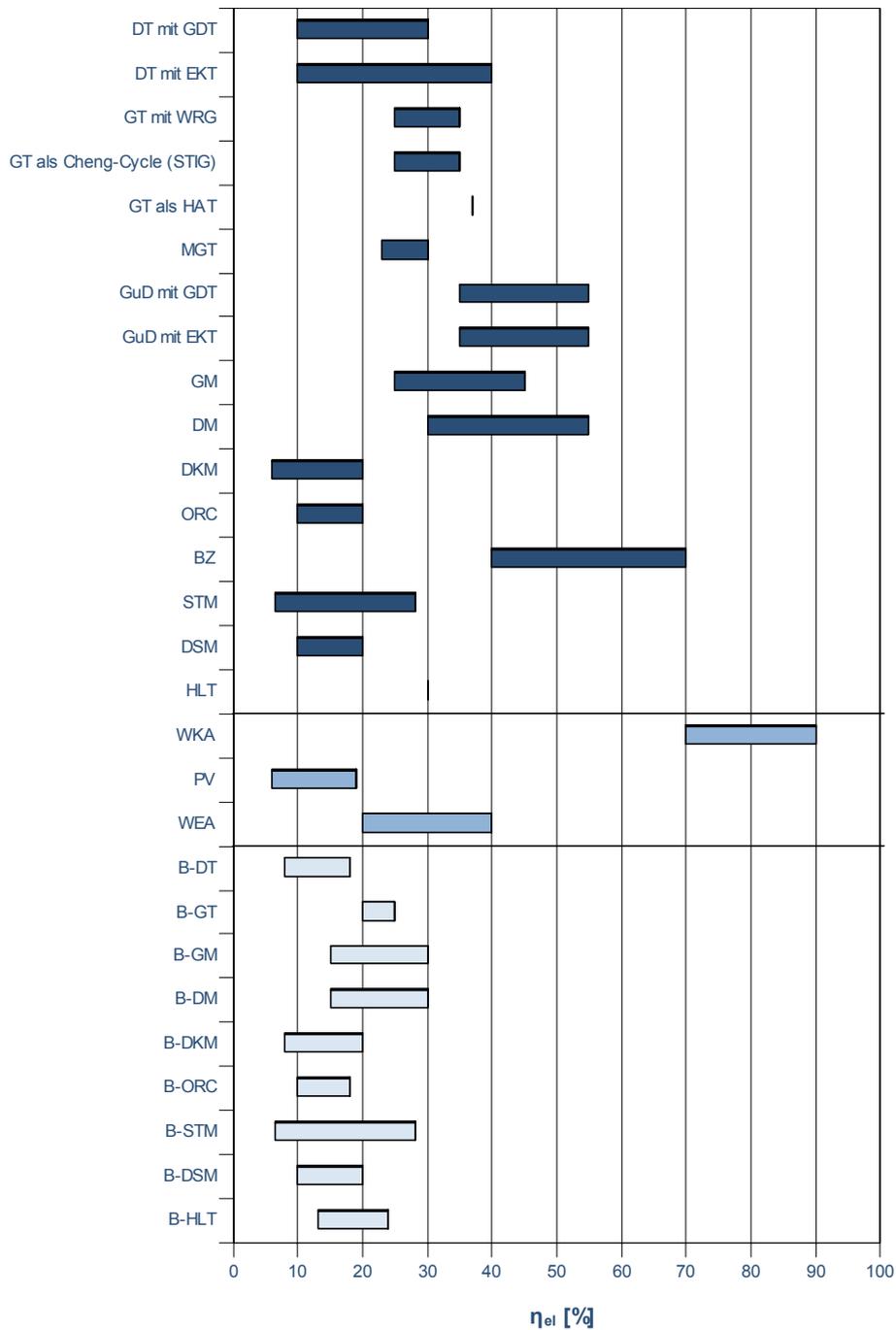
$P_{el}$  .....elektrische Nutzenergie

$\dot{Q}_{FWL}$  ....mit dem Brennstoff zugeführte Wärmeleistung

$\dot{m}_B$  .....zugeführter Brennstoffmassestrom

$H_u$  .....unterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes

Die hier dargestellten Werte beziehen sich auf Angaben der Hersteller. Die tatsächlich erzielten Wirkungsgrade können durch diverse Umstände, wie suboptimale Betriebsführung, geringer ausfallen. Diese Aussage trifft auch auf die Betrachtungen des Gesamtwirkungsgrades im Abschnitt 2.3.6 zu.


 Abbildung 2-14: Elektrischer Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  von dezentralen Erzeugungseinheiten [4]

### 2.3.6 Gesamtwirkungsgrad

Der gesamte Jahresnutzungsgrad einer Anlage gibt das Verhältnis der gesamten (elektrischen und thermischen) nutzbar abgegebenen Energie zur gesamten zugeführten (Brennstoff-)Energie an [4].

$$\eta_{N,ges} = \frac{\text{nutzbar abgegebene Gesamtenergie p.a.}}{\text{gesamte zugeführte (Brennstoff-)Energie p.a.}} \quad (3)$$

$\eta_{N,ges}$  .....gesamter Jahresnutzungsgrad

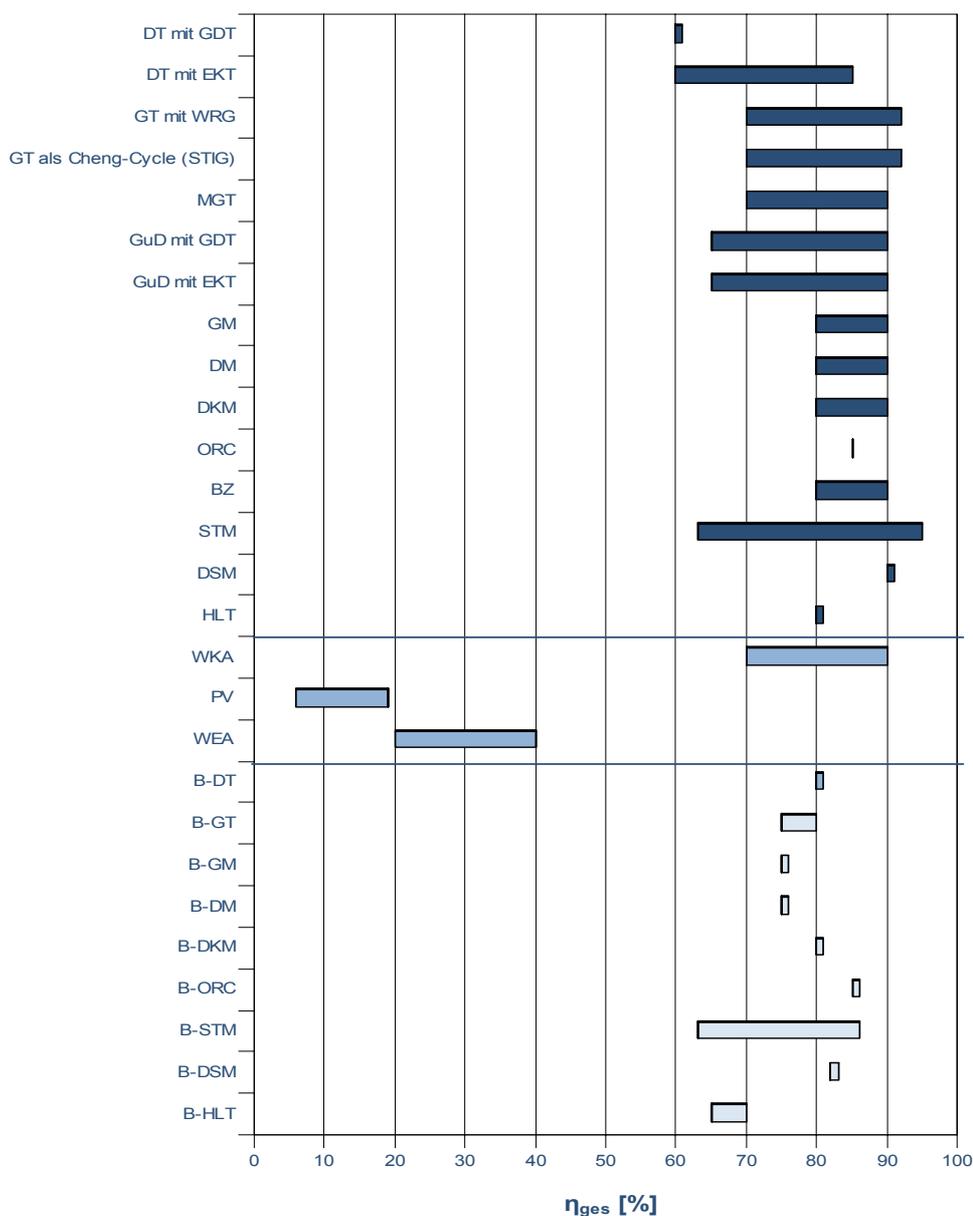


Abbildung 2-15: Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{ges}$  dezentraler Erzeugungsanlagen [4]

Ein direkter Vergleich von Wirkungsgraden von verschiedenen Erzeugungstechnologien (z.B. Wasserkraft und thermische Stromerzeugung) ist nur bedingt sinnvoll, da jede Energieumwandlungstechnologie ihre spezifischen, durch physikalische Grundgesetze eingeschränkten Wirkungsgradbandbreiten besitzt.

### 2.3.7 Stromkennzahl

Die Stromkennzahl ist das Verhältnis der erzeugten elektrischen Leistung zur Nutzwärmeleistung [4].

$$\sigma = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_N} \quad (4)$$

$\sigma$  .....Stromkennzahl  
 $P_{el}$  .....elektrische Leistung  
 $\dot{Q}_N$  .....Nutzwärmeleistung

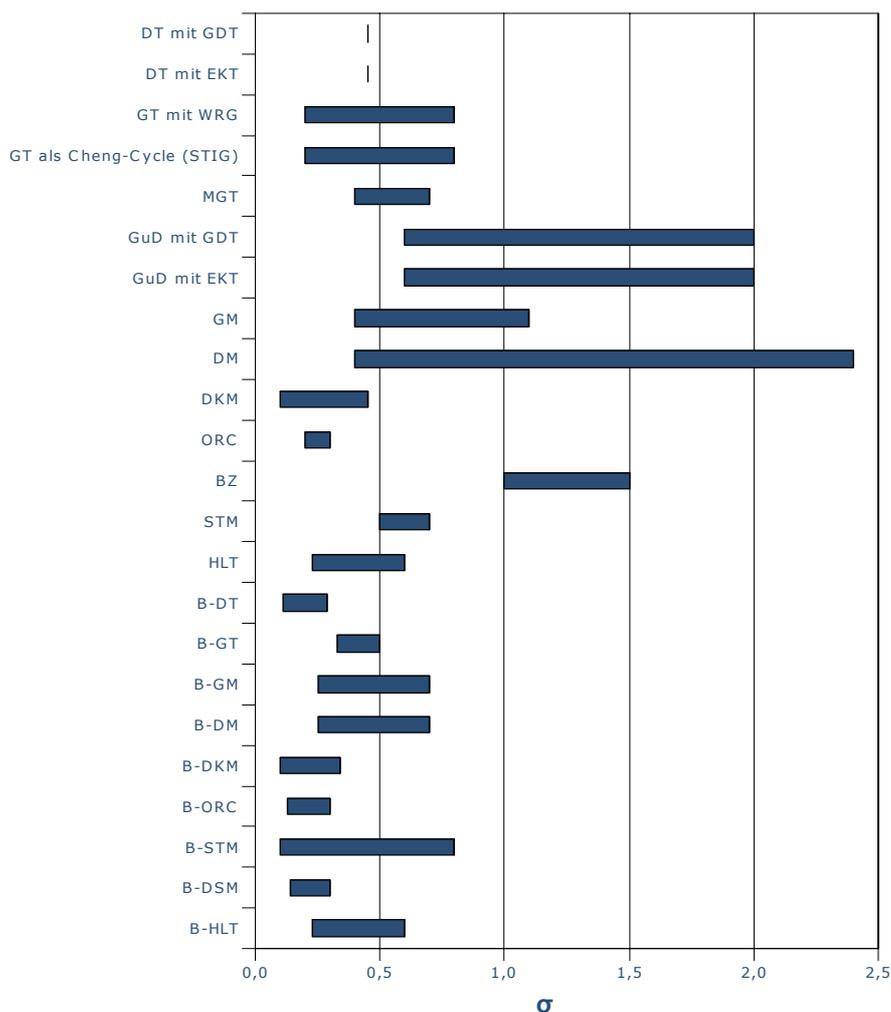


Abbildung 2-16: Stromkennzahlen  $\sigma$  dezentraler Erzeugungseinheiten [4]

### 2.3.8 Technische Verfügbarkeit

Die technische Verfügbarkeit wird durch folgende Gleichung beschrieben:

$$a_t = \frac{h_B}{h_{th} - h_p} \cdot 100 \quad (5)$$

- a<sub>t</sub>.....technische Verfügbarkeit
- h<sub>B</sub>.....Betriebs- und Bereitschaftsstunden
- h<sub>th</sub>.....Theoretische Stundenzahl = 8760 [h/a]
- h<sub>p</sub>.....Geplanter Stillstand

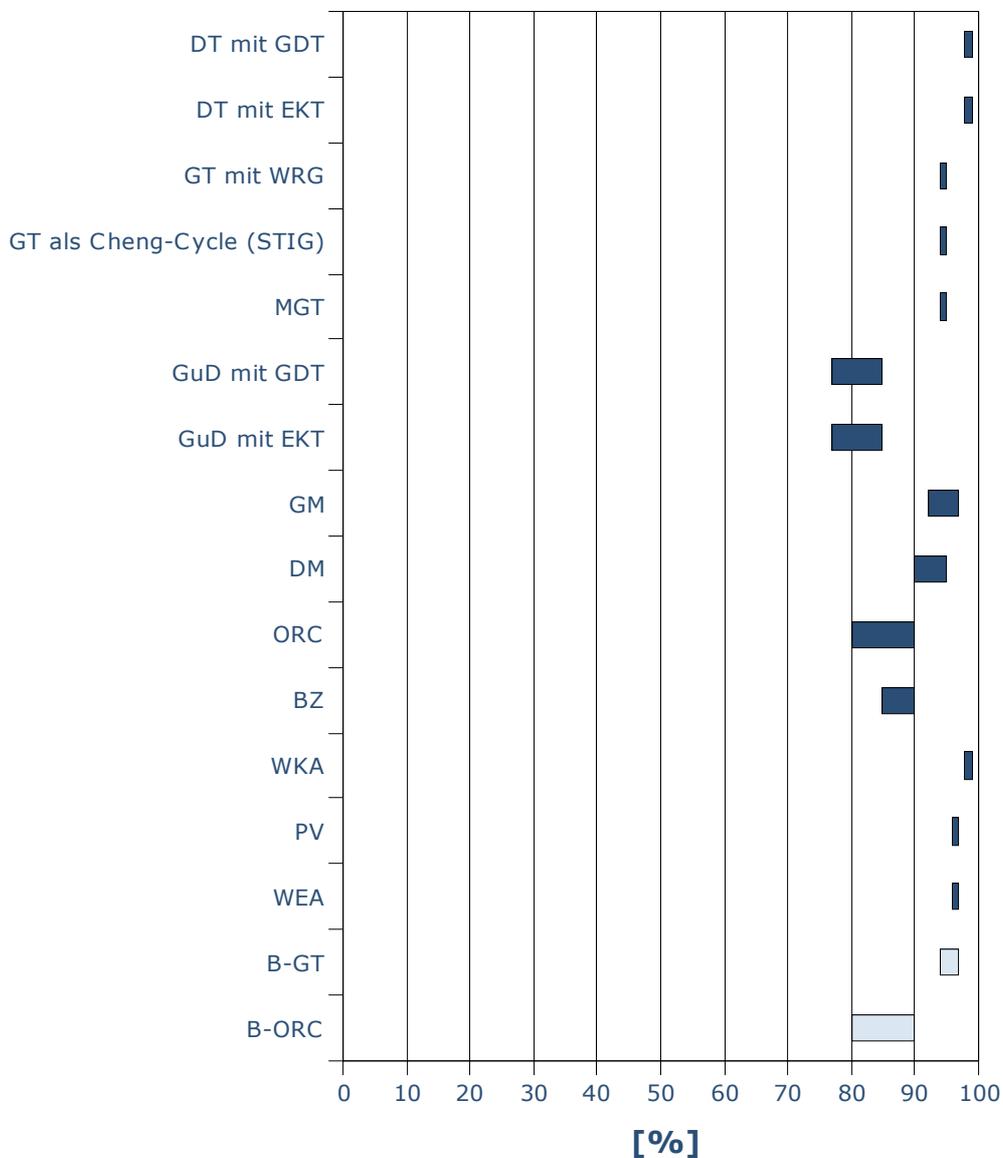


Abbildung 2-17: Technische Verfügbarkeit a<sub>t</sub> in Prozent von dezentralen Erzeugungsanlagen [4]

Die hier abgebildeten Werte geben die (technisch mögliche) Verfügbarkeit einer Anlage an. Die 100 %ige Verfügbarkeit wird durch gewollte (Revision) bzw. ungewollte (z.B. Maschinenausfall) Stillstände nicht erreicht. Die hier angegebenen Werte zur technischen Verfügbarkeit spiegeln nicht den tatsächlichen Einsatz der Anlagen wider, sondern, repräsentieren die grundsätzliche Einsatzbereitschaft der Anlage.

### 2.3.9 Notstrom-, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit

**Schwarzstartfähigkeit** einer Erzeugungseinheit bedeutet, dass diese ohne elektrischen Energiebezug aus dem Netz in Betrieb genommen werden kann. Ein solches Kraftwerk muss darüber hinaus für Inselbetrieb ausgelegt sein und Lastzuschaltungen in ausreichend großen Sprüngen verkraften können (siehe Tabelle 2-4).

In jedem Netz muss eine ausreichende Anzahl von Kraftwerken mit Schwarzstartfähigkeit ausgerüstet werden, um für einen Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch verfügbar zu sein [27], [44].

**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 (siehe Tabelle 2-4).

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 (siehe auch Abschnitt 3.2.3 Inselbetrieb).

**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 (siehe Tabelle 2-4).

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 aufrecht erhalten 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 [4], [27], [44], [47].

	Notstrom	Schwarzstart	Inselbetrieb
DT mit GDT			✓
DT mit EKT			✓
GT mit WRG		✓	✓
GT als Cheng-Cycle (STIG)		✓	✓
MGT	✓		✓
GuD mit GDT			✓
GuD mit EKT			✓
GM	✓	✓	✓
DM	✓	✓	✓
DKM			✓
ORC			✓
BZ			✓
STM			✓
WKA	✓	✓	✓
PV	✓	✓	✓
WEA		✓	✓
B-DT	✓		✓
B-GT			✓
B-GM	✓	✓	✓
B-DM	✓	✓	✓
B-DKM			✓
B-ORC			✓
B-STM			✓
B-DSM			✓
B-HLT			✓

Tabelle 2-4: Notstrom-, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von ausgewählten dezentralen Erzeugungseinheiten [4]

### 3 Netzaspekte

In den Jahren des Auf- bzw. Ausbaus des Elektrizitätsnetzes in Österreich wurden Kraftwerke mit einigen kW Engpassleistung z.B. an Flüssen bzw. im Bereich von kleineren Ortschaften oder bei Bauernhöfen gebaut. Diese zum damaligen Zeitpunkt verbrauchs- und ressourcennahe Stromproduktion, welche sich gegenüber heute nur leistungsmäßig unterscheidet, konnte damals als „zentrale“ Erzeugung bezeichnet werden. Hier ist die Schwierigkeit der Unterscheidung zwischen zentraler und dezentraler Erzeugung erkennbar. Bezieht man sich jedoch nach heutigem Wissensstand auch z.B. auf gängige Definitionen, so erkennt man, dass die Stromversorgung in Österreich, aber auch in anderen Ländern, als dezentrale Stromversorgung begonnen hat.

Mit dem steigenden Bedarf an Strom mussten Leitungsverbindungen zu anderen Kraftwerken und Ortschaften gebaut werden, und so entstand das Verteilernetz. Mit der zunehmenden Industrialisierung wurden immer leistungsstärkere Kraftwerke errichtet, welche wiederum den Bau von Hoch- und Höchstspannungsnetzen (Übertragungsnetze) bewirkten und so die Basis für eine flächendeckende Stromversorgung Österreichs bildeten. Durch die großen zentralisierten Kraftwerke, welche sich auch durch eine vergleichbar einfache Betriebsführung auszeichnen, waren und sind für viele europäische Länder charakteristisch.

Die technischen Parameter wie z.B. Spannungsqualität, NetZRückwirkungen usw., also Eigenschaften, welche u.a. den Betrieb der Netze beschreiben, konnten größtenteils zentral über die Betriebsweise der zentralen Kraftwerke beeinflusst werden. Die heute immer mehr zunehmende dezentrale Erzeugung hat somit einen Einfluss auf die beschriebenen technischen Parameter und stellt neue Herausforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung, denn die „kleinen“ verteilten Erzeugungsanlagen können nur mit zusätzlichem Aufwand zentral gesteuert werden.

Im Fall von planmäßigen Arbeiten im Netz durch den Netzbetreiber sind die DEA ebenfalls zu berücksichtigen – auch z.B. wegen Personenschutz. Diese und noch andere Einflussfaktoren auf das Netz haben sich bereits und werden sich noch weiter verändern. Unter anderem aus diesem Grund sind die Netzaspekte von DEA von großer Bedeutung.

#### 3.1 Allgemeine Betrachtungen

DEA, deren Entwicklung in den letzten Jahren verstärkt z.B. durch Innovationen beeinflusst wird, verändern mehr und mehr die Erzeugungsstruktur in Österreich und stellen neue Anforderungen an den Betrieb und die Planung von Verteiler- und Übertragungsnetzen. Die Förderung von dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Primärenergieträgern sowie die EU-Richtlinien [7], [10], [12], [14], [29] stellen dabei wichtige Rahmenbedingungen dar. Die nachfolgend betrachteten Aspekte konzentrieren sich aber nicht allein auf die erneuerbaren Primärenergieträger, sondern allgemein auf die dezentrale Erzeugung.

Die praktizierte Netzplanung und auch der Betrieb richtete sich bisher nach der Lastflussrichtung vom Übertragungs- ins Verteilernetz. Die Dimensionierung der Betriebsmittel erfolgte hinsichtlich dieser Annahme und beinhaltet die thermische Belastbarkeit und die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel sowie die Spannungsregelung, die Schutz- und Leittechnik. Im Rahmen der Änderung der Lastflussrichtung bzw. deren Höhe durch vermehrte dezentrale Einspeisungen sind die Auswirkungen auf die Netzplanung und den Betrieb zu verifizieren. Die Auswirkungen von DEA auf Verteilernetzsysteme betreffen u.a.:

- Blindleistung,
- Inselbetrieb bzw. deren Fähigkeit,
- Kurzschlussleistung,
- Lastgang- bzw. Lastflussänderungen,
- Leittechnik,
- Netzanschluss und deren Bewertung,
- Netzengpasssituation,
- Netzkapazitäten im Verteiler- und Übertragungsnetz,
- Netzurückwirkungen,
- Netzschutz,
- Netzverluste,
- Spannungsqualität,
- Versorgungssicherheit,
- Versorgungszuverlässigkeit.

## **3.2 Versorgungssicherheit**

Im Folgenden wird der Frage nachgegangen, ob und wie weit die dezentrale Stromerzeugung zur Versorgungssicherheit beitragen kann. Berücksichtigt werden dabei insbesondere die Zuverlässigkeit, die Verfügbarkeit bzw. der Leistungsnutzen und die Inselbetriebsfähigkeit.

### **3.2.1 Zuverlässigkeit**

Nach DIN 40041 ist die Zuverlässigkeit definiert als die „Gesamtheit der Merkmale und Merkmalswerte einer Einheit bezüglich ihrer Eignung, während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen.“

Diese allgemeine Definition wird in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) – umgelegt auf elektrische Systeme – definiert als „die Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen“ [27].

Die Zuverlässigkeit eines Systems wird also dadurch bestimmt, ob die vorgegebenen Bedingungen, die sich in erster Linie aus der Einhaltung technischer Vorgaben (z.B. Spannungsmerkmale) ergeben, erfüllt werden, von der Verfügbarkeit des Systems und der einzelnen Komponenten.

Ausgehend von den obigen Definitionen ist die Zuverlässigkeit als „Fähigkeit“ oder als „Merkmal“ somit quantitativ schwer messbar. Bestimmt werden kann, in welchem Ausmaß die verschiedenen Vorgaben erfüllt werden und wie hoch die Verfügbarkeit ist.

Ein Zuverlässigkeitsgewinn durch den Einsatz von DEA ist also dahingehend zu verstehen, dass einzelne oder mehrere Zuverlässigkeitsmerkmale gegenüber der bestehenden Situation verbessert werden, d.h. die Zuverlässigkeit des Systems über die Zuverlässigkeitssteigerung einzelner Komponenten erhöht wird.

Ergebnisse aus Untersuchungen zur notwendigen Reservehaltung in der elektrischen Energieversorgung zeigen, dass eine Aufteilung der Erzeugungsleistung auf sehr viele Erzeugungseinheiten nicht zwangsläufig einen hohen Zuverlässigkeitsgewinn hinsichtlich der Erzeugung mit sich bringt. In der Praxis erfolgt jedoch eine Kopplung der Ausfallwahrscheinlichkeit der einzelnen DEA über das elektrische Netz [30]. Unter diesen Voraussetzungen bringt die Aufteilung auf viele Erzeugungsanlagen bzw. Erzeugungseinheiten geringere Vorteile als man erwarten würde.

Die Auswirkungen der Erzeuger auf die Ausfallhäufigkeit, die Ausfallwahrscheinlichkeit und die mittlere Ausfalldauer für die Versorgung von Niederspannungskunden wurden in [30] versucht abzuschätzen. Es sind allerdings nur qualitative Aussagen möglich, da statistische Daten über das Störungsverhalten der DEA und das Störungsgeschehen im Niederspannungsnetz nicht im erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen.

### **3.2.2 Verfügbarkeit**

Wie bereits erwähnt wird die Zuverlässigkeit eines elektrischen Systems in hohem Maße von der Verfügbarkeit bestimmt.

Nach DIN 40041 ist die (momentane) Verfügbarkeit definiert als die „Wahrscheinlichkeit, eine Einheit zu einem vorgegebenen Zeitpunkt der geforderten Anwendungsdauer in einem funktionsfähigen Zustand anzutreffen“.

Mit anderen Worten, bezogen auf elektrische Erzeugungsanlagen gibt die Verfügbarkeit die Wahrscheinlichkeit an, mit der die installierte Leistung einer Anlage zu einer bestimmten Zeit zur Verfügung steht.

Die Verfügbarkeit einer Erzeugungsanlage ist abhängig von der Verfügbarkeit aller für die Erzeugung der elektrischen Energie notwendigen Komponenten. Dies ist einerseits die

Verfügbarkeit des Primärenergieträgers und andererseits die technische Verfügbarkeit, die durch Wartungsaufwand und Fehleranfälligkeit sowie Speichermöglichkeit bestimmt wird. Insbesondere bei stochastisch auftretenden erneuerbaren Energieträgern (Wind, Sonne) ist die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers nur schwer prognostizierbar. Die Verfügbarkeit von Anlagen kann grundsätzlich durch den Einsatz von Speichersystemen erhöht werden, aber nicht für alle Technologien stehen geeignete Speichersysteme zur Verfügung.

Der Stand der technischen Entwicklung für die meisten der derzeit dezentral eingesetzten Erzeugungstechnologien ist sehr gut (siehe die technische Verfügbarkeit Abschnitt 2.3.8). Eine möglichst hohe Verfügbarkeit der benötigten Primärenergieträger ist für die Standortbestimmung und die Wahl der Technologie einer Erzeugungsanlage ein wesentliches Kriterium.

DEA können die Verfügbarkeit von Verteilernetzen erhöhen, wenn sie zur Engpassüberbrückung eingesetzt werden oder in einem abgetrennten Teilnetz mit den DEA ein Inselnetz bilden können (siehe auch Abschnitt 3.2.3). Um dies jedoch zu erreichen, müssen die installierten DEA in deren Gesamtheit oder einem Teil eine hohe Verfügbarkeit aufweisen. Diese kann wiederum über unterschiedliche Primärenergieträger für die DEA (breite Streuung) erhöht werden.

Entscheidend ist insbesondere die Frage, in welchem Zusammenhang der zeitliche Verlauf des Einsatzes der Erzeugungsanlagen mit dem der Last steht, d.h. inwieweit die Einsatzcharakteristik der Anlagen an der Last orientiert ist. Insbesondere ist von Bedeutung, von welchem Einsatz der Erzeugungsanlagen zum Zeitpunkt der für die Netzauslegung relevanten Jahreshöchstlast ausgegangen werden kann.

### 3.2.2.1 Verfügbarkeit der Primärenergieträger

Auszugsweise wird hier auf die Verfügbarkeit von Wasserkraft, Biomasse und Biogas sowie Windenergie eingegangen.

#### 3.2.2.1.1 Wasserkraftanlagen

Das Dargebot des Primärenergieträgers Wasser unterliegt im Jahresverlauf starken Schwankungen. Bei den dezentralen Wasserkraftanlagen bestehen keine nennenswerten Speichermöglichkeiten, da die teilweise vorhandene Schwellbetriebsfähigkeit nicht ausreicht, um Schwankungen über einen längeren Zeitraum (mehrere Wochen) auszugleichen. Somit unterliegt auch die Höhe der Einspeisung dieser Anlagen jahreszeitlichen Schwankungen.

In Abbildung 3-1 wird der zeitliche Verlauf des Gesamtverbrauchs (linke Ordinate) und der Kleinwasserkrafterzeugung (rechte Ordinate) in Österreich beispielhaft für das Jahr 2002 dargestellt.

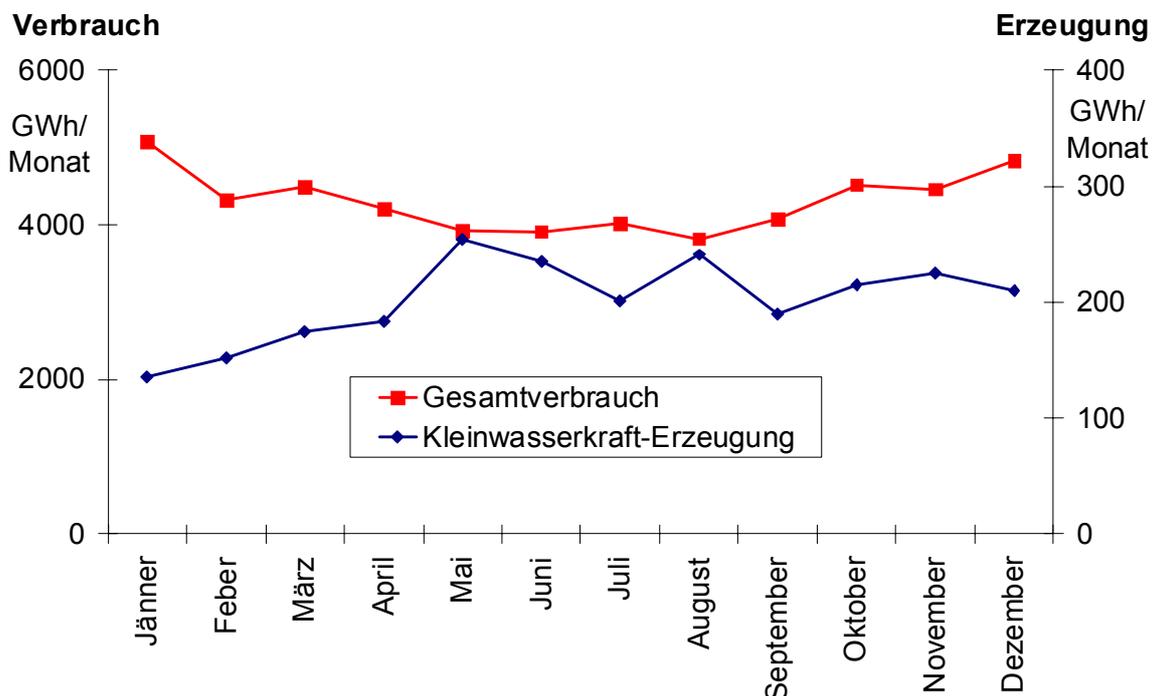


Abbildung 3-1: Gesamtverbrauch (linke Ordinate) und Kleinwasserkraft-Erzeugung (rechte Ordinate) in Österreich im Jahr 2002 [6]

Es zeigt sich, dass der Gesamtverbrauch – wie in den meisten Ländern Mitteleuropas üblich – im Winter (hier im Jänner) die höchsten Werte aufweist, d.h. die Netze sind im Hinblick auf die im Winter auftretende Höchstlast zu dimensionieren.

Die Erzeugung aus Kleinwasserkraft weist einen zum Verbrauch gegenläufigen Verlauf auf, bei dem die geringsten Werte im Winter auftreten. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jänner waren im Jahr 2002 ca. 55 % der in Kleinwasserkraftanlagen installierten Leistung verfügbar.

#### 3.2.2.1.2 Biomasse- und Biogasanlagen

Bei Biomasse- und Biogasanlagen kann man grundsätzlich davon ausgehen, dass der jeweils verwendete Primärenergieträger jederzeit in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht, sodass seitens des Primärenergiedargebots keine Einschränkungen für den Anlageneinsatz bestehen.

Biomasse- und Biogasanlagen werden überwiegend im Winterhalbjahr mit ihrer gesamten installierten Leistung eingesetzt. Somit können sie die volle Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zur Verfügung stellen, soweit die Anlagen nicht wegen geplanter oder ungeplanter Abschaltungen still stehen oder für die Wärmeführung reduziert werden müssen.

### 3.2.2.1.3 Windenergieanlagen

Der Einsatz von Windenergieanlagen (WEA) richtet sich üblicherweise ausschließlich nach dem Dargebot des Primärenergieträgers, das bekanntermaßen großen Schwankungen unterworfen ist. Dies führt dazu, dass in nennenswerten Zeiträumen die in WEA installierte Leistung überhaupt nicht bzw. sehr eingeschränkt zur Verfügung steht.

### 3.2.2.2 Leistungsnutzen dezentraler Erzeugungsanlagen

Entscheidend für die Netzauslegung ist die höchste auftretende Belastung. Um die Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf die Bezugsleistung zu bestimmen, ist zu untersuchen, welcher Teil der installierten dezentralen Erzeugungskapazität zu den Zeiten „sicher“ zur Verfügung steht, zu denen die Last ihre höchsten Werte aufweist, und somit die auslegungsrelevante Netzbelastung vermindert.

Dieser Teil der Erzeugungsleistung eines Kollektivs von Erzeugungsanlagen wird als deren Leistungsnutzen bezeichnet. Die Anforderung, dass dieser Anteil der Erzeugungskapazität „sicher“ zur Verfügung stehen muss, ist bei der Definition des Leistungsnutzens von entscheidender Bedeutung. Erzeugungsleistung, die im auslegungsbestimmenden Zeitbereich unter Umständen nicht verfügbar ist, kann bei der Netzauslegung nicht berücksichtigt werden, da auch für diesen Fall ausreichende Transportkapazität zur Versorgung der Last vorgehalten werden muss. Andererseits sind auch die Netzanlagen nicht zu 100 % verfügbar, sodass eine gewisse – allerdings sehr geringe – Restwahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit auch der dezentralen Erzeugung zugestanden werden kann. Diese Verfügbarkeitsanforderung kann zwar nicht von einer einzelnen Erzeugungsanlage, aber von einem Anlagenkollektiv zumindest für einen Teil seiner Erzeugungskapazität – eben seinem Leistungsnutzen – erreicht werden.

Aufgrund der Trennung der Bereiche Stromnetz und Stromerzeugung entscheidet der Erzeugungsanlagenbetreiber über den Betrieb der Stromerzeugungsanlage, ohne jedoch die aktuelle Situation im Netz bzw. das Gleich- bzw. Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung im Netz zu kennen.

Zwar wird der Netzbetreiber nach aktuellem Regelwerk über den Einsatz zumindest eines Großteils (abhängig von der Höhe der installierten Erzeugungsleistung) der DEA informiert, aber er hat hierauf keinen betriebsmäßigen Einfluss. Somit müssen Netzbetreiber bei der Auslegung ihrer Netze davon ausgehen, dass der Einsatz der Erzeugungsanlagen im Rahmen des üblichen bestimmungsgemäßen Einsatzes (z.B. wärmegeführt) großteils unabhängig von der Last erfolgt.

In der Studie zu den ökonomischen Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung in Österreich von Consentec [6] wird davon ausgegangen, dass zum heutigen Zeitpunkt ca. 55 % der in DEA installierten Erzeugungsleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast

verfügbar sind. Bei einer Erhöhung des Anteils der DEA auf das Szenario „Zukunft“<sup>5</sup> in [6] beträgt dieser Wert ca. 60 %. Diese Werte errechnen sich aus den Annahmen zum Einsatz der Anlagen im Höchstlastzeitpunkt und zur Aufteilung der dezentralen Erzeugung auf die betrachteten Anlagentypen.

Da jederzeit das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch gegeben sein muss, führt der Zubau (und Einsatz) von DEA dazu, dass die Erzeugung in anderen Erzeugungsanlagen reduziert werden muss, d.h. „verdrängt“ wird; diese Wirkung ist natürlich nicht auf den zukünftigen Zubau beschränkt, sondern tritt natürlich auch bei den heute installierten DEA auf. Hiermit ist jedoch keineswegs verbunden, dass die dort installierte Erzeugungsleistung nicht mehr benötigt wird und diese Anlagen somit wegfallen könnten. Insbesondere für Regelaufgaben für den stabilen Netzbetrieb sowie Spitzenlastabdeckung sind Erzeugungsanlagen mit sehr hoher Verfügbarkeit von höchster Priorität.

Wie bereits erwähnt steht die in DEA installierte Leistung nicht jederzeit in vollem Umfang zur Verfügung. Wenn diese Einflussfaktoren ihrer Höhe nach bekannt sind, kann mit Methoden der Wahrscheinlichkeitsrechnung der Leistungsnutzen eines Kollektivs von Erzeugungsanlagen bestimmt werden.

Hierfür muss streng genommen für jede einzelne Anlage ihre Größe, technische Verfügbarkeit sowie Einsatzcharakteristik in Korrelation zur Last und zur Einsatzcharakteristik anderer Erzeugungsanlagen bekannt sein. Für eine globale Betrachtungsweise kann aber vereinfachend angenommen werden, dass alle Anlagen innerhalb des jeweils betrachteten Anlagenkollektivs gleich groß sind, die gleiche technische Verfügbarkeit sowie die gleiche Einsatzcharakteristik aufweisen und dass ihr Einsatz statistisch unabhängig voneinander erfolgt.

Unter diesen Annahmen kann für ein betrachtetes Kollektiv von Erzeugungsanlagen die Wahrscheinlichkeit ermittelt werden, mit der eine bestimmte Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Um hieraus schließlich den Leistungsnutzen abzuleiten, muss zuvor definiert werden, ab welcher Verfügbarkeitsschwelle die Erzeugungsleistung als „sicher“ verfügbar angesehen wird. Diese Schwelle stellt die Mindestverfügbarkeitsanforderung dar. Sie wird in Anlehnung an die heute übliche Verfügbarkeit der Stromversorgung bei Anschlüssen der Stromverbraucher bestimmt. Derzeit beträgt die Nichtverfügbarkeit an Anschlüssen in Mittelspannungsnetzen in Österreich (Nichtverfügbarkeit des österreichischen Mittelspannungsnetzes) etwa 51 min/a [31] (Stand 2003), was einer Verfügbarkeit von ca. 99,99 % entspricht.

Diesen Wert legen wir auch als Verfügbarkeitsanforderung für die Berechnung des Leistungsnutzens dezentraler Erzeugungsanlagen zugrunde, da dann gewährleistet ist, dass die Versorgungszuverlässigkeit an den Kundenanschlüssen bei konsequenter Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung im Rahmen der Netzauslegung in der heute üblichen

---

<sup>5</sup> Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2010, mit Ausnahme von Wasserkraft, gemessen an der gesamten jährlichen Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher. Laut Regierungsvorlage für die Novelle zum Ökostromgesetz vom 7. Oktober 2004.

Größenordnung bestehen bleibt. Hierbei gehen wir davon aus, dass die Last in etwa 10 % der Zeit eines Jahres in der Größenordnung der Jahreshöchstlast liegt, d.h. dass die genannte Verfügbarkeit „nur“ innerhalb dieser Zeit gewährleistet sein muss; die auf diese Zeit bezogene Nichtverfügbarkeit darf somit einen 10-fach höheren Wert, d.h. ca. 0,1 % aufweisen. Somit ergibt sich für die Verfügbarkeitsanforderung zur Berechnung des Leistungsnutzens ein Wert in Höhe von ca. 99,9 %.

Beispielhaft ist zunächst in Abbildung 3-2 der Leistungsnutzen für Kollektive von 1 bis 20 Erzeugungsanlagen gleicher Größe (installierte Leistung jeweils 1 MW) dargestellt, wobei hier eine technische Verfügbarkeit jeder einzelnen Anlage von 99 % unterstellt wurde.

### Leistungsnutzen des Kollektivs

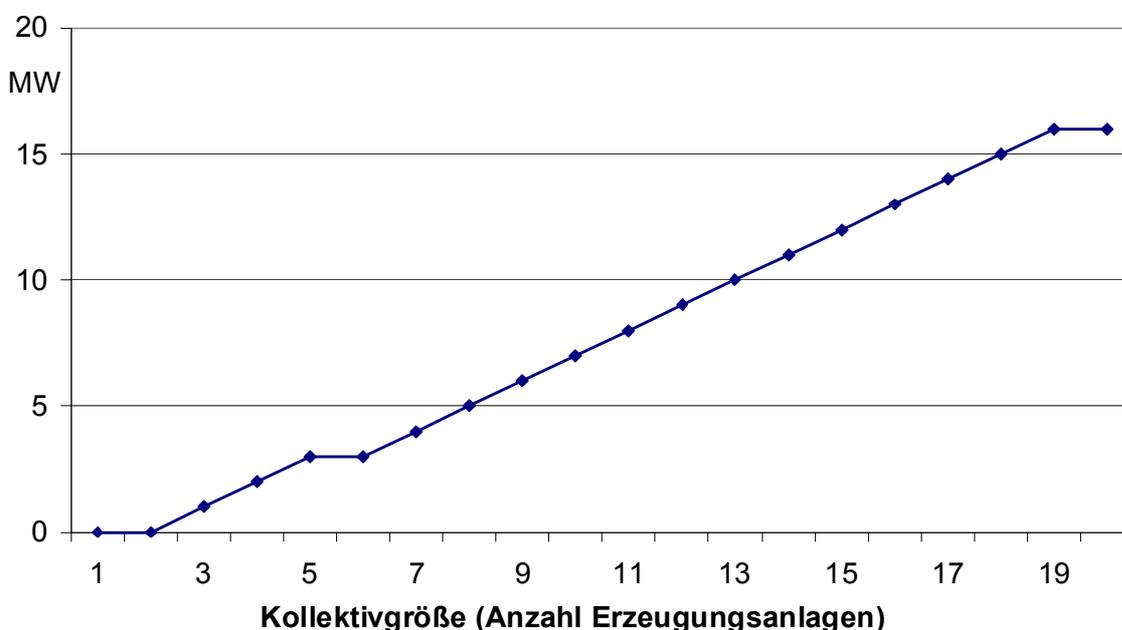


Abbildung 3-2: Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Erzeugungsanlagen bei einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 99% (1 bis 20 Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von jeweils 1 MW) [6]

Es zeigt sich, dass bei der oben genannten Mindestverfügbarkeitsanforderung selbst bei einer sehr hohen Einzelanlagen-Verfügbarkeit sehr kleine Kollektive von bis zu 2 Anlagen überhaupt keinen Leistungsnutzen aufweisen. Erst ab 3 Anlagen zeigt sich ein mit zunehmender Kollektivgröße wachsender Leistungsnutzen. Der „Knick“, der hier zwischen 5 und 6 sowie zwischen 19 und 20 Erzeugungsanlagen auftritt, ist folgendermaßen zu erklären: Bei einem Kollektiv von 5 Erzeugungsanlagen stehen unter den oben diskutierten Anforderungen an die Mindestverfügbarkeit (99,99 %) 3 Anlagen jederzeit „sicher“ zur Verfügung. Das Hinzukommen einer weiteren Erzeugungsanlage (6 Anlagen) führt an dieser Stelle jedoch nicht dazu, dass dann auch eine größere Anzahl von Anlagen „sicher“ zur Verfügung steht; es sind hier weiterhin nur 3 Anlagen. Natürlich ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Leistung von 4 Anlagen zur Verfügung steht, bei einem Kollektiv von 6

Anlagen größer als bei einem Kollektiv von 5 Anlagen, aber sie liegt in beiden Fällen unterhalb der Mindestverfügbarkeits-Schwelle.

In Abbildung 3-3 ist zusätzlich der relative Leistungsnutzen, d.h. der Anteil der installierten Leistung, mit dem jede einzelne Anlage zum Leistungsnutzen beiträgt, ebenfalls für Kollektive von 1 bis 20 Erzeugungsanlagen gleicher Größe dargestellt; auch hier wurde eine technische Verfügbarkeit jeder einzelnen Anlage von 99 % unterstellt.

### relativer Leistungsnutzen je Anlage

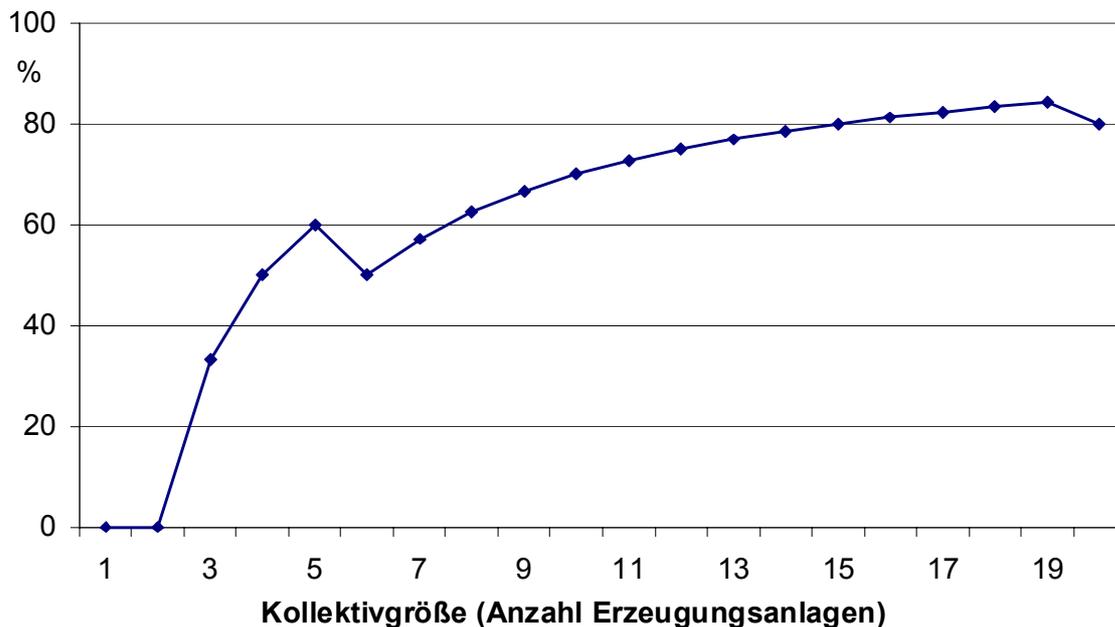


Abbildung 3-3: Relativer Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Erzeugungsanlagen bei einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 99% [6]

Auch hier zeigt sich, dass sehr kleine Kollektive von bis zu 2 Anlagen bei der oben genannten Mindestverfügbarkeitsanforderung überhaupt keinen Leistungsnutzen aufweisen. Erst ab 3 Anlagen zeigt sich ein mit zunehmender Kollektivgröße zunächst deutlich wachsender Leistungsnutzen, der bei 20 Anlagen etwa 80% beträgt. Hier zeigt sich, dass keineswegs ein linearer Zusammenhang zwischen dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und deren Auswirkungen besteht. Je mehr dezentrale Erzeugungsanlagen bereits vorhanden sind, desto geringer ist die Zunahme des relativen Leistungsnutzens der einzelnen Anlagen. Der zwischen 5 und 6 sowie zwischen 19 und 20 Erzeugungsanlagen auftretende „Knick“ ist wie zuvor beschrieben darauf zurückzuführen, dass an diesen Stellen trotz wachsender Kollektive die Anzahl der „sicher“ zur Verfügung stehenden Anlagen nicht zunimmt. Dies hat zur Folge, dass der relative Leistungsnutzen der Anlagen bezogen auf die in dem jeweiligen Kollektiv installierte Leistung rechnerisch abnimmt.

Um den Einfluss der Einzelanlagen-Verfügbarkeit zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 3-4 das Ergebnis einer entsprechenden Leistungsnutzen-Berechnung unter Annahme einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 90 %.

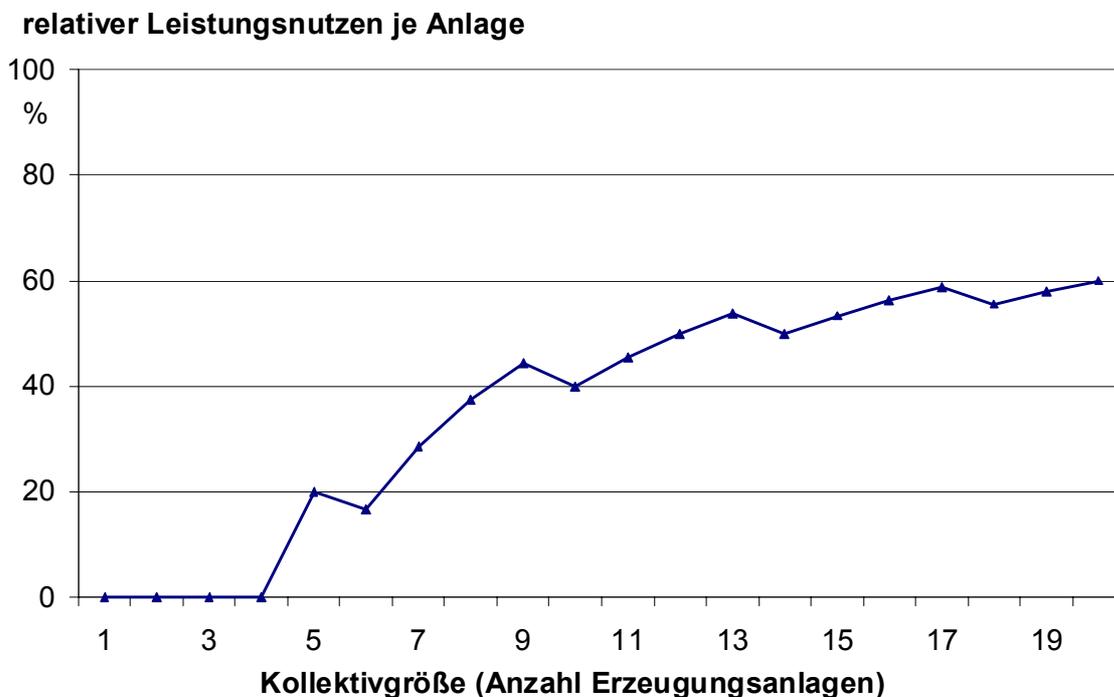


Abbildung 3-4: Relativer Leistungsnutzen unterschiedlich großer Kollektive von Erzeugungsanlagen bei einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 90 % [6]

Erwartungsgemäß zeigt sich ein verringerter Leistungsnutzen. So weisen bei Annahme einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 90 % Kollektive erst ab einer Größe von 5 Anlagen überhaupt einen Leistungsnutzen auf. Bei Kollektiven von 20 Anlagen liegt der Leistungsnutzen etwa bei 60 %.

Allgemein lässt sich festhalten, dass Kleinstkollektive (eine oder wenige Erzeugungsanlagen) überhaupt keinen Leistungsnutzen haben, während sich der relative Leistungsnutzen bei sehr großen Kollektiven der Größenordnung der Einzelanlagen-Verfügbarkeit annähert.

### 3.2.2.3 Beitrag zur Netzentlastung durch dezentrale Erzeugung

Es ist eine physikalische Notwendigkeit, dass die Einspeisung in ein elektrisches Netz in jedem Augenblick gleich der Abgabe (Verbrauch) aus dem Netz ist. Aufgrund der Abhängigkeit der Erzeugungsleistung von z.B. Windenergie- und Photovoltaikanlagen von exogenen Faktoren (Wind, Sonneneinstrahlung), können diese Anlagen jedoch nur einen eingeschränkten Beitrag liefern, dieses Gleichgewicht laufend aufrecht zu halten. Vielmehr muss der Umstand, dass die Erzeugung bei solchen Anlagen nicht bedarfs- sondern

witterungsbedingt erfolgt, in der Netzplanung berücksichtigt werden. Sofern die Leistung solcher Anlagen nur einen sehr geringen Teil der gesamten Einspeiseleistung ausmacht, stellt diese Tatsache keine allzu große Herausforderung dar. Zu berücksichtigen ist zudem, dass mit steigender Anzahl unabhängiger Erzeugungsanlagen der Aufwand für die Betriebsführung des Netzes steigen kann.

Sind die DEA auf ein räumlich eng begrenztes Gebiet konzentriert, so können diese aufgrund ihres größeren relativen Leistungsnutzens (siehe Abschnitt 3.2.2.2) zur Netzentlastung beitragen. Somit kann festgestellt werden, dass die Netzentlastung auch einzelner Netzelemente umso größer ist, je mehr DEA angeschlossen sind. Es muss jedoch in gleichem Atemzug erwähnt werden, dass dies keine Entlastung der Übertragungsnetze mit sich bringt. Dies liegt daran, dass die Übertragungsnetze mit (n-1)-Sicherheit betrieben werden und u.a. zusätzlich auch Transportaufgaben erfüllen müssen.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass Netzurückbaumaßnahmen aufgrund von dezentraler Stromerzeugung unwahrscheinlich sind, sich jedoch im Einzelfall allenfalls erforderliche Netzverstärkungsmaßnahmen aufgrund von Laststeigerungen zeitlich verzögern lassen. Umgekehrt ist aber auch zu erwähnen, dass im Zuge von DEA auch Netzverstärkungsmaßnahmen möglich sein können. Daher kann keine generelle Aussage getroffen und jeder Einzelfall muss bewertet werden.

### **3.2.3 Inselbetrieb**

Grundsätzlich sind für den Inselbetrieb unterschiedliche Anforderungen vorzusehen, so ist für z.B. eine alleinige Stromversorgung einer Almhütte mit Photovoltaik inkl. Batteriespeicher ein „Inselnetz“ anders auszulegen bzw. zu führen wie das mögliche Inselnetz für Krankenhäuser. Eine weitere Unterscheidung bilden z.B. Industrienetze, deren Versorgung im Regelfall als Inselnetz erfolgt, z.B. ein Produktionsbereich, welcher über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) versorgt wird. Hieraus ergeben sich auch unterschiedliche Anforderungen an die DEA.

Wenn ein Inselbetrieb gewünscht ist, z.B. bei Selbstversorgung eines Teilbereiches von einem Industriebetrieb, muss die DEA eine Inselbetriebsfähigkeit aufweisen.

Eine ungewollte Inselnetzbildung durch z.B. das Öffnen von Leistungsschaltern am Ort der Netzeinspeisung der DEA muss verhindert werden. Dies kann durch folgende Maßnahmen sichergestellt werden:

- korrekte Wahl und Einstellung des Schutzkonzeptes,
- korrekte Einstellung des DEA-Schutzes,
- korrekte Einstellung des Entkopplungsschutzes.

Ist ein geplanter Inselbetrieb vorgesehen, so sind u.a. nachfolgende Maßnahmen bzw. Vorkehrungen notwendig:

- Inselbetriebserkennung,
- Inselbetriebsfähigkeit der DEA,
- Synchronisierereinrichtung für die Netzwiederaufschaltung,
- Entsprechendes Regelwert für die Blindleistungs-Spannungsregelung, Wirkleistungs-Frequenzregelung,
- entsprechendes Lastmanagement,
- abgestimmtes Schutzkonzept,
- automatische Netzsynchronisation bei Netzwiederkehr,
- Einhaltung der Schutzmaßnahmen auf der Niederspannungsseite.

Für den Inselbetrieb von DEA ist eine leistungsfähige Frequenzregelung (Drehzahlregelung) mit einer Wirkleistungs-/Frequenzstatik notwendig. Bei der Asynchronmaschine ist ein Inselbetrieb nur in Verbindung mit einer Blindleistungsbereitstellung, bei Synchronmaschinen ist ein Inselbetrieb sowie eine Blindleistungsregelung möglich. Der netzgeführte Wechselrichter ist nicht inselbetriebsfähig.

Für selbstgeführte Wechselrichter gilt: Die Blindleistungsbilanz kann im Rahmen der Bemessungsleistung des Wechselrichters beliebig geregelt werden. Die Anlage ist inselbetriebsfähig (mit entsprechender Regeleinrichtung).

Wenn inselbetriebsfähige DEA eine lokale Stromversorgung übernehmen können, kann hierdurch eine Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit erreicht werden (siehe Abschnitt 3.2.2.2). Die Möglichkeit von Netzsicherstellungen, eine bedarfsgerechte lokale Versorgung durch DEA sowie mit unterschiedlichen Primärenergieträgern betriebene DEA sind Voraussetzungen dafür, um die Zuverlässigkeit zu erhöhen.

Für einen sicheren Betrieb des Verteilernetzes, also auch ohne Gefährdung des Personenschutzes, muss die ungewünschte Bildung von Inselnetzen durch DEA bei störungs- und wartungsbedingten Netzfreeschaltungen sicher vermieden werden. Hier ist die Überwachung der Schutzkriterien Über-/Unterspannung sowie Über-/Unterfrequenz nicht ausreichend, und es sollten zusätzliche Schutzkriterien, wie z.B. Impedanzüberwachung, eingesetzt werden. Für das Montagepersonal in den Verteilernetzen sollten auch zusätzliche Absicherungsmaßnahmen des Arbeitsplatzes im Netz, z.B. durch generelle beidseitige Anbringung der Kurzschluss- und Erdungsgarnitur, überlegt werden.

Zu beachten ist auch die Rückführung vom Inselbetrieb in den Verbundbetrieb, welche allenfalls unterbrechungsfrei erfolgen sollte und zu Herausforderungen (z.B. Frequenz, Spannung, Phasenlage) führen kann („Rücksynchronisation“).

### 3.3 Netzanschluss

Um DEA an das Verteilernetz anschließen zu können, müssen oft Netzanschlussarbeiten durchgeführt werden. Diese sind abhängig von der installierten Erzeugungsleistung, Anlagengröße und Type, Primärenergieträgerart und der allgemeinen Netzsituation. Der Betrieb dieser DEA kann auch Auswirkungen auf vor- und nachgelagerte Netze verursachen.

Die Anschlussmöglichkeiten von DEA sind anhand mehrerer Kriterien zu bewerten. So sind für den Betrieb des elektrischen Netzes alle Situationen für den Normal- und Störfall und den Fall von Netzumschaltungen zu berücksichtigen. Weiters sind die technischen Grenzwerte der Betriebsmittel und des Produktes Strom zu bewerten. Dies zeigt, dass jedem Netzanschluss eine detaillierte und nachvollziehbare Analyse vorangehen muss. Dies spiegelt sich u.a. in den jeweiligen Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu Verteilernetzen der Netzbetreiber als auch in den TOR wider [33].

Beim Netzanschluss von DEA sind grundsätzlich die lokalen Fragestellungen, darunter u.a. Spannungsqualität (Power Quality – PQ), Spannungsanhebungen, Betriebsmittelbelastbarkeit, quasistationäre Veränderungen und Blindleistungshaushalt zu berücksichtigen.

Eine gemeinsame Lösungsfindung aller Beteiligten beim Netzanschluss von DEA ist zur Verhinderung von unzulässigen Einwirkungen auf Dritte (z.B. durch Netzurückwirkungen) erforderlich, wie in den TOR für die Beurteilung der Netzurückwirkungen angeführt [36].

Die Vorgaben für die Verrechnung der Kosten für den Netzanschluss von DEA ergeben sich aus dem EIWOG [9], den Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Netzbetreiber und der SNT-VO [41].

Beim Netzanschluss von DEA muss zur Zeit davon ausgegangen werden, dass seitens der Netzbetreiber keine Zugriffsmöglichkeit auf die Erzeugungsanlagen besteht. Somit muss die Beurteilung des Netzanschlusses unter diesen Randbedingungen erfolgen und voraussetzen, dass das Verteilernetz ohne Verletzung von technisch betrieblichen Grenzen jederzeit die erzeugte Leistung aller im betreffenden Verteilernetz installierten DEA aufnehmen kann. Wie weit diese nicht vorgesehene Zugriffsmöglichkeit auf Erzeugungsanlagen wirklich noch gelebt werden kann, ist unter Abschnitt 3.9 Netzbetrieb der Zukunft ebenfalls behandelt.

#### 3.3.1 Arten der Netzanbindung

##### 3.3.1.1 Direkte Netzanbindung

Bei der direkten Netzanbindung erfolgt eine direkte Anbindung der Erzeugungsanlage an das Netz. Es können hierdurch Leistungsschwankungen der Energiequelle durch den Einsatz von drehzahlstarrten Generatoren direkt an das Netz weitergegeben werden. Bei der

direkten Netzanbindung werden Asynchron- und Synchronmaschinen eingesetzt, die folgende wichtige Eigenschaften aufweisen (siehe Abbildung 3-5):

- **Asynchronmaschine (ASM)**

Dieser Generatortyp stellt eine einfache und kostengünstige Art des Generators von Energieerzeugungsanlagen dar und wird vorwiegend als Kurzschlussläufer ausgeführt.

Die ASM im Generatorbetrieb ist dadurch gekennzeichnet, dass die Drehzahl abhängig vom Antriebsmoment ist. Dies kann bei direkter Netzanbindung Probleme verursachen, da Leistungs- bzw. Drehzahlschwankungen des Rotors oder der Turbine direkt in das angeschlossene Netz übertragen werden. Durch die relative Drehzahländerung (Schlupf) erhält die Maschine ein weiches Drehzahlverhalten. Der Schlupf beträgt bei den heute üblichen Maschinen im Leistungsbereich von über 500 kW nur etwa 1 %, somit ist das Drehzahlverhalten als annähernd starr anzusehen. Im generatorischen Betrieb der ASM muss dem Läufer zur Erzeugung und Aufrechterhaltung des Magnetfeldes Blindleistung (leistungsabhängig) zur Verfügung gestellt werden. Da diese Blindleistung dem Netz entnommen wird, werden Auswirkungen auf das Spannungsniveau hervorgerufen. Schleifringläufermaschinen können in Verbindung mit Umrichtern im Schlupfbereich drehzahlvariabel betrieben werden. Diese ASM werden als Generator vorwiegend im kleinen und mittleren Leistungsbereich eingesetzt, z.B. in Wasserkraftanlagen.

- **Synchronmaschine (SM)**

Dieser Generatortyp wird am häufigsten bei der elektrischen Energieerzeugung eingesetzt. Bei fluktuierender Einspeisung erweist sich eine direkte Netzanbindung aufgrund des starren Drehzahlverhaltens als problematisch.

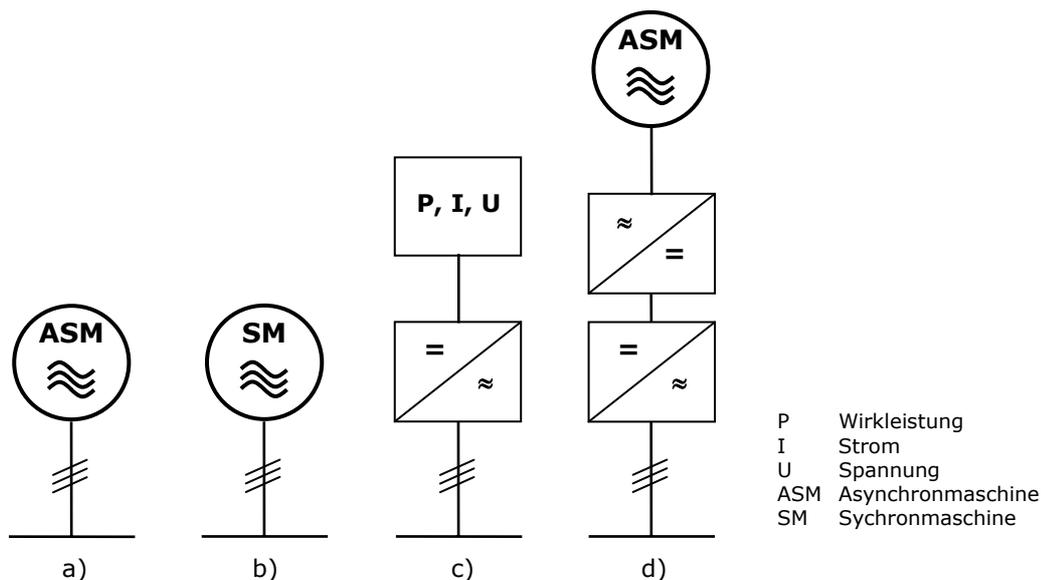


Abbildung 3-5: Beispiele für Netzanbindungen: a) und b) direkte; c) indirekte; d) gemischte Netzanbindung

### 3.3.1.2 Indirekte Netzanbindung

Im Unterschied zur direkten Netzanbindung erfolgt die indirekte im Allgemeinen über die Kopplung eines Generators mit einem Stromrichter (siehe Abbildung 3-5). Dieser Stromrichter bzw. Wechselrichter lässt sich nach der Art der Ansteuerung unterteilen.

- **Netzgeführte Wechselrichter**

Netzgeführte Wechselrichter speisen die aus einem Gleichstromzwischenkreis entnommene Leistung über Thyristoren in das Drehstromnetz ein. Die Leistungsbereitstellung erfolgt durch den Primärenergiewandler der Erzeugungsanlage, die direkt oder über einen gesteuerten oder ungesteuerten Gleichrichter in den Gleichstromkreis speist. Die Netzfrequenz bestimmt die Betriebsfrequenz des netzgeführten Wechselrichters.

Beim Ausfall bzw. Spannungseinbrüchen der Netzspannung kann es zum sogenannten Wechselrichterkippen kommen, was einen Komutierungsfehler und in weiterer Folge eine Schutzabschaltung des Wechselrichters nach sich zieht.

Beim netzgeführten Wechselrichter nimmt die Erzeugungsanlage in Abhängigkeit des Steuerwinkels des Thyristors bzw. von der eingespeisten Wirkleistung immer Blindleistung auf, ist auch nicht inselbetriebsfähig und der Stromverlauf ist nicht sinusförmig (stromrichtertypische Oberschwingungen).

- **Selbstgeführte Wechselrichter**

Bei selbstgeführten Wechselrichtern ist die Welligkeit der Wechselfspannung und damit die Oberschwingungsbelastung (harmonische und zwischenharmonische) des übergeordneten Netzes abhängig von der Taktfrequenz der Transistoren (einige 100 Hz bis 10 kHz). Als wesentlicher Unterschied zum netzgeführten Wechselrichter ist die entsprechend der Bemessungsleistung beliebig regelbare Blindleistungsbilanz sowie die Inselbetriebsfähigkeit (mit entsprechender Regeleinrichtung) zu nennen.

### 3.3.1.3 Gemischte (direkte/indirekte) Netzanbindung

Die gemischte Netzanbindung (siehe Abbildung 3-5) stellt eine Kombination aus der direkten und indirekten dar und wird wie folgt angewendet:

- **Doppelt gespeister Asynchrongenerator**

Beim Asynchrongenerator liegt eine Möglichkeit für die Beeinflussung des Schlupfs in der Realisierung eines drehzahlvariablen Systems vor, welches über die doppelte Speisung des Asynchrongenerators erfolgen kann. Im Gegensatz zur untersynchronen Stromrichter-kaskade wird die Schlupfleistung nicht nur in das Netz gespeist sondern auch umgekehrt, nämlich der Läufer aus dem Netz gespeist. Auf diese Weise ist sowohl ein untersynchroner als auch ein übersynchroner Betrieb des Generators möglich. Bei einer geeigneten Ansteuerung des Stromrichters kann die Anlage auch Blindleistung in das Netz einspeisen und dadurch einen Phasenschieberbetrieb realisieren.

### 3.3.2 Netzanschluss und technische Bedingungen

Der Netzanschlusspunkt wird unter Berücksichtigung der gegebenen Netzverhältnisse, der Einspeiseleistung und der Betriebsweise der Erzeugungsanlage festgelegt. Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Erzeugungsanlage keine unzulässigen Rückwirkungen im Netz des Netzbetreibers verursacht. [36]

In der Planungsphase wird der geeignete Netzanschlusspunkt vom Netzbetreiber gemeinsam mit dem Anschlusswerber festgelegt, wobei der Netzbetreiber alle notwendigen technischen Daten, die für den Netzanschluss relevant sind, bekannt gibt. Diese Daten sind z.B.:

- zu erwartende minimale und maximale 3-polige Netzkurzschlussleistung,
- vereinbarte Versorgungsspannung  $U_C$ ,
- in Mittelspannungsnetzen die zu erwartende niedrigste und höchste Betriebsspannung,
- Angaben zur Isolationskoordination,
- Angaben zur Sternpunktbehandlung und zur allenfalls erforderlichen Beteiligung an einer Erdschlussstrom-Kompensation,
- Schutzkonzept,
- Zuschaltbedingungen,
- Angaben zu einer allenfalls erforderlichen Beteiligung an frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen zur Verminderung der Auswirkungen von Großstörungen,
- Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik,
- zulässige Netzurückwirkungen der Erzeugungsanlage.

Kann die geplante Erzeugungsleistung nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen Netzanschlusspunkt in das Netz eingespeist werden, so legt der Netzbetreiber die mögliche Einspeiseleistung fest. Darüber hinaus schlägt der Netzbetreiber technische Alternativen für die Einspeisung der Gesamtleistung vor. [36]

Erzeugungsanlagen für den Parallelbetrieb mit dem Verteilernetz dürfen nicht über Steckvorrichtungen an das Netz angeschlossen werden, ausgenommen die Steckvorrichtungen sind berührungssicher ausgeführt und die Anlage ist insgesamt ausdrücklich für eine derartige Verwendung zugelassen.

Neben diesen beschriebenen Aspekten ist die Sternpunktbehandlung von Generatoren beim Netzanschluss an das Niederspannungsnetz zu diskutieren. Asynchrongeneratoren werden im Allgemeinen in Dreieckschaltung betrieben. Bei Sternschaltung ist der Sternpunkt isoliert zu betreiben. Synchrongeneratoren können ebenfalls mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden. Bei Synchrongeneratoren, deren Sternpunkt mit dem PEN-Leiter

(Kombination von Schutz- und Neutralleiter) des Netzes verbunden wird, darf dies nur dann direkt erfolgen, wenn der auftretende Oberschwingungsstrom<sup>6</sup> über den Sternpunkt weniger als ca. 20 % des Bemessungsstroms des Generators beträgt. Höhere Ströme erfordern gegebenenfalls den Einbau einer Sternpunktsdrossel bzw. anderweitige Maßnahmen [36].

### 3.4 Netzbetrieb

Die zentrale Erzeugungsstruktur ist u.a. gekennzeichnet durch eine zentrale Erzeugung, also Einspeisung in das Hochspannungsnetz, einer Auslegung auf maximale Last, hohen Reserven bei Kraftwerken und „Top-Down-Energiefluss“ (von Hoch- zu Niederspannung).

Die dezentrale Erzeugungsstruktur ist u.a. dadurch geprägt, dass die Energieflüsse bottom-up und top-down – also in beide Richtungen – erfolgen können (siehe Abbildung 3-6), die Last nach unterschiedlichen lokalen Anforderungen gesteuert werden kann (nur bei zentral gesteuerten Anlagen), die Kraftwerksreserve eingeschränkt sein kann und bidirektionale Informationsflüsse bzw. Überwachungen vorherrschen.

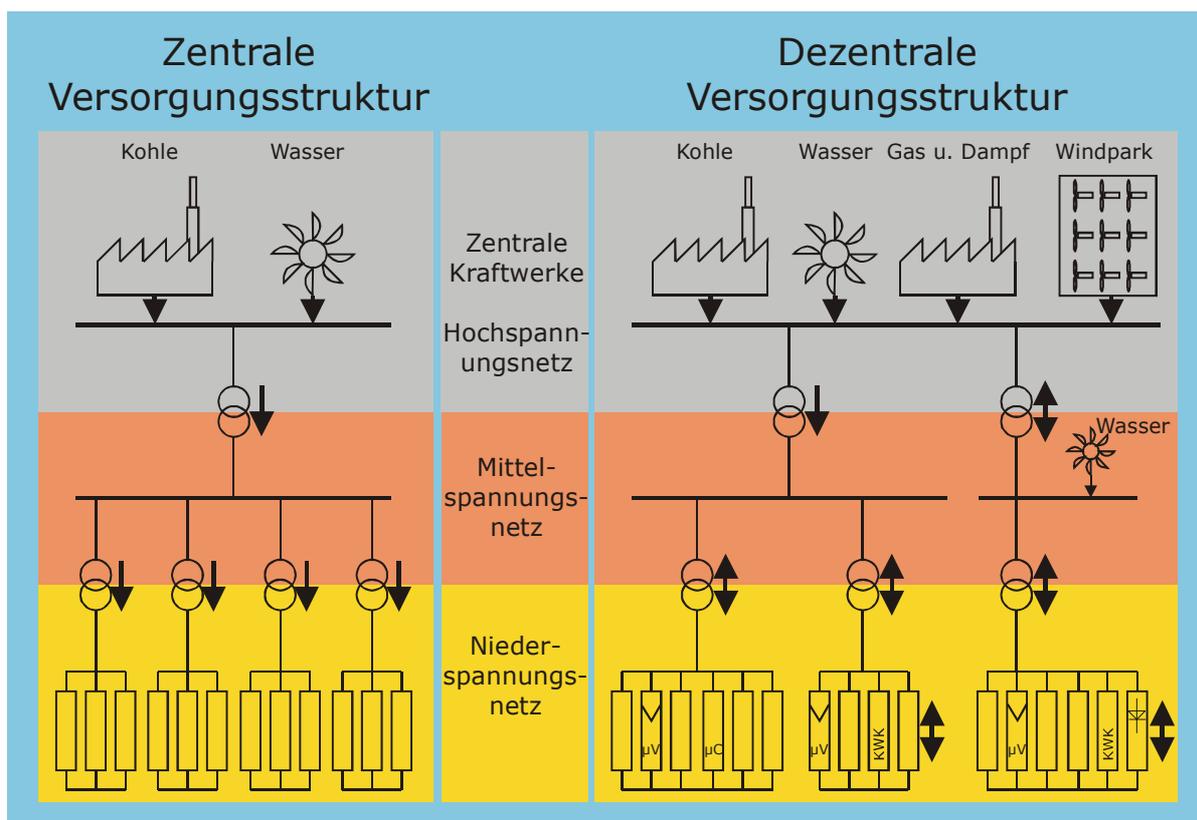


Abbildung 3-6: Zentrale versus dezentrale Versorgungsstruktur

<sup>6</sup> Die Sternpunktsbelastbarkeit hängt im Allgemeinen von der Konstruktions- und Bauart des Generators ab. Im Wesentlichen ist dabei auf die Belastbarkeit des Generators bezüglich Schiefast und der Oberschwingungsströme 3. Ordnung und Vielfacher davon, zu achten.

Die DEA beeinflussen aktuell mit der vorherrschenden Integrationsdichte nur sehr eingeschränkt den Betrieb von Netzen. Durch den kontinuierlichen Anstieg von DEA in Netzen sind für den Betrieb der Netze u.a. die Bereitstellung von Erzeugungsreserve (siehe Abschnitt 3.2.2), die Netzverluste (siehe Abschnitt 3.4.2.2), das Blindleistungsmanagement (siehe Abschnitt 3.4.2.3) und die Spannungsänderungen (siehe Abschnitt 3.4.2.4) zu berücksichtigen.

### 3.4.1 Technische Qualität

Der Überbegriff technische Qualität beschreibt die Spannungsqualität und die Netzwirkungen in elektrischen Netzen.

Die Merkmale der elektrischen Spannung an einem bestimmten Punkt eines elektrischen Netzes, ausgedrückt durch die Anzahl von technischen Referenzwerten [32], sind über die Spannungsqualität, Qualität der Versorgungsspannung oder Power Quality beschrieben. Unter Netzwirkungen versteht man sowohl die gegenseitige Beeinflussung von Betriebsmitteln über das Netz, als auch die von diesen Betriebsmitteln ausgehende Beeinflussung des Netzes selbst [27].

Erfahrungsgemäß kommt es nur selten bis gar nicht zu Begrenzungen der DEA aufgrund unzulässiger Netzwirkungen, wahrscheinlicher ist eine solche Begrenzung aufgrund der stationären Spannungshaltung oder Betriebsmittelbelastung. Dies bedeutet jedoch nicht, dass der Beurteilung der Netzwirkungen gemäß TOR [33] weniger Aufmerksamkeit zu schenken wäre. Um Vorteile der DEA zur Verbesserung der technischen Qualität optimal nutzen zu können, ist es wichtig, diese an Schwachstellen des Netzes gezielt einzusetzen. Neben ihrer eigentlichen Funktion, der Einspeisung von Wirkleistung, sind die weiteren Vorteile [34]:

- die Entlastung der Betriebsmittel bei Störfällen und
- die Verbesserung der Spannungsqualität durch gezielte Blindleistungseinspeisung.

Die installierte Bemessungsleistung der DEA ist laut den TOR begrenzt durch:

- die Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt,
- die schaltbedingte Spannungsänderung,
- das zulässige Spannungsband,
- die Belastbarkeit der Betriebsmittel.

Bei der Beurteilung der Netzwirkungen beim Parallelbetrieb von DEA sind folgende Punkte von Bedeutung [33]:

- Spannungsanhebung,

- schaltbedingte Spannungsänderungen,
- Flicker,
- Oberschwingungen,
- Kommutierungseinbrüche,
- Unsymmetrie,
- Blindleistungskompensation,
- Rückwirkungen auf Einrichtungen zur Signalübertragung über das Stromversorgungsnetz.

Die in Österreich gültigen TOR [33] erlauben, als Beispiel für die Beurteilung der Netzurückwirkungen, eine relative Spannungsanhebung durch alle im Netz betriebenen Erzeugungsanlagen, im Niederspannungsnetz von 3 % und im Mittelspannungsnetz von 2 % an jenem Verknüpfungspunkt, an dem sich die Spannungsanhebung am stärksten auswirkt. Diese Spannungsanhebung ist das Produkt aus dem Verhältnis der maximalen Einspeiseleistung zur Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt und dem Kosinus der Netzimpedanz weniger dem Einspeisewinkel.

### 3.4.2 Anforderungen und Auswirkungen

Im Nachfolgenden soll ein Überblick über die Anforderungen an den Netzbetrieb, die Auswirkungen auf die Netzverluste und die Spannungsqualität gegeben werden, deren Ursache laut diesen Untersuchungen im Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen zu finden ist.

Für diese Betrachtungen sind folgende Kenngrößen für Verteilernetze wichtig:

#### Mittelspannungsnetz:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Hochspannungsnetz,
- Nenndaten des HS/MS-Transformators,
- Leitungstypen und Leitungslängen im MS-Netz,
- Leistungen an den MS-Abgängen.

#### Niederspannungsnetz:

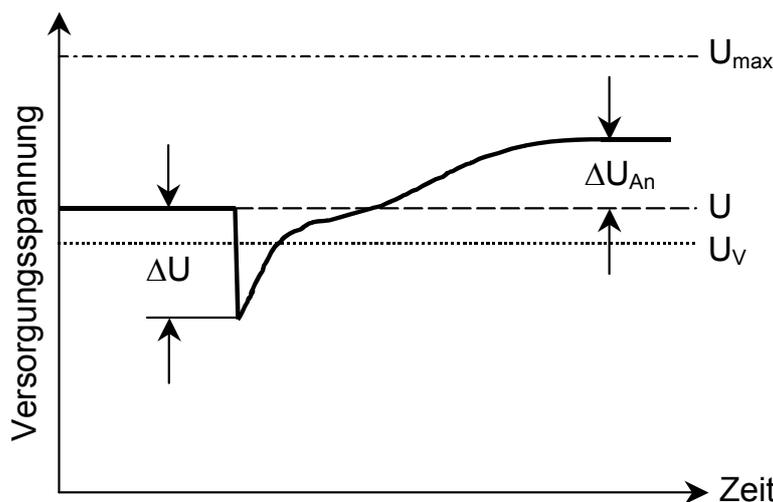
- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Mittelspannungsnetz (oder Länge, Querschnitt und Typ der MS-Leitung),
- MS/NS-Transformatornenndaten,
- Leitungstypen und Leitungslängen im NS-Netz,
- Leistungen an den NS-Abgängen.

### 3.4.2.1 Technische Bedingungen

Erzeugungsanlagen, die ans öffentliche Netz angeschlossen werden, haben einen Einfluss auf die technischen Parameter im Netz. Bei einem Anschluss einer Erzeugungsanlage muss daher evaluiert werden, in welchem Ausmaß sich die Parameter durch eine neue Anlage verändern und ob die vorgeschriebenen Grenzwerte eingehalten werden.

Die stationäre **Spannungsanhebung**  $\Delta U_{An}$  ist auf die Versorgungsspannung mit und ohne Einspeisung zu beziehen [33]. Bei Betrieb der Erzeugungsanlagen erhöht sich in der Regel die Versorgungsspannung. Aus diesem Grund wird hier die verursachte stationäre Spannungsänderung der Einspeisung als Spannungsanhebung bezeichnet.

Abbildung 3-7 zeigt als Beispiel den Zusammenhang zwischen der kurzzeitigen Spannungsänderung  $\Delta U$ , verursacht durch die Zuschaltung eines Asynchrongenerators (schaltbedingte Spannungsänderung), und der stationären Spannungsanhebung  $\Delta U_{An}$  durch die Einspeisung.



- $U_{max}$ ..... maximale Versorgungsspannung
- $U_V$ ..... Spannung am Verknüpfungspunkt
- $U$ ..... Versorgungsspannung
- $\Delta U_{An}$ ..... Spannungsanhebung (hier bezogen auf die Versorgungsspannung)
- $\Delta U$ ..... Spannungsänderung

Abbildung 3-7: Zusammenhang zwischen kurzzeitiger Spannungsänderung  $\Delta U$  und stationärer Spannungsanhebung  $\Delta U_{An}$  [33]

Die **relative Spannungsanhebung**  $\Delta u_{An}$  an einem Verknüpfungspunkt V des Netzes kann laut TOR [33] wie folgt berechnet werden:

$$\Delta u_{An} = \frac{S_{rE \max}}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi - \varphi_E) \quad (6)$$

$\Delta u_{An}$  .....relative Spannungsanhebung

$S_{rE \max}$  .....maximale Einspeiseleistung

$S_{kV}$  .....Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

$\psi$  .....Netzimpedanzwinkel

$\varphi_E$  .....Einspeisewinkel, Winkel zwischen Wirk- und Scheinleistung der Erzeugungsanlage (bei maximaler Einspeiseleistung)

Der Betrag der von allen in einem Netz betriebenen Erzeugungsanlagen verursachten relativen Spannungsanhebungen  $\Delta u_{An}$  darf an jenem Verknüpfungspunkt, an dem sich die Spannungsanhebung am stärksten auswirkt (ungünstigster Verknüpfungspunkt) folgende zulässige Werte nicht überschreiten [33]:

Niederspannungsnetz:  $\Delta u_{An, zul} = 3 \%$

Mittelspannungsnetz:  $\Delta u_{An, zul} = 2 \%$

Es ist jedoch anzumerken, dass in Sonderfällen der Netzbetreiber davon abweichende, höhere oder gegebenenfalls niedrigere Grenzwerte vorgeben kann, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes dies erlaubt bzw. erfordert. Jedenfalls wird im Falle einer Grenzwertreduktion dem betroffenen Netzbenutzer ein ausführlicher Nachweis (z.B. Netzdaten, Lastflussberechnungen) durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt [33].

Die **relative Spannungsänderung** ist die auf die Versorgungsspannung  $U$  bezogene Spannungsänderung  $\Delta U$  [27]. Bei der Beurteilung der Spannungsanhebung  $\Delta u_{An}$  kann diese annähernd gleich der relativen Spannungsänderungen  $d$  gesetzt werden. Anhand dieses Zusammenhangs kann gemäß Gleichung ( 6 ) die relative Spannungsänderung über unterschiedliche Einspeisewinkel  $\varphi_E$  der Erzeugungsanlage, unter Annahme von  $S_{rE \max}/S_{kV} = 3 \%$  und einem Netzimpedanzwinkel  $\psi = 60^\circ$ , in Abbildung 3-8 dargestellt werden. Hieraus ist ersichtlich, dass eine Variation des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  zwischen 0,9 und 1 eine nicht zu vernachlässigende Auswirkung auf die Spannungsänderung hat (siehe auch Abschnitt 3.4.2.3). Somit ist auch einmal mehr die Sinnhaftigkeit einer individuellen (unter Berücksichtigung der Art der Erzeugungsanlage und Art und Betriebsweise des Netzes) Vorgabe des Verschiebungsfaktors dargelegt.

Beim Zu- oder Abschalten von Erzeugungsanlagen an das Netz (z.B. Zuschalten von Generatoren, Polumschaltung von Asynchrongeneratoren) darf am Verknüpfungspunkt der betrachteten Erzeugungsanlage der Betrag der **relativen Spannungsänderung**  $d$  den zulässigen Wert nicht überschreiten.

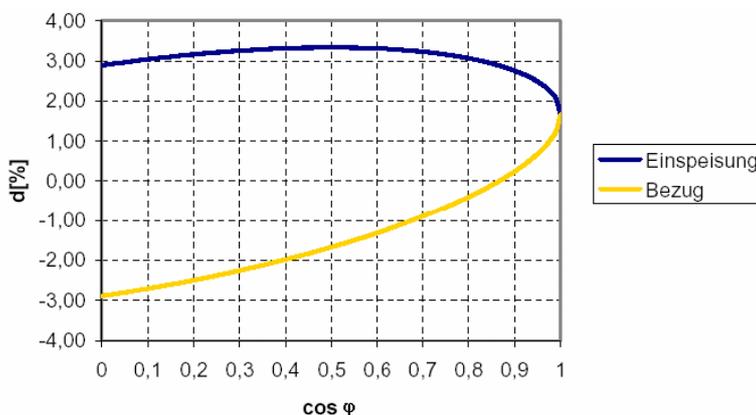


Abbildung 3-8: Abhängigkeit der relativen Spannungsänderung  $d$  vom Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  der Einspeisung bei  $S_{rE_{max}}/S_{KV} = 3 \%$  und einem Netzwinkel  $\Psi = 60^\circ$  [35]

Für Spannungsänderungen  $d_{zul}$  mit einer Wiederholrate  $r$  von z.B.  $r < 0,1 \text{ min}^{-1}$  (1 Änderung in 10 Minuten) gilt [33]:

Niederspannungsnetz:	$d_{zul} = 3 \%$
Mittelspannungsnetz:	$d_{zul} = 2 \%$

Für selten auftretende kurzzeitige Spannungsänderung  $d_{zul}$  (z.B. seltener Anlaufvorgang nicht häufiger als einige Male pro Tag, Wiederholrate  $r_i < 0,01 \text{ min}^{-1}$ ) kann im Ausnahmefall ein höherer Wert zugelassen werden:

Niederspannungsnetz:	$d_{zul} = 6 \%$
Mittelspannungsnetz:	$d_{zul} = 3 \%$

Der **Flicker**, also ein subjektiver Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, welcher hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung hervorgerufen wird, findet seine Ursache in Spannungsschwankungen, die Leuchtdichteänderungen von Lampen verursachen. Der Flicker wirkt oberhalb eines bestimmten Grenzwertes störend.

Der zulässige Wert für den Langzeitflicker  $P_{lt}$  (2-Stunden-Intervall), den die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen am ungünstigsten Verknüpfungspunkt in einem Netz erzeugen darf, beträgt [33]:

$$P_{lt \text{ zul}} = 0,46 \text{ p.u.}$$

Die Beurteilung der **Oberschwingungen** (angegeben als Gesamtüberschwingungsgehalt bzw. THD – Total Harmonic Distortion), dies sind sinusförmige Schwingungen, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundschwingung ist [27], ist nur dann erforderlich, wenn die Einspeisung über Umrichter oder Wechselrichter erfolgt [33].

Der **Kommutierungseinbruch**  $d_{\text{kom}}$  ist ein periodischer transients Spannungseinbruch, der auf der Wechselspannungsseite eines netzgeführten Stromrichters erscheinen kann und durch die Kommutierung hervorgerufen wird.

Für Erzeugungsanlagen sind laut TOR D2 [33] folgende Werte erlaubt, wobei zu berücksichtigen ist, dass sie nur bei solchen Anlagen von Bedeutung sind, bei denen die Energie über netzgeführte Wechselrichter eingespeist wird.

Niederspannungsnetz: $d_{\text{kom}} = 5 \%$
Mittelspannungsnetz: $d_{\text{kom}} = 2,5 \%$

Im Niederspannungsnetz sind einphasige Erzeugungseinheiten einer Erzeugungsanlage so anzuschließen, dass die **Unsymmetrie** im Betrieb maximal 4,6 kVA beträgt [33]. Unter Unsymmetrie versteht man die ungleichmäßige Belastung der drei Außenleiter des Drehstromsystems bzw. die ungleichmäßige Einspeisung (z.B. einphasige Einspeiser). Die Unsymmetrie ist vor allem dann von Bedeutung, wenn eine Erzeugungsanlage (z.B. Photovoltaikanlage) aus einer Vielzahl einphasiger Erzeugungseinheiten besteht. In Niederspannungsnetzen ist der Anschluss einphasiger Erzeugungseinheiten bis zu einer Bemessungsleistung von 4,6 kVA zulässig. Der Anschluss von mehreren einphasigen Niederspannungserzeugungsanlagen an einem Verknüpfungspunkt darf einerseits nur bis zu einer Summennennscheinleistung von maximal 30 kVA erfolgen [36].

Elektrische Betriebsmittel, wie z.B. Motoren und Generatoren, beanspruchen das elektrische Netz mit Wirkleistung und Blindleistung (siehe Abschnitt 3.4.2.3). Durch eine verbrauchernahe Blindleistungskompensation können die Netze entlastet werden, da die 50-Hz-Blindleistung nicht mehr über das Netz geliefert, sondern z.B. von der Kompensationsanlage bereitgestellt wird. Zur Vermeidung von Resonanzen bei Oberschwingungen und unzulässiger Rückwirkungen auf Tonfrequenzrundsteueranlagen des Netzbenutzers, können für den Anschluss von Kondensatoren zur **Blindstromkompensation** zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein, siehe auch TOR D3 [37].

Erzeugungsanlagen, welche von ihrer Konstruktion her einen Blindleistungsbedarf aufweisen (z.B. Asynchrongeneratoren oder andere spezielle Erzeugungseinrichtungen), der nicht aus dem Netz gedeckt werden soll<sup>7</sup>, benötigen eine Einrichtung zur Blindleistungskompensation (z.B. Kondensatoren). Die Art der Blindleistungskompensation und der Kompensationsgrad sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen [36].

Eine mögliche **Beeinflussung der Signalübertragung** im Verteilernetz ist zu vermeiden. Entsprechend sind allenfalls Maßnahmen laut TOR D1 [38], D2 [33] und D3 [37] vorzusehen.

---

<sup>7</sup> Ein Bezug von Blindleistung aus dem Netz kann nicht nur die Übertragungskapazität des Netzes vermindern, sondern auch die Einspeiseleistungen anderer Erzeugungsanlagen begrenzen.

Tabelle 3-1 zeigt auszugsweise einige Merkmale für die Spannung gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 [39] und Wert für die Beurteilung von Netzurückwirkungen laut TOR D2 [33], im Speziellen für Erzeugungsanlagen (gemäß TOR D2 Kapitel 9). Diese Tabelle dient lediglich der Übersicht und stellt keine Gegenüberstellung dar.

	Betrachtungspunkt (PCC)	Einheit	ÖVE/ÖNORM EN 50160 [39]	TOR D2 [33]
<b>langsame Spannungsänderungen – Spannungsanhebung <math>\Delta u_{An,zul}</math></b>	NS	%	$\pm 10^{(a)}$	$\pm 3$
			$+10 / -15^{(b)}$	
	MS	%	$\pm 10$	$\pm 2$
<b>Schnelle Spannungsänderungen – schaltbedingte Spannungsänderung <math>d_{zul}</math></b>	NS	%	$5 \div 10$	$\pm 3^{(c)}$
				$\pm 6^{(d)}$
	MS	%	$4 \div 6$	$\pm 2^{(c)}$
				$\pm 3^{(d)}$
<b>Flicker <math>P_{It}</math></b>	NS, MS	p.u.	$1^{(e)}$	0,46
<b>Kommutierungseinbrüche <math>d_{kom}</math></b>	NS	%	k.A.	$\pm 5$
	MS	%	k.A.	$\pm 2,5$
<b>Netzfrequenz <math>f</math></b>	MS und NS Netze mit synchroner Verbindung zum Verbundnetz	%	$\pm 1^{(g)}$	k.A.
			$+ 4 / - 6^{(h)}$	k.A.
	MS und NS Netze ohne synchrone Verbindung zum Verbundnetz	%	$\pm 2^{(i)}$	k.A.
$\pm 15^{(h)}$			k.A.	

<sup>(a)</sup> Werte für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls

<sup>(b)</sup> Werte für alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung

<sup>(c)</sup> Spannungsänderungshäufigkeit  $r < 0,1$  ( $r$  ... Wiederholrate [33])

<sup>(d)</sup> selten auftretende kurzzeitige Spannungsänderung, Spannungsänderungshäufigkeit einige Mal pro Tag ( $r < 0,01$ )

<sup>(e)</sup> während 95 % eines beliebigen Wochenzeitraumes

<sup>(f)</sup> Spannungsänderungshäufigkeit  $r \geq 0,1$

<sup>(g)</sup> während 99,5 % eines Jahres

<sup>(h)</sup> während 100 % der Zeit

<sup>(i)</sup> während 95 % einer Woche

Tabelle 3-1: Auszugsweise Übersicht der Merkmale der Spannung nach ÖVE/ÖNORM EN 50160 [39] und den Werten für die Beurteilung von Netzurückwirkungen laut den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR D2) [33] für Erzeugungsanlagen (k.A. – keine Angabe; PCC – Point of Common Coupling)

### 3.4.2.2 Netzverluste

Der Zubau von dezentraler Erzeugung kann einen Einfluss auf die Höhe der Netzverluste haben. Dies ist dann der Fall, wenn der Zubau zu einer Veränderung der Leistungsflüsse in der Anschluss- und in den überlagerten Netzebenen führt. Ob und in welchem Umfang dies der Fall ist, hängt von den Netzgegebenheiten und der Höhe der Last- und Einspeiseleistungsflüsse in den jeweils betroffenen Netzbereichen ab.

In diesem Zusammenhang lassen sich wieder zwei Grenzfälle unterscheiden. Diese sind schematisch in Abbildung 3-9 dargestellt.

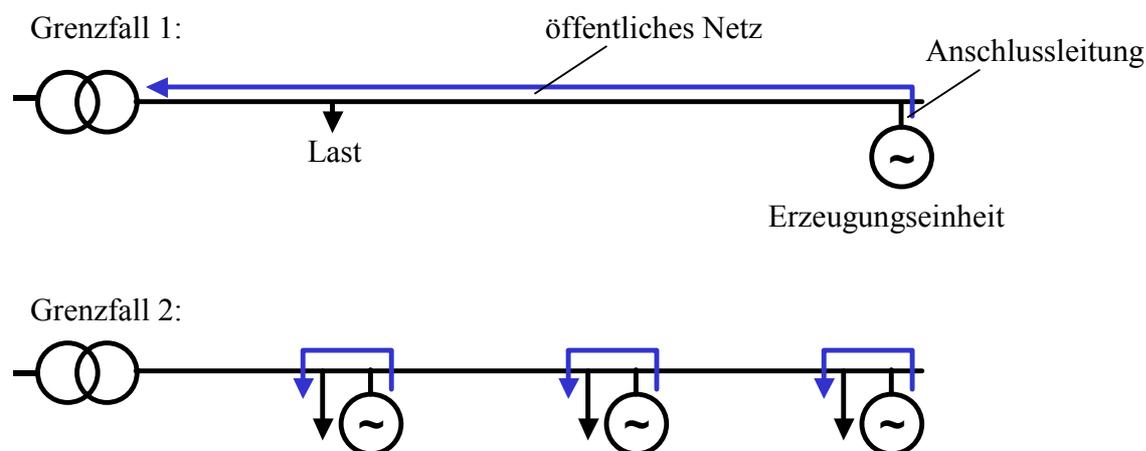


Abbildung 3-9: Grenzfälle hinsichtlich der Auswirkungen auf Netzverluste [6]

Im ersten Grenzfalle sind die dezentrale(n) Erzeugungsanlage(n) am Ende eines Netzstrangs angeschlossen, der sonst keine oder nur sehr wenige Lastanschlüsse mit jeweils sehr geringen Leistungsanforderungen versorgt. Des Weiteren nehmen wir an, dass der abrechnungsrelevante Anschlusspunkt der DEA unmittelbar an dem Netzstrang liegt und nicht etwa an der nächsten Umspannstation. Letzteres hätte zur Folge, dass die auf dem betroffenen Strang entstehenden Netzverluste direkt vom Betreiber der Erzeugungsanlage zu decken wären.

In diesem ersten Grenzfalle führt der Anschluss der Erzeugungsanlage in dem betroffenen Strang zu einer Zunahme der Leistungsflüsse in der Größenordnung der installierten Leistung der Erzeugungsanlage und damit zu einer Zunahme der Netzverluste in der Anschlussspannungsebene.

Hinsichtlich der überlagerten Spannungsebenen kann in diesem Fall davon ausgegangen werden, dass sich die aus dem Anschluss der DEA ergebende Zunahme der „Einspeiseleistungsflüsse“ mit der Abnahme der hierdurch bedingten Reduktion der jeweils „von oben“ bezogenen Leistung im zeitlichen Mittel derart ausgleicht, dass die Verluste in den überlagerten Spannungsebenen ungefähr gleich bleiben.

Somit stellt Grenzfalle 1 denjenigen Fall dar, bei dem die maximale Netzverlustzunahme zu verzeichnen ist.

Demgegenüber ist im zweiten Fall anzunehmen, dass die DEA derart günstig in den Netzsträngen verteilt sind, dass die lokale Erzeugungsleistung exakt den lokalen Lastanforderungen entspricht. Dies würde zu einer Auslöschung der Leistungsflüsse in den betroffenen Leitungssträngen und somit zu einer Reduktion der Netzverluste in der Anschlussspannungsebene führen. In den jeweils überlagerten Spannungsebenen würde dies aufgrund der dort reduzierten Leistungsflüsse ebenfalls zu einer Reduktion der Netzverluste führen. Somit stellt der Grenzfall 2 denjenigen Fall dar, bei dem die maximale Verlustabnahme zu verzeichnen ist.

Die Verluständerungen können also je nach Anschlusssituation sowohl ein positives als auch ein negatives Vorzeichen aufweisen. In der Praxis ist jedoch davon auszugehen, dass der Zubau dezentraler Erzeugung tendenziell zu einer Verlustreduktion führen wird. [6]

Zudem weisen die Untersuchungen in [5] darauf hin, dass bei der Betrachtung der Netzverluste und deren Veränderung durch DEA zu unterscheiden ist, ob die Einspeisung in einen bestehenden Netzabzweig mit bestehenden Verbrauchern erfolgt, oder ob eine eigene „dezentrale“ Anschlussleitung zwischen Transformator und dezentraler Anlage errichtet wird. Eine eigene Anschlussleitung führt zu erhöhten Verlusten, weil der Effekt der Stromkompensation entfällt. Sie sollte nur errichtet werden, wenn dies aus Gründen der Strombelastbarkeit oder der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte unbedingt erforderlich ist. Eine allfällige Verstärkung der bestehenden Leitungen (Querschnittsverstärkung oder Parallelleitung) ist im Hinblick auf die Vermeidung von Verlusten vorzuziehen. [5]

### 3.4.2.3 Blindleistung

Die Blindleistung und der mögliche Beitrag durch die DEA stellt Herausforderungen an den Netzbetrieb, die bis dato durch die Netzbetreiber aufgrund der bereits breiten dezentralen Erzeugungsstruktur gut gelöst wurden. Die Blindenergie ist die Betrachtung der Blindleistung über eine bestimmte Zeitdauer.

Blindleistung ist der Betrag des vektoriellen Produktes von Strom und Spannung multipliziert mit dem Verkettungsfaktor. Sie ist jene elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z.B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z.B. in Kondensatoren) benötigt wird. Bei überwiegend magnetischem Feld ist die Blindleistung induktiv, bei überwiegend elektrischem Feld kapazitiv [27].

Der Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  ist der Quotient aus Wirkleistung und Scheinleistung (50 Hz). Er ist ein Maß dafür, in welchem Umfang neben Wirkleistung auch Blindleistung beansprucht wird [27].

Anmerkung: Bei reinem Grundschiebungssinus von Strom  $I_1$  und Spannung  $U_1$  gilt  $|\cos \varphi| = \lambda$  (Leistungsfaktor).

Nachdem die Blindleistung, nicht über lange Distanzen transportierbar, für den Betrieb der Netze erforderlich und zur Netzanschlussbewertung der Erzeugungsanlagen notwendig ist, muss ihr Aufmerksamkeit geschenkt werden. Grundsätzlich soll eine verbrauchsnahe Aufbringung der benötigten Blindleistung über Erzeugungsanlagen (zentral und dezentral) erfolgen, wobei der Anteil von der netztechnischen Situation und der technischen Möglichkeit der Erzeugungsanlage bzw. vom Erzeugungstyp beeinflusst wird.

Bei der Berechnung elektrischer Netze und der Darstellung elektrischer Maschinen sind für Ströme, Spannungen und Leistungen Vorzeichenregeln anzuwenden, durch die ein bestimmter Richtungssinn vorgegeben wird. Die gegenseitige Zuordnung der Zählpfeile für Spannung und Strom wird als „Zählpfeilsystem“ bezeichnet. Man unterscheidet zwischen dem Verbraucherzählpfeilsystem und dem Erzeugerzählpfeilsystem. Beide Systeme lassen sich sowohl auf Verbraucher als auch auf Erzeuger anwenden.

Bei der Diskussion von Blindenergiebezug und Blindenergielieferung ist auf die Betrachtungsrichtung zu achten. In allen weiterführenden Betrachtungen wird auf das Verbraucher-Zählpfeilsystem Bezug genommen und es gelten folgende Annahmen:

$$p(t) = u(t) \cdot i(t) \dots \text{Wirkleistung}$$

$$p(t) > 0 \dots \text{Verbraucher, Impedanz } Z$$

$$p(t) < 0 \dots \text{Erzeuger, Generator}$$

#### Verbraucherzählpfeilsystem [27]

Dieses System wird meist bei Netzberechnungen eingesetzt. Die Spannungs- und Stromzählpfeile an einem Netzelement zeigen in die gleiche Richtung. Damit ergeben sich folgende Beziehungen:

- Der ohmsche Widerstand nimmt positive Wirkleistung auf.
- Der induktive Widerstand nimmt induktive Blindleistung auf.
- Der kapazitive Widerstand gibt induktive Blindleistung ab (er nimmt kapazitive Blindleistung auf).

Wie auch in Abbildung 3-10 ersichtlich, sind neben Ab- und Aufnahme auch die Widerstandsbegriffe zu berücksichtigen. Des Weiteren sind die Leitungsrichtungen für Erzeuger und Verbraucher, sowohl als Wirk- als auch als Blindleistung angegeben – bezogen auf den Netzknoten.

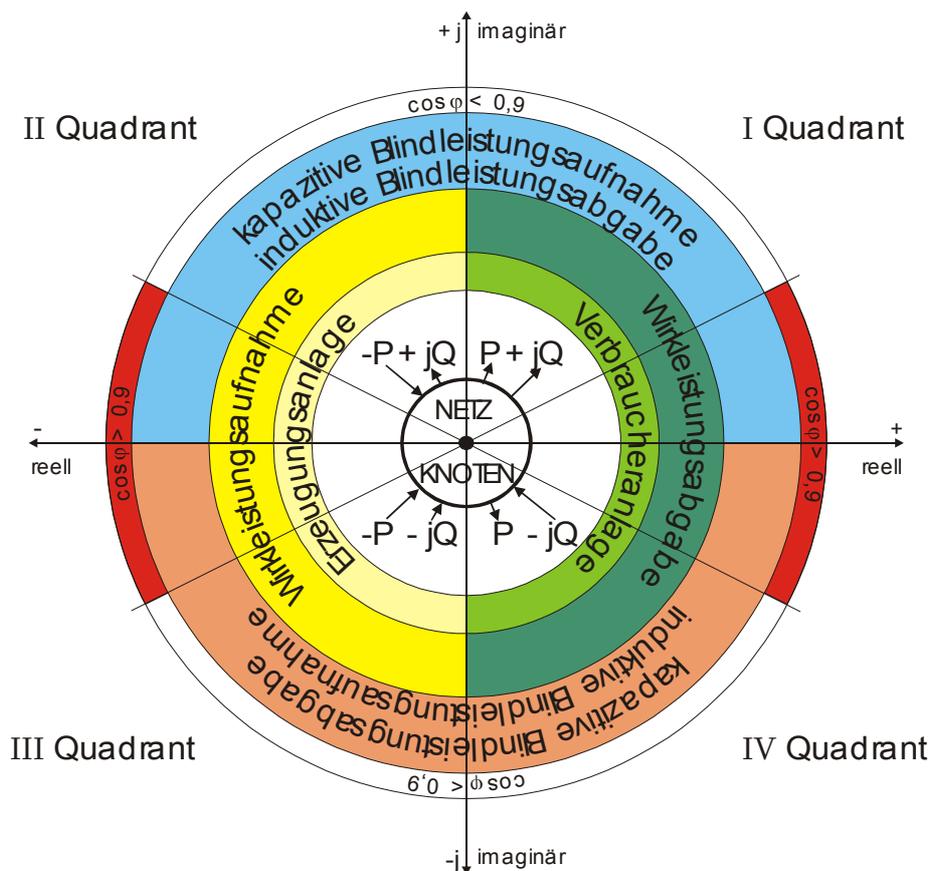


Abbildung 3-10: Darstellung der vier Quadranten der Energieflussrichtungen (Verbraucherzählpeilsystem) bezogen auf den Netzknoten

Die Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) der Energie-Control Kommission [40] sieht in §5 Abs 1 insbesondere nachfolgende Leistungen des Betriebes des Netzes vor, welche mit dem zu entrichtenden Netznutzungsentgelt abgegolten sind:

1. Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung,
2. Betriebsführung,
3. Versorgungswiederaufbau,
4. Verhinderung und Beseitigung von Netzengpässen sowie
5. Datenübertragung, -speicherung und -auswertung.

Eine gesonderte Verrechnung dieser Leistungen durch den Netzbetreiber ist, vorbehaltlich der Ausnahmen gemäß Abs 2, unzulässig.

Laut §5 Abs 2 SNT-VO ist im Netznutzungsentgelt eine Blindleistungsbereitstellung nicht berücksichtigt, die gesonderte Maßnahmen erfordert, individuell zuordenbar ist und innerhalb eines definierten Zeitraums mit einem Leistungsfaktor, dessen Absolutbetrag kleiner als 0,9 ist, erfolgt. Die Aufwendungen dafür sind den Netzbenutzern gesondert zu verrechnen.

Den zugehörigen Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO) 2003 [42] ist zu entnehmen, dass von der Regelung für die Blindleistungsbereitstellung nicht nur Entnehmer, sondern auch Erzeuger erfasst werden. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass eine etwaige Verrechnung von Aufwendungen für Blindleistungsbereitstellung an Erzeuger oder Entnehmer (Netzbenutzer) für den definierten Zeitraum nur dann als verordnungskonform anzusehen ist, wenn der Erzeuger oder Entnehmer tatsächlich mit einem Leistungsfaktor, dessen Absolutbetrag kleiner als 0,9 ist, einspeist oder bezieht. Die Verrechnung ist nur dann zulässig, wenn der Wert der – induktiven oder kapazitiven – Blindenergie (kvarh) größer als rund 48 % des Wertes der zeitgleichen Wirkenergie (kWh) ist. Die Ermittlung des Leistungsfaktors erfolgt durch Mittelwertbildung über einen bestimmten Zeitraum (z.B. ¼-Stunde).

Es können seitens der Netzbetreiber Sollwerte mit möglichen Bandbereichen<sup>8</sup> zur Blindleistungsbereitstellung dem Betreiber der Erzeugungsanlagen vorgegeben werden. Hierbei ist jedoch die netztechnische Situation (Betrachtung pro Erzeugungsanlage und Verknüpfungspunkt) und die Type bzw. Art der Erzeugungsanlage bzw. dessen Einspeiseverhalten (z.B. Photovoltaikanlage) zu berücksichtigen, denn die Variation des Verschiebungsfaktors ist hierdurch beschränkt. Eine mögliche Sollwertvorgabe ist jedoch schon in der Planungsphase der Erzeugungsanlage zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang wird auf TOR D2 [33] und TOR D4 [36] verwiesen.

Eine grundsätzliche Beteiligung aller Einspeiser an der Blindleistungsbereitstellung, d.h. Einspeisung von Blindleistung in das Netz, ist u.a. aufgrund des Spannungsniveaus nur in bestimmten Fällen möglich. Aus diesem Grund ist eine individuelle Bewertung der Blindleistungsbereitstellung für alle Einspeiser zielführend und erleichtert die Netzzutrittsbewertung.

Hingegen scheint die Vorgabe für den Betrieb von Erzeugungsanlagen mit einem  $\cos \varphi \approx 1$  für den Netzbetreiber als auch für den Anlagenbetreiber von Interesse. Dieser Betriebszustand (weder Blindleistungseinspeisung noch –bezug) ermöglicht eine größtmögliche Wirkleistungsabgabe bei geringster thermischer Belastung und Verlusten der Anlage. Für den Netzbetreiber gilt dies in Bezug auf die thermische Belastung ebenfalls, hat aber zusätzlich noch den Vorteil, dass dieser ausgeglichene Blindleistungshaushalt z.B. keine zusätzliche Spannungsanhebung im Netz oder Blindleistungstransport im Netz (Lieferung oder Bezug) verursacht und somit keine zusätzlichen Netzverluste auftreten. Eine Variation einer solchen Festlegung um  $\cos \varphi \approx 1$  soll nur im Zuge des Spannungsmanagements erfolgen und die Type bzw. Art der Erzeugungsanlage sowie deren Einspeiseverhalten (z.B. Photovoltaikanlage) berücksichtigen [5].

---

<sup>8</sup> Ein solcher Bandbereich kann z.B. für eine fixe Blindleistungseinspeisung und als Totband für die Regelung benützt werden.

Grundsätzlich ist die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung durch die Erzeugungsanlage zu verifizieren. Die nachfolgenden Anlagen zeigen durch eine variable und regelbare Blindleistungserzeugung und/oder -bezug (4-Quadranten-Betrieb) diese Möglichkeit:

- Synchronmaschine (direkte und indirekte Netzanbindung),
- Doppelgespeiste Asynchronmaschine,
- Photovoltaik, Brennstoffzelle (indirekte – selbstgeführte – Netzanbindung).

Im Gegensatz hierzu benötigen

- direkt angebundene Asynchronmaschinen bzw. über
- netzgeführte Wechselrichter

betriebene Erzeugungsanlagen für ihren Betrieb induktive Blindleistung, die aus dem Netz oder aus Blindleistungskompensationsanlagen bezogen wird.

#### 3.4.2.4 Spannungsänderungen

Verteilernetze der Mittel- und Niederspannungsebene werden meist als Strahlennetze (Abbildung 3-11a), oder als verzweigte Strahlennetze (Abbildung 3-11b) betrieben. Bei vermaschten Netzen (Abbildung 3-11e) oder Ringnetzen (Abbildung 3-11c und d) sind immer einige Trennstellen geöffnet, wodurch sich im Normalbetriebsfall wiederum Strahlennetze ergeben.

Für die folgenden Modellrechnungen werden vereinfachend, sowohl für Mittel- als auch für Niederspannungsnetze, einzelne Netzstrahlen betrachtet. Der Einfluss der Nachbarstrahlen kann durch entsprechend festzulegende Parallellasten an den Transformator-schienen berücksichtigt werden.

Die Grundlagen für die Berechnung des Spannungsniveaus und der Spannungsänderungen sind nachfolgend dargelegt.

Das Spannungsniveau wird generell durch das Verhalten des Kollektivs aller Verbraucher und Erzeuger bestimmt. Sowohl Verbraucher als auch Einspeiser sind zeitlich variabel, sie unterliegen tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen.

Zu unterscheiden sind vor allem verschiedene Grenzsituationen, welche das minimale und das maximale Spannungsniveau in einem Verteilernetz bestimmen. Es sind dies:

- Starklast mit minimaler Einspeisung
- Schwachlast mit maximaler Einspeisung

In beiden Situationen müssen sowohl das Niederspannungstoleranzband in den einzelnen Netzen als auch das Mittelspannungstoleranzband im übergeordneten Mittelspannungsnetz eingehalten werden.

Zur exakten Ermittlung des Spannungsniveaus müssen sämtliche Verbraucher- und Einspeiseleistungen bekannt sein und mit einem entsprechenden Lastflussprogramm berechnet werden.

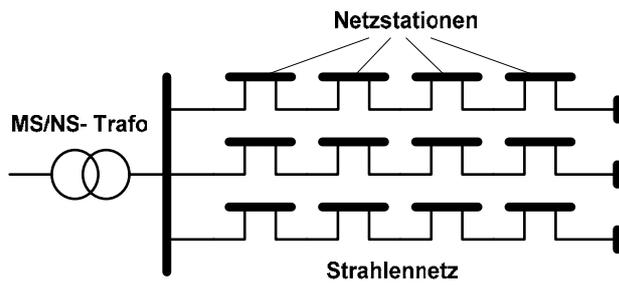


Bild a

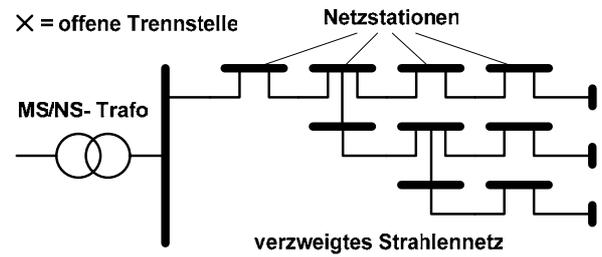


Bild b

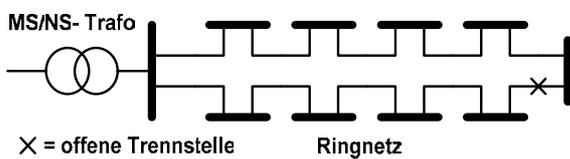


Bild c

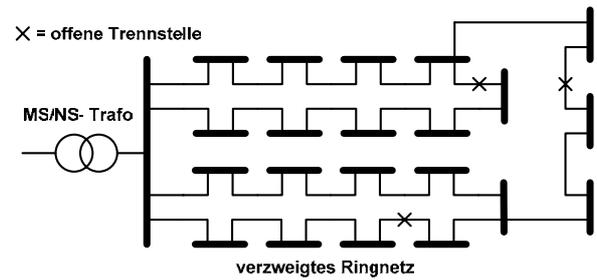


Bild d

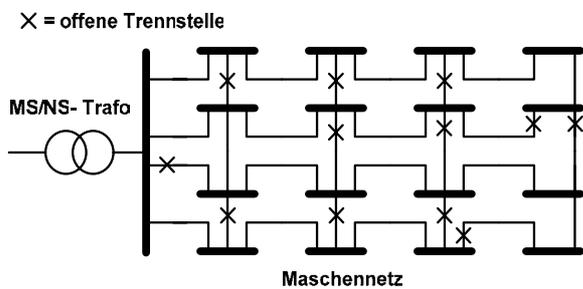


Bild e

Abbildung 3-11: Übliche Netzformen von Verteilernetzen [5]

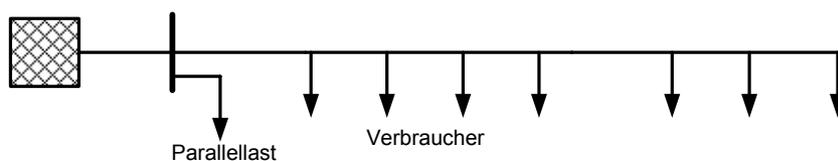


Abbildung 3-12: Ersatzschaltung für einen Netzstrahl im Verteilernetz [5]

Änderungen des Spannungsniveaus ergeben sich, wenn sich die Zusammensetzung des Kollektivs verändert. Wenn z.B. eine zunehmende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen in das Netz integriert werden soll, kann dies zu einer Erhöhung der maximal auftretenden Spannung führen. Gleichzeitig kann aber auch – abhängig von der Charakteristik der Einspeiseanlage – die minimal auftretende Spannung angehoben werden.

Spannungsänderungen ergeben sich durch Leistungsänderungen der Verbraucher und Einspeiser in den Knoten des Netzes.

Jede einzelne Leistungsänderung in einem Knoten verursacht nicht nur eine Spannungsänderung in diesem Knoten, sondern auch in allen übrigen Knoten des Netzes. Die Spannungsverhältnisse in einem Knoten (Spannungsniveau, Spannungsänderungen usw.) hängen daher von den Leistungsverhältnissen bzw. -änderungen in allen Knoten des Netzes ab. Zu unterscheiden sind einerseits Auswirkungen durch das Kollektiv der Verbraucher und/oder Einspeiser, andererseits Auswirkungen, die sich durch das Ein-/Ausschalten einzelner Verbraucher/Erzeuger ergeben.

Für die Beurteilung von Einzelverbrauchern bzw. -einspeisern muss die Störemission der Einzelanlage betrachtet werden, d.h. es sind nur die Auswirkungen (Spannungsänderungen usw.), die von dieser Anlage verursacht werden, zu ermitteln. Diese müssen die Grenzwerte für Netzzrückwirkungen (häufige Spannungsänderungen, seltene Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, usw.) in ihrem Anschlusspunkt bzw. in jenem Netzpunkt, in dem die größten Auswirkungen auftreten, einhalten – siehe TOR D2 [33].

Bei der mathematischen Berechnung gilt für die Ermittlung der Spannungen und Ströme im Netzwerk das Superpositionsprinzip, d.h. es überlagern sich in jedem Knoten bzw. Zweig die Teilspannungen bzw. -ströme, die sich in Folge der einzelnen Spannungs- und Stromquellen im Netz ergeben. [5]

$$\Delta U_{i(i)} = Z_{ii} \cdot \Delta I_i \tag{ 7 }$$

$$\Delta U_{j(i)} = Z_{ij} \cdot \Delta I_i = \Delta U_{i(i)} \cdot \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}} \tag{ 8 }$$

$$\Delta U_j = \sum_i \Delta U_{j(i)} \tag{ 9 }$$

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

$\Delta U_{i(i)}$  ..... Teil-Spannungsänderung im Knoten i durch Änderung des i-ten Knotenstroms

$\Delta U_{j(i)}$  ..... Teil-Spannungsänderung im Knoten j durch Änderung des i-ten Knotenstroms

$\Delta U_j$  ..... Kumulierte Spannungsänderung im Knoten j

Die Ermittlung der Knotenströme bzw. -stromänderungen erfolgt aus den Knotenleistungen bzw. -leistungsänderungen. Zu unterscheiden ist hierbei, ob es sich um Konstantleistungs-, Konstantstrom- oder Konstantimpedanz-Verbraucher/Erzeuger handelt. Diese Charakteristik führt zu (geringfügigen) Unterschieden in den resultierenden Spannungsänderungen – siehe Abbildung 3-15.

### Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt VP

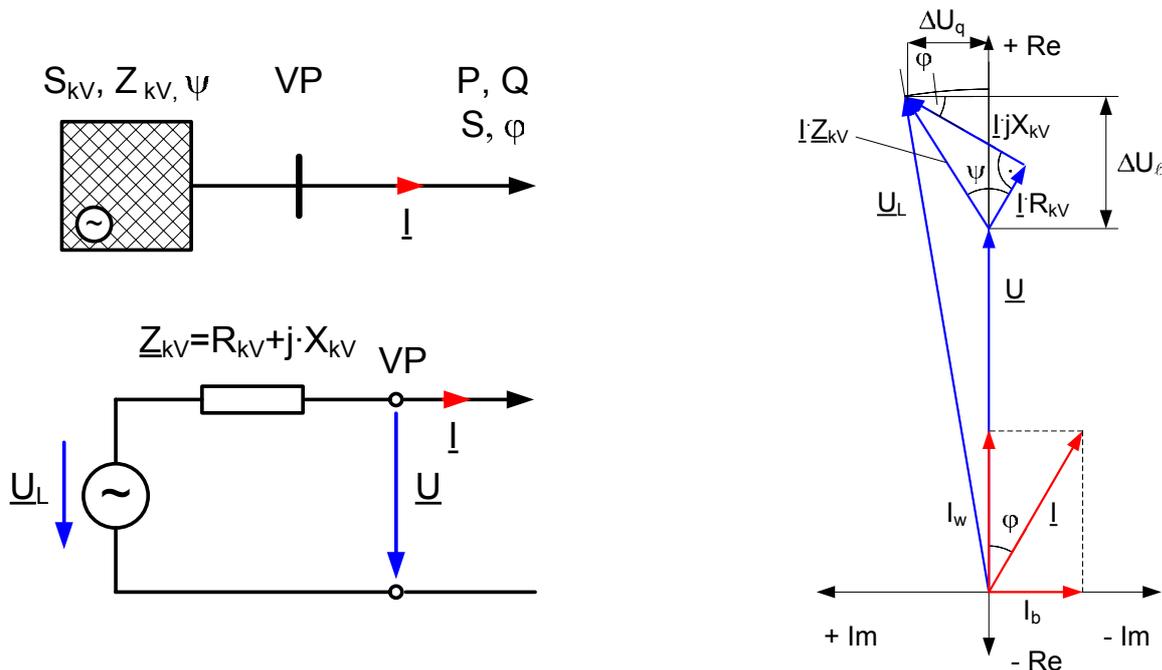


Abbildung 3-13: Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt [5]

$$d = - \frac{R_{kV} \cdot P + X_{kV} \cdot Q}{U^2} \quad (10)$$

- d ..... Spannungsänderung im Knoten VP (Änderung des Spannungsbetrags bzw. Längsspannungsänderung)  
 positives Vorzeichen bedeutet Spannungsanstieg bei Anschluss von P, Q; bei negativer Wirkleistung (Einspeisung) ergibt sich eine positive Spannungsänderung (Spannungsanhebung)
- P, Q ..... Wirk-/Blindleistungsänderung in Knoten VP  
 positives Vorzeichen bedeutet Verbrauch, negatives Vorzeichen Einspeisung
- $R_{kV}$  ..... Netzresistanz des Verknüpfungspunktes (VP)
- $X_{kV}$  ..... Netzreaktanz des Verknüpfungspunktes (VP)
- U ..... Spannung am Verknüpfungspunkt (VP)

Die Spannung in Zwischenknoten eines Netzstrahls kann durch Anwendung der Spannungsteilerregel berechnet werden.

Spannungsänderung zwischen 2 Knoten

Für die Spannungsänderung zwischen 2 Knoten eines Netzstrahls folgt [5]:

$$d_{12} = - \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad ( 11 )$$

$d_{12}$ .....relative Spannungsänderung zwischen Knoten 1 und 2 (Änderung des Spannungsbetrags bzw. Längsspannungsänderung)

positives Vorzeichen bedeutet Spannungsanstieg in Knoten 2 (bei Leistungstransport in Richtung Knoten 2 – siehe Abbildung 3-14).

P, Q.....Wirk-/Blindleistung in Knoten VP

positives Vorzeichen bedeutet Verbrauch, negatives Vorzeichen Einspeisung

$R_{kV}$ .....Netzresistanz des Verknüpfungspunktes (VP)

$X_{kV}$ .....Netzreaktanz des Verknüpfungspunktes (VP)

U.....Spannung am Verknüpfungspunkt (VP)

Näherungsrechnungen für Niederspannungsnetze bei verteilter Leistungsabgabe

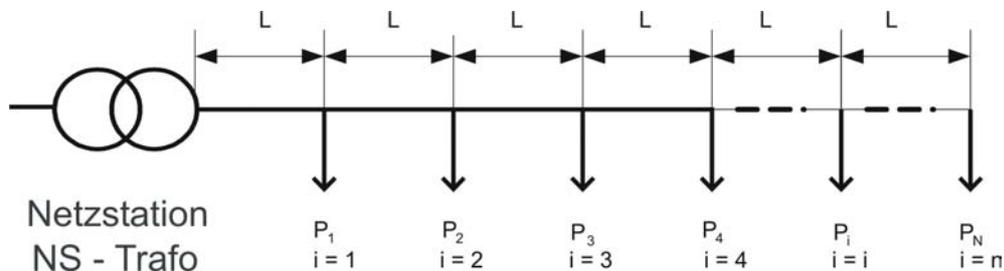


Abbildung 3-14: Verteilte Lastabgabe in einem NS-Strahl (N-Haushalte) [5]

In Niederspannungsnetzen kann vielfach von einer gleichmäßigen Verteilung der Lasten oder Einspeisungen ausgegangen werden. Bei Lastflüssen mit überwiegender Wirkleistungstransporten kann eine näherungsweise Berechnung der Spannungsänderungen unter Vernachlässigung der Blindleistungen angewendet werden.

Die Gleichung ( 11 ) für die Berechnung der Spannungsänderungen vereinfacht sich unter genannten Vernachlässigungen ( $Q = 0$ ,  $U \approx U_N$ ) wie folgt:

$$d_{12} = -\frac{R \cdot P}{U_N^2} = -\frac{L_{12} \cdot P}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2} \quad ( 12 )$$

$d_{12}$ .....relative Spannungsänderung zwischen Knoten 1 und 2 (Änderung des Spannungsbetrags bzw. Längsspannungsänderung)

Positives Vorzeichen bedeutet Spannungsanstieg in Knoten 2 (bei Leistungstransport in Richtung Knoten 2 – siehe Abbildung 3-14).

R.....Resistanz zwischen Knoten 1 und 2

P.....Wirkleistungsänderung in Knoten VP

Positives Vorzeichen bedeutet Verbrauch, negatives Vorzeichen Einspeisung

$L_{12}$ .....mittlere Leitungslänge zwischen den einzelnen Abgängen [m], hier zwischen den Knoten 1 und 2

$\gamma$ .....spezifischer Leitwert (z.B. Cu 56 m/ $\Omega$ mm<sup>2</sup>)

A.....Querschnitt des Leiters [mm<sup>2</sup>]

$U_N$ .....Nennspannung (z.B. 400 V)

Die folgenden Näherungsgleichungen ( 13 ) bis ( 17 ) beschreiben unter Anwendung des Superpositionsprinzips sowohl den Einfluss von Einzelanlagen als auch den Einfluss des Kollektivs auf die Spannungsverhältnisse. Für das „Kollektiv“ wurde angenommen, dass in allen Knoten die gleiche Knotenleistung  $P_N$  abgenommen bzw. eingespeist wird. Den Einfluss des Kollektivs beschreibt Gleichung ( 13 ) und ( 17 ). Für den Einfluss von Einzelanlagen werden die verursachten Spannungsänderungen in deren Anschlusspunkt (Gleichung ( 13 )) und den anderen Netzknoten angegeben (Gleichung ( 14 ) und ( 15 )).

Für die Spannungsänderung im i-ten Knoten durch die Leistungsänderung im i-ten Knoten gilt mit den Annahmen laut Abbildung 3-14:

Spannungsänderung am i-ten Knoten durch k-ten Kunden:

$$d_{i(i)} [\%] = -\frac{P_N \cdot L \cdot i \cdot 100}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2} \quad ( 13 )$$

Spannungsänderung am i-ten Knoten für  $i \geq k$  durch k-ten Kunden

$$d_{k(k)} [\%] = -\frac{P_N \cdot L \cdot k \cdot 100}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2} \quad \text{mit } i \geq k \quad ( 14 )$$

Spannungsänderung am i-ten Knoten für  $i < k$  durch k-ten Kunden

$$\begin{aligned}
 d_{i(k)} [\%] &= d_{k(k)} \cdot f(i,k) \\
 f(i,k) &= \frac{i}{k} \quad \text{für } i < k \\
 f(i,k) &= 1 \quad \text{für } i \geq k
 \end{aligned}
 \tag{15}$$

Kumulierter Spannungsabfall am i-ten Knoten

$$d_i [\%] = - \frac{P_N \cdot L \cdot 100}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2} \cdot i \cdot \left[ n - \frac{i}{2} + \frac{1}{2} \right]
 \tag{16}$$

Kumulierter Spannungsabfall beim letzten Knoten

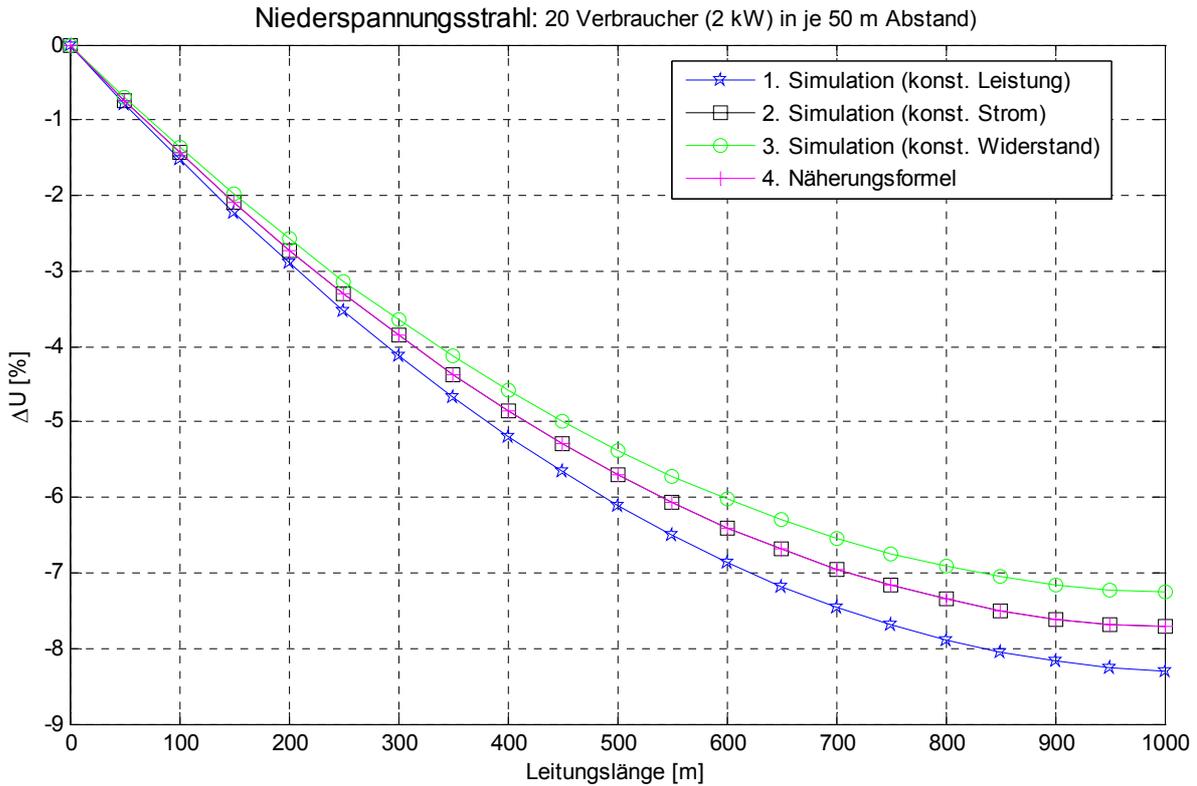
$$d_N [\%] = d_{\max} [\%] = - \frac{P_N \cdot L \cdot 100}{2 \cdot \gamma \cdot A \cdot U_N^2} \cdot [n^2 + n]
 \tag{17}$$

- d ..... Spannungsänderung im betreffenden Knoten  
 $P_N$  ..... Knotennennleistung  
 $L$  ..... mittlere Leitungslänge zwischen den einzelnen Abgängen [m]  
 $\gamma$  ..... spezifischer Leitwert (z.B. Cu 56 m/ $\Omega$ mm<sup>2</sup>)  
 $A$  ..... Querschnitt des Leiters [mm<sup>2</sup>]  
 $U_N$  ..... Nennspannung (z.B. 400 V)  
 $n$  ..... Anzahl serieller, gleichartiger Knoten im konstanten Abstand  $L$   
 $i$  ..... Knotennummer

### Spannungsabhängigkeit der Lasten

Abbildung 3-15 zeigt den mit Hilfe eines Simulationsprogramms berechneten Spannungsverlauf in einem Niederspannungsstrahl mit 20 gleichen Verbrauchern bei Annahme unterschiedlicher Spannungsabhängigkeit der Lasten. Die unter Anwendung von Gleichung ( 16 ) durchgeführte Näherungsrechnung entspricht mit hoher Genauigkeit der Simulation mit konstantem Strom.

In der Praxis müsste bei unregelmäßigen Lasten mit konstantem Widerstand bei geregelten Geräten mit konstanter Leistung gerechnet werden. Für Haushalte stellt die Berechnung mit Konstantstromverhalten einen guten Kompromiss dar (siehe 2. Simulation in Abbildung 3-15). [5]



$$r_{\text{Leitung}} = 0.588 \, \Omega/\text{km} \quad x_{\text{Leitung}} = 0.08 \, \Omega/\text{km}$$

Abbildung 3-15: Spannungsabhängigkeit der Lasten [5]

### Superposition der Spannungsverhältnisse (verteilte Lasten und Zusatzlast)

Die Näherungsgleichungen ( 13 ) bis ( 17 ) lassen sich auch auf verzweigte Strahlennetze anwenden, wenn man im Verzweigungsknoten eine Zusatzlast annimmt, die von dieser verursachten Spannungsänderung mit Hilfe der Gleichung ( 14 ) und ( 15 ) berechnet und den von der verteilten Last verursachten Spannungsänderungen überlagert wird. Die „zusätzliche“ Spannungsänderung steigt vom 1. Knoten bis zum Verzweigungsknoten linear an und bleibt für alle nachfolgenden Knoten konstant. Summiert man die Ergebnisse des 1. NS-Strahls mit den Ergebnissen der Zusatzlast, erhält man die resultierenden Spannungsänderungen – siehe Abbildung 3-16.

Knoten	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Abstand [m]	0	100	200	300	400	500	600	700	800
NS-Strahl ( $\Delta U$ in %)	0	-0,59	-1,10	-1,54	-1,91	-2,21	-2,43	-2,57	-2,65
Zusatzlast ( $\Delta U$ in %)	0	-0,37	-0,74	-1,10	-1,47	-1,47	-1,47	-1,47	-1,47
Summe ( $\Delta U$ in %)	0	-0,96	-1,84	-2,65	-3,38	-3,68	-3,90	-4,04	-4,12

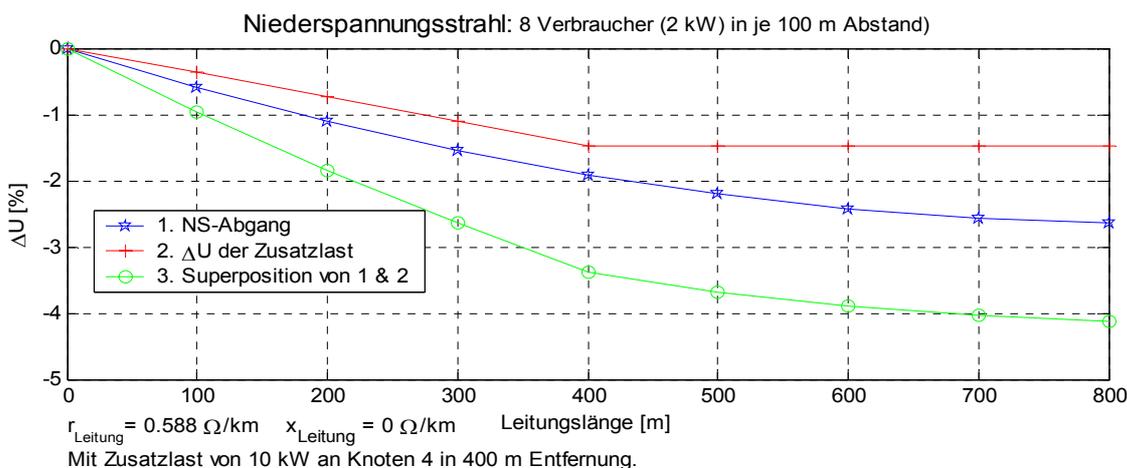


Abbildung 3-16: Spannungsverlauf in einem NS-Strahl bei verteilter Last und Zusatzlast [5]

Spannungsänderungen im vorgelagerten Netz

Mit den Näherungsgleichungen ( 13 ) bis ( 17 ) werden nur die Spannungsänderungen zwischen der Transformatorschiene und den im Laufe des Netzstrahls befindlichen Verbrauchern/Einspeisern berechnet. Zur Berechnung des Spannungsniveaus sind auch der (kumulierte) Spannungsabfall am Transformator und der Spannungsabfall an der Mittelspannungsleitung zu berücksichtigen. Die Leistungen der Nachbarstrahlen im Niederspannungsnetz können durch eine Zusatzlast an der Transformatorschiene nachgebildet werden.

Spannungsänderung am Transformator

$$X_T = u_K \cdot \frac{U^2}{S_T} \tag{ 18 }$$

$$u_K^2 = u_R^2 + u_X^2 \tag{ 19 }$$

$X_T$  ..... Transformatorreaktanz  
 $u_K$  ..... relative Kurzschlussspannung  
 $U$  ..... Spannung am Transformator

$S_T$  ..... Transformatornennleistung  
 $u_R$  ..... Wirkkomponente von  $u_K$   
 $u_X$  ..... Blindkomponente von  $u_K$

Aus Gleichung ( 11 ) folgt mit den bekannten Transformatorbeziehungen für die Spannungsänderung in Folge des Leistungstransports P, Q die Beziehung Gleichung ( 20 ).

$$d_{\text{Trafo}} = - \left( u_R + u_X \cdot \frac{Q}{P} \right) \cdot \frac{P}{S_T} = d_{\text{Trafo spez}} \cdot P \Rightarrow$$

$$d_{\text{Trafo spez}} = - \left( u_R + u_X \cdot \frac{Q}{P} \right) \cdot \frac{1}{S_T} \quad ( 20 )$$

$d_{\text{Trafo}}$ .....Spannungsänderung am Transformator

$d_{\text{Trafo spez}}$ ...spezifische Spannungsänderung am Transformator (pro übertragener Wirkleistung)

$u_R$ .....Wirkkomponente von  $u_K$

$u_X$ .....Blindkomponente von  $u_K$

P, Q .....übertragene Wirk-, Blindleistung

$S_T$  .....Transformatornennleistung

Das Verhältnis Q/P folgt aus dem Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  der Transformatorbelastung. Dieser wird in Abbildung 3-17 mit Werten zwischen  $0,9_{\text{induktiv}}$  (Blindleistungsbezug) bis  $0,95_{\text{kapazitiv}}$  (Blindleistungseinspeisung) angenommen.

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P}$$

$$\cos \varphi = \cos \left( \arctan \left( \frac{Q}{P} \right) \right)$$

Abbildung 3-17 zeigt die Funktion  $d_{\text{Trafo spez}}$  für übliche Verteilernetz-Transformatoren. Anhand dieser Abbildung können die spezifischen Spannungsänderungen am Transformator rasch bestimmt werden und liefern so auch die Basis für rasche Bestimmungen.

Beispiel: Die Gesamtbelastung eines 250 kVA Transformators beträgt  $P = 100$  kW bei einem Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$ . Daraus ergibt sich nach Abbildung 3-17 eine spezifische Spannungsänderung am Trafo von  $-0,01$  % pro kW Belastung. Dies ergibt, multipliziert mit der Wirkleistung eine relative Spannungsänderung von  $-1$  %. [5]

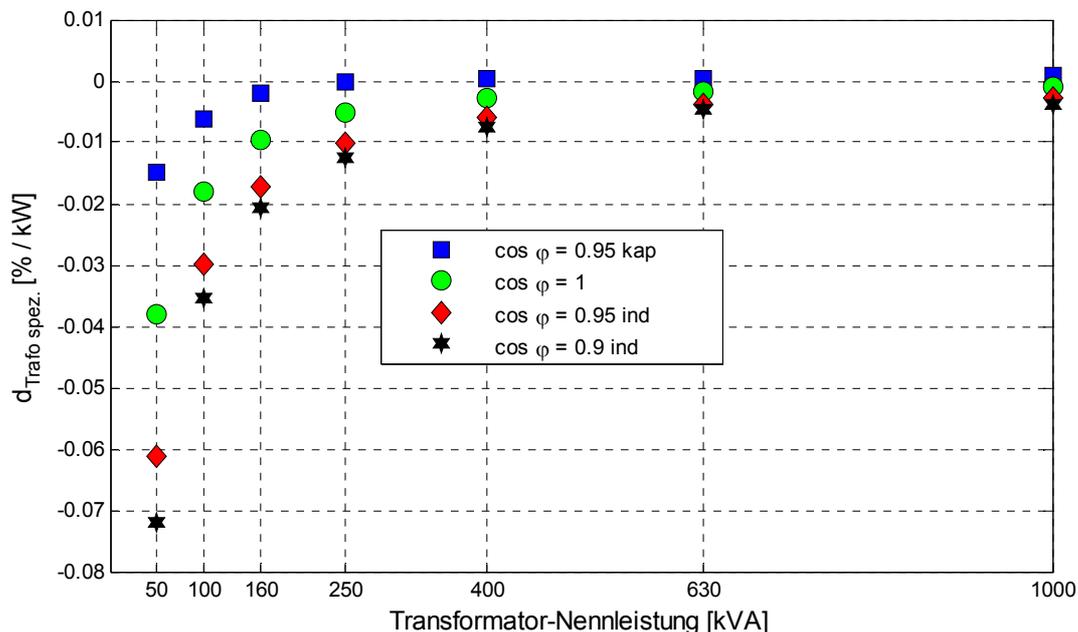


Abbildung 3-17: Spannungsänderung am Transformator bezogen auf die übertragene Wirkleistung [5]

Spannungsänderung an der Mittelspannungsleitung

Wird der Transformator über eine lange MS-Leitung versorgt, so ist auch die Spannungsänderung an dieser Leitung zu berücksichtigen.

Aus Gleichung ( 11 ) folgen mit den Parametern  $r_L$ ,  $x_L$  und  $L$  der Leitung die nachfolgenden Gleichungen:

$$d_L = - \left( r_L + x_L \cdot \frac{Q}{P} \right) \cdot \frac{L \cdot P}{U^2} = d_{L\ spez} \cdot \frac{L \cdot P}{U^2} \quad ( 21 )$$

$$d_{L\ spez} = - \left( r_L + x_L \cdot \frac{Q}{P} \right) \quad ( 22 )$$

- $d_L$  .....Spannungsänderung an der Leitung
- $d_{L\ spez}$  .....spezifische Spannungsänderung an der Leitung (pro übertragener Wirkleistung)
- $r_L$  .....Wirkwiderstand der Leitung
- $x_L$  .....Blindwiderstand der Leitung
- $L$  .....Länge der Leitung
- $P, Q$  .....übertragene Wirk-, Blindleistung
- $U$  .....Spannung

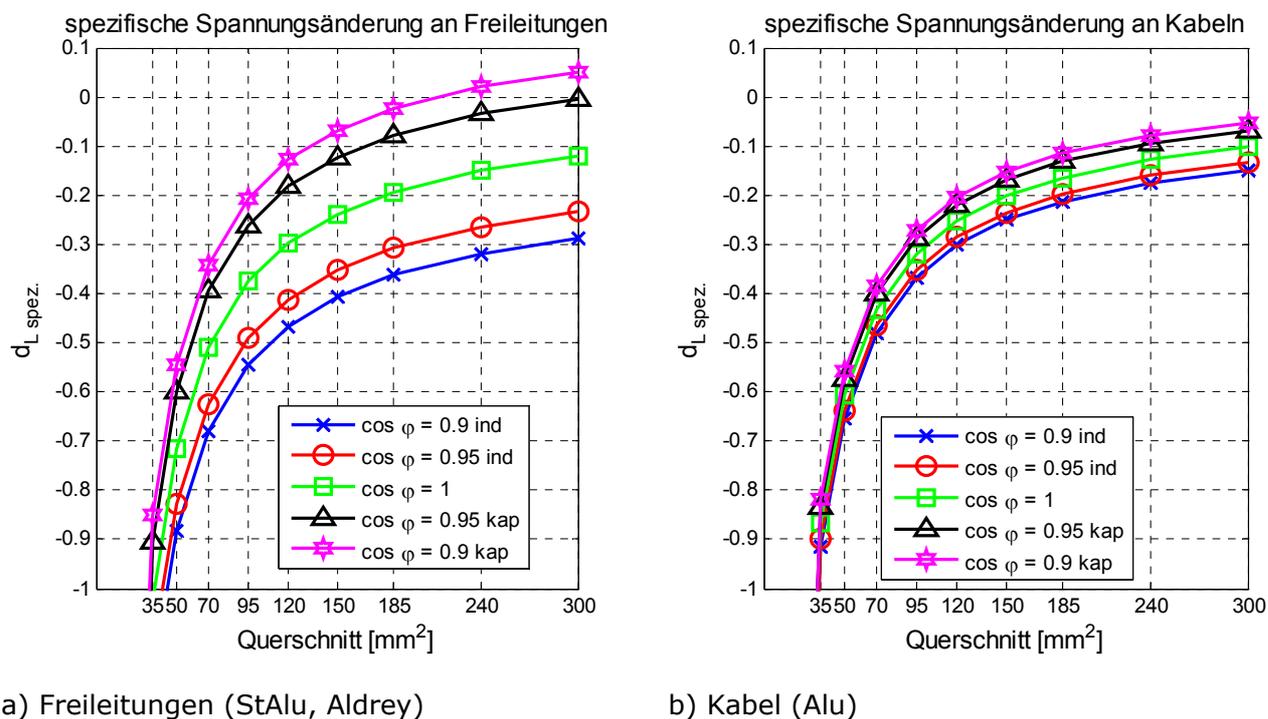


Abbildung 3-18: Spannungsänderung an Leitungen  $dL_{\text{spez}}$  nach Gleichung ( 21 ) und ( 22 ) bei Leistungsübertragungen [5]

Beispiel: Über eine 20-kV-Freileitung StAlu  $50 \text{ mm}^2$  mit 10 km Länge wird eine Wirkleistung von  $P = 1 \text{ MW}$  bei einem Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$  übertragen. Nach Abbildung 3-18a) folgt eine spezifische Spannungsänderung  $dL_{\text{spez}}$  von  $-0,83 \text{ kV}^2/\text{MW}\cdot\text{km}$ . Nach Gleichung ( 21 ) ergibt sich eine relative Spannungsänderung von

$$d_L = -0,83 \cdot 1\text{MW} \cdot 10 \text{ km} / 20^2 \text{ kV}^2 \cdot 100 \% = -2,075 \%$$

#### 3.4.2.4.1 Untersuchungen über den Einfluss dezentraler Einspeiser auf die Spannungsverhältnisse

Die folgenden Tabellen zeigen typische Netzparameter von Verteilernetzen. Unterschieden werden folgende Strukturen: [5]

- Ländliche Verteilernetze (Bauernhöfe),
- ländliche Siedlungen und Stadtumgebung,
- städtische Netze.

Netzkategorie	Kenngröße	Ländliche Struktur	Ländliche Struktur	Städtische Struktur
		Bauernhöfe Kat 1	Siedlung Kat 2	Kat 3
MS-Leitungen	[mm <sup>2</sup> ]	35 ... 70 Freiltg.	35 ... 95 Freiltg.	70 ... 240 Kabel
NS-Trafoleistung	[kVA]	50 ... 160	100 ... 400	400 ... 2000
NS-Leitungen	[mm <sup>2</sup> ]	35 Freiltg. 50 Iso- Freiltg.	50 Iso- Freiltg. 95 Iso- Freiltg.	95 ... 240 Kabel
NS-Einzelleistung	[kW]	4 ... 10	1,5 ... 2	1,1 ... 1,5
Gebäude / NS-Abzweig	[Stück]	2 ... 6	8 ... 10	15 ... 20
Gebäude / NS-Trafo	[Stück]	8	30 ... 40	60 ... 120
NS-Länge zw. Gebäuden	[m]	100 ... 250	20 ... 50	15 ... 30
NS-Länge / NS-Abzweig	[m]	500 ... 1500	200 ... 500	200 ... 400
Abgänge/Trafo	[Stück]	2	4	6
MS-Länge zw. NS-Trafos	[km]	1 ... 2	0,5 ... 1,5	0,1 ... 0,6

Tabelle 3-2: Typische Strukturparameter verschiedener Netzkategorien [5]

Diese Strukturparameter dienen als Grundlage für Modellstudien über den Einfluss von DEA auf das Verteilernetz, welche in [5] ausführlich beschrieben sind. Hieraus lassen sich Spannungsänderungen in Nieder- und Mittelspannungsleitungen sowie am Transformator darstellen und beschreiben. Diese sehr gut variierten Modellstudien basieren auf realistischen Netzstrukturdaten.

Das Ergebnis einer dieser Modellstudien wird in Abbildung 3-19 dargestellt. Punkte, die auf der Ordinate liegen, zeigen die Spannungsänderung am Transformator, wobei  $d_{MS}$  die Spannungsänderung an der MS-Leitung und  $d_{Tr}$  die Spannungsänderung am NS-Transformator unterschiedliche Einspeisungs- und Lastzustände darstellen.

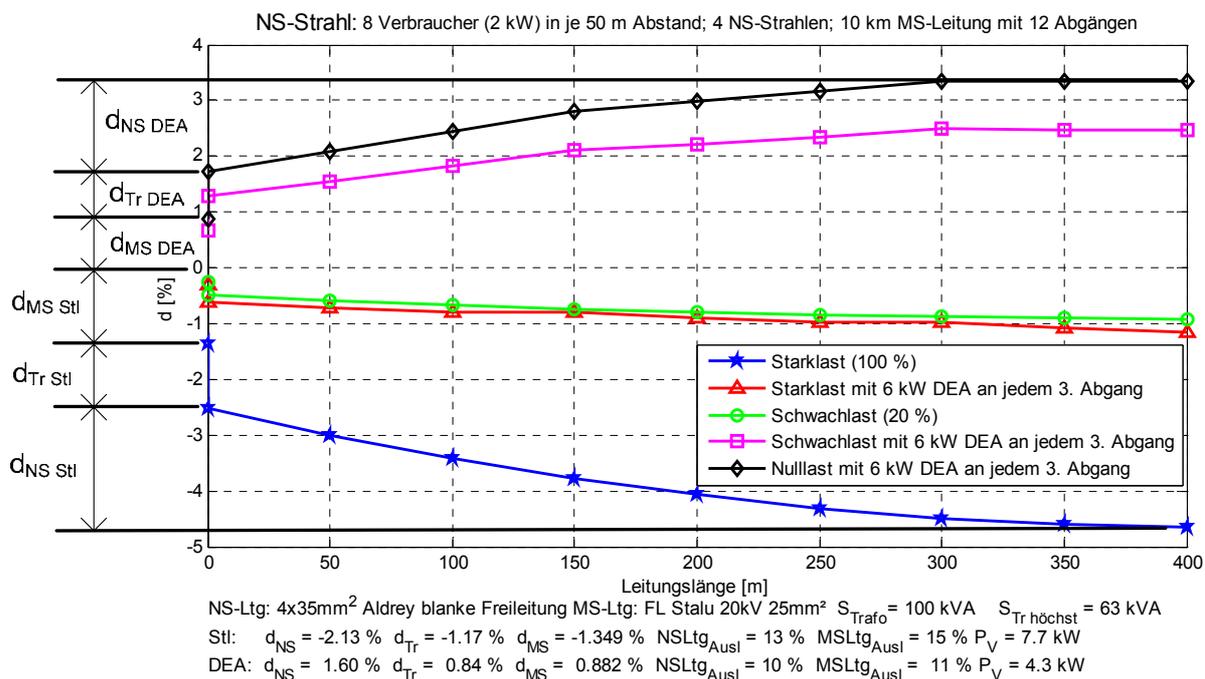


Abbildung 3-19: Spannungsänderung in einem NS-Strahl (Index DEA: für Ergebnisse bei reiner Einspeisung (DEA) ohne Last; Index Stl: für Ergebnisse bei Starklast ohne Einspeisung) [5]

Der Netzbetreiber hat die Aufgabe, das Spannungsniveau eines Verteilernetzes innerhalb der Grenzen des Spannungstoleranzbandes zu halten. Die Mittel, die ihm für diese Aufgabe zur Verfügung stehen, sind:

- die Festlegung des Sollwertes für die Spannung des zentralen Einspeisepunktes in das Mittelspannungsnetz (Stufenregelung des HS/MS-Einspeisetransformators),
- die Festlegung der Übersetzungsverhältnisse der Verteiltransformatoren der einzelnen Niederspannungsnetze (diese können in fixen Stufen um je 2 mal 2,5% nach oben oder unten verstellt werden),
- die Anwendung von Blindleistungsmanagement,
- die Vorgabe von Verschiebungsfaktoren für Verbraucher und dezentrale Einspeiser,
- der Einsatz eines aktiven Blindleistungsmanagements.

Die Untersuchungen in [5] zeigen, dass der Einfluss des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  der Einspeisung sehr groß ist.

Eine dezentrale Einspeisung mit induktivem  $\cos \varphi$  bedeutet, dass der Generator Wirkleistung einspeist und gleichzeitig Blindleistung aus dem Netz bezieht. Abweichungen vom Betrieb mit  $\cos \varphi = 1$  können jedoch zu erhöhten Strombelastungen der Leitungen und

damit zu erhöhten Verlusten führen. Es sollte daher zuerst die Reserve im Spannungstoleranzband ausgenützt und das Blindleistungsmanagement nur zur Verhinderung von Überschreitungen des Spannungstoleranzbandes eingesetzt werden. Wie die berechneten Modellstudien zeigen, reichen bereits relativ kleine Abweichungen vom Idealwert  $\cos \varphi = 1$  im Bereich von  $\cos \varphi = 1 \dots 0,95_{\text{ind}}$  aus, um das Spannungsniveau im Toleranzbereich halten zu können.

### 3.4.3 Netzzuschaltbarkeit

Erzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Asynchrongeneratoren) oder inselfähige Netze mit Netzbenutzern mit integrierten Erzeugungsanlagen dürfen nur über eine Synchronisierereinrichtung, bzw. erst nach Durchführung einer Kontrolle von Frequenz-Synchronität und Spannungsgleichheit zwischen Netz und der Netzbenutzeranlage mit integrierter Erzeugungsanlage an das öffentliche Netz geschaltet werden. Bei Wechselrichtern mit eingebauter Netzsynchronisation ersetzt die eingebaute Frequenz- und Spannungsangleichung eine in einem getrennten Gerät realisierter Synchronisationseinrichtung. [36]

### 3.4.4 Stabilität der Netze

Die Stabilität des Netzes bei Kurzschlüssen im Netz ist ebenfalls zu untersuchen, denn Synchrongeneratoren können in solchen Fällen instabil werden. Bei einem Fehler im Nahbereich des Umspannwerkes und Abschaltung durch den verzögerten unabhängigen Maximalstrom-Zeitrelais-(UMZ)-Schutz im Umspannwerk, ist eine Trennung in Schnellzeit unvermeidbar, um Generatorschäden zu vermeiden und eine Weiterversorgung eines Inselnetzes zu ermöglichen.

In Untersuchungen, z.B. in [43], wurde gezeigt, dass eine schnelle Trennung von Netzbereichen den Verlust der dezentralen Einspeisung bewirken kann. Lange Kurzschlusszeiten können wiederum zur Instabilität von Synchrongeneratoren führen, daher sollten Synchrongeneratoren in Schnellzeit vom Netz getrennt werden. Bei der Einspeisung über Wechselrichter können diese DEA über die Auslösezeiten des Leitungsschutzes verzögert abgeschaltet werden, wenn die Restspannung ausreicht, um den Wechselrichter weiter synchron am Netz zu betreiben.

Die Kurzschlussleistung ist ein wesentlicher Planungsparameter für diese. Neben dem Maß für die Beanspruchung der Betriebsmittel und die Planung des Netzschutzes (siehe Abschnitt 3.6) ist die Kurzschlussleistung für die Bewertung von Netzurückwirkungen von Bedeutung. Die Kurzschlussleistung im elektrischen Netz wird vorwiegend durch die installierten Synchrongeneratoren in Großkraftwerken bereitgestellt. DEA können nur teilweise einen Beitrag hierzu leisten, denn diese sind nicht immer direkt über eine rotierende Maschine mit dem Netz verbunden (siehe Abschnitt 3.3 Netzanschluss). Die DEA, die über einen Wechselrichter angeschlossen sind, liefern nur einen begrenzten Kurzschlussstrom. Solange die volle Netzspannung anliegt, arbeiten die Wechselrichter – abhängig vom Primärenergieangebot – praktisch innenwiderstandslos. Wenn die Netzspannung

absinkt, kann geringfügig mehr als die Nennleistung eingespeist werden, die Wechselrichter begrenzen aber den Strom, sobald ein gewisser Spannungswert unterschritten wird. Nachfolgend fließt kein Strom mehr, somit ist die Kurzschlussleistung spannungsabhängig. Anders verhält sich dies, wenn die DEA über rotierende Maschinen direkt mit dem Netz verbunden sind. In diesem Fall, abhängig von der Art des Generators (SM, ASM), kann mit einer Kurzschlussleistung des Generators gerechnet werden.

### 3.4.5 Versorgungswiederaufnahme

Als Versorgungswiederaufnahme werden diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen bezeichnet, die nach einem Störungseintritt mit Versorgungsunterbrechungen zur Wiederherstellung der Versorgung und der Versorgungsqualität sowie zur Störungseingrenzung durchgeführt werden müssen [27].

Die Parallelschaltung einer zuvor durch eine Netzstörung vom Netz getrennten Erzeugungsanlage (Netzzuschaltung) darf erst dann erfolgen, wenn die aus dem Netz anstehende Spannung (alle Spannungswerte) wieder zulässige Werte (Versorgungsspannung, vereinbarte Versorgungsspannung) innerhalb der vorgegebenen Bereiche aufweist. Dabei ist eine Wartezeit für die Zuschaltung der Erzeugungsanlage im Minutenbereich empfohlen. Durch geeignete Maßnahmen muss jedenfalls verhindert sein, dass von einer Erzeugungsanlage unbeabsichtigt Spannung in das abgeschaltete Netz vorgegeben werden kann [36].

Welchen Beitrag eine DEA zum Versorgungswiederaufbau leisten kann, ist bei Bedarf zu überprüfen, denn durch die Möglichkeit von Inselbildungen wäre eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit möglich. Aufgrund einer hieraus möglichen Reduktion der Kurzschlussleistung ist die ordnungsgemäße Funktion der Schutzeinrichtungen im elektrischen Netz zu überprüfen.

Zu berücksichtigen ist auch der Schutz von Personen im Niederspannungsbereich, wo bereits die Nullung umgesetzt wurde, denn für die Wirksamkeit dieses Schutzes gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahme) ist die Einhaltung der Nullungsbedingungen gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-1 zu überprüfen.

## 3.5 Netzplanung

Bei der Planung von elektrischen Netzen soll ein wirtschaftliches Optimum unter der Einhaltung einer Vielzahl von technischen Rahmenbedingungen gefunden werden. Aufgrund der wachsenden Anzahl an DEA insbesondere im Niederspannungsnetz, ergeben sich neue Aspekte, die in der Netzplanung berücksichtigt werden müssen. Darunter fallen grundsätzlich Fragen zu den Grenzen der dezentralen Einspeiseleistung und der Kurzschlussfestigkeit. Hieraus ist dann die Ausarbeitung von Schutzkonzepten (siehe Abschnitt 3.6) möglich, die wiederum auf Netzbetriebsführung sowie auch auf Personenschutz Einfluss nehmen.

Die maximal zulässige Einspeiseleistung der DEA in das Verteilernetz wird durch das Erreichen von unzulässigen Betriebszuständen z.B. bei starker Einspeisung und gleichzeitig geringer Last begrenzt. Einer Begrenzung der Einspeiseleistung z.B. im Niederspannungsnetz durch den installierten Ortsnetztransformator kann verhältnismäßig einfach, rasch und kostengünstig durch einen Transformatortausch (wenn technisch möglich) entgegengewirkt werden (bei gleichzeitiger Erhöhung der Kurzschlussleistung). Bei der Netzplanung sind solche Umbauten aber auch die Querschnittverstärkungen aufgrund der Einspeisung von DEA zu berücksichtigen. Augenmerk ist dabei auf die Netzverstärkungen zu legen, denn es sollte sichergestellt werden, dass es zu keinen (lokalen) Überdimensionierungen und somit Fehlinvestitionen im Verteilernetz kommt. Erst durch eine vorausschauende und intelligente Netzplanung kann eine optimale Nutzung der Vorteile durch dezentrale Einspeisung erreicht werden.

Ergebnisse aus Netzuntersuchungen zeigen, dass z.B. bei der Installation einer steuerbaren (Zugriff durch den Netzbetreiber) dezentralen Leistung von etwa 300 kW in Netzen mit 400-kVA-Transformatoren und einer Leistung von etwa 400 kW in Netzen mit 630-kVA-Transformatoren eine Verlängerung der Niederspannungsabgänge um 20 % bzw. eine Zunahme der versorgten Kunden um den gleichen Prozentsatz ermöglicht wird [30]. Bei diesen Untersuchungen wurde vorausgesetzt, dass die installierten DEA bei Starklast im Ortsnetz in einen stromgeführten Betrieb übergeführt werden können. Außerdem wurde gefordert, dass die gesamt installierte Erzeugungsleistung auch bei Schwachlast vom Netz ohne Verletzung betrieblicher Grenzen aufgenommen werden muss.

Die Vorgabe der zulässigen Spannungsanhebung sowie die Möglichkeit der Steuerbarkeit von DEA durch den Netzbetreiber, haben aber einen wesentlichen Einfluss auf die maximal mögliche Einspeiseleistung in das Verteilernetz. Hat der Netzbetreiber eine Zugriffsmöglichkeit auf die DEA, sodass gewährleistet ist, dass die Erzeugung nicht im Schwachlastfall stattfindet, so sind höhere maximal installierbare Erzeugungsleistungen möglich [30]. Ein Eingriff des Netzbetreibers auf den Kraftwerkseinsatz ist in Österreich derzeit - außer für Regelkraftwerke - rechtlich allerdings nicht möglich.

Die heutige Netzplanung braucht in der Regel hinsichtlich der thermischen und dynamischen Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel lediglich den Kurzschlussstrombeitrag aus der übergeordneten Netzeinspeisung zu berücksichtigen. Durch den Parallelbetrieb von DEA wird die Kurzschlussleistung im Verteilernetz erhöht, da der Kurzschluss dann von vielen Quellen gespeist wird [30], sofern möglich. Zu berücksichtigen ist jedoch, um welche Erzeugungsanlagen es sich handelt und ob es sich um einen gesicherten Beitrag im Kurzschlussfall handelt, denn nicht alle DEA sind in der Lage, einen Beitrag zu leisten. Es sollen jedoch individuelle Untersuchungen in Abhängigkeit der Type der Erzeugungsanlage (Einspeisung über Induktionsgenerator oder Wechselrichter) und des Anteils der dezentralen Erzeugung an der Last für die dynamische Kurzschlussfestigkeit durchgeführt werden. Diese Untersuchungen sollen nicht nur auf die Spannungsebene, in der diese einspeisen, begrenzt bleiben, sondern auch auf die über- bzw. unterlagerten Ebenen ausgeweitet werden.

### 3.6 Netzschutzkonzepte

Es ist heute allgemein üblich, in MS- und NS-Abgänge Überstromschutzgeräte ohne Richtungserkennung einzubauen. Durch den verstärkten Einsatz von DEA muss mit Selektivitätsproblemen gerechnet werden, da bei einem Fehler im Abgang des Verteilernetzes dieser nicht nur durch das übergeordnete Netz gespeist wird. Die Erzeugungsanlagen in den benachbarten MS-Abgängen speisen in den Fehler und können Schutzgeräte ihres Abganges auslösen und so Bereiche abtrennen, die nicht fehlerbehaftet sind. Hieraus ist die Notwendigkeit der Abstimmung der Schutztechnik im Verteilernetz ersichtlich.

Die Schutzkonzepte in den Netzen mit DEA sind neu abzustimmen. So sind z.B. im Mittelspannungsnetz, welches meist als offen betriebenes Maschen- oder Ringnetz betrieben wird, UMZ<sup>9</sup>-Schutzeinrichtungen in den Abgängen vorgesehen. Für die Richtungserkennung müssen zusätzlich Richtungsrelais installiert werden. Beim Einsatz von DEA kann es durch Beiträge zum Fehlerstrom zur Änderung der Fehlerstromrichtung kommen, was somit negativ auf die Selektivität der Schutzsysteme wirken kann. Nicht zuletzt hieraus ist erkennbar, dass die Schutzkonzepte bei der Implementierung bzw. Erweiterung von DEA zu überarbeiten sind.

Der Beitrag der parallellaufenden Motoren im MS- bzw. NS-Netz zum Stoßkurzschlussstrom, begrenzt mit deren steigender Anzahl die Bemessungsleistung der Generatoren von DEA, d.h. dass mit zunehmender Leistung von Motoren in MS-Netzen die maximale Einspeiseleistung durch DEA sinkt. Dies sollte u.a. auch bei der Beurteilung des Netzan schlusses berücksichtigt werden. Im Fehlerfall beträgt der Beitrag zum Kurzschlussstrom von Synchrongeneratoren etwa das 8fache des Bemessungsstromes und von Asynchrongeneratoren etwa das 6fache des Bemessungsstromes. Wie sich die (einzelnen) Beiträge der Kurzschlussströme in den Netzen auf die Netzabschnitte aufteilen bzw. wie sie die Anzeige von Kurzschlussanzeigern beeinflussen oder sogar zu einer Gefährdung der Schutzselektivität bei einem nicht richtungsselektiven UMZ führen, ist individuell entsprechend der Netze zu prüfen (siehe auch TOR D4 [36]).

Beispielsweise speist im Fall einer Einspeisung in das Niederspannungsnetz über Wechselrichter bei einem dreipoligen Kurzschluss die DEA maximal ihre Bemessungsleistung ein, bis der Spannungsrückgangschutz die DEA vom Netz trennt. Der Kurzschlussstrom über die DEA erhöht sich bei unsymmetrischen Erdkurzschlüssen, wenn der Wechselrichter über einen starr geerdeten Transformator ins Netz speist. Der hohe Nullstrom kann die Überstromschutzeinrichtung in der Zuleitung zur DEA auslösen.

Ein Kurzschluss im Verteilernetz führt zu einem Spannungseinbruch im Netz, wobei die Höhe dieses Spannungseinbruchs in Abhängigkeit der Netztopologie und der Fehlerortentfernung auftritt. Dieser Spannungseinbruch bewirkt ein Ansprechen des Spannungsrückgangsschutzes aller DEA im Netz. Es ist somit keine Selektivität gegeben, da sich

---

<sup>9</sup> Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais

auch die DEA der nicht fehlerbehafteten Abzweige vom Netz trennen (in Abhängigkeit der Höhe des Spannungseinbruchs).

Bei störungsbedingter Abschaltung von Netzbereichen ist in Netzbereichen mit DEA eine Inselbildung möglich (siehe Abschnitt 3.2.3). U.a. aus diesem Grund ist eine Netztrennung von DEA bei Unterschreitung von vorgegebenen Spannungswerten erforderlich (siehe Entkopplungseinrichtung Abschnitt 3.7). Dies gilt natürlich auch für Frequenzabweichungen. Die Vorgaben für diese Entkopplungseinrichtung sind entsprechend den technischen Regeln im Netzanschlussvertrag zu definieren. Diese Vorkehrung schützt somit auch das im freigeschalteten Netz tätige Betriebspersonal vor Einspeisung. In diesem Zusammenhang sei auf die Notwendigkeit der zweiseitigen Erdungs- und Kurzschlussvorrichtung der Arbeitsstelle im Netz verwiesen.

Im Mittelspannungsnetz mit automatischer Wiedereinschaltung (AWE) soll die Wiedereinschaltung nach dem Ansprechen im Fehlerfall kurz gehalten werden. Die Zuschaltung der DEA soll erst nach vollständiger Rückkehr der Versorgungsspannung innerhalb der vorgegebenen Grenzen erfolgen.

Der Vorteil von Synchrongeneratoren liegt u.a. darin, dass diese im Kurzschlussfall im Netz bzw. der daraus resultierenden Spannungseinbrüchen mit erhöhten Strömen (Einspeiseströmen) reagieren. Wie hoch sich dieser Kurzschlussstrombeitrag beläuft, hängt neben den Anlageneigenschaften auch vom Ort und der Fehlerart ab.

Werden DEA über Wechselrichter (indirekter Netzanbindung) betrieben, sind die Kurzschlussstrombeiträge durch die Grenzströme der Schaltventile des Wechselrichters begrenzt und können nur das ca. 1,1fache des Nennstromes liefern. Höhere Beiträge sind grundsätzlich durch entsprechende Maßnahmen möglich, auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen wird.

Die dezentrale Erzeugungsanlage liefert im Fehlerfall im Netz einen Kurzschlussstrom, dieser ist – wie beschrieben – von der Art der DEA abhängig. In einer Stichleitung, die z.B. durch eine AWE im Fehlerfall abgeschaltet wird – wie in Abbildung 3-20 dargestellt – kann dieser Kurzschlussstrom eine Löschung des Lichtbogens in der Pausenzeit der AWE verhindern, somit ist die AWE erfolglos.

Als eine der möglichen Abhilfemaßnahmen sei an dieser Stelle nur der Spannungsrückgangschutz erwähnt, der durch die schnelle Abschaltung der DEA bei Unterschreitung einer vorgegebenen Spannung am Verknüpfungspunkt der DEA (z.B. 0,85-facher  $U_n$ ) diese vom Netz trennt und so die erfolgreiche Lichtbogenlöschung ermöglicht. Die Absenkung der Spannung am Verknüpfungspunkt ist jedoch vom Fehlerort determiniert.

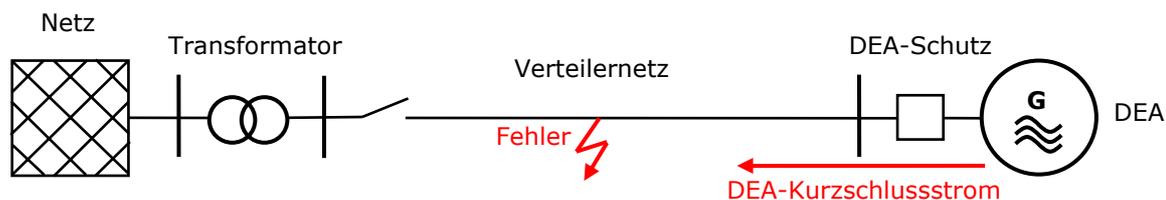


Abbildung 3-20: DEA-Kurzschlussstrombeitrag in einer Stickleitung bei erfolgter Netztrennung (z.B. AWE)

Zwei Aspekte sind dabei zu betrachten. Es kann eine rückwärtige Anregung und Auslösung von UMZ-Relais an MS-Abgängen kommen, wenn viele direkt gekoppelte Induktionsgeneratoren angeschlossen sind. Dadurch steigt die Unterbrechungshäufigkeit an. Dies kann jedoch durch eine Richtungserkennung der UMZ-Relais vermieden werden. Von größerer Bedeutung ist, dass die Fehlerortung im MS-Netz über Kurzschlussanzeiger bei der Integration vieler DEA erschwert wird. Hierdurch steigt die Unterbrechungsdauer an. Unter der Voraussetzung, dass sich bei einer Störung im MS-Netz die Unterbrechungsdauer aufgrund längerer Ortungszeiten von 0,5 h auf maximal 1 h erhöht, hat dies Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Versorgung im NS-Netz. Die mittlere Ausfallwahrscheinlichkeit würde bei den zugrunde gelegten Zuverlässigkeitsparametern um rund 7 min/a ansteigen. [30]

In punkto Netzschutz sind noch weitere Aspekte zu berücksichtigen, die sich in entsprechenden Publikationen wieder finden. Verbesserungen des Netzschutzes sollten bereits im Zuge der normalen Erneuerung der Schutzeinrichtungen vorgenommen werden [5].

Entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen des Elektrotechnikgesetzes (ETG) [45] und der Elektrotechnikverordnung (ETV) [46] muss in Niederspannungsanlagen hinsichtlich Schutzmaßnahmen die dafür verbindliche SNT-Vorschrift ÖVE/ÖNORM E 8001 eingehalten werden (siehe auch TOR D4 [36]).

Die Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes sind im Detail den TOR D4 [36] zu entnehmen, auszugsweise sei jedoch erwähnt, dass die hier getroffenen Vorkehrungen mit den Schutzeinstellungen an der Entkopplungsstelle abgestimmt sein müssen.

### 3.7 Betriebssicherheit

Durch die dezentralen Einspeisungen stellen sich für die Netzbetreiber neue Herausforderungen für die sichere Betriebsführung. Einige DEA sind über Leistungselektronik mit dem Verteilernetz verbunden. Dadurch werden in der Regel bei Unterschreiten der Netzspannung unter einem vorgegebenen Wert diese DEA abgeschaltet und können nicht ohne eine anstehende Netzspannung in das Netz einspeisen und somit keinen gesicherten Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern (siehe auch Abschnitt 3.6 Netzschutzkonzepte). Dies führt dazu, dass neue Konzepte für die Beherrschung von dynamischen Vorgängen und

Störungen im Netz umgesetzt werden müssen. Weiters sind auch Regelungen zur Sicherheit, Wartung (Instandhaltung) und Verfügbarkeit der DEA zwischen den beteiligten Personen (Netzbetreiber und DEA-Betreiber) zu vereinbaren.

Die Entkopplungsschutzeinrichtungen haben die Aufgabe, die Erzeugungsanlage bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten so rasch wie nötig vom Netz zu trennen [36]. Somit ist die Aufgabe der Entkopplungseinrichtung über die Spannungs- und Frequenz-Schutzfunktion zu beschreiben (siehe Abbildung 3-21). Die Einstellwerte können jeweils für Unterspannungs- sowie Überspannungs- bzw. Unterfrequenz- sowie Überfrequenz-Schutz (Rückgang bzw. Steigerung) vorgegeben werden (siehe auch TOR D4 [36]).

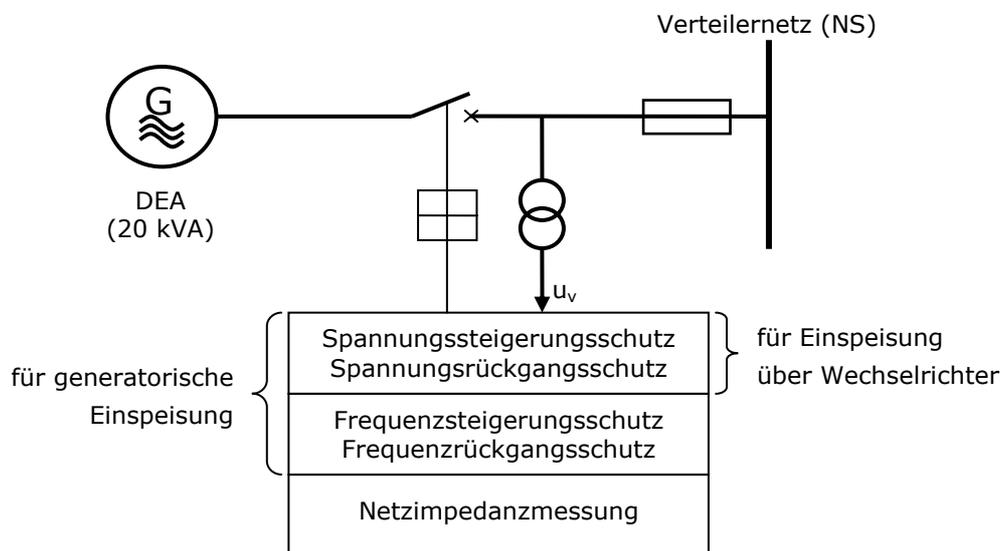


Abbildung 3-21: Vereinfachtes Beispiel einer DEA mit Entkopplungsschutz

### 3.8 Energiemanagement

Die häufig zitierten dezentralen Energiemanagement-Systeme (DEMS) beziehen sich auf einen optimierten Energieeinsatz nach vorzugebenden Kriterien. Diese umfassen u.a.:

- die Energie möglichst verbrauchernah zu erzeugen,
- bedarfsgerechten bzw. dargebotsabhängigen Primärenergieträgereinsatz,
- optimierten Energiebezug aus dem vorgelagertem Netz.

Solche „intelligenten“ DEMS können über ihre Leitstellen aus verschiedenen (kleinen) Erzeugungseinheiten und unterschiedlich strukturierten Verbrauchern (industrielle und private) bestehen. Hierdurch entstehen Leitsysteme zur zentralen Steuerung dieser Marktteilnehmer.

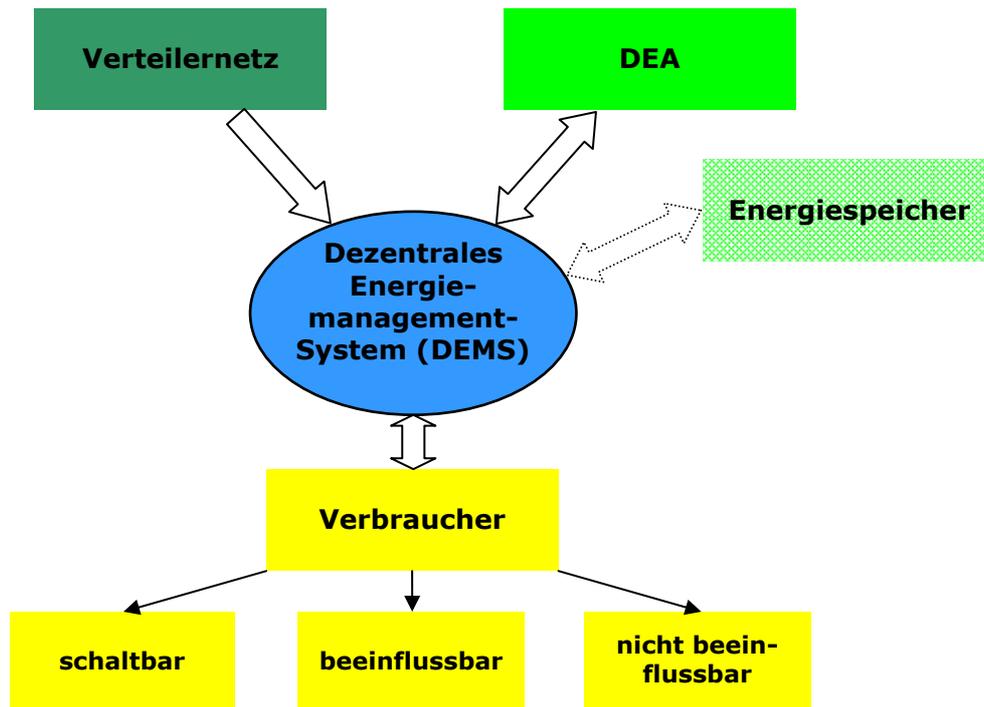


Abbildung 3-22: Beispiel des Informationsflusses für ein „Dezentrales Energiemanagement-System“ im Verteilernetz

Das DEMS spricht jede der einzelnen DEA individuell an. Gekoppelt mit z.B. einem Prognosesystem für wesentliche Einflussgrößen kann es Einsatzpläne für die dezentrale Stromerzeugung (allenfalls auch für Energiespeicher z.B. Schwungradspeicher) errechnen und mit dem Strombezug aus dem Verteilernetz optimieren. Hierdurch kann eine optimale Betriebsführung für alle Komponenten erreicht werden. So kann es z.B. zu einer Lastspitzenreduktion genau so eingesetzt werden wie zur Verringerung der Verluste (geringerer Strombezug). Nicht zu vernachlässigen ist die mögliche Unterscheidung der Verbrauchergruppen nach deren Beeinflussbarkeit.

### 3.8.1 „Verteilte Konzepte“ – „Mikro-Netze“

Die verteilten Stromversorgungskonzepte oder auch „Mikro-Netze“ oder „Micro-Grids“ sind durch eine räumliche Zusammenschaltung von Erzeugern, allenfalls Energiespeichern, und Verbrauchern auf niedrigen Spannungsebenen charakterisiert. Diese Zusammenschaltung erfolgt vorwiegend über eine Ringleitung und über eine zentrale Steuerung. Häufig werden gesamte Versorgungskonzepte aufgebaut, die neben der Strom- auch die Wärmeversorgung übernehmen. Solche „Mikro-Netze“ können sowohl zur Verbesserung der Stabilität als auch zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit beitragen, wenn sie z.B. inselbetriebsfähig sind (siehe Abschnitt 3.2.3).

### 3.9 Netzbetrieb der Zukunft

Abbildung 3-23 stellt ein Beispiel für ein mögliches zukünftiges Verteilernetzmanagement dar, welches die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen über ein Informationsnetzwerk verbindet und so die Einspeisung bzw. die Einspeisecharakteristik verändert, womit z.B. die Spannungsqualität und die maximale Einspeiseleistung geregelt werden können. Das Informationsnetzwerk beinhaltet somit Last- und Netzdaten (z.B. Spannungsmessungen), wodurch eine dynamische Einspeisung unter Wahrung der Interessen der Erzeugungsanlagenbetreiber erfolgen kann. Denn erst durch eine Abstimmung zwischen der technischen und wirtschaftlichen Führung kann ein Optimum für alle Beteiligten erreicht werden. An Hand dieses Netzwerkes besteht auch die Möglichkeit, so genannte „Mikro-Netze“ (siehe Abschnitt 3.8.1), d.h. inselbetriebsfähige Versorgungsnetze, zu betreiben. Diese Lösung setzt jedoch auch schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten voraus, die ohne elektrischen Energiebezug aus dem Netz in Betrieb genommen werden können [27].

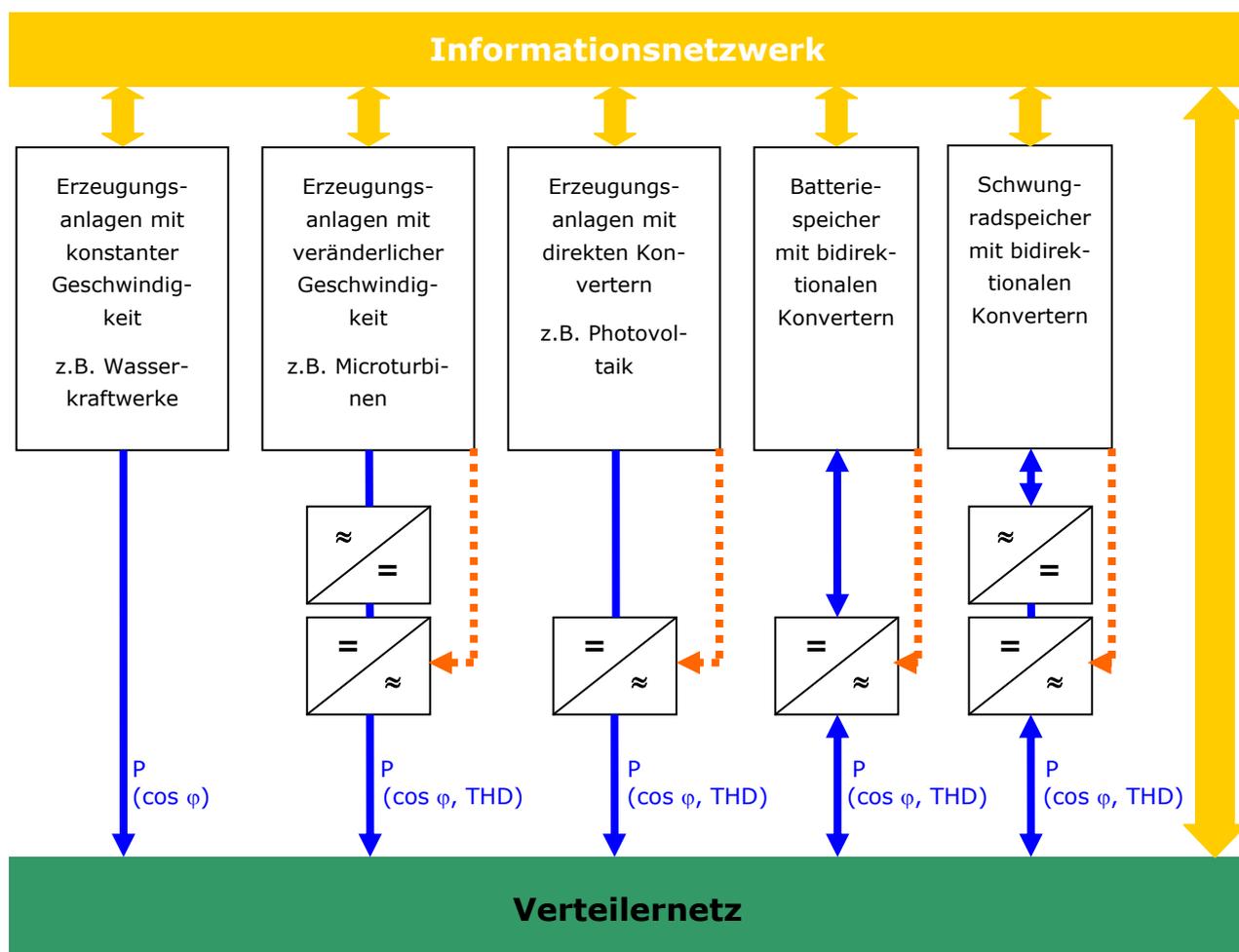


Abbildung 3-23: Beispiel für ein mögliches zukünftiges Verteilernetzmanagement

Wie ein Verteilernetzmanagement mit eingebundenen Erzeugungsanlagen aussehen kann und welche Parameter gemessen werden, ist in Abbildung 3-24 dargestellt. Denn erst durch die aktive Einbindung und Werterfassung sowie die zentrale Steuerung, kann ein „aktives dezentral aufgebautes“ Verteilernetz organisiert werden. Über dieses „aktive“ Netzwerk der Zukunft kann der Zusammenhang zwischen Verbrauch und Erzeugung optimal beeinflusst und so die zur Verfügung stehenden Ressourcen besser genutzt werden. Somit könnten Leitungsabgänge mit kontrollierten bzw. überwachten Bereichen (so genannte Zellen) verwirklicht werden. Diese möglichen Regionen haben aber auch technische Herausforderungen in sich, denn z.B. die Spannungsqualität und das Verhalten des Netzes im Fehlerfalle sind zu berücksichtigen.

Die regionale Versorgung über diese „aktiven“ Netzwerke muss auf den Verbrauch abgestimmt sein. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, dass der Leistungsbedarf der DEA dem des Verbrauchs für die Aufrechterhaltung des stabilen Systembetriebs folgen muss. Dies kann beispielsweise über die Kombination von DEA mit Energiespeichern erfolgen.

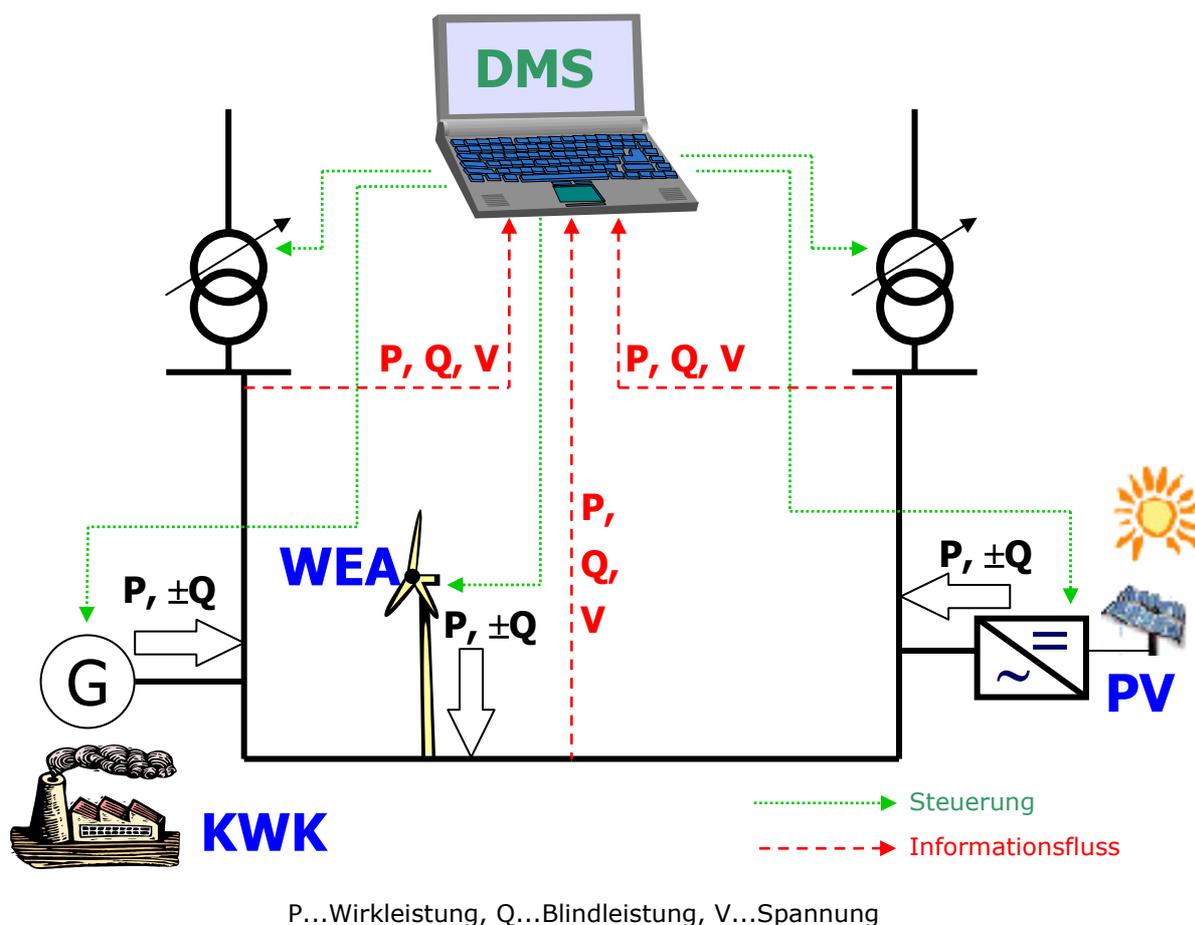


Abbildung 3-24: Distribution Management System (DMS) im „aktiven“ Netzwerk [48]

Das mögliche zukünftige Verteilernetzmanagement bzw. das „aktive“ Netzwerk kann durch die Parametervariation auch zu einer Wirkungsgradverbesserung der DEA führen. Denn wird z.B. der Verschiebungsfaktor dem Bedarf im Netz nach oben hin angepasst, kann die Wirkeinspeisung optimiert und somit erhöht werden. So kann dieses Verteilernetzmanagement den Verteilernetzbetreibern, den DEA-Betreibern und auch den Kunden gleichermaßen Vorteile bringen. Hierdurch kann die Rentabilität für die DEA, der Netzbetrieb und auch die Versorgungsqualität optimiert werden.

Die Steuerung der Mittelspannungsnetze kann sogar so weit gehen, dass z.B. mit Hilfe einer Mittelspannungsgleichstromkupplung der Leistungsfluss zwischen Netzteilen (galvanisch getrennt) gesteuert werden kann. Somit kann z.B. der Blindleistungsfluss in Netzteilen getrennt besteuert und so gezielt zu Spannungshaltung eingesetzt werden [34].

Diese beschriebenen Definitionen zum Distribution Management System (DMS), dem Verteilernetzmanagement bzw. dem aktiven Netzwerk, wird häufig auch das „virtuelle“ Kraftwerk, Netzwerk bzw. Energieversorgungsunternehmen hinzugefügt. Grundsätzlich besteht dabei keine große definitionsmäßige Unterscheidung, es werden nur ähnliche Produkte mit unterschiedlichen Namen beschrieben.

Die „virtuellen Kraftwerke“ stellen eine Vernetzung vieler kleiner DEA dar, welche über ein zentrales Leitsystem steuerbar ist. Zusätzlich lassen sich diese zentral gesteuerten DEA als Entlastung der zentralen Stromerzeugung zur Abdeckung von Bedarfsspitzen nutzen und so zur Optimierung verwenden. Diese mögliche Abdeckung der Spitzen ist von der eingesetzten Technologie bzw. Art der Anlage (Ressource) abhängig.

## 4 Ökonomische Aspekte

Im Zuge der ökonomischen Untersuchungen werden insbesondere folgende Auswirkungen eines möglichen Ausbaus der dezentralen Erzeugung analysiert und im Hinblick auf ihre österreichweiten Auswirkungen quantifiziert:

- Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten jeder Netzebene,
- Auswirkungen auf Netzverluste, Netzverlustkosten,
- Kosten für Anschlussleitungen.

Diese Studie baut auf Szenarien für die dezentrale Erzeugung auf, die an der realen Situation orientiert sind. Als dezentrale Erzeugungsanlagen werden in Österreich üblicherweise alle Erzeugungsanlagen, die an die Netzebenen 4 (Umspannung Hoch-/Mittelspannung) bis 7 (Niederspannung) angeschlossen sind, bezeichnet. Konkret haben wir drei Szenarien betrachtet, deren wesentliche Eigenschaften (installierte Leistung und Bruttostromerzeugung je Anlagentyp) in Tabelle 4-1 zusammengestellt und nachfolgend beschrieben sind.

- Szenario „ohne“, bei dem wir unterstellen, dass keinerlei dezentrale Erzeugung vorhanden ist.
- Szenario „heute“, bei dem wir anhand aktuell verfügbarer Daten den heutigen Umfang dezentraler Erzeugung grob nachgebildet haben.
- Szenario „Zubau“, bei dem wir die zukünftige Entwicklung der dezentralen Erzeugung abgeschätzt haben, wobei wir uns einerseits an dem im aktuellen Entwurf zur Novelle des Ökostromgesetzes (Regierungsvorlage vom 7. Oktober 2004) genannten Ziel (Anteil der in Ökostromanlagen erzeugten Energie im Jahr 2010: 7 %, gemessen an der gesamten jährlichen Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher) und andererseits an der Entwicklung der letzten 2-3 Jahre orientiert haben. Dabei ist zu beachten, dass der Ökostrom-Anteil keineswegs gleichzusetzen ist mit dem Anteil der hier angenommenen dezentraler Erzeugung; letzterer liegt bereits heute deutlich höher.

		Szenario „ohne“		Szenario „heute“		Szenario „Zubau“	
		[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]	[MW]	[GWh]
	<b>Wasserkraftanlagen (0-20 MW)</b>	0	0	1.650	8.250	1.730	8.650
<b>Ökostromanlagen</b>	<b>Biomasseanlagen</b>	0	0	75	450	250	1.500
	<b>Biogasanlagen</b>	0	0	25	160	80	520
	<b>Windkraftanlagen (mit Anschluss an die Ebenen 4-7)</b>	0	0	150	300	270	580
	<b>Sonstige Anlagen (Öko- und nicht-Ökostromanlagen)</b>	0	0	30	120	55	220
	<b>Summe</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.930</b>	<b>9.280</b>	<b>2.385</b>	<b>11.470</b>

Tabelle 4-1: Szenarien der dezentralen Erzeugung: Installierte Leistung und Bruttostromerzeugung je Anlagentyp (Stand der installierten Leistung „heute“: Ende 2003; [6])

Zwar kann der Zubau dezentraler Erzeugung zu einer Veränderung der Strombezugsmengen je Netzebene in zum Teil erheblichem Umfang führen, jedoch hat dies nur einen sehr geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten. Dies liegt daran, dass der Netzausbau nur dann vom Zubau dezentraler Erzeugung beeinflusst wird, wenn die dezentral installierte Erzeugungskapazität zum Zeitpunkt der für die Netzauslegung relevanten Jahreshöchstlast „sicher“ zur Verfügung steht; nur in diesem Fall wird die auslegungsrelevante Netzbelastung vermindert. Dass nur ein Teil der in DEA installierten Erzeugungskapazität „sicher“ zur Verfügung steht, hat verschiedene Gründe:

- Technische Verfügbarkeit: Die Verfügbarkeit der DEA wird durch störungsbedingte und wartungsbedingte Abschaltungen beeinträchtigt.
- Einsatzcharakteristik: Der Einsatz der DEA richtet sich nicht notwendigerweise nach der aktuellen Höhe des Stromverbrauchs. KWK-Anlagen werden beispielsweise in der Regel wärmegeführt eingesetzt, d.h. in Abhängigkeit vom Wärmebedarf. Dies hat zur Folge, dass im Zeitpunkt der für die Netze auslegungsrelevanten Jahreshöchstlast nicht notwendigerweise die volle Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen kann.
- Dargebot des Primärenergieträgers: Bei einigen Anlagentypen wie z.B. Laufwasserkraftanlagen steht der verwendete Primärenergieträger nicht jederzeit in vollem Umfang zur Verfügung, sodass sich die Erzeugungsleistung nach dem Dargebot des (nicht speicherbaren) Primärenergieträgers richtet.

Darüber hinaus hängt der in Bezug auf die Dimensionierung eines Netzelements entscheidende „Leistungsnutzen“ der DEA davon ab, wie viele Anlagen an den über das jeweilige Netzelement zu versorgenden Netzbereich angeschlossen sind. Große Kollektive kleiner Anlagen führen hier zu einem deutlich höheren Nutzen als kleine Kollektive großer Anlagen.

Des Weiteren sind die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung von der räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen abhängig. Die größten Auswirkungen ergeben sich, wenn der Zubau der Erzeugungsanlagen dicht konzentriert erfolgt. Es wird davon ausgegangen, dass die Erzeugungsanlagen maximal so konzentriert errichtet werden, dass für den Abtransport der Erzeugungsleistung gerade noch kein Mehrbedarf an Transportkapazität entsteht. Dies wird in der Regel dadurch erreicht, dass die Anschlussspannungsebene anhand der installierten Leistung der anzuschließenden Erzeugungsanlage (oder des Kollektivs von Erzeugungsanlagen) gewählt wird; kleine Erzeugungsanlagen werden üblicherweise an Netze mit niedrigerer Spannung, große Erzeugungsanlagen hingegen an Netze höherer Spannungsebenen mit entsprechend größerer Transportkapazität angeschlossen. Dass der Zubau dezentraler Erzeugung (neben den eigentlichen Anschlussleitungen) zu einem Mehrbedarf an Netzanlagen (Netzausbau) führt, wird zwar in der Realität mitunter vorkommen, kann aber angesichts der hier gewählten globalen Betrachtungsweise vernachlässigt werden.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte kann sich in den Netzebenen 2 – 4 eine geringfügige maximale Reduktion des Netzanlagenbedarfs im kleinen einstelligen Prozentbereich ergeben. In den Netzebenen 5 – 7 und in der Netzebene 1 (220-kV und 380-kV-Leitungsebene) können hingegen keine nennenswerten Reduktionen auftreten. Tabelle 4-2 gibt eine Übersicht über die theoretisch maximal zu erwartenden Kostenreduktionen, die aufgrund vielfältiger Abschätzungen zugunsten der Netz-Entlastungswirkung der dezentralen Erzeugung im Rahmen dieser Annahmen eher als Überschätzungen anzusehen sind.

Netzebene	7	6	5	4	3	2	1
Kostenreduktion „heute“ im Vgl. zu „ohne“ (%)	0	0,04	0	2,3	1,4	2,4	0
Kostenreduktion „Zubau“ im Vgl. zu „heute“ (%)	0	0,03	0	1,4	1	1,6	0

Tabelle 4-2: Kostenreduktionen aufgrund von Auswirkungen auf den Netzausbau je Netzebene (Grenzfall: dicht konzentrierte Verteilung der Erzeugungsanlagen) [6]

Die in den Netzebenen 2 – 4 auftretenden Reduktionen haben allerdings nicht zur Folge, dass sich der Netzanlagenumfang dort direkt reduzieren lässt. Allenfalls kann hierdurch ein aufgrund von Lastzuwachs notwendiger Netzausbau kurzfristig hinausgezögert werden.

In Abbildung 4-1 ist beispielhaft für die Netzebene 4 anhand des Szenarios „Zukunft“ [6] noch einmal im Überblick dargestellt, welche Einflussfaktoren welchen Anteil daran haben, dass sich die Netzkosten nur in sehr geringem Umfang ändern können.

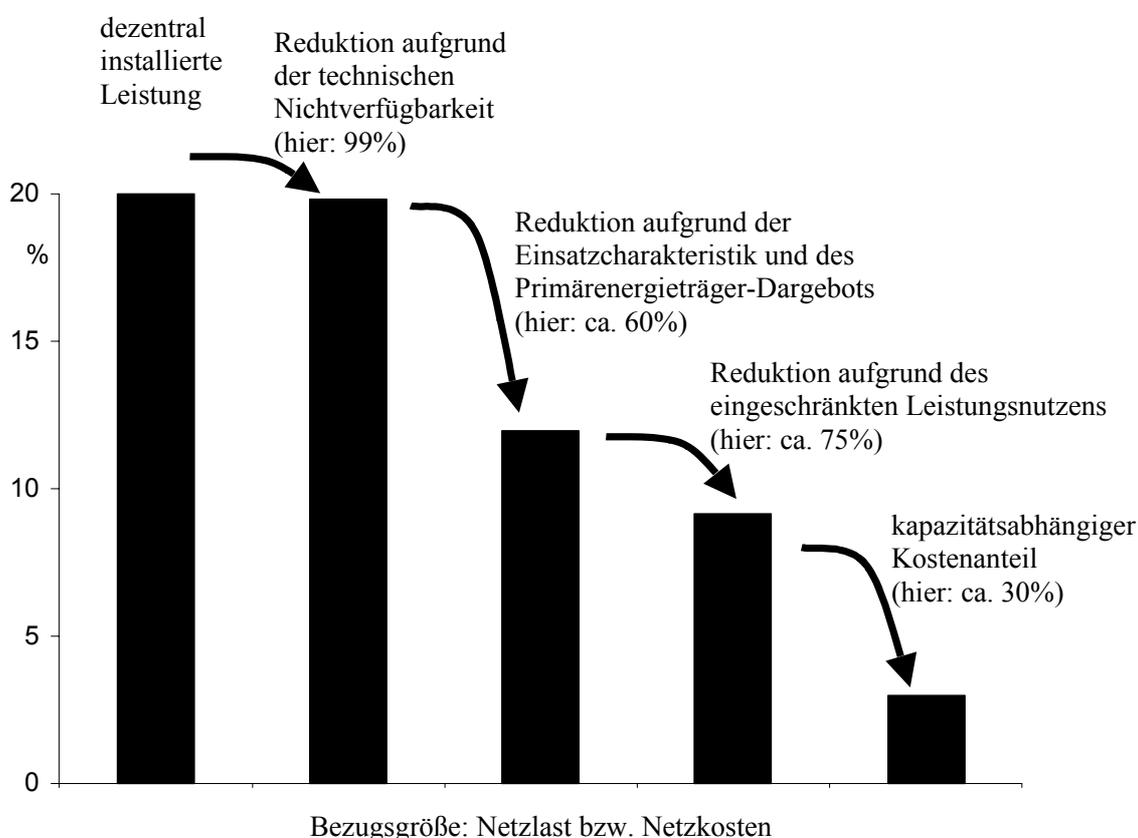


Abbildung 4-1: Einflussfaktoren auf Netzkostenänderung am Beispiel der Netzebene 4 (Grenzfall: DEA gleichmäßig verteilt) [6]

Bei dem hier betrachteten Szenario beträgt die in DEA installierte Erzeugungsleistung ca. 20% der Jahreshöchstlast, was einen zukünftigen realistischen Wert darstellt. Geplante und ungeplante Abschaltungen führen jedoch dazu, dass nur ein Teil der Erzeugungsanlagen technisch zur Verfügung steht. Aufgrund der Einsatzcharakteristik der Erzeugungsanlagen, die sich z.B. bei KWK-Anlagen vorwiegend nach dem Wärmebedarf richtet, sowie aufgrund von Einschränkungen beim Primärenergieträger-Dargebot steht in Zeiten der für die Netzauslegung relevanten Höchstlast nur ein Teil der Erzeugungsleistung tatsächlich zur Verfügung (hier ca. 60 %). Darüber hinaus hängt der in Bezug auf die Dimensionierung eines Netzelements entscheidende „Leistungsnutzen“ der Erzeugungsan-

lagen davon ab, wie viele Anlagen an den über das jeweilige Netzelement zu versorgenden Netzbereich angeschlossen sind. Je mehr Anlagen angeschlossen sind, desto größer ist die (relative) Entlastung. (Im dargestellten Fall beträgt dieser Leistungsnutzen ca. 75%, so dass sich die Entlastungswirkung auf ca. 45% der installierten Erzeugungsleistung reduziert). Um schließlich die mögliche Reduktion der Kosten der betrachteten Netzebene zu ermitteln, ist noch zu berücksichtigen, dass nur ein Teil der Kosten der Netzebenen kapazitätsabhängig sind; in den Umspannebenen ist dies z.B. der Anteil der Transformatorkosten an den gesamten Umspannstationskosten. (Dieser kapazitätsabhängige Anteil beträgt hier ca. 30 %, so dass sich (rechnerisch) eine Reduktion der Kosten der betrachteten Ebene um ca. 3 % ergibt.)

Trotz der nur geringfügigen Kostenänderungen könnte der Zubau dezentraler Erzeugung deutliche Veränderungen der Netznutzungsentgelte hervorrufen, sofern unterstellt wird, dass Änderungen der Netzkosten und der Abgabe-Mengengerüste der Netzebenen vollständig durch Anpassungen der Entgelte gemäß der geltenden Kostenwälzungsprinzipien berücksichtigt würden (Tabelle 4-3).

Netzebene	7	6	5	4	3	2	1
<b>Netznutzungsentgeltänderung „heute“ im Vgl. zu „ohne“ (%)</b>	-2,2	-3,6	-3,1	+2,1	+9,6	+18,3	+47
<b>Netznutzungsentgeltänderung „Zubau“ im Vgl. zu „heute“ (%)</b>	-1	-1,6	-1,8	-1,3	+1	+3,6	+14

Tabelle 4-3: Änderungen der Netznutzungsentgelte je Netzebene (Grenzfall: dicht konzentrierte Verteilung der Erzeugungsanlagen) [6]

Dies liegt daran, dass die zum Teil erheblichen Veränderungen der Bezugsmengen aus überlagerten Ebenen einen deutlichen Einfluss auf die Netznutzungsentgelte haben können, da die Kostenwälzung im wesentlichen nach dem „Netto-Prinzip“ erfolgt. Somit ergäbe sich in den oberen Netzebenen eine teilweise deutliche Zunahme der Netznutzungsentgelte, während diese in den unteren Netzebenen abnehmen.

Eine individuelle Bewertung der Auswirkungen auf die Systemkosten durch den Einsatz von DEA müsste unter Berücksichtigung der jeweiligen aktuellen Lastflüsse im Netz erfolgen. Hierzu ist aber auch die technische Verfügbarkeit der DEA, die Einsatzcharakteristik und das Dargebot des Primärenergieträgers zu bewerten sowie die Gleichbehandlung aller DEA sicher zu stellen. Theoretisch wären solche Bewertungen möglich, implizieren aber die Individualität, generelle Aussagen sind dabei nicht möglich. Wären diese Kosten feststellbar, sollten diese in der Kostenermittlung für die Netzbetreiber Berücksichtigung finden und so unmittelbar dem Netzkunden über die tarifliche Berücksichtigung zu gute kommen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Zubau dezentraler Erzeugung nur einen sehr geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten hat, dass jedoch (bei derzeitigen Prinzipien der Kostenwälzung) eine deutliche Umverteilung der Netzkosten hin zu Netzkunden, die an höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, auftreten könnte.

Der Zubau von dezentraler Erzeugung führt aufgrund von veränderten Leistungsflüssen zu einer Veränderung der Netzverluste, und zwar tendenziell zu deren Reduktion und damit zu einer tatsächlichen Kostenreduktion. Dies kann lokal durchaus nennenswert sein, lässt jedoch bei einer landesweiten Betrachtung keine nennenswerte Änderung der Netzverlustentgelte für die Netzkunden erwarten.

## 5 Internationaler Überblick

In diesem Abschnitt wird auf die aktuelle Gesetzeslage und die Forschungs- und Förderprogramme im internationalen Umfeld und insbesondere in der Europäischen Union, die in Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung stehen, näher eingegangen. Im Anschluss werden auszugsweise einige internationale Organisationen und Initiativen, die sich der Förderung und dem Ausbau der dezentralen Erzeugung widmen, in kurzer Form beschrieben.

Um zukünftigen Bedrohungen wie z.B. einer gefährdeten Versorgungssicherheit und Klimaveränderung entgegenzuwirken, und damit auch das Wirtschaftswachstum Europas und das Wohlbefinden der EU-Bürger zukünftig zu gewährleisten, wurde in den letzten Jahren die nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu einem Hauptthema der Europäischen Union.

Der dezentralen Energieversorgung wird in der zukünftigen europäischen Energieversorgung eine Schlüsselrolle zugeordnet.

### 5.1 EU-Richtlinien

In den vergangenen Jahren wurden mehrere EU-Richtlinien verabschiedet, die direkt oder indirekt auf die Entwicklung der dezentralen Stromerzeugung Einfluss nehmen. Im Folgenden werden diese Richtlinien kurz vorgestellt und die Relevanz für dezentrale Erzeugung aufgezeigt.

#### 5.1.1 Richtlinie für erneuerbare Energien

Bezeichnung: Richtlinie 2001/77/EG vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt [10]

Inkrafttreten: 27. Oktober 2001

Nationale Umsetzung bis: 27. Oktober 2003

Nationale Umsetzung in: Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz) BGBl. I Nr. 149/2002

Diese Richtlinie schafft die Rahmenbedingungen für eine europaweite Entwicklung von erneuerbaren Energien und der Harmonisierung der nationalen Förderregime, gibt Regelungen für den diskriminierungsfreien Netzzutritt und nationale Zielvorgaben für den Anteil an erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung vor.

Erneuerbare Energien im Sinne der Richtlinie sind Wind, Sonne, Geothermie, Gezeiten, Wellen, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas. Die Einführung von

Herkunftsnachweisen, ebenso wie die periodische Überwachung und Berichterstattung der Entwicklungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihrer regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen ist in dieser Richtlinie vorgesehen.

### **5.1.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie**

Bezeichnung: Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG [14]

Inkrafttreten: 21. Februar 2004

Nationale Umsetzung bis: 21. Februar 2006

Ebenso wie die Richtlinie für erneuerbare Energien soll diese Richtlinie Rahmenbedingungen für eine harmonisierte Förderung von hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) schaffen. Die Richtlinie gibt allerdings keine Zielvorgaben für den Ausbau von KWK, sie definiert lediglich, was eine hocheffiziente KWK-Anlage ist, wie KWK-Strom zu berechnen ist und beschreibt Maßnahmen, die den Abbau von Hindernissen für den Ausbau von KWK reduzieren sollen. Diese Maßnahmen sind z.B. Abbau von Netzzugangshürden, die Einführung von KWK-Herkunftsnachweisen. Weiters müssen die Mitgliedstaaten Analysen des nationalen KWK-Potenziales, der nationalen Förderregime und der Hemmnisse erstellen.

### **5.1.3 Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen**

Bezeichnung: 2001/C37/03 Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen

Inkrafttreten: 3. Februar 2001

Gültigkeit endet am: 31. Dezember 2007

Die Richtlinie spezifiziert, ob und unter welchen Bedingungen eine staatliche Beihilfe für Umweltschutzmaßnahmen zulässig ist, ohne den Wettbewerb und das Wirtschaftswachstum zu verzerren.

### **5.1.4 „Beschleunigungsrichtlinien“ 2003**

Bezeichnung: Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG [7] und Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG

Inkrafttreten: 15. Juli 2003

Nationale Umsetzung bis: 1. Juli 2004

Nationale Umsetzung in: Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes, BGBl I Nr. 63/2004

Diese Richtlinien sollen die in den bisherigen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt Richtlinien aus den Jahren 1998 und 1999 definierten Maßnahmen und Entwicklungen zur Liberalisierung der Energiemärkte beschleunigen.

Die zentralen Eckpunkte der Richtlinien sind:

- Vollständige Marktöffnung der EU-Staaten bis 1.7.2004,
- regulierter Netzzugang und Einsetzung einer Regulierungsbehörde,
- gesellschaftsrechtliches und organisatorisches Unbundling ab einer gewissen Unternehmensgröße.

### **5.1.5 Emissionshandelsrichtlinie**

Bezeichnung: Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft [12] und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates

Inkrafttreten: 25. Oktober 2003

Nationale Umsetzung bis: 31. Dezember 2003

Nationale Umsetzung in: Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionszertifikategesetz – EZG) BGBl. I Nr. 46/2004

Die Umsetzung der Richtlinie soll dazu beitragen, den Ausstoß an Treibhausgasen, insbesondere CO<sub>2</sub>, zu verringern. Das Emissionshandelsystem soll auch zur Erreichung des Kyoto-Ziels beitragen.

### **5.1.6 Gebäude-Richtlinie**

Bezeichnung: 2002/91/EG

Inkrafttreten: 4. Jänner 2003

Nationale Umsetzung bis: 4. Jänner 2006

Zunächst gibt die Richtlinie einen allgemeinen Rahmen für die gesamtheitliche energetische Beurteilung von Gebäuden vor. Bei neuen Gebäuden über 1.000 m<sup>2</sup> wird zukünftig die Einsetzbarkeit von alternativen Versorgungssystemen (z.B. KWK, erneuerbare Energieträger) zu überprüfen sein. Weiters sieht die Richtlinie sogenannte Energieausweise für Gebäude und verpflichtende Heizkesselprüfungen und Klimaanlage vor [51].

### 5.1.7 Endenergieeffizienz-Richtlinie (Entwurf)

Mit dem Entwurf für eine Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zur Energiedienstleistung soll ein Markt für Energiedienstleistungen geschaffen werden, der dem Energieversorger Anreize für Energieeinsparung bietet. Weiters sieht der Richtlinienentwurf Vorgaben für den Einbau von Zählern und Informationen über den Energieverbrauch und daraus resultierenden Umweltauswirkungen für den Kunden vor. Auch die Förderung von Contracting-Modellen wird in dem Richtlinienentwurf diskutiert.

## 5.2 EU-Förderprogramme

- In Bezug auf die nachhaltige Entwicklung im Bereich Energie hat sich die Gemeinschaft im Rahmen verschiedener Politiken und Strategien sehr ambitionierte Ziele gesetzt. Um nur die wichtigsten zu nennen, sei auf die geplante Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen von 6 % auf 12 % im Jahr 2010 (Weißbuch erneuerbare Energien) verwiesen.
- Steigerung des Anteils von "grünem Strom" auf über 21 % im Jahr 2010 (EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren – für die „EU 25“).
- Verbesserung der Energieeffizienz und Senkung der Energieintensität um einen weiteren Prozentpunkt pro Jahr (Aktionsplan zur Verbesserung der Energieeffizienz).
- Anhebung des Anteils alternativer Kraftstoffe auf 2 % aller Otto- und Dieselmotorkraftstoffe bis 2005 und auf 5,75 % bis 2010 (Biotreibstoff-Richtlinie).

Im Jahr 2000 beschloss die EU-Kommission, das Konzept der European Research Area „ERA“, einen gemeinsamen europäischen Forschungsmarkt, zu schaffen. Durch dieses Konzept sollten alle Forschungsaktivitäten in Europa im Bereich Research and Development (R&D) gebündelt werden um konkurrenzfähig zu weltweiten Forschungsprojekten zu werden.

Das wichtigste Förderinstrument der EU für den Bereich dezentrale Erzeugung ist im Bereich der technischen Forschung und Entwicklung das Rahmenprogramm Research Technological Development and Demonstration (Framework Programme RTD).

Im Bereich der nichttechnologischen Entwicklung (z.B. Information, Abbau von Markthemmnissen) ist derzeit das neue Programm „Intelligent Energy – Europe“ zu erwähnen.

In den folgenden zwei Abschnitten werden diese Förderprogramme beschrieben.

### 5.2.1 Fünftes RTD Rahmenprogramm

„Energy, Environment and Sustainable Development“ war eine der vier Programmschwerpunkte des 5. RTD Framework Programmes (1998-2002). Ca. 130 Mio. Euro wurden im Rahmen des europäischen 5. RTD Framework Programme für Projekte zur Integration von „dezentralen Energiequellen und Schlüsseltechnologien“ investiert. Ca. 67 Mio. Euro davon wurden von der Europäischen Kommission finanziert.

Unter dem 5. RTD Framework Programme wurde ein Cluster von Projekten zur Integration der Bereiche dezentrale Erzeugung und erneuerbare Energie (DG & RES) geschaffen.

Über 100 Projektpartner beteiligen sich an diesem Projektcluster, dessen Struktur und Hauptthemen in folgender Graphik dargestellt werden.

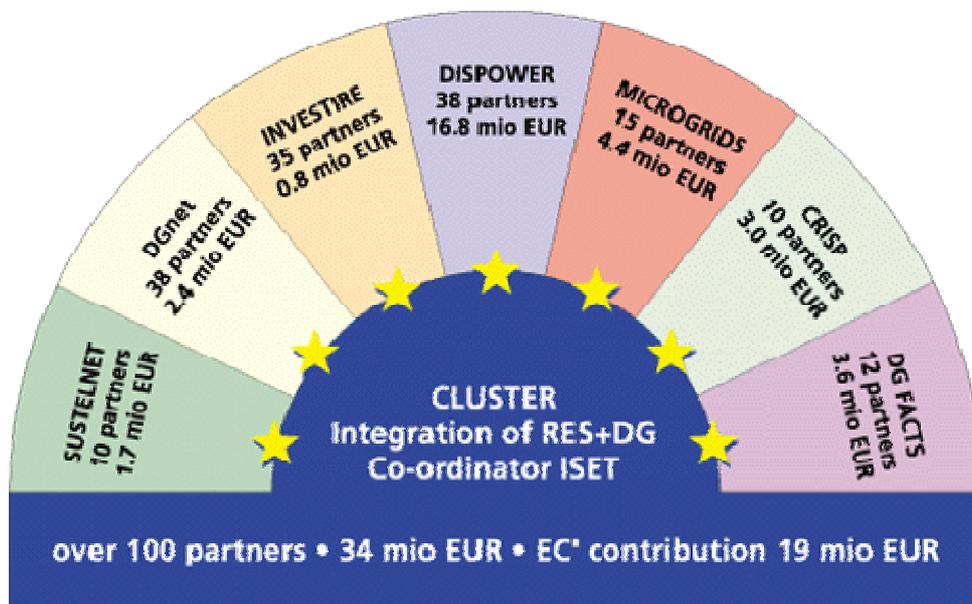


Abbildung 5-1: RES & DG Cluster [52]

#### Cluster – Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation

- DISPOWER – Verteilte Stromerzeugung mit hohem Anteil an erneuerbaren Energiequellen (Distributed Generation (DG) with High Penetration of Renewable Energy Sources (RES)): Das Projekt soll den Übergangsprozess der liberalisierten Märkte hin zu einer dezentralen und marktorientierten Versorgungsstruktur unterstützen. Konzepte, Strategien und Instrumente zur besseren Verteilung von Strom und Wärme sowie neuer Marktchancen für erneuerbare Energien und dezentrale Stromversorgung sollen erarbeitet werden. Änderungen auf Netzstabilität, Steuerung, Netzqualität und Sicherheit sollen neben sozioökonomischen Auswirkungen untersucht werden.

Siehe: <http://www.dispower.org>

- DGFacts – Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Erzeugung durch integrierte leistungselektronischer Ausrüstung (Distributed Generation Flexible AC Transmission Systems): Im Rahmen dieses Forschungsprojektes werden nach Erfassung des Ist-Zustandes mögliche zukünftige Verteilernetze mit höherem Anteil von DEA simuliert. Die hierbei festgestellten Auswirkungen auf die Versorgungsqualität sollen mittels zu entwickelnder Prototypen leistungselektronischer Geräte ausgeglichen werden.

Siehe: <http://dgfacts.labein.es/dgfacts/index.jsp>

- DGNET Europäisches Netzwerk zur Integration erneuerbarer und dezentraler Erzeugungsanlagen: Hauptziel des Projektes ist die Forcierung der Integration der dezentralen Erzeugung und erneuerbaren Energien in das derzeitige Energiesystem in Europa. Dies soll unter Bildung eines Netzwerkes, das relevante Organisationen, Firmen, Marktteilnehmer und Initiativen zusammenführt und so den Dialog und die Kooperation der Betroffenen verbessert, erreicht werden.

Siehe: <http://www.dgnet.org/ENIRDGnet/index.jsp>

- SUSTELNET – Policy and Regulatory Roadmaps for the Integration of Distributed Generation and the Development of Sustainable Electricity Networks: Das Sustelnet-Projekt hat die Entwicklung eines regulatorischen Fahrplanes zum Ziel, mit dessen Hilfe der Strommarkt sowohl für zentrale als auch dezentrale Stromerzeugung und Verteilung geöffnet werden soll unter Berücksichtigung der Einführung von erneuerbaren Energien.

Siehe: <http://www.sustelnet.net>

- MICROGRIDS: Kleine, modulare DEA, welche an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, sind bezeichnend für Microgrids. Microgrids können an dem öffentlichen Verteilernetz angeschlossen sein oder zur Eigenversorgung (Inselbetrieb) dienen. Das Projekt beschäftigt sich u.a. mit dem Einfluss von RES und anderen Primärenergieträgern für DEA, dem Parallelbetrieb und Inselbetrieb von DEA, den Parametern zur Effizienz, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit, Betriebsbedingungen und Netzschutz und zur Bewertung von Microgrids.

Siehe <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/>

- CRISP: Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power; Dieses Projekt zielt u.a. auf die aktuellen Technologien, die Effizienz, die Überwachung ab, sowie die Steuerung und Kontrolle der Netze, die über einen hohen Anteil an DEA verfügen. Welche Rollen nun auch aktive Netzwerke übernehmen können und wie die Steuerung dieser erfolgen könnte, wird ebenfalls behandelt. Somit soll hierdurch auch eine ökonomische Kosten-Nutzen-Betrachtung ermöglicht werden.

Siehe: <http://www.ecn.nl/crisp/>

## 5.2.2 Sechstes RTD Rahmenprogramm

### 5.2.2.1 Derzeitige Forschungsprojekte

Eines der Themen (Thematic Priorities) des 6. Research, Technology, Development (RTD) Framework Programme (2002-2006) ist "Sustainable Energy Systems" – nachhaltige Energiesysteme. Dieser Programmteil hat ein Budget von ca. 890 Mio. Euro, ein Teil davon (2004: 39 Mio. Euro) wurden bereits im Bereich „Largescale Integration of Distributed Energy Resources and Key Enabling Technologies“ investiert.

Siehe:

<http://fp6.cordis.lu/fp6/home.cfm>

[http://europa.eu.int/comm/research/fp6/index\\_en.html](http://europa.eu.int/comm/research/fp6/index_en.html)

Um in das derzeitige Energiesystem dezentrale Erzeugung (Distributed Energy Resources) zu integrieren, wurden im 6. Rahmenprogramm Projekte initiiert, die die Transformation des derzeitigen konventionellen Übertragungs- und Verteilernetzwerkes in ein interaktives Energie-Netzwerk zum Ziel haben. Die folgenden vier Projekte wurden bisher ausgewählt [49]. Es werden zwei für die DEA relevante Projekte beispielhaft kurz beschrieben:

- IRED – Integration of Renewable Energy Sources (RES) and Distributed Generation (DG) into the European Electricity Grid – ist ein europäischer Cluster von Research, Technology, Development (RTD)-Projekten, die von der ISET<sup>10</sup> Deutschland generiert werden.

Siehe: <http://www.ired-cluster.org>

- EU-DEEP – Dieses Programm, das von 2004 bis 2009 durchgeführt wird, soll Geschäftsmodelle auf Basis von Markterfordernissen identifizieren, die zu einer breiten Einführung von dezentraler Erzeugung in Europa beitragen. An diesem Projekt nehmen neben Stromversorgungsunternehmen, Herstellern und Forschungsinstituten auch nationale Regulatoren teil.

Siehe: <http://www.eu-deep.com>

### 5.2.2.2 Zukünftige Forschungsschwerpunkte

Die Einreichung für zukünftige Projekte im Bereich Elektrizität ist bis spätestens Dezember 2004 möglich, bei Bedarf ist jedoch ausnahmsweise eine Einreichung noch im Jahr 2005 zulässig.

Beispiele von geplanten Forschungsthemen sind:

---

<sup>10</sup> Institut für Solare Energieversorgungstechnik – siehe [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)

- Netzwerkstrukturen zur Integration von DER innerhalb lokaler Verteilernetze, inklusive Mikro-Netzwerke,
- Betriebskonzepte und Werkzeuge zur Maximierung der Bedeutung von DG/RES im Elektrizitätsbereich,
- Koordinierung europäischer Aktivitäten.

Das 7. Forschungs-Rahmenprogramm der EU, welches Anfang 2005 vorgestellt werden soll, wird von 2006-2010 andauern und soll höher dotiert sein als die bisherigen relevanten Forschungsprogramme der EU.

### 5.2.3 Intelligent Energy – Europe (2003 – 2006)

Große Erwartungen werden auch in das neue Programm "Intelligente Energie – Europa" (2003 – 2006) (EIE) gesetzt, mit dem das im Vorjahr ausgelaufene "Rahmenprogramm Energie" mit seinen spezifischen Programmen ALTENER, SAVE, SYNERGY, ETAP, CARNOT und SURE fortgeführt werden wird.

Hinter dem Kürzel "EIE" – abgeleitet vom französischen Programmtitel "Énergie intelligente – Europe" – verbergen sich immerhin 200 Mio. Euro, die für Projekte zur Verfügung gestellt werden, die sich im weiteren Sinne der Beseitigung von nicht-technischen Hemmnissen zur stärkeren Marktdurchdringung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger und der rationellen Energieverwendung widmen. Damit ist EIE auf nicht-technologischer Ebene das bedeutendste Instrument zur Zielerreichung.

Gegliedert wird das neue Programm nunmehr in verschiedene vertikale und horizontale Schlüsselmaßnahmen ("key actions"), wobei im Rahmen der vertikalen key actions die "spezifischen Bereiche" ALTENER und SAVE als die wichtigsten Elemente des alten Programms – wenn auch in adaptierter Form – weitergeführt werden. Hinzu kommen die spezifischen Bereiche STEER ("energiespezifische Aspekte des Verkehrswesens") und COOPENER (internationale Zusammenarbeit, insbesondere mit Entwicklungsländern, im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz). Innerhalb der einzelnen spezifischen Bereiche wurden Schwerpunktthemen (Target Areas) ausgewählt – jene Themenbereiche also, die als wesentlichste Problemfelder identifiziert wurden und zu denen künftig Aufrufe zur Einreichung von Projektvorschlägen erfolgen können. [50]

Siehe: [http://europa.eu.int/comm/energy/intelligent/index\\_en.html](http://europa.eu.int/comm/energy/intelligent/index_en.html)

## 5.3 Internationale Organisationen/Initiativen

Beispielhaft werden einige Organisationen angeführt, die sich mit dezentralen Erzeugungsstrukturen beschäftigen:

- WADE – <http://www.localpower.org>: Steht für "World Alliance for Decentralized Energy" und hat das Ziel, die weltweite Verbreitung von effizienten KWK-Anlagen

und dezentralen erneuerbaren Energiesystemen voranzutreiben. WADE wird von den Marktführern der DE-Industrie und nationalen KWK bzw. DE-Institutionen unterstützt.

- COGEN – <http://www.cogen.org>: Cogen Europe fördert, als Trade Association, die Verbreitung der Kraft-Wärme-Kopplung in Europa.
- Heat & Power – <http://www.euroheat.org>: Euroheat & Power unterstützt die Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmeentwicklung und die Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien und verfolgt international die Innovation und Entwicklungen dieses Sektors.
- Distributed Generation Coordination Group (DGCG) – <http://www.distributed-generation.gov.uk/>: Eine von der englischen Regierung eingesetzte Arbeitsgruppe, die von OFGEM (britischer Energieregulierungsbehörde) und dem Wirtschaftsministerium (DTI) geleitet wird, die zur Umsetzung der „embedded generation“ in United Kingdom eingesetzt wird.
- CenDEP – Centre for distributed Energy and Power – <http://www.cendep.csiro.au>: CenDEP ist eine Kooperation mehrerer Organisationen, die in Zusammenarbeit mit CSIRO (Forschungszentrum Commonwealth) Projekte zur Verbreitung der DE in Australien durchführen. Neben technischen Forschungsprojekten wird auch die Zusammenarbeit mit Behörden und Regulatoren gesucht.

## 6 Zusammenfassung

Dezentrale Energieerzeugung wird in Zukunft eine wesentliche Rolle im Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt einnehmen. Die Richtlinie 2003/54/EG [7] definiert DEA als Anlagen, die an ein Verteilernetz angeschlossen sind. Um die Situation und Veränderung in Österreich besser beschreiben zu können, wurde im Rahmen dieser Studie auf Verteilernetze auf Nieder- und Mittelspannungsebene abgestellt.

Österreich besitzt unter den genannten Voraussetzungen bereits einen Anteil von 14 % dezentraler Erzeugung (Stand 2003), siehe Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2. Dieser Anteil an der Gesamtstromproduktion unterliegt Schwankungen, welche sich u.a. über das Wasserdargebot erklären lassen.

Aus unterschiedlichen Gründen wird sich dieser Anteil in den nächsten Jahren erhöhen:

- Gezielte Förderung von Ökostromanlagen (Kleinwasserkraft, Biomasse, Windenergie, Photovoltaik, etc.) durch das Ökostromgesetz, die zumeist DEA darstellen.
- Veränderte Marktbedingungen, welche die Implementierung von DEA erleichtern (Technologieentwicklung, Marktpreisänderungen, Kostendegressionen aufgrund vermehrter Produktion, konstante Verbrauchssteigerung über die letzten Jahre, geändertes Konsumentenverhalten).
- Starker Fokus der Europäischen Union auf Erhöhung der Importunabhängigkeit der Europäischen Mitgliedstaaten, kombiniert mit dem Themenkomplex Versorgungssicherheit.

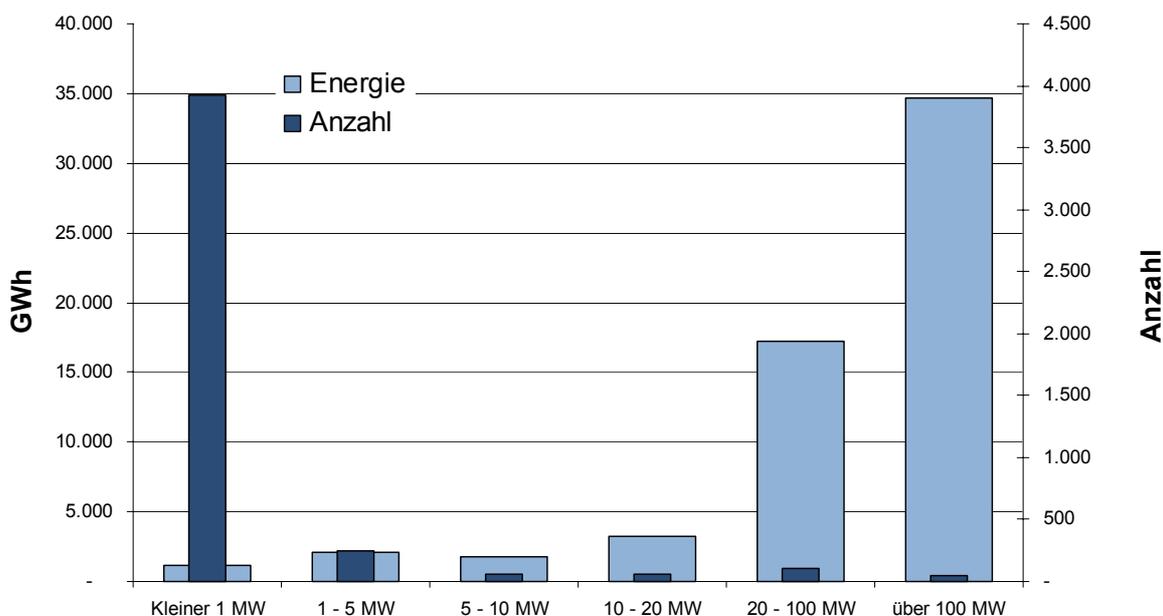


Abbildung 6-1: Anzahl und Erzeugung in zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen im Jahr 2003 [16]

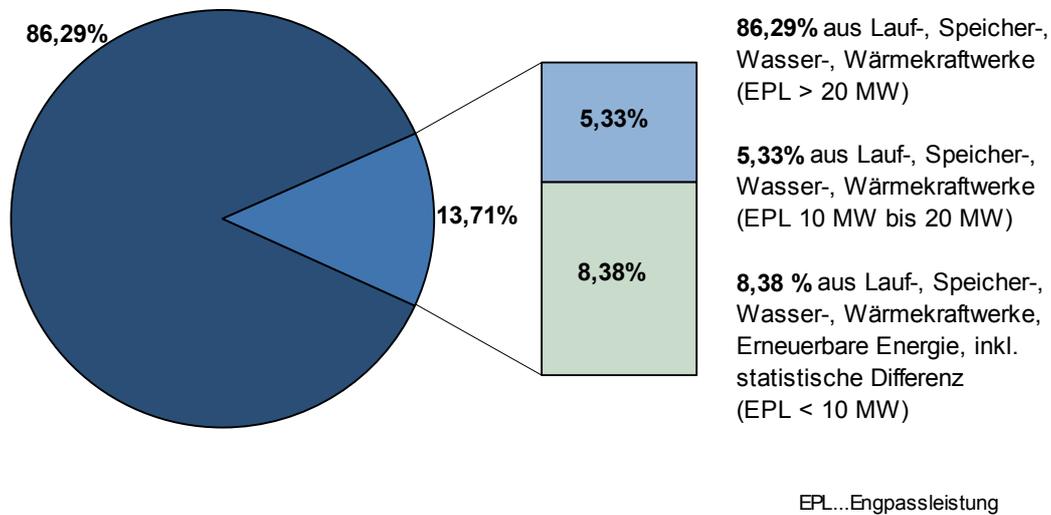


Abbildung 6-2: Prozentueller Anteil der Jahresstromerzeugung in Österreich im Jahr 2003 nach den Kraftwerksengpassleistungsklassen [16]

Die Basis für die Analyse innerhalb dieser Studie stellt ein Vergleich der unterschiedlichen Charakteristika von dezentralen Erzeugungstechnologien dar. Die wesentlichen Ergebnisse dieses Vergleichs sind:

- Große Bandbreite von einsetzbaren Technologien ist vorhanden.
- Es existieren weit entwickelte Technologien, wie Biomassekraftwerke oder Mikrogasturbinen; einige Technologien, wie Brennstoffzellen, sind jedoch noch von der Marktreife entfernt.
- Abhängig vom Primärenergieträger lassen sich DEA in gut prognostizierbare (thermische DEA) und eher schlecht prognostizierbare DEA (Wind, Photovoltaik) unterteilen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Technologieuntersuchung wurde der Einfluss der DEA auf das Stromnetz untersucht.

Die DEA beeinflussen nach der vorherrschenden Integrationsdichte mäßig den Betrieb von Netzen, was jedoch bei der Netzanschlussbewertung zu diskutieren ist. Durch den kontinuierlichen Anstieg von DEA in Netzen sind für den Betrieb der Netze u.a. die Bereitstellung von Erzeugungsreserve, das Blindleistungsmanagement, Netzverluste und die Spannungsänderungen zu berücksichtigen.

Untersuchungen zur Anschlussbewertung bestätigen, dass die DEA auf Verteilernetzsysteme u.a. folgende Auswirkungen haben:

- Blindleistung,
- Inselbetrieb,

- Kurzschlussleistung,
- Netzkapazitäten im Verteiler- und Übertragungsnetz,
- Netzurückwirkungen,
- Netzschutz,
- Netzverluste,
- Spannungsqualität,
- Versorgungszuverlässigkeit.

Ein zukünftiges Verteilernetzmanagement mit eingebundenen DEA samt Parameter, die dabei zu messen sind, wurde in der Studie behandelt. Es hat sich gezeigt, dass bei vermehrtem Einsatz von DEA das Verteilernetzmanagement angepasst werden soll und zukünftig durch die aktive Einbindung und Werterfassung, sowie die zentrale Steuerung ein „aktives dezentral aufgebautes“ Verteilernetz organisiert werden kann. Über dieses „aktive“ Netzwerk der Zukunft kann der Zusammenhang zwischen Verbrauch und Erzeugung optimal beeinflusst und so die zur Verfügung stehenden Ressourcen besser genutzt werden. Somit könnten z.B. Leitungsabgänge mit kontrollierten bzw. überwachten Bereichen verwirklicht werden. Diese möglichen Regionen haben aber auch technische Herausforderungen in sich, denn z.B. die Spannungsqualität und das Verhalten des Netzes im Fehlerfall sind zu berücksichtigen.

Ebenfalls untersucht wurde die Frage, inwieweit DEA den Netzausbau verringern bzw. verzögern können und welchen Einfluss dies auf die Netzkosten hat. Zur Analyse dieser Frage wurden drei Szenarien entwickelt (keine dezentrale Erzeugung, aktueller Anteil an dezentraler Erzeugung, steigender Anteil an dezentraler Erzeugung). Die Abbildung 6-3 zeigt beispielhaft jene Faktoren, welche reduzierend auf die tatsächlichen Netzkosten wirken.

Als theoretisches exemplarisches Beispiel wurde außerdem gezeigt, dass der Zubau dezentraler Erzeugung Veränderungen der Netznutzungsentgelte hervorrufen könnte, sofern unterstellt wird, dass Änderungen der Netzkosten und der Abgabe-Mengengerüste der Netzebenen vollständig durch Anpassungen der Entgelte gemäß der geltenden Kostenwälzungsprinzipien berücksichtigt würden.

Dies liegt daran, dass die zum Teil erheblichen Veränderungen der Bezugsmengen aus überlagerten Ebenen einen deutlichen Einfluss auf die Netznutzungsentgelte haben könnten, da die Kostenwälzung im wesentlichen nach dem „Netto-Prinzip“ erfolgt. Unter der Annahme, dass die Veränderungen der Bezugsmengen einschließlich der sich dann ergebenden Wälzkosten unmittelbar bei einer Neufestlegung der Netznutzungsentgelte berücksichtigt würden, ergäbe sich in den oberen Netzebenen eine teilweise deutliche Zunahme der Netznutzungsentgelte, während diese in den unteren Netzebenen abnehmen würden.

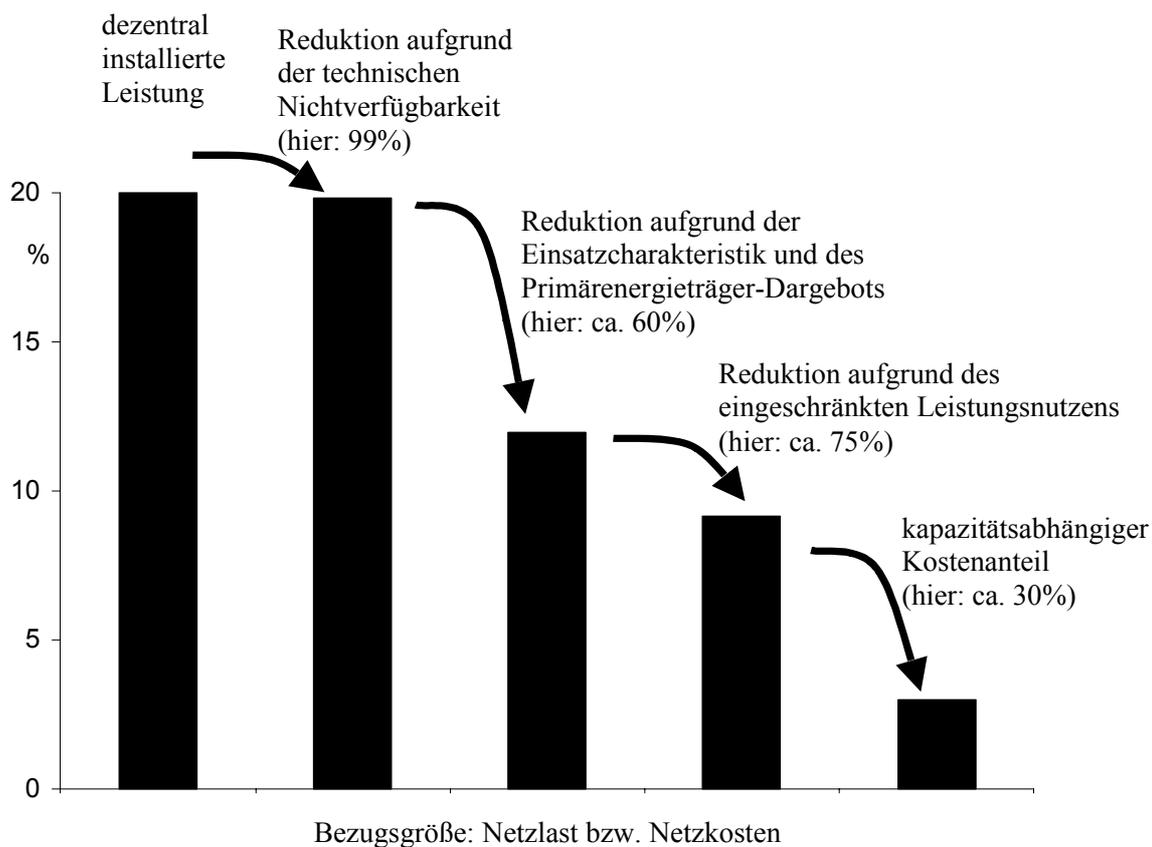


Abbildung 6-3: Einflussfaktoren auf Netzkostenänderung am Beispiel der Netzebene 4 (Grenzfall: dezentrale Erzeugungsanlagen gleichmäßig verteilt) [6]

Die DEA werden einen wesentlichen Anteil an der zukünftigen österreichischen, aber auch an der europäischen Elektrizitätsversorgung einnehmen. Dabei lässt sich festhalten, dass der Zubau dezentraler Erzeugung nur einen sehr geringen Einfluss auf den Netzausbau und die Netzkosten hat. Die oftmals antizipierten Vorteile (Einsparungen im Bereich der Netzkosten, Rückbau von Netzen, autarke Versorgungsgebiete) lassen sich unter Wahrung des hohen Niveaus an Versorgungssicherheit nur bedingt darstellen.

## 7 Anhang

Die für diese Studie wesentlichen Grundinformationen und Ergebnisse aus Untersuchungen und Analysen über:

- Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten,
- Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten,
- ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung,

sind in [4], [5] und [6] enthalten.

Diese drei genannten Werke stehen auf der Website der Energie-Control GmbH ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)) zur allgemeinen Verfügung.

## 8 Literatur

- [1] Energie-Control GmbH: Leitfaden für den liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Österreich. August 2001
- [2] Sustelnet: Review of Technical Options and Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks. Final Version 1.1, [www.sustelnet.net](http://www.sustelnet.net)
- [3] Karl, J.: Dezentrale Energiesysteme. München – Oldenbourg Verlag, 2004
- [4] Neuhofer, W.: Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten. Diplomarbeit, FH-Kapfenberg, 2004
- [5] Institut für Elektrische Anlagen – TU-Graz: Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [6] Consentec: Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [7] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG
- [8] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt Nr L 027 vom 30. Jänner 1997 S 0020 - 0029
- [9] ElWOG, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl 1998/143, in der Fassung des BGBl 2000/121 und BGBl 2002/149
- [10] Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt
- [11] Ökostromgesetz, BGBl. I 149/2002, kundgemacht am 23.08.2002
- [12] Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates
- [13] Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik
- [14] Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG
- [15] Pointcarbon: Carbon Market Monitor. [www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com)
- [16] Energie-Control GmbH: Betriebsstatistik 2003, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

- [17] Energie-Control GmbH: Bericht über die Ökostrom-Entwicklung und Kraft-Wärme-Kopplung, Juni 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [18] Energie-Control GmbH: „Zahlen, Daten, Fakten“, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [19] Energie-Control GmbH: Studie „Erdgasversorgungssicherheit in Österreich Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen“, 2003, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [20] Fachverband Gas Wärme, Zahlenspiegel 2004, [www.gaswaerme.at](http://www.gaswaerme.at)
- [21] OGP: Enlarged EU/EEA gas supply (2002), [www.ogp.org.uk/pubs/340.pdf](http://www.ogp.org.uk/pubs/340.pdf)
- [22] Baehr: Thermodynamik, 9. Auflage, Springer Lehrbuch, 1996
- [23] Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.: Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich, Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH, 2003, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [24] De Wilde, L.: Enabling Offshore Wind Developments, Presentation, Brüssel, 17. November 2004
- [25] IG Windkraft: Windenergie in Österreich (Stand 31. Dezember 2003). [www.igwindkraft.at](http://www.igwindkraft.at)
- [26] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W: Erneuerbare Energien, 3. Auflage, Springer, 2003
- [27] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A, Version 1.3, 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [28] Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostrom festgesetzt werden, BGBl, II Nr.508/2002
- [29] Bundesgesetz, mit dem das Wasserrechtsgesetz 1959 und das Wasserbautenförderungsgesetz 1985 geändert werden sowie das Hydrographiegesetz aufgehoben wird, BGBl 2003/82
- [30] Behrens, P.; Stachorra, E.; Paetzold, J.; Bergs, D.: Einfluss der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen, ETG-Fachtagung 4.-5. Februar 2003, Mannheim
- [31] Energie-Control GmbH: Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich, Ergebnisse 2003, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [32] DIN EN 61000-4-30: 2004: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 4-30: Prüf und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität (IEC 61000-4-30: 2003)

- [33] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D2, Version 2.1, 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [34] Böse, C.; Lehwald, N.: Leitprojekt EDISON: Dezentrale Erzeugungsanlagen zur Verbesserung der Versorgungsqualität, ETG-Fachtagung 4.-5. Februar 2003, Mannheim
- [35] Stranner, B.: Netzanbindung von Windenergieanlagen und Biomasseanlagen, Diplomarbeit, Februar 2003, TU-Graz
- [36] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D4, 2001, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [37] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D3, Version 2.0, 2004,
- [38] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D1, Version 2.0, 2004, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [39] ÖVE/ÖNORM EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [40] Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden, Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, SNT-VO 2003
- [41] Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden, Systemnutzungstarife-Verordnung, SNT-VO 2003
- [42] Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, SNT-VO 2003,
- [43] Schiebelsberger, B.; Zimmermann, W.: Einsatz dezentraler regenerativer Erzeugung im Mittel- und Niederspannungsnetz unter dem Aspekt der Systemführung
- [44] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil E, 2001, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [45] Elektrotechnikgesetz 1992, BGBl.Nr. 106/1993
- [46] Elektrotechnikverordnung 2002, ETV 2002, BGBl. II Nr. 222/2002
- [47] UCTE Regeln, [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- [48] Pilo, F.: Meshed Distribution Network to Maximize the Exploitation of Embedded Generation, Presentation, Amsterdam, 28.04.2004
- [49] European Commission, European distributed energy resources projects, 6th Framework Programme EUR 21239, 2004
- [50] Sedmidubsky, A.: Energieverwertungsagentur: Informationen zu EU-Förderprogrammen, Juli 2003

[51] Hüttler, W.: Neue EU-Richtlinie: Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden,, Energieverwertungsagentur Wien, Februar 2003

[52] EU-Cluster "Integration of RES + DG", <http://www.clusterintegration.org/>