

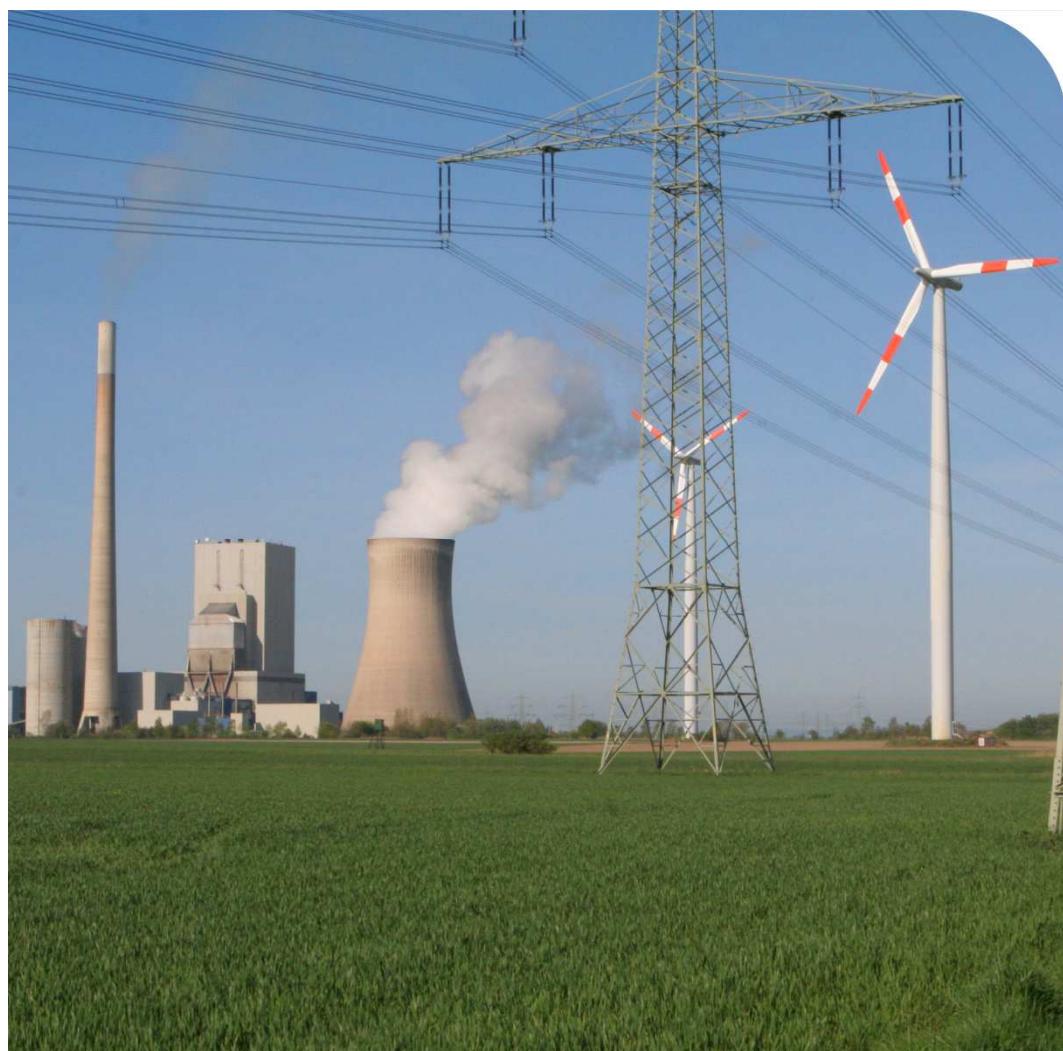
Energieversorgung

Skriptum zur Vorlesung 370.002

Univ. Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

VO, 2 h, 3 ECTS

Version vom 04.10.2015



Allgemeine Prüfungsbedingungen für die Vorlesung Energieversorgung (EV) ab 2014W

2014W, LVA Nr. 370.002, VO 2.0, ECTS 3.0

Ab Jänner 2015 wird die Prüfung für die LVA nur mehr schriftlich durchgeführt. Die schriftliche Prüfung wird deswegen dann nicht mehr wie bisher aus 4 Rechenaufgaben plus Abfrage der 5 Sicherheitsregeln, sondern aus 3 Rechenaufgaben, der Abfrage der 5 Sicherheitsregeln sowie einem Block mit Verständnisfragen (im Punkteumfang wie eine Rechenaufgabe) bestehen.

Die schriftliche Prüfung muss positiv absolviert werden ($\geq 50\%$).

Die verpflichtende mündliche Prüfung nach absolviert schriftlicher Prüfung entfällt für die Absolventen der neuen schriftlichen Prüfung. Studierende, die die schriftliche Prüfung nach dem alten Modus bis Dezember 2014 erfolgreich absolviert haben, müssen wie bisher gehandhabt weiterhin innerhalb von 3 Jahren nach positiver absolviert schriftlicher Prüfung eine verpflichtende mündliche Prüfung ablegen. Neben den dazu bereits im TISS angekündigten Terminen werden die Termine nach Email an pruefung@ea.tuwien.ac.at individuell vereinbart.

Bei der schriftlichen Prüfung ist nach Entgegennahme der schriftlichen Aufgaben ein Rücktritt grundsätzlich nicht möglich. Wird keine Ausarbeitung abgegeben, wird die Prüfung mit "nicht genügend" beurteilt.

Die Prüfungszeit bei der schriftlichen Prüfung beträgt 120 min.

Bitte Taschenrechner (TI 30 oder vergleichbares Gerät), Schreibutensilien und Studentenausweis mitbringen. Alle weiteren Unterlagen und Materialien, die für die schriftliche Prüfung benötigt werden (Formelsammlungen, Papier, ...) werden während der Prüfung zur Verfügung gestellt. Die Verwendung von Skripten, grafikfähigen Taschenrechnern, Mobiltelefonen und sonstigen technischen Hilfsmitteln ist nicht gestattet.

Pro Jahr stehen mehrere Prüfungstermine zur Auswahl. Die aktuellen Termine sind im TISS (<https://tiss.tuwien.ac.at>) zu finden. Die An- und Abmeldung zur schriftlichen Prüfung erfolgt via TISS (beachten Sie hierbei die jeweils gültigen Fristen). Es ist zu beachten, dass es gegebenenfalls zu einer Teilnehmerbeschränkung kommen kann. Dann ist die Anmeldereihenfolge ausschlaggebend.

Am Ende jedes Kapitels finden sich Verständnisfragen. Das sichere Verständnis der Antwort (nicht nur „auswendig gelernt“) ist Ziel der Lehrveranstaltung und guter Indikator für eine erfolgreiche Vorbereitung zum Frageteil der schriftlichen Prüfung. Als Anhaltspunkt für den Rechenaufgaben-teil können die ehemaligen Prüfungsaufgaben, die unter <http://www.ea.tuwien.ac.at/lehre/pruefungen/> abgerufen werden können, sowie die Rechenbeispiele im Skriptum dienen.

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik, Oktober 2014

Hinweise zu Fehlern und notwendigen Korrekturen sowie Anregungen zur besseren Verständlichkeit und Ergänzung des Skriptums an gawlik@ea.tuwien.ac.at werden erbeten.

Dieses Skriptum dient ausschließlich der Erläuterung und Begleitung der o.g. Lehrveranstaltung und darf nicht außerhalb des TISS (TU Wien Informations-Systeme und Services) weitergegeben oder veröffentlicht werden.

Inhalt

1	Einleitung.....	1
1.1	Maße und Einheiten in der Energieversorgung	1
1.2	Energiebedarf des Menschen.....	2
1.3	Energieverbrauch der Menschheit.....	3
2	Grundlagen der Energieversorgung.....	9
2.1	Allgemeine Grundlagen der Energieversorgung	9
2.1.1	Aufgaben der Energieversorgung	9
2.1.2	Nichterneuerbare Primärenergieträger, Reserven und Ressourcen [1]	9
2.1.3	Erneuerbare Energien	11
2.2	Energieversorgung in Europa und weltweit [2]	12
2.3	Energieversorgung Österreichs [2].....	15
2.3.1	Energieflussdiagramm und Endverbrauch	15
2.3.2	Kohle	18
2.3.3	Erdöl und Erdölprodukte.....	18
2.3.4	Erdgas	20
2.3.5	Erneuerbare Energien	22
2.3.6	Elektrische Energie.....	24
2.3.7	Fernwärme.....	28
2.4	Elektrische Energieversorgung.....	29
2.4.1	Aufgaben elektrischer Energiesysteme.....	29
2.4.2	Gleich-, Wechsel- und Drehstromsysteme	29
2.4.3	Die fünf Sicherheitsregeln.....	31
2.5	Literatur.....	32
2.6	Verständnisfragen	32
3	Grundlagen der Berechnung	33
3.1	Wechselstromsysteme	33
3.1.1	Grundlagen der Wechselstromsysteme	33
3.1.2	Komplexe Wechselstromrechnung	34
3.1.3	Leistungen in Wechselstromsystemen.....	36
3.2	Drehstromsysteme.....	39
3.2.1	Definitionen in Drehstromsystemen.....	39
3.2.2	Drehoperatoren.....	41
3.2.3	Leistungen im Drehstromsystem	42
3.3	Symmetrische Komponenten	43
3.3.1	Transformationsvorschrift	43
3.3.2	Symmetrische Impedanzkomponenten	48

3.3.3	Berechnung symmetrischer Betriebszustände in symmetrischen Komponenten.....	52
3.3.4	Berechnung unsymmetrischer Betriebszustände in symmetrischen Komponenten....	54
3.4	Weitere Transformationen für Drehstromsysteme	60
3.4.1	Raumzeiger und Nullgröße.....	60
3.4.2	Clarke-Transformation.....	61
3.4.3	Park-Transformation.....	63
3.5	Aufgaben	64
3.5.1	Zweiphasige Leitungsunterbrechung (ehemalige Klausuraufgabe).....	64
3.5.2	Lösung.....	65
3.6	Verständnisfragen	66
4	Betriebsmittel in elektrischen Energiesystemen.....	69
4.1	Elektrische Leitungen.....	69
4.1.1	Freileitungen	69
4.1.2	Kabel	72
4.1.3	Eigenschaften der homogenen Leitung	74
4.1.4	Bestimmung der Leitungsparameter.....	80
4.1.5	Betrieb von Drehstromleitungen	86
4.2	Transformatoren.....	100
4.2.1	Einsatz und Bauarten von Transformatoren.....	100
4.2.2	Schaltgruppen	104
4.2.3	Modelle und rechnerische Behandlung	106
4.2.4	Betrieb von Transformatoren	110
4.3	Rotierende elektrische Maschinen.....	117
4.3.1	Synchronmaschinen.....	118
4.3.2	Asynchronmaschine	120
4.4	Drosselspulen.....	121
4.5	Kondensatoren	123
4.6	Schaltgeräte	123
4.7	Schaltanlagen.....	123
4.8	Überspannungsableiter.....	125
4.9	Leistungselektronik.....	127
4.10	Literatur.....	128
4.11	Verständnisfragen	128
5	Energiewandlung	131
5.1	Übersicht.....	131
5.2	Gasturbinenkraftwerke.....	134
5.2.1	Gasturbinen	134
5.2.2	Funktionsprinzip der Gasturbinen.....	138
5.2.3	Bauformen von Gasturbinen	138

5.2.4	Einsatz von Gasturbinenkraftwerken.....	140
5.3	Dampfkraftwerke	141
5.4	Kernkraftwerke.....	145
5.5	Wasserkraftwerke.....	147
5.5.1	Einleitung	147
5.5.2	Bauformen von Wasserkraftmaschinen.....	154
5.5.3	Wirkprinzip der Wasserturbinen.....	159
5.5.4	Bau und Betrieb von Wasserkraftwerken	161
5.6	Windkraft.....	165
5.6.1	Historischer Entwicklung [6].....	165
5.6.2	Dargebot der Windenergie	166
5.6.3	Windkraftkonverter	173
5.6.4	Aufgabe: Betz'sches Gesetz	183
5.7	Solare Energieerzeugung.....	185
5.7.1	Solarthermie	186
5.7.2	Photovoltaik.....	193
5.8	Literatur.....	196
5.9	Verständnisfragen	196
6	Betriebsvorgänge und Störungen.....	197
6.1	Grundlagen der Netzplanung.....	197
6.2	Lastflussberechnung.....	198
6.2.1	Übertragbare Leistung	198
6.2.2	Leistungsfluss in Netzen ohne Spannungsstützung.....	201
6.2.3	Leistungsfluss in Netzen mit Spannungsstützung.....	202
6.2.4	Lastfluss-Berechnungsverfahren.....	204
6.3	Kurz- und Erdschlüsse	206
6.3.1	Fehlerarten und ihre Ursachen.....	206
6.3.2	Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes in Wechselstromsystemen	207
6.3.3	Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes in Drehstromsystemen.....	209
6.3.4	Prinzipielle Vorgehensweise bei der Kurzschlussstromberechnung.....	211
6.3.5	Berechnung des Stossstromes	213
6.3.6	Symmetrische und unsymmetrische Fehler.....	216
6.3.7	Aufgaben und Auslegung von Erdungsanlagen.....	227
6.4	Stabilität	228
6.4.1	Übersicht der Generatorregelung.....	229
6.4.2	Erregersysteme	230
6.4.3	Spannungsregelung	231
6.4.4	Stabilität von Generatoren	235
6.4.5	Leistungs- und Frequenzregelung von Generatoren.....	237

6.5	Weitere Betriebsvorgänge und Störungen	239
6.6	Literatur.....	239
6.7	Verständnisfragen	240
7	Netzführung und Netzregelung.....	241
7.1	Das europäische Verbundnetz.....	241
7.2	Regelblöcke und Regelzonen.....	242
7.3	Leistungs-Frequenz-Regelung.....	243
7.4	Systemfrequenz.....	245
7.5	Primärregelung	245
7.5.1	Ziel	245
7.5.2	Grundlagen.....	245
7.5.3	Beschaffung von Primärregelleistung in Österreich.....	248
7.6	Sekundärregelung	248
7.6.1	Ziel/Funktion	248
7.6.2	Grundlagen.....	249
7.6.3	Netzkennlinienverfahren.....	249
7.6.4	Der Sekundärregler	251
7.6.5	Regelhierarchie und Organisation	251
7.6.6	Sekundärregelbereich und -reserve	252
7.6.7	Beschaffung von Sekundärregelreserve in Österreich.....	253
7.7	Tertiärregelung.....	254
7.7.1	Ziel	254
7.7.2	Grundlagen.....	254
7.7.3	Beschaffung von Tertiärregelreserve in Österreich	255
7.8	Literatur.....	256
7.9	Verständnisfragen	256
8	Strommarkt – Grundprinzipien und -prozesse.....	257
8.1	Grundprinzipien des österreichischen Strommarktmodells.....	257
8.2	Marktteilnehmer und ihre Aufgaben.....	257
8.3	Bilanzgruppen.....	259
8.4	Marktprozesse.....	261
9	Wirtschaftlichkeit in der Energieversorgung	277
9.1	Aufgaben der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	277
9.2	Methoden zur Wirtschaftlichkeitsanalyse	277
9.2.1	Benchmarking	277
9.2.2	Kosten- und Gewinnanalyse	278
9.2.3	Rentabilitätsvergleich.....	279
9.2.4	Investitionsrechnung	279
9.3	Stromgestehungskosten	285

9.3.1	Definitionen	285
9.3.2	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten	287
9.3.3	Vergleich unterschiedlicher Kraftwerkstypen	291
9.3.4	Das kalorische Kostenäquivalent	291
9.4	Kraftwerkseinsatzoptimierung.....	292
9.5	Aufgaben	295
9.5.1	Wirtschaftlicher Vergleich zweier Kraftwerkstypen.....	295
9.5.2	Barwertvergleich zweier Kraftwerkstypen.....	295
9.6	Literatur.....	296
9.7	Verständnisfragen	296

1 Einleitung

1.1 Maße und Einheiten in der Energieversorgung

In der Energieversorgung sind unterschiedliche Maße und Einheiten gebräuchlich. Diese werden im Folgenden kurz vorgestellt, und es wird erläutert, wie sie ineinander umgerechnet werden können.

Darüber hinaus unterscheiden sich die zu betrachtenden Zahlenwerte oft um mehrere Größenordnungen voneinander. Vielfache werden entsprechend Tabelle 1-1 bezeichnet.

	Abkürzung	Faktor	in Worten
Kilo	k	$\times 10^3$	Tausend
Mega	M	$\times 10^6$	Million
Giga	G	$\times 10^9$	Milliarde
Tera	T	$\times 10^{12}$	Billion
Peta	P	$\times 10^{15}$	Billiarde
Exa	E	$\times 10^{18}$	Trillion

Tabelle 1-1: Bezeichnung von Vielfachen

Die SI-Einheit für die **Leistung** ist **Watt** (abgekürzt W), in anderen SI-Einheiten ausgedrückt VA oder $m^2 \cdot kg \cdot s^{-3}$. Die SI-Einheit für die **Energie** ist **Joule** (abgekürzt J), in anderen SI-Einheiten ausgedrückt N·m, Ws oder $m^2 \cdot kg \cdot s^{-2}$. Energie und Leistung hängen über den Faktor Zeit zusammen.

Um die Größenordnungen unterschiedlicher Leistungen besser einschätzen zu können, kann man folgende Leistungen miteinander vergleichen:

- Beleuchtungskörper im Haushalt (z.B. Glühbirnen): $5\text{ W}^1 - 100\text{ W}$
- Haartrockner: $1\text{ kW} = 1.000\text{ W}$
- Mittelklasse-PKW: $100\text{ kW} = 100.000\text{ W}$
- ICE 3 (Halbzug): $8\text{ MW} = 8.000.000\text{ W}$
- Großkraftwerk (thermisch): $1.000\text{ MW} = 1.000.000.000\text{ W}$

Ein gebräuchliches Maß für die Energie in Elektroenergiesystemen ist die Kilowattstunde (kWh). Bei der Betrachtung ganzer Länder verwendet man zur leichteren Handhabbarkeit oft Terawattstunden (TWh), also 10^{12} Wh bzw. 10^9 kWh .

Tabelle 1-2 zeigt die Umrechnung in andere Maßeinheiten für die Energie.

	kJ	kWh	toe	kcal
1 Kilojoule (kJ)	1	$0,278 \times 10^{-3}$	$0,024 \times 10^{-6}$	0,208
1 Kilowattstunde (kWh)	3.600	1	$0,086 \times 10^{-3}$	747,5
1 t Rohölleinheit (toe)	$41,868 \times 10^6$	$11,63 \times 10^3$	1	$8,693 \times 10^6$
1 Kilokalorie (kcal)	4,186	$1,338 \times 10^{-3}$	$0,115 \times 10^{-6}$	1

Tabelle 1-2: Umrechnungsfaktoren

¹ Durch den Ersatz von „klassischen“ Glühbirnen durch Energiesparlampen inzwischen eher der untere Bereich der Leistung.

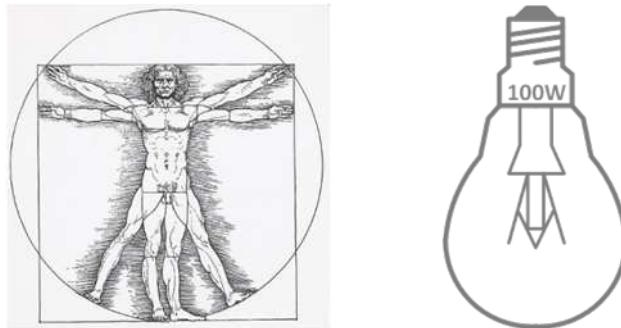
1.2 Energiebedarf des Menschen

Nach der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (FAO) liegt der durchschnittliche Energiebedarf einer Frau im Alter zwischen 20 und 30 Jahren, die 55kg wiegt und moderate körperliche Arbeit verrichtet, bei 2.410 Kilokalorien (kcal) oder 10.090 Kilojoule (kJ) pro Tag.

Auf vielen Lebensmittelverpackungen wird ein Richtwert von 2.000kcal bzw. 8.373kJ genannt. Das entspricht einer durchschnittlichen Leistung von

$$P = \frac{8.373 \text{ kJ}}{24 \cdot 60 \cdot 60 \text{ s}} = \frac{8.373 \cdot 10^3 \text{ Ws}}{24 \cdot 60 \cdot 60 \text{ s}} = 96,9 \text{ W} \quad (1-1)$$

was ungefähr der Leistung einer 100 W-Glühbirne gleichkommt.



Anhaltswerte für den menschlichen Energiebedarf:

- Vollkommene Muskelruhe 1.680 kcal/d = 80 W
- Ernährung in Entwicklungsland 1.800 kcal/d = 86 W
- Ernährung in Westeuropa 3.500 kcal /d = 170 W

Leistungsfähigkeit des Menschen (Gesamtwärmeabgabe):

- Ruhig sitzen, lesen und schreiben 100 W
- Leichte manuelle Arbeit im Stehen 150 W
- Mittelschwere Arbeit 200 W
- Schwerstarbeit > 300 W
- Tour de France-Spitzenfahrer beim Anstieg nach Alpe d'Huez > 450 W
- Vergleich: 1 PS (1 Pferdestärke) 736 W

1.3 Energieverbrauch der Menschheit

Weltweit² betrug der Primärenergieverbrauch im Jahr 2009 12.150 Mio t Erdöläquivalent (toe), was bei 1 toe = $41,868 \times 10^6$ kJ einer Leistung von

$$P_{Welt} = \frac{12150 \cdot 10^6 \text{ toe}}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 \text{ s}} = \frac{12150 \cdot 10^6 \cdot 41,868 \cdot 10^6 \text{ kWs}}{365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 \text{ s}} = 16,14 \cdot 10^9 \text{ kW} \quad (1-2)$$

entspricht. Ausgehend von einer Weltbevölkerung von 6,79 Mrd. Menschen im Jahr 2009³ ergibt das einen durchschnittlichen Pro-Kopf-Verbrauch von

$$P_{per\ capita2009} = \frac{16,14 \cdot 10^9 \text{ kW}}{6,79 \cdot 10^9} = 2,377 \text{ kW} \quad (1-3)$$

oder, in 100 W-Glühbirnen ausgedrückt, etwa 24 solcher Glühbirnen:



Der Primärenergieverbrauch ist bei weitem nicht gleich verteilt. Die Internationale Energieagentur (IEA)⁴ veröffentlicht für das Jahr 2008 folgende Daten:

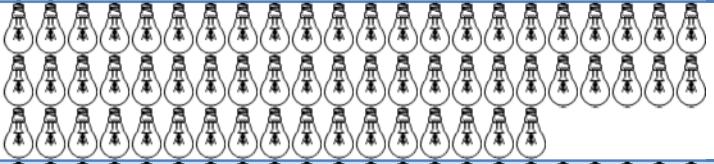
	Bevölkerung [Mio.]	TPES (Total primary energy supply) [Mio. toe]	
Welt	6688	12267	
OECD	1190	5422	
Mittlerer Osten	199	594	
Ex-UdSSR	285	1038	
Nicht-OECD Europa	53	107	
China	1333	2131	
Asien	2183	1410	
Latein-amerika	462	575	
Afrika	984	655	

Tabelle 1-3: Weltweiter Primärenergieverbrauch 2008 sowie Pro-Kopf-Verbrauch

² <http://www.bpb.de/wissen/QDNZZC,0,Prim%4renergieVersorgung.html>

³ <http://www.wolframalpha.com/input/?i=world+population+2009>

⁴ http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf

Innerhalb dieser Gruppen ist der Primärenergieverbrauch weiter ausdifferenziert, wie Tabelle 1-4 zeigt. Österreich befindet sich mit einem Pro-Kopf-Verbrauch von 3,99 toe (entsprechend dem Äquivalent von 53 100W-Glühbirnen) zwischen diesen Extremen und etwas über dem doppelten Wert des weltweiten Durchschnittes.

	Bevölkerung [Mio.]	TPES (Total primary energy supply) [Mio. toe]
Qatar	1,28	24,12
Österreich	8,34	33,25
Eritrea	5,00	0,68

Tabelle 1-4: Primärenergieverbrauch von Qatar, Österreich und Eritrea

Abbildung 1-1 zeigt, wie ungleich der Pro-Kopf-Verbrauch an Primärenergie weltweit verteilt ist. Sehr viele Menschen verbrauchen nur sehr wenig Energie, sehr wenige dagegen sehr viel davon. Das macht auch Abbildung 1-2 deutlich.

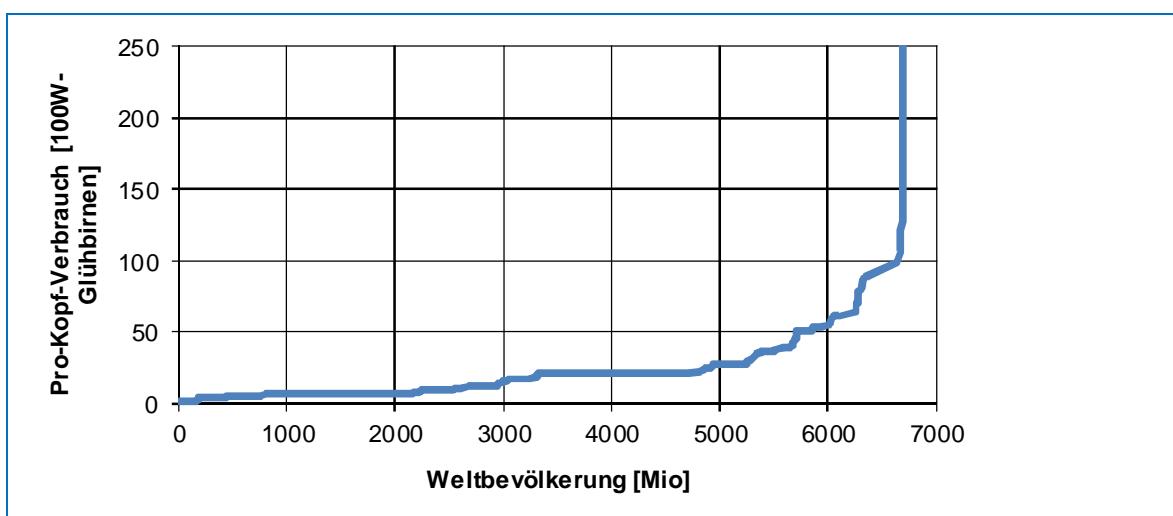


Abbildung 1-1: Spreizung des Pro-Kopf-Verbrauchs an Primärenergie

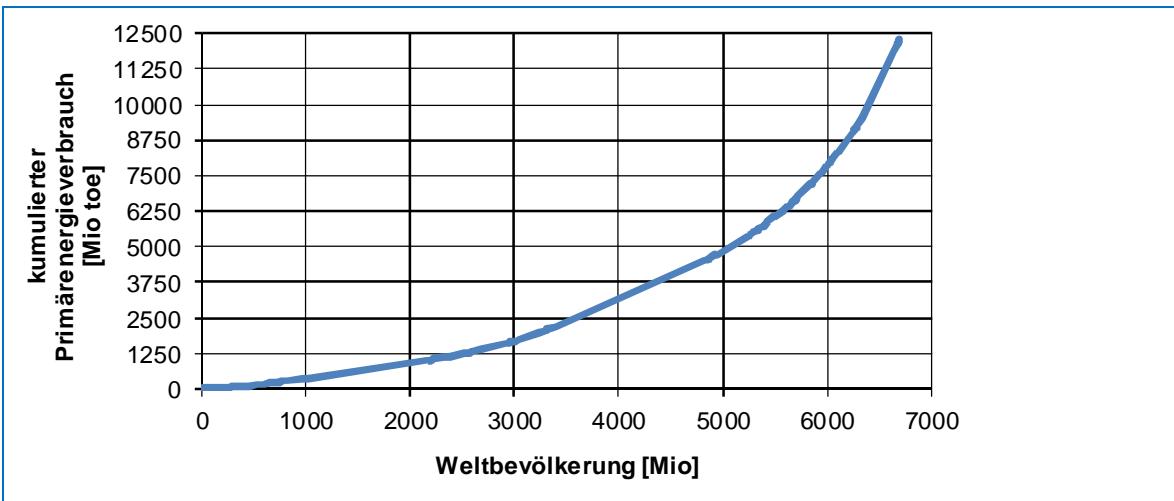


Abbildung 1-2: Kumulierter Primärenergieverbrauch 2008

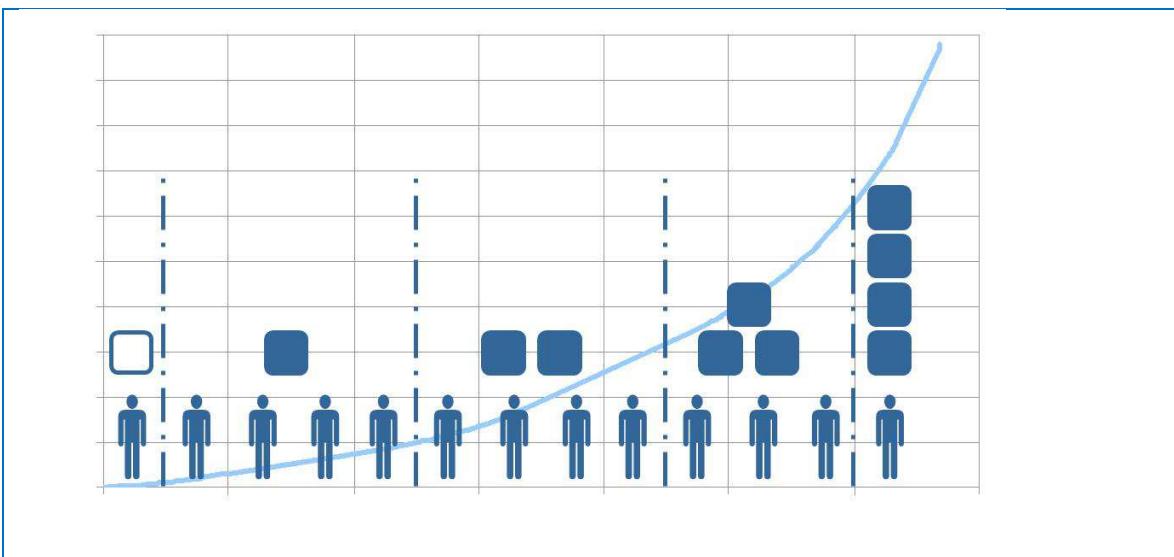


Abbildung 1-3: Aufteilung des weltweiten Primärenergiebedarfs

Etwas drastischer als in Abbildung 1-2 kann man die Aufteilung des weltweiten Primärenergiebedarfs in Abbildung 1-3 darstellen. Etwa eine halbe Milliarde Menschen haben praktisch keinen Zugang zu Energie. Zwei Milliarden Menschen teilen sich 10%, und weitere zwei Milliarden Menschen 20%. Eineinhalb Milliarden Menschen verbrauchen 30%, und schließlich eine halbe Milliarde Menschen 40% des gesamten Primärenergiebedarfs.

Bis ins Jahr 2025 wird ein Anstieg der Weltbevölkerung auf 8 Milliarden Menschen erwartet, bis ins Jahr 2050 auf 9,5 Milliarden Menschen. Das Wachstum der Weltbevölkerung führt zu einem vermehrten Energiebedarf. Es hängt von vielen Faktoren ab, z.B. von der Industrialisierung in den Entwicklungsländern, der Ausbildung und nationalen Maßnahmen zur Geburtensenkung. Das Bevölkerungswachstum findet dabei überwiegend in den Ländern statt, die einen geringen bis mittleren Pro-Kopf-Verbrauch aufweisen (Abbildung 1-4). Der Geburtenüberschuss liegt in den Industrieländern bei 0,6 %/a und in Entwicklungsländern bei 3 bis 4 %/a.

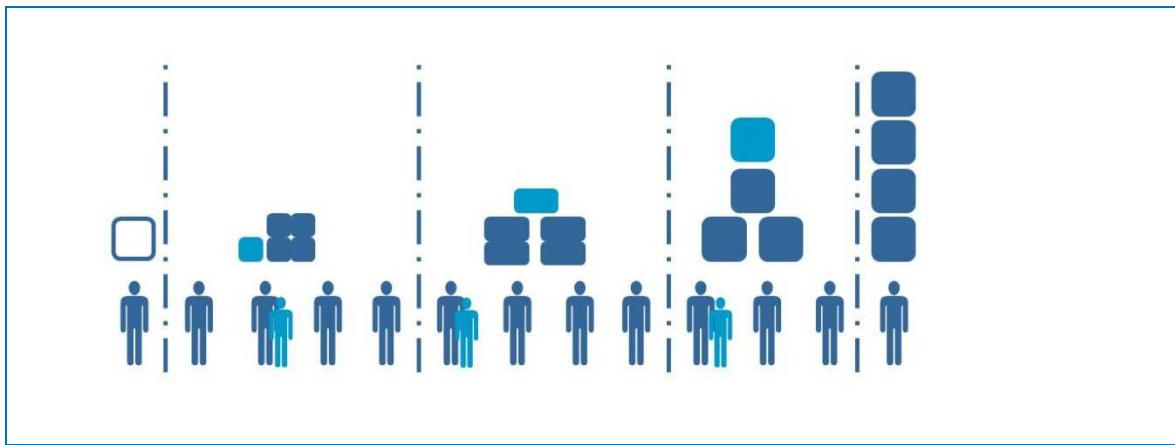


Abbildung 1-4: Anstieg des weltweiten Primärenergiebedarfs durch Bevölkerungswachstum bis 2025

Gleichzeitig sollte es Ziel internationaler Bestrebungen sein, die Lebensverhältnisse gerade der Menschen zu verbessern, die im Moment keinen oder nur eingeschränkten Zugang zu elementarer Versorgung und Infrastruktur haben. Dadurch wird sich der weltweite Primärenergiebedarf wesentlich mehr erhöhen als durch das Welt-Bevölkerungswachstum an sich (Abbildung 1-5).

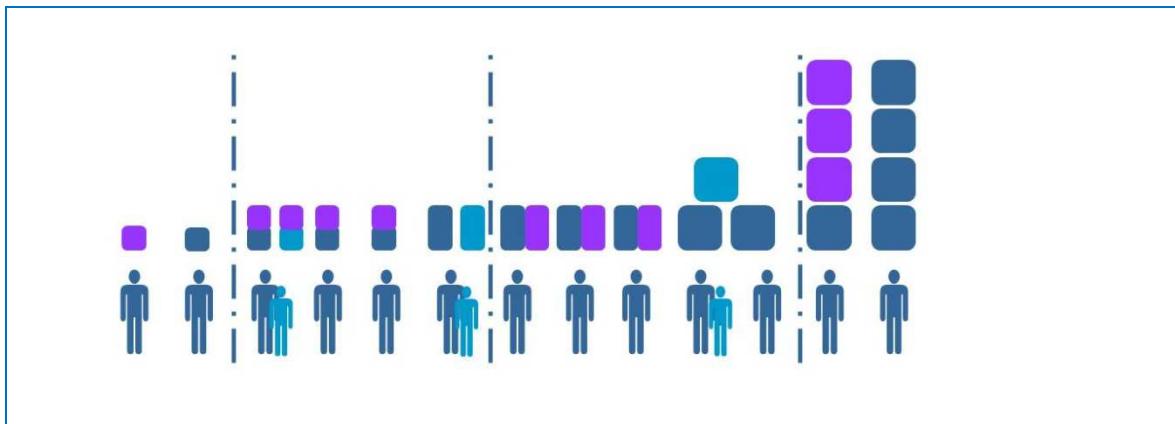


Abbildung 1-5: Anstieg des weltweiten Primärenergiebedarfs durch Verbesserung der Lebensumstände

Die Bevölkerungsentwicklung geht einher mit einer starken Verstädterung (Abbildung 1-6).

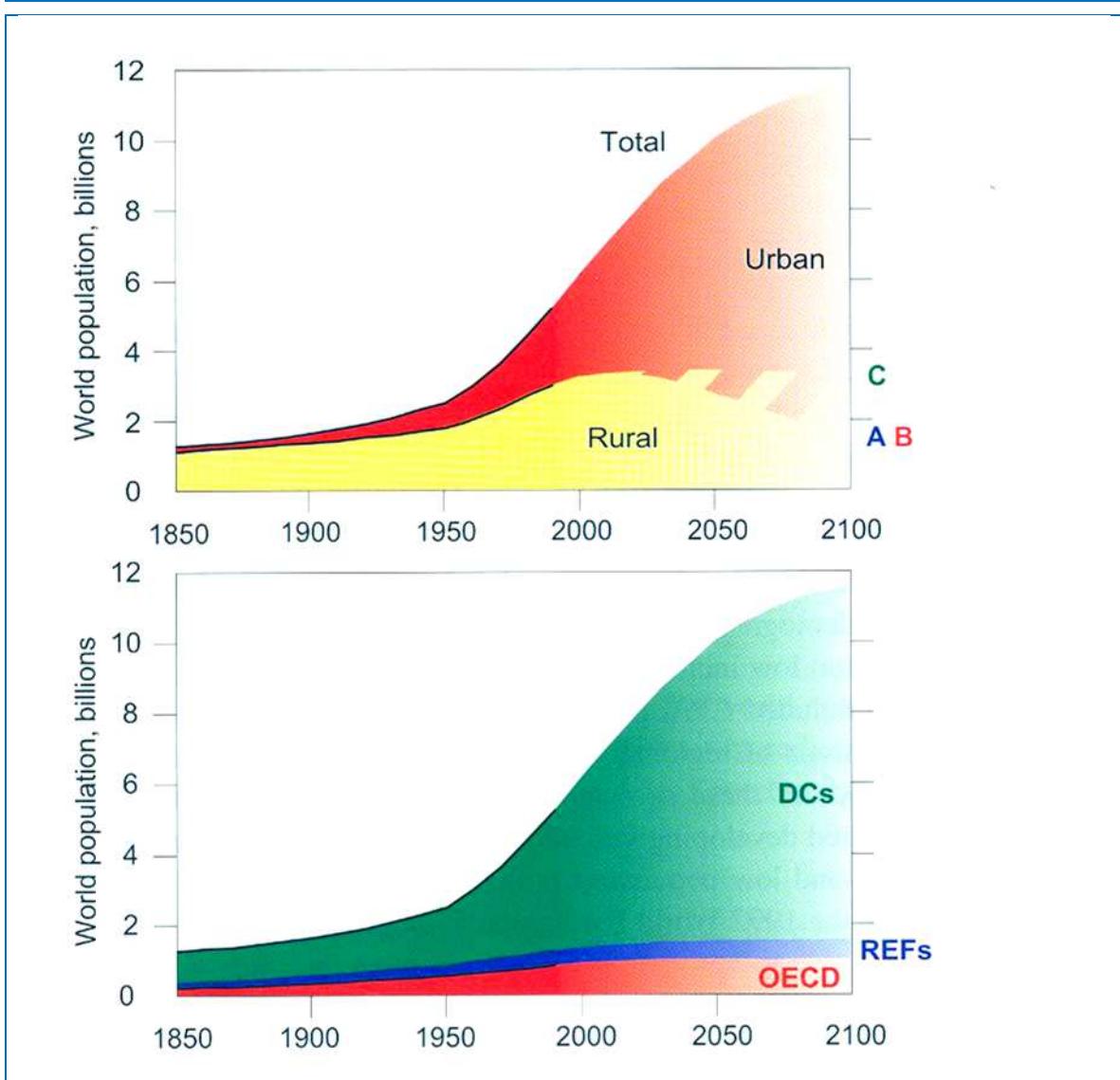


Abbildung 1-6: Verstädterung der Erde (oben: Weltbank, unten UN) [Quelle: Global Energy Perspectives, Nakicenovic/Grübler/McDonald]

Ein beträchtlicher Teil des weltweiten Primärenergiebedarfs entsteht bei der Erzeugung elektrischer Energie. Sowohl der anteilige als auch der absolute Wert werden sich im Zuge der oben skizzierten Entwicklung deutlich vergrößern.

Es ist Aufgabe der Energiesystemtechnik, jetzt und in Zukunft sicherzustellen, dass diese Energie wirtschaftlich, zuverlässig und umweltschonend erzeugt und übertragen werden kann. Dafür ist ein grundlegendes Verständnis der Vorgänge zur Erzeugung elektrischer Energie in Kraftwerken, der Übertragung elektrischer Energie vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs und der Anwendung elektrischer Energie notwendig. Die Vorlesung „Energieversorgung“ soll die Grundlagen für dieses Verständnis vermitteln.

2 Grundlagen der Energieversorgung

2.1 Allgemeine Grundlagen der Energieversorgung

2.1.1 Aufgaben der Energieversorgung

Energie stellt die Grundlage für die moderne Industriegesellschaft dar. Die Energieversorgung hat die folgenden Aufgaben:

- Primärenergieträger verfügbar machen (Kohle, Gas, Wasserkraft, Wind, Sonne)
- Umwandlung in verschiedene andere Energieformen (Elektrizität, Wärme)
- Transport der Energie zu den Endkunden (Strom-, Gas-, Wärmenetze)
- Verteilung der Energie bei den Endkunden (Hausanschluss für Strom, Gas, Wärme)

Diese Energieversorgung kann über vernetzte Systeme (Verbundnetz) und über dezentrale Kleinanlagen (z.B. Microgrid, Bordnetz eines Elektrofahrzeugs) erfolgen.

Energieversorgungssysteme sind wichtige Infrastrukturen für die Wirtschaft und Gesellschaft. Sie müssen dabei die folgenden Anforderungen erfüllen:

- **Sichere und zuverlässige Versorgung.** Jederzeit muss eine Versorgung mit Energie bei Bedarf der Kunden möglich sein. Unterbrechungen der Energieversorgung sollen so kurz wie möglich gehalten werden.
- **Wirtschaftliche Energieversorgung.** Die Kunden sollen die Energie zu einem bezahlbaren Preis, der möglichst langfristig stabil gehalten wird, erhalten können.
- **Umweltschonende Energieversorgung.** Die erforderliche Belastung der Umwelt durch Gewinnung, Umwandlung, Übertragung und Verteilung der Energie in Form von Emissionen, Verkehrsbelästigungen, Landschaftsverbrauch durch Leitungen und Windenergieanlagen usw. soll so gering wie möglich gehalten werden.

Die Energieversorgung stellt ein interessantes Berufsfeld mit vielfältigen Arbeitsmöglichkeiten in Technik, Wirtschaft, Versorgungsunternehmen und Politik dar.

2.1.2 Nichterneuerbare Primärenergieträger, Reserven und Ressourcen [1]

Die Energieversorgung der Welt verwendet heute vielfach noch fossile Energieträger. Dies sind Kohle (Braun- und Steinkohle), Erdgas und Erdöl. Dazu kommt noch Uran als **nichterneuerbarer Primärenergieträger** für Anlagen der nuklearen Energiewandlung. Die Vorkommen dieser nichterneuerbaren Energierohstoffe sind zwangsläufig begrenzt, auch wenn ihre Verfügbarkeit zum heutigen Zeitpunkt noch als gesichert gilt.

Reserven umfassen die sicher nachgewiesenen und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen in der Erdkruste. **Ressourcen** sind Vorkommen, die noch nicht wirtschaftlich zu fördern sind oder die noch nicht sicher ausgewiesen sind, aber aufgrund geologischer Indikatoren erwartet werden. Preissteigerungen an den Weltrohstoffmärkten und neue Explorationsergebnisse können Ressourcen in Reserven überführen.

$$\text{Reichweite} = \frac{\text{Weltvorräte}}{\text{Jahresbedarf}} \quad (2-1)$$

Die **statische Reichweite** nach Gleichung (2-1) stellt die heute bekannten Reserven bzw. Ressourcen mit dem heutigen Primärenergiebedarf in Beziehung. Sie ist damit keine Prognose, son-

dern lediglich eine hypothetische, rechnerische Kenngröße. Die tatsächliche Reichweite der nichterneuerbaren Primärenergierohstoffe unterscheidet sich von den in Tabelle 2-1 angegebenen Zeiträumen, weil bei steigendem Preis tendenziell zusätzliche Ressourcen exploriert und wirtschaftlich erschlossen werden können und ggf. gleichzeitig die Nachfrage sinkt. Das Problem der Zukunft sind daher nicht notwendigerweise die Reserven und Ressourcen, sondern die Auswirkungen ihrer Nutzung auf das Klima.

	Welt-reserven in Mrd. t	Welt-ressourcen in Mrd. t	Welt-verbrauch in Mio. t	Reichweite der Reser-vnen in Jah-ren
Erdöl (konventionell)	160	82	3.789,2	42
Erdöl (nicht-konventionell*)	66	250		17
Erdgas	176**	207**	2.79**	63
Steinkohle	785	4.060	4.646	169
Braunkohle	204	923	898	227
Uran	0,00474	ca. 0,010	0,070	68

Tabelle 2-1: Reichweite der Weltvorräte an fossilen Energieträgern 2006 [1]

* Schwerstöhl, Ölschiefer, Ölsande, ** in 1000 Mrd. m³

Steinkohle ist der Energierohstoff mit den weltweit größten Lagerstättenpotentialen und Vorratsmengen, die noch für viele Jahrhunderte die Versorgung sicherstellen können. Angesichts der sich schon heute abzeichnenden Verknappung von Erdöl und des zunehmenden Energiebedarfs von Schwellenländern wie China und Indien ist davon auszugehen, dass die Bedeutung der Steinkohle als Energierohstoff zunehmen wird.

Braunkohle ist ebenso wie die Steinkohle für viele Jahrhunderte verfügbar. Für das Nachbarland Deutschland ist sie ein wichtiger heimischer Energierohstoff, der keine staatlichen Subventionen oder Einspeisevergütungen zur wirtschaftlichen, wettbewerbsfähigen Stromversorgung benötigt. Der Einsatz der Braunkohle ist auf die Stromerzeugung am Ort der bergbaulichen Gewinnung begrenzt.

Erdöl kann voraussichtlich nur noch über wenige Jahrzehnte den weiterhin steigenden weltweiten Bedarf vollständig decken. Wann das weltweite Maximum der Rohölförderung („Globales Ölfördermaximum“, „peak oil“ bzw. „Hubbert Peak“) überschritten sein wird bzw. ob es schon überschritten wurde, ist in Expertenkreisen umstritten, da die weitere Entwicklung von zahlreichen Unwägbarkeiten bestimmt sein wird.

Erdgas wird noch viele Jahrzehnte als Energierohstoff zur Verfügung stehen. Durch die Notwendigkeit des Pipeline-Transports bleibt in der mittelbaren Zukunft eine enge Bindung der Verbraucherländer an wenige Hauptlieferländer bestehen. Die Bedeutung und die Möglichkeiten des Transports von verflüssigtem Erdgas (LNG) nehmen allerdings stetig zu und werden damit zukünftig die Erdgaslagerstättenpotentiale weiterer Lieferländer erschließen können.

Uran steht als Energierohstoff noch für Jahrhunderte zur Verfügung, insbesondere in Verbindung mit technologischen Weiterentwicklungen bei der friedlichen Kernenergienutzung. Uran wird derzeit überwiegend aus politisch stabilen Ländern importiert. Bei der Erzeugung von Energie aus Uran wird im Gegensatz zu fossilen Primärenergieträgern kein CO₂ freigesetzt.

Neue Technologieentwicklungen wie Maßnahmen zur Steigerung der Ausbeute, die Erschließung des Kohlenwasserstoffpotentials in Tiefwasserbereichen und Arktischen Gewässern sowie die Gewinnung aus Schwerstöhlen, Ölsanden und -schiefern können zu einer Verlängerung der Reichweite von Erdöl und Erdgas führen.

2.1.3 Erneuerbare Energien

In Abbildung 2-1 ist der Anteil der einzelnen Energieträger an der Gesamtversorgung des in diesem Zeitraum massiv gestiegenen Energiebedarfs über die letzten 160 Jahre dargestellt und bis 2050 prognostiziert. Bis weit ins 19. Jahrhundert basierte die Energieversorgung noch weitgehend auf regenerativen Energieträgern wie Holz und Biomasse. Die industrielle Revolution wurde dagegen durch die fossilen Energieträger Kohle und Erdöl, das seit Mitte des 19. Jahrhunderts gefördert wurde⁵, befeuert.

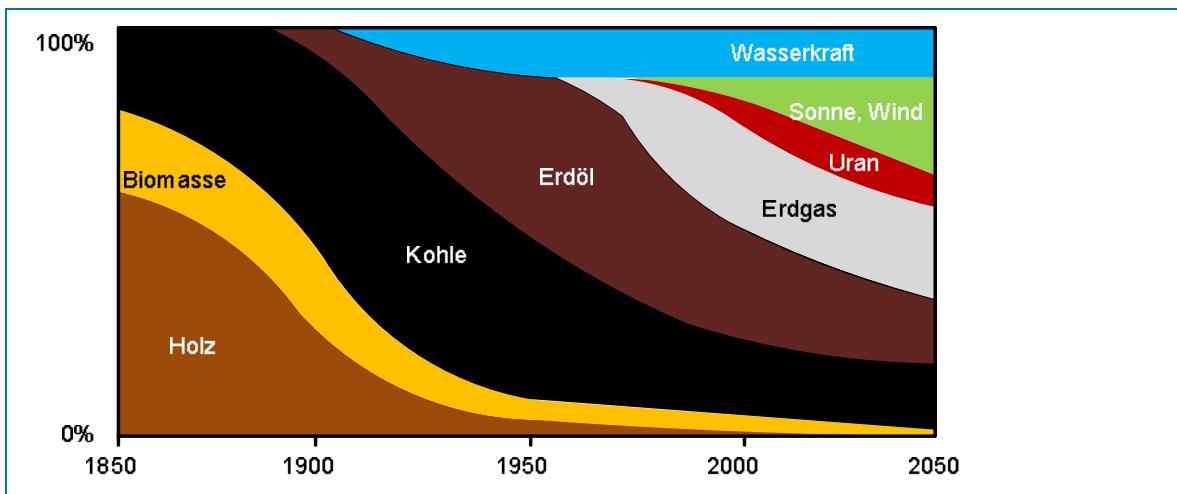


Abbildung 2-1: Epochen der Energieversorgung

Zukünftig wird die regenerative Energieversorgung wieder stark ausgeweitet werden müssen, um die mit den fossilen Energieträgern verbundenen Emissionsprobleme zu beschränken und eine nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen. Erneuerbare Energien werden deswegen gefördert, um sich gegen die in der Regel immer noch günstigeren fossilen Energieträger behaupten zu können.

Wasserkraft**** wurde schon früh verwendet, um die potentielle und kinetische Energie aufgestauten oder fließenden Wassers in Mühlen in mechanische Energie zu verwandeln. Heutzutage erfolgt die Umwandlung in den Turbinen von Wasserkraftwerken mittels Generatoren in elektrische Energie. Wasserkraftwerke können als Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ausgeführt sein. In vielen Ländern sind die Potentiale zur Wasserkraftnutzung bereits weitgehend erschlossen.

Gezeitenkraft**** ist eine besondere Form der Wasserkraft, bei der die potentielle und kinetische Energie des Wassers aus dem Tidenhub des Meeres in elektrische Energie umgewandelt wird.

Windenergie wurde ebenfalls schon früh in Windmühlen genutzt; der Begriff „Windmühle“ hat sich deshalb vereinzelt auch für die heutigen Windkraftanlagen gehalten. Windkraftanlagen nutzen die kinetische Energie der bewegten Luft hauptsächlich zur Stromerzeugung. Wesentlicher Aspekt der Windenergie ist, dass die Stromerzeugung dargebotsgeführt ist, d.h. davon abhängt, wie stark der Eintrag durch Windenergie ist.

Solarthermie bezeichnet die Nutzung von Sonnenergie zur Erzeugung von technisch nutzbarer Wärme, z.B. zum Betrieb einer Dampfturbine und anschließender Umwandlung in elektrische

⁵ Erste erfolgreiche Ölbohrung von Edwin Drake 1859 in Titusville, Pennsylvania. Als Beleuchtungs- und Schmiermittel wurden bis dahin hauptsächlich Produkte aus Tranöl verwendet, das beim Walfang gewonnen wurde. Bis Ende der 1840er Jahre waren dabei Pottwale fast vollständig ausgerottet worden. Das „Öl aus Steinen“ (Petroleum) trat deswegen an die Stelle des (nicht mehr) „nachwachsenden“ Energieträgers Tranöl.

Energie. Bei der **Photovoltaik** erfolgt die Umwandlung der Sonnenenergie direkt in elektrische Energie. Solarthermie und Photovoltaik sind ebenfalls dargebotsgeführte Formen der Energiewandlung.

Geothermie oder Erdwärme bezeichnet die Nutzung der in der Erdkruste zugänglichen Wärme entweder direkt zu Heizzwecken oder zum Antrieb einer Wärmekraftmaschine zum Antrieb eines Generators zur Erzeugung elektrischer Energie.

Biomasse ist ein nachwachsender Rohstoff. Biomasse kann fest (z.B. Holz), flüssig (z.B. Bioethanol) oder gasförmig (z.B. Biogas) auf verschiedenen Wegen zur Erzeugung von Nutzenergie, z.B. Heizwärme oder elektrischer Energie, verwendet werden.

Mit gewissen Einschränkungen kann man auch von **Müll** als nachwachsendem Rohstoff sprechen.

2.2 Energieversorgung in Europa und weltweit [2]

Der Bedarf an Energie und die Energieversorgung weltweit und in Europa hängt von vielen Faktoren ab, z.B. von der lokalen Verfügbarkeit bestimmter Energieträger.

In entwickelten Ländern wie Österreich hat sich der Bedarf an Energie von der wirtschaftlichen Entwicklung entkoppelt. Das bedeutet, dass die Energie inzwischen immer effizienter eingesetzt wird, so dass sich ein Anstieg in der Wirtschaftsleistung nicht mehr im gleichen Maße im Energiebedarf widerspiegelt (Abbildung 2-2). Bei sich entwickelnden Gesellschaften ist diese Entkopplung wesentlich schwächer ausgeprägt, weil hier Augenmerk und Investitionen primär auf der Erfüllung des wachsenden Energiebedarfs statt auf Effizienzsteigerungen fokussiert sind.

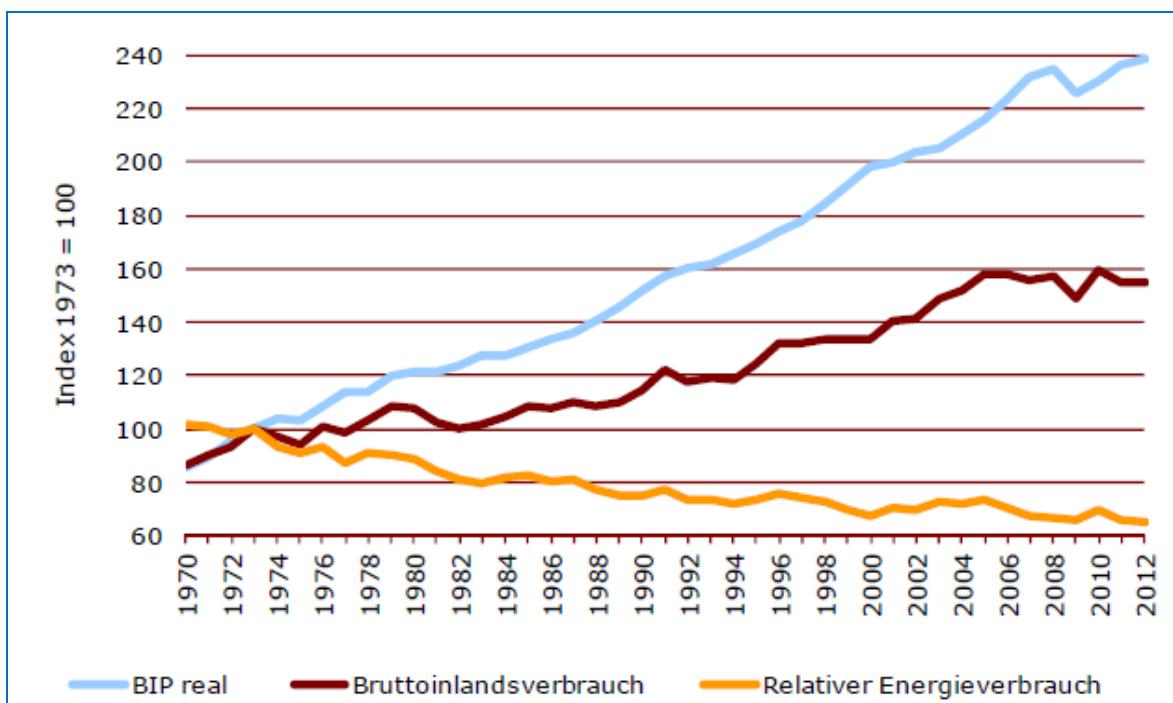


Abbildung 2-2: Entkopplung des Bruttoinlandsverbrauchs vom Wirtschaftswachstum

Abbildung 2-3 zeigt die Struktur des Bruttoinlandsverbrauchs in europäischen Ländern und ausgewählten Ländern weltweit. Der Anteil an Wasserkraft ist in Norwegen, Schweden, der Schweiz und Österreich besonders hoch. Frankreich und Schweden haben einen besonders hohen Anteil an Kernenergie. In China, Polen und Estland überwiegt Kohle. In Russland ist Gas der wichtigste Energieträger. Die Energieversorgung auf Zypern und Malta basiert fast ausschließlich auf Öl.

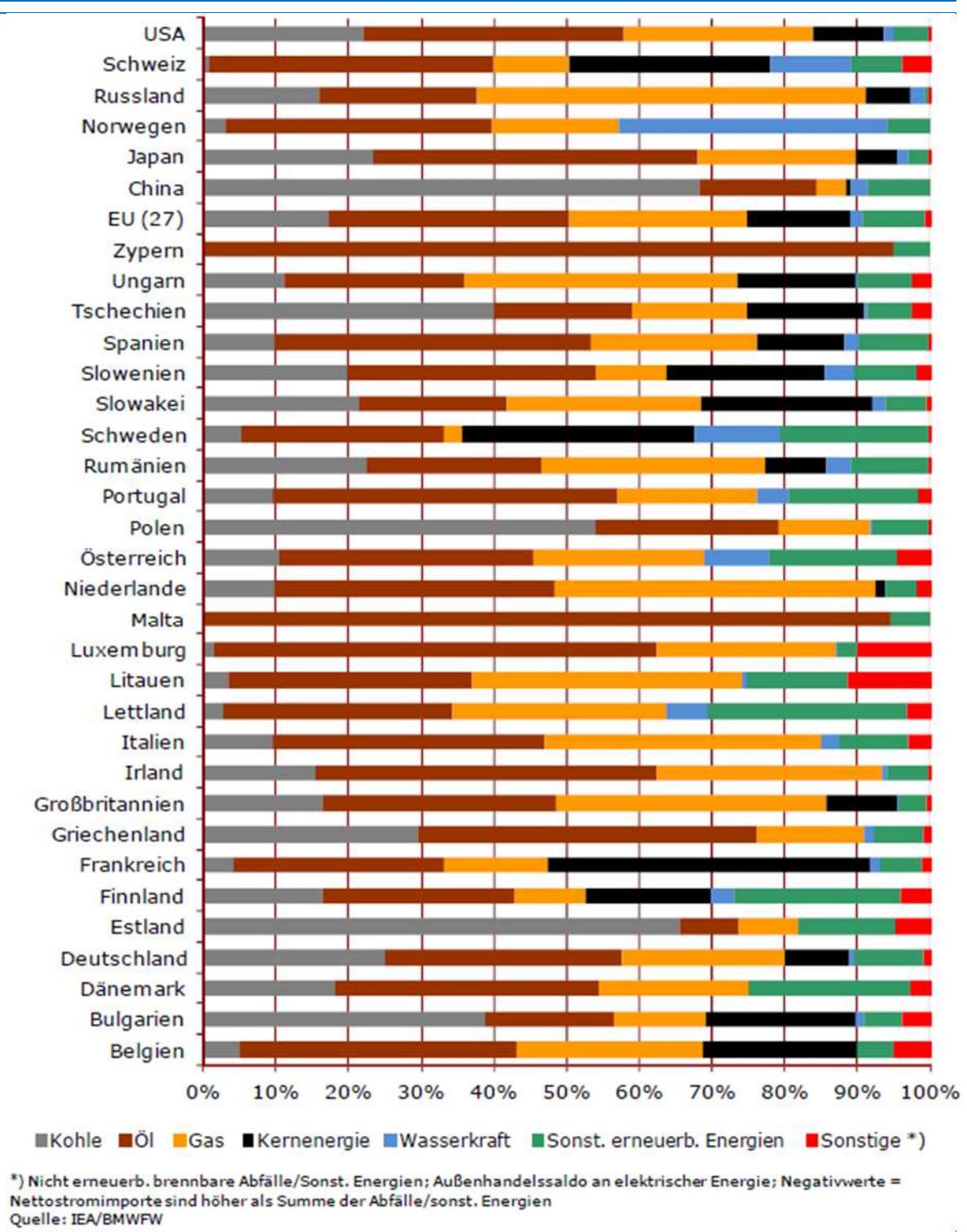


Abbildung 2-3: Struktur des Bruttoinlandsverbrauchs *) im Jahr 2011

Mit steigenden Preisen für fossile Primärenergieträger (Abbildung 2-4) werden Fragestellungen der Energieeffizienz immer bedeutsamer.

Mit einem Pro-Kopf-Verbrauch von 4,03 toe im Jahr 2010 liegt Österreich im oberen Mittelfeld und über dem Durchschnitt der EU-27-Länder (Abbildung 2-5). Luxemburg und die Vereinigten Staaten liegen hier an der Spitze.

In vielen Punkten aussagekräftiger ist aber die Bewertung des Energiebedarfs bezogen auf die Wirtschaftsleistung (Abbildung 2-6). Hier wird deutlich, dass Österreich zu den energieeffizientesten-

ten Ländern zählt, während in Russland, China und einigen osteuropäischen Ländern Energie großes Verbesserungspotential besteht.



Abbildung 2-4: Entwicklung der Rohölpreise (UK Brent) 2005-2013

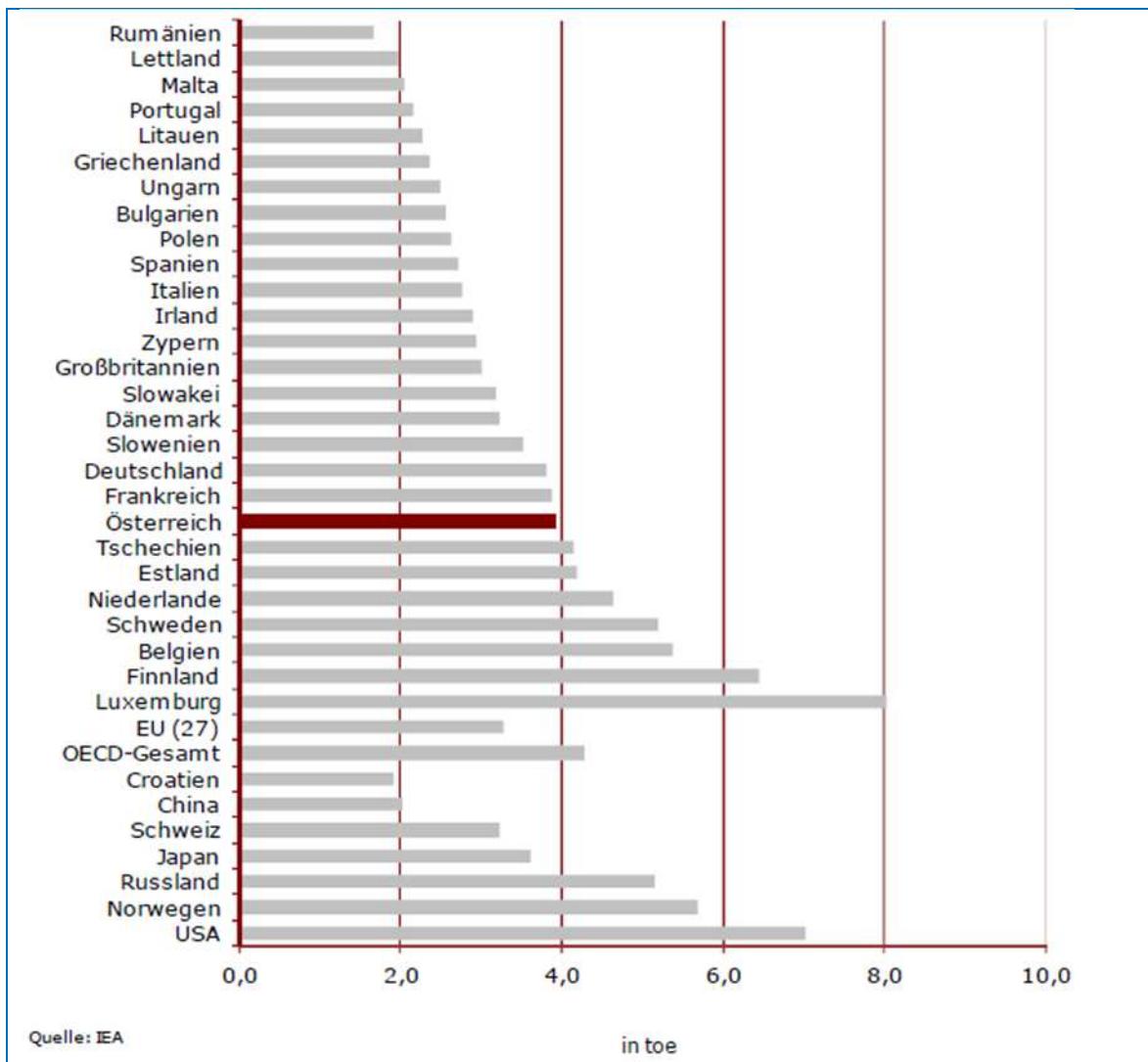


Abbildung 2-5: Bruttoinlandsverbrauch pro Kopf im Jahr 2011

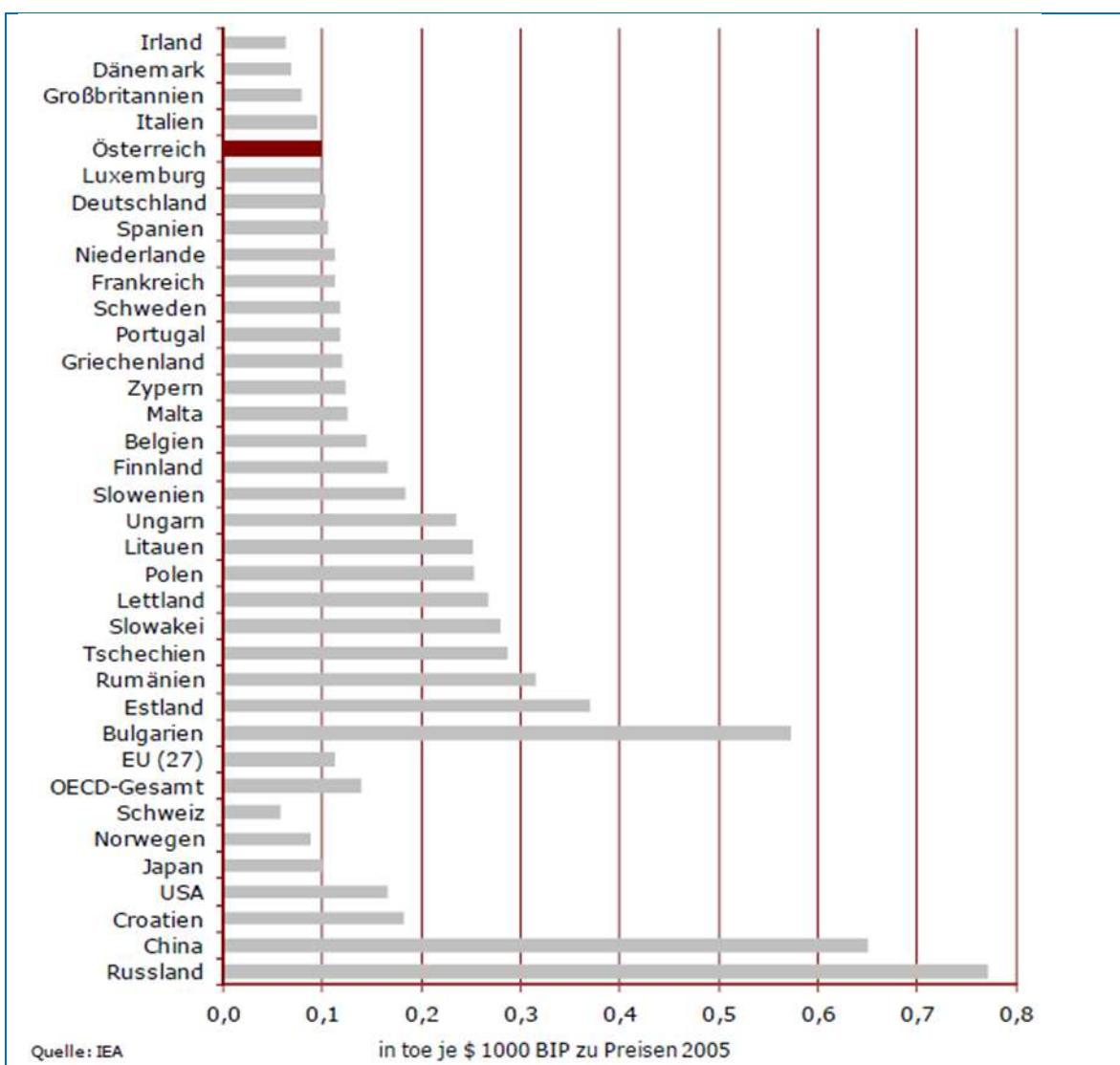


Abbildung 2-6: Bruttoinlandsverbrauch pro Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2011

2.3 Energieversorgung Österreichs [2]

2.3.1 Energieflussdiagramm und Endverbrauch

Abbildung 2-7 zeigt das Energieflussdiagramm Österreichs: Von 100% eingesetzter Primärenergie werden letztlich 46% tatsächlich genutzt, um Wärme, Mobilität, mechanische Arbeit und Licht bereitzustellen. 24% gehen bei der Energiewandlung in Kraftwerken und Raffinerien und 30% beim Verbrauch für die erwünschte Nutzung verloren. Der Primärenergieeinsatz kann prinzipiell durch Reduktion des Nutzenergiebedarfs („Energiesparen“) oder durch Steigerung der Wirkungsgrade („Energieeffizienz“) reduziert werden.

Abbildung 2-8 zeigt den energetischen Endverbrauch von Energie in Österreich im Jahr 2009 in Peta-Joule (10^{15} J). Der Endverbrauch von Kohle hat zwar erheblich abgenommen, aber es ist deutlich, dass fossile Energieträger immer noch mehr als die Hälfte des Endverbrauchs ausmachen. Die Nutzung von Fernwärme hat in den vergangenen 20 Jahren stark zugenommen.

Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10 zeigen den energetischen Endverbrauch nach Sektoren und Einsatzzwecken in Österreich im Jahr 2011. Der Verkehrssektor und die Mobilität sind dominiert von Ölprodukten, mechanische Arbeit, Beleuchtung und EDV von elektrischer Energie. Durch die Elektromobilität werden sich diese Gewichtungen in Zukunft verschieben.

Abbildung 2-11 zeigt die Entwicklung von Energiepreisen im Haushalt in Österreich über die letzten zwanzig Jahre. Im gleichen Zeitraum haben sich die Verbraucherpreise insgesamt um etwa 60% erhöht – Gas ist also überproportional teurer geworden, Strom und Fernwärme unterproportional.

Österreich ist bei allen fossilen Energieträgern in steigendem Maße von Importen abhängig.

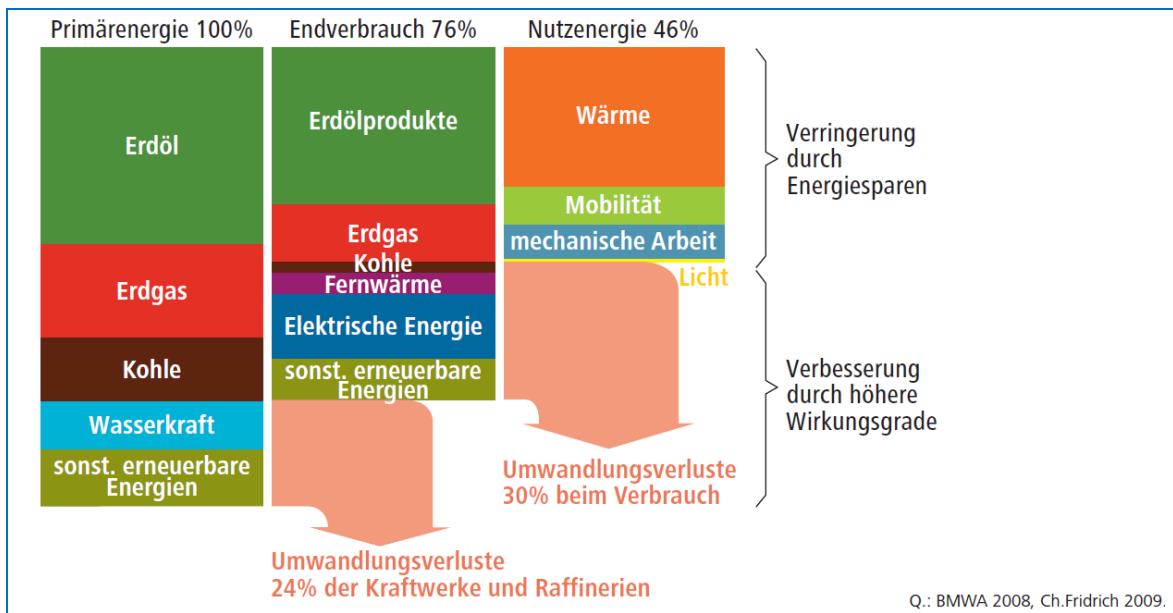


Abbildung 2-7: Energieflussdiagramm Österreichs

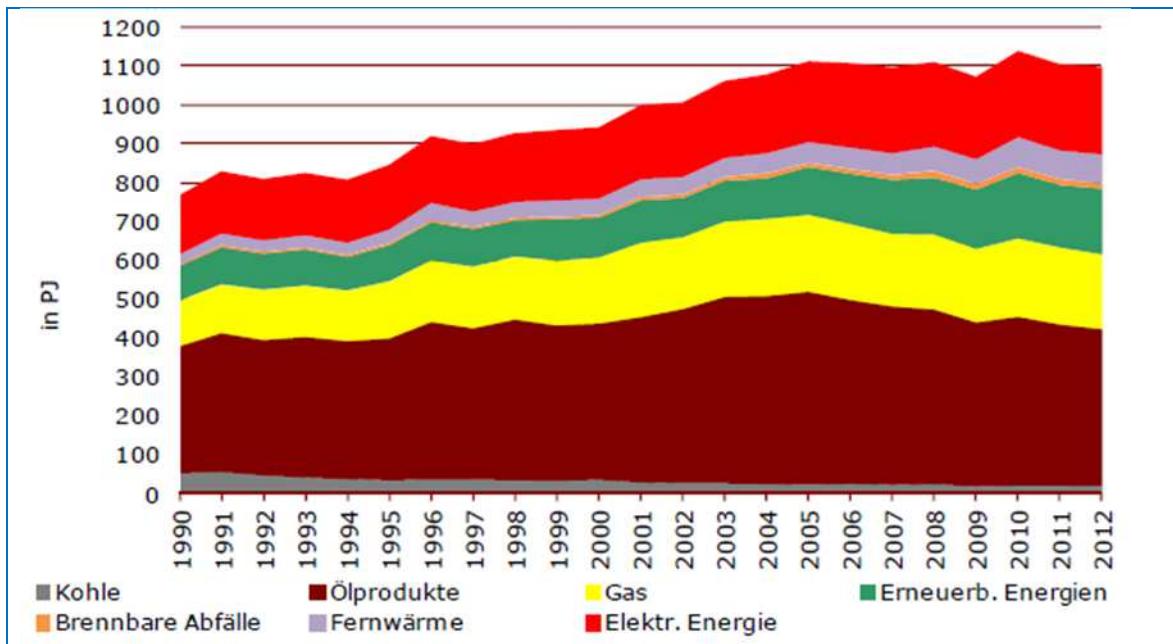


Abbildung 2-8: Energetischer Endverbrauch in Österreich

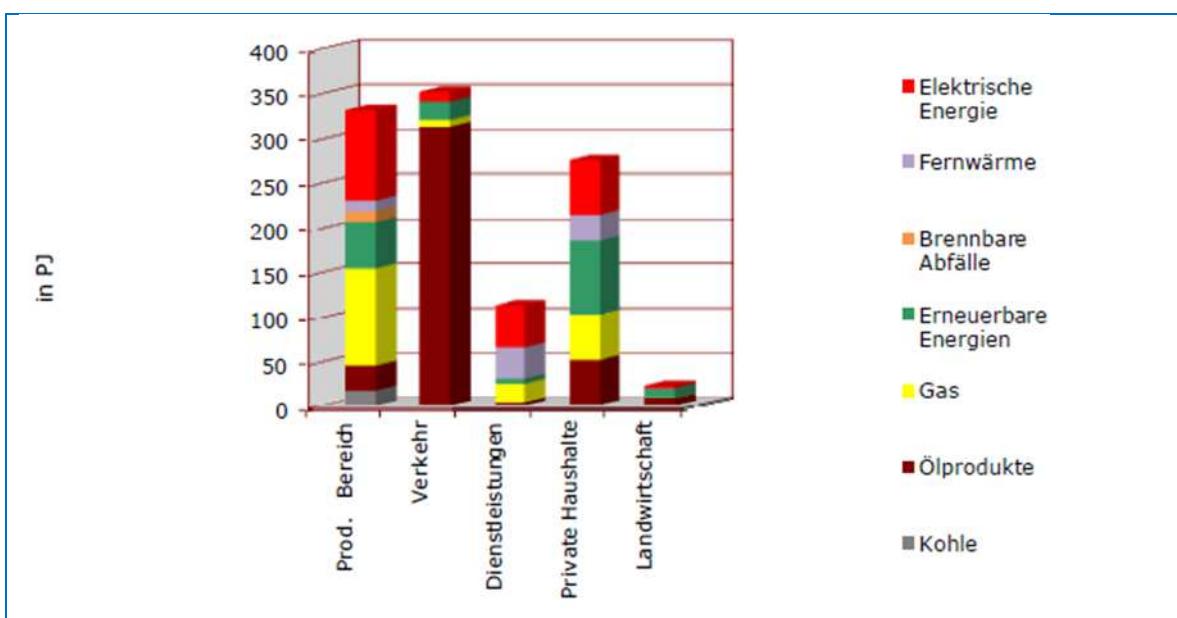


Abbildung 2-9: Energetischer Endverbrauch nach Sektoren in Österreich 2012

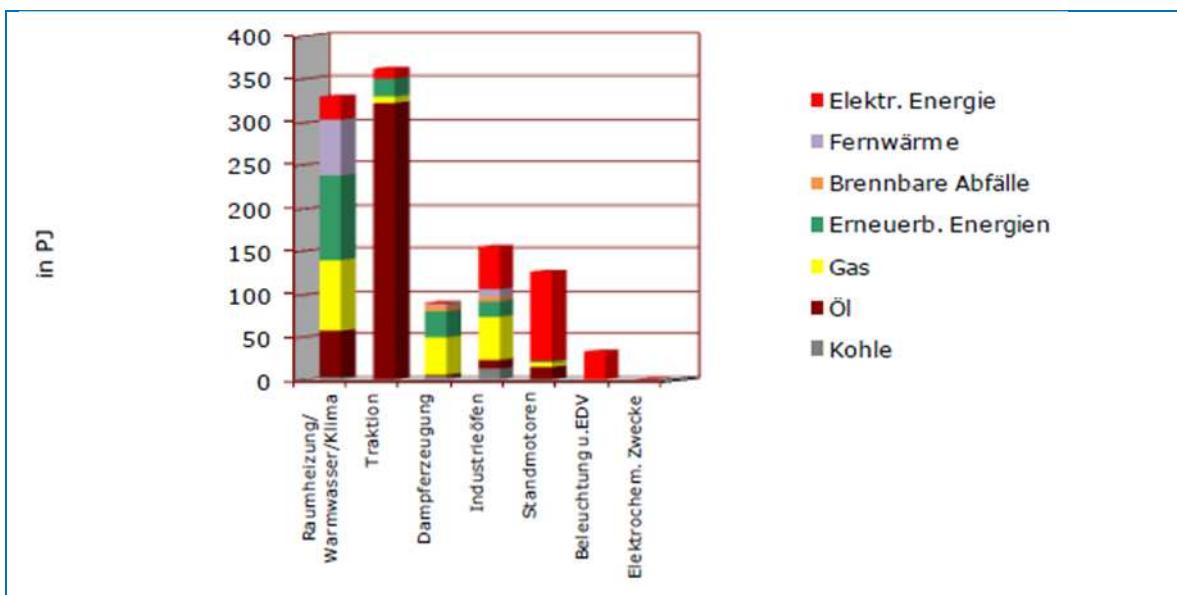


Abbildung 2-10: Energetischer Endverbrauch nach Einsatzzwecken in Österreich 2012

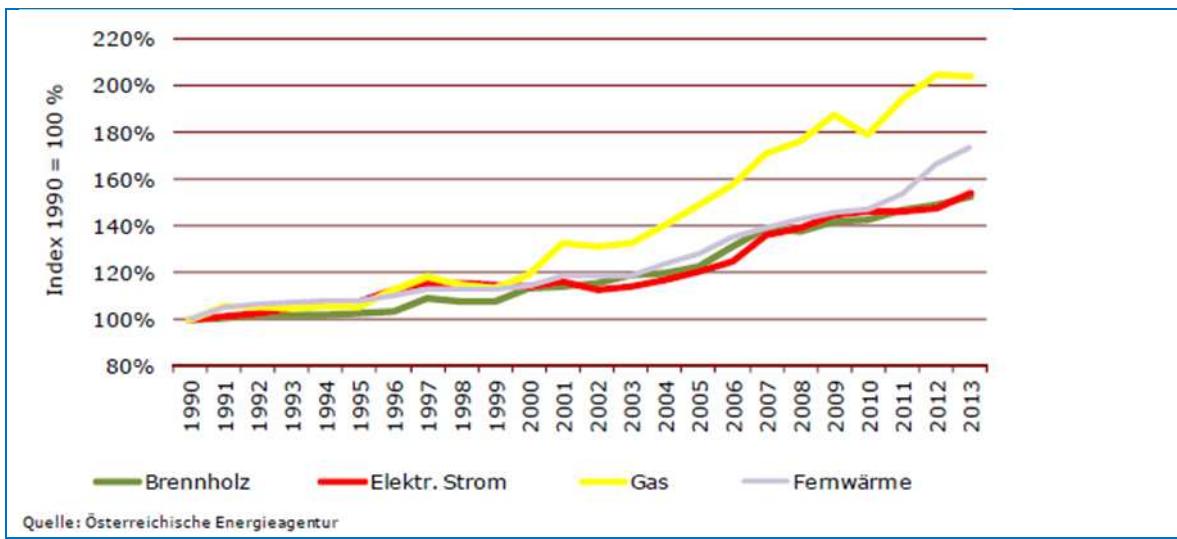


Abbildung 2-11: Entwicklung von Energiepreisen im Haushalt

2.3.2 Kohle

Die inländische Braunkohleförderung in der Weststeiermark wurde im Jahr 2005 eingestellt, die letzte weststeirische Braunkohle 2006 im Dampfkraftwerk Voitsberg III verstromt⁶.

Die Versorgung Österreichs mit Steinkohle basiert vollständig auf Lieferungen aus dem Ausland (vor allem Polen, Tschechische Republik, Australien). Die Steinkohle wird vor allem in Kraftwerken zur Erzeugung elektrischer Energie und Wärme, zu Koks veredelt auch in der Stahlherstellung verwendet. Im Jahr 2012 wurden ca. 3,64 Mio. t Steinkohle importiert.

Die Struktur der Österreichischen Kohlewirtschaft ist in Abbildung 2-12 dargestellt.

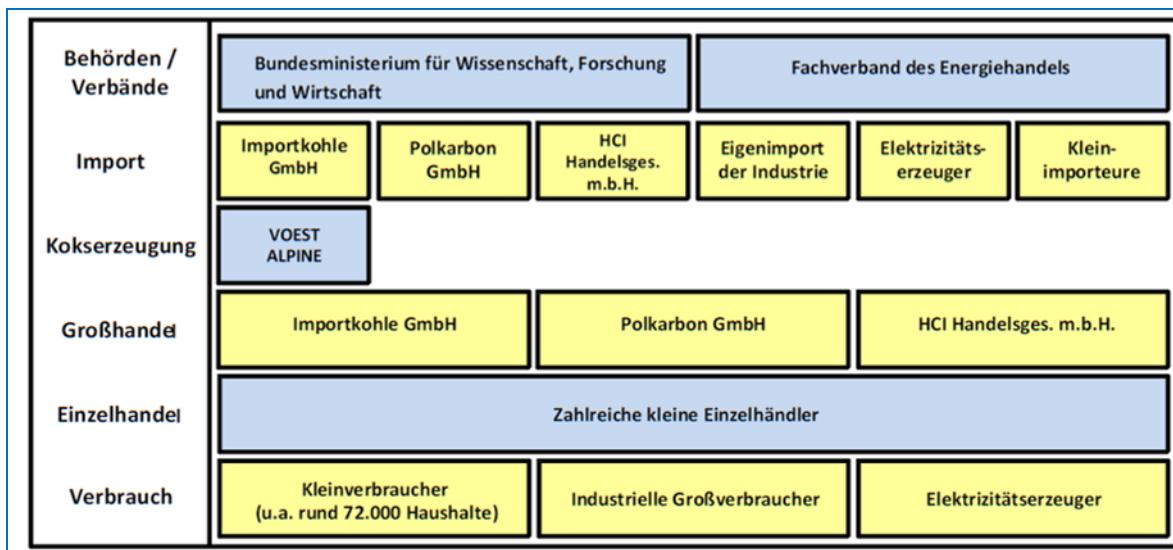


Abbildung 2-12: Struktur der Österreichischen Kohlewirtschaft (Stand 2012)

2.3.3 Erdöl und Erdölprodukte

Erdöl wird in Österreich von zwei Unternehmen (OMV, RAG) gefördert (Abbildung 2-15). Die Fördergebiete befinden sich im Wiener Becken in Niederösterreich sowie in Oberösterreich. Die inländische Erdölförderung betrug im Jahr 2011 etwa 0,9 Mio. t, die insgesamt gewinnbaren Erdölréserven wurden Ende 2011 mit 11,6 Mio. t. geschätzt. Bei gleichbleibender Förderung sind diese Reserven also in etwa 13 Jahren erschöpft.

Im gleichen Jahr 2011 wurden 7,41 Mio. t Erdöl aus verschiedenen Teilen der Welt importiert (Abbildung 2-13). Neben Erdöl werden auch Erdölprodukte (unter anderem Diesel, Benzin, Gasöl für Heizzwecke) importiert und in geringerem Maß auch exportiert. 2011 standen einem Import von 5,47 Mio. t Erdölprodukten Exporte von 2,18 Mio. t gegenüber.

Gemäß dem Erdöl-Bevorratungs- und Meldegesetz (EBMG) müssen Erdöl und Erdölprodukte in Höhe von 90 Tagen der Vorjahresnettoeinfuhr bevorratet werden. 2011 wurden 0,71 Mio. t. Erdöl und 2,35 Mio. t. Erdölprodukte in Lagern der Erdöl-Lagergesellschaft in Lannach, der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) in Kremsmünster und Zistersdorf sowie der OMV bevorratet.

Importiertes Erdöl gelangt über die Transalpine Ölleitung (TAL) und die von ihr in Kärnten abzweigende Adria-Wien-Pipeline (AWP) in die Raffinerie Schwechat zur weiteren Verarbeitung (Abbildung 2-14). Das Erdöl wird per Schiff im Hafen Triest angeliefert, gelagert und von dort über die TAL nach Österreich verpumpt. Über eine Abzweigung der TAL kurz hinter der italienisch-österreichischen Grenze wird das für Österreich bestimmte Erdöl in das Tanklager Würmlach (bei

⁶ <http://www.gkb-bergbau.at/>

Kötschach-Mauthen) übernommen. Von dort aus führt die AWP über Kärnten, Steiermark, Burgenland und Niederösterreich zur Raffinerie Schwechat. Über die AWP erfolgt grundsätzlich der gesamte Rohölimport der Republik Österreich.

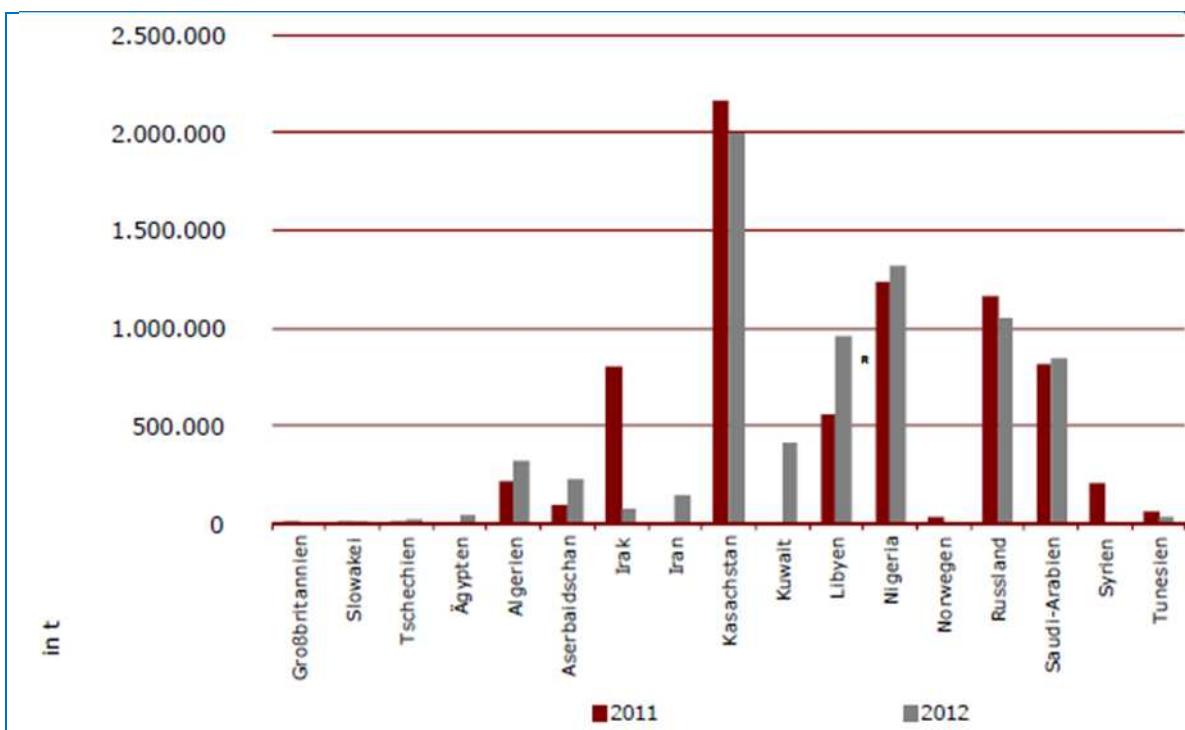


Abbildung 2-13: Importe von Erdöl nach Österreich

Die AWP versorgt über eine 14 km lange Stichleitung auch das Lager der Erdöl-Lagergesellschaft (ELG) in Lannach/Stmk. Die Produktenleitung West (PLW) verbindet Tanklager in Oberösterreich mit der Raffinerie Schwechat.

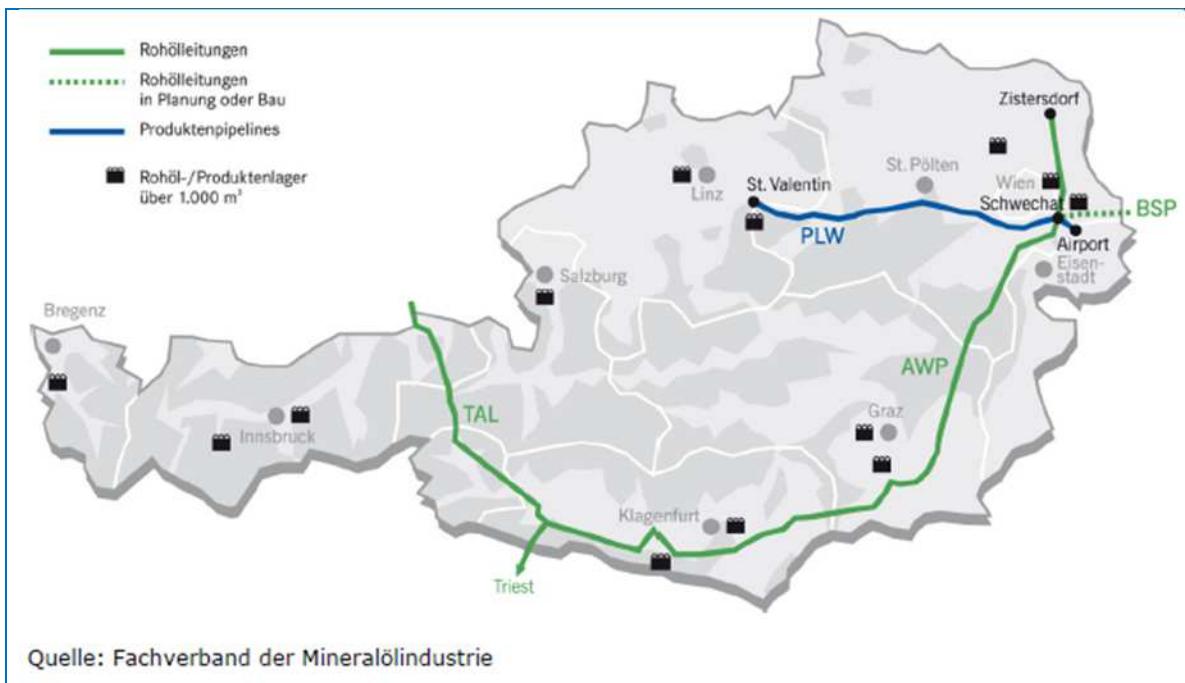


Abbildung 2-14: Rohöl- und Produktenpipelines und -anlagen in Österreich

Die projektierte BSP (Bratislava-Schwechat-Pipeline) als Verlängerung der Drushba-Pipeline von Bratislava nach Schwechat soll wesentlich zur Erhöhung der österreichischen Versorgungssicher-

heit auf dem Erdölsektor beitragen, da mit ihr ein zweiter Leitungsweg nach Österreich - insbesondere für Rohöltransporte aus Russland und anderen Ländern der früheren Sowjetunion - gegeben wäre. Der Bau der projektierten BSP (Bratislava-Schwechat-Pipeline) hat noch nicht begonnen. Bei der Unterzeichnung des Memorandum mit der Slowakei im Jahr 2009 wurde der Baubeginn für 2011, die Fertigstellung für 2012 in Aussicht gestellt. Aufgrund von Protesten gegen die Trassenführung hat sich dieser Zeitplan aber verzögert.

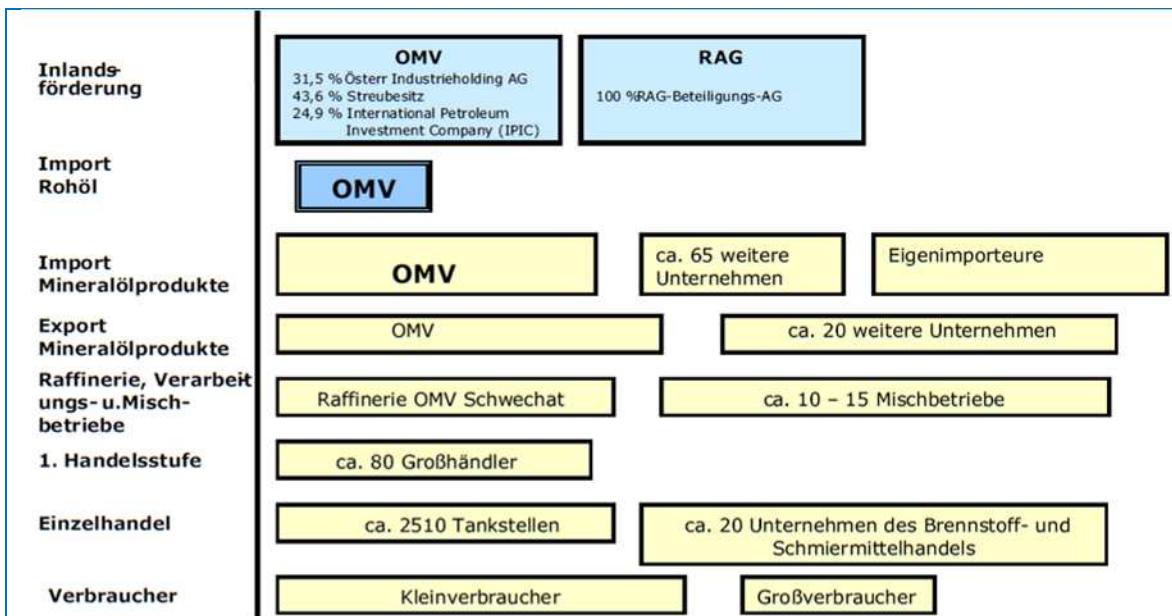


Abbildung 2-15: Struktur der Österreichischen Ölirtschaft

2.3.4 Erdgas

Erdgas wird in Österreich von der OMV und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) gefördert. Die Fördermenge lag im Jahr 2011 bei 1,683 Mrd. m³ (davon OMV 82,9 %, RAG 17,1 %). Fördergebiete sind wie bei der Erdölförderung das Wiener Becken (ca. 80%) und die Molassezone in Oberösterreich (ca. 20%). Das Gas wird mittels eines Leitungssystems gesammelt, in Gasstationen getrocknet, verdichtet und anschließend an die Verbraucher weitertransportiert oder den Untergrund-Gasspeichern zugeführt.

Die gewinnbaren Erdgasreserven in Österreich wurden Ende 2009 auf 23,9 Mrd. m³ geschätzt; das entsprach nach damaligem Produktionsstand einem Vorrat von rund 14 Jahresförderungen.

Der Hauptteil des Bedarfes an Erdgas wird durch Lieferungen aus der Russischen Föderation, aus Norwegen und u. a. aus Deutschland gedeckt. Im Jahr 2011 beliefen sich die Nettoimporte (Importe minus Exporte) von Erdgas auf 9,24 Mrd. m³ und damit etwa auf die über fünfzehnfache inländische Fördermenge. Am 28.09.2006 wurden die österreichischen Gasimporte aus Russland durch Vertragsverlängerungen langfristig – bis zum Jahre 2027 – abgesichert. Das Gesamtvolumen der verlängerten Verträge beträgt rund 7 Mrd. m³ jährlich.

Aus Kostengesichtspunkten ist es erforderlich, die Transportleitungen ebenso wie die Förderanlagen von Erdgas ganzjährig auszulasten. Da jedoch der Verbrauch im Sommer deutlich unter jenem im Winter liegt, werden die (täglichen und saisonalen) Schwankungen bei der Abnahme und die weitgehend konstante Anlieferung von Erdgas aus Import und Inlandsförderung mit Hilfe von Erdgasspeichern miteinander in Einklang gebracht.

Die in Österreich tätigen Erdgasspeicherbetreiber verfügen über Speicher mit einer Gesamtkapazität von 7,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen (Tabelle 2-2). Als Speicher werden teilausgeförderte Erd-

gaslagerstätten aus porösem Gestein in 500 bis 1.500 m Tiefe verwendet, in die das Gas zwischenlagert wird.

Standort	Arbeitsgasvolumen [Mio. m³]	Entnahmekapazität [m³/h]	Technischer Betreiber
Schönkirchen	1.780	960.000	OMV
Tallesbrunn	400	160.000	OMV
Thann	250	130.000	OMV
Puchkirchen und Haidach 5	1.116	540.000	RAG
Aigelsbrunn	100	50.000	RAG
Haidach	867	366.667	Astora
Haidach	1733	733.333	Gazprom
7fields	1.165	607.000	E.ON Gas Storage
Summe	7.411	3.547.000	

Tabelle 2-2: Erdgasspeicheranlagen in Österreich 2012

Das Verteilernetz der österreichischen Netzbetriebsunternehmen weist eine Streckenlänge von mehr als 38.000 km auf. Neben diesem Erdgasverteilungssystem (Hoch- und Niederdruck) zur Versorgung der Endverbraucher gibt es noch Transitleitungen. Transitleitungen sind Pipelines mit internationaler Bedeutung, die Österreich queren, aber auch für den innerösterreichischen Transport genutzt werden (Abbildung 2-16).

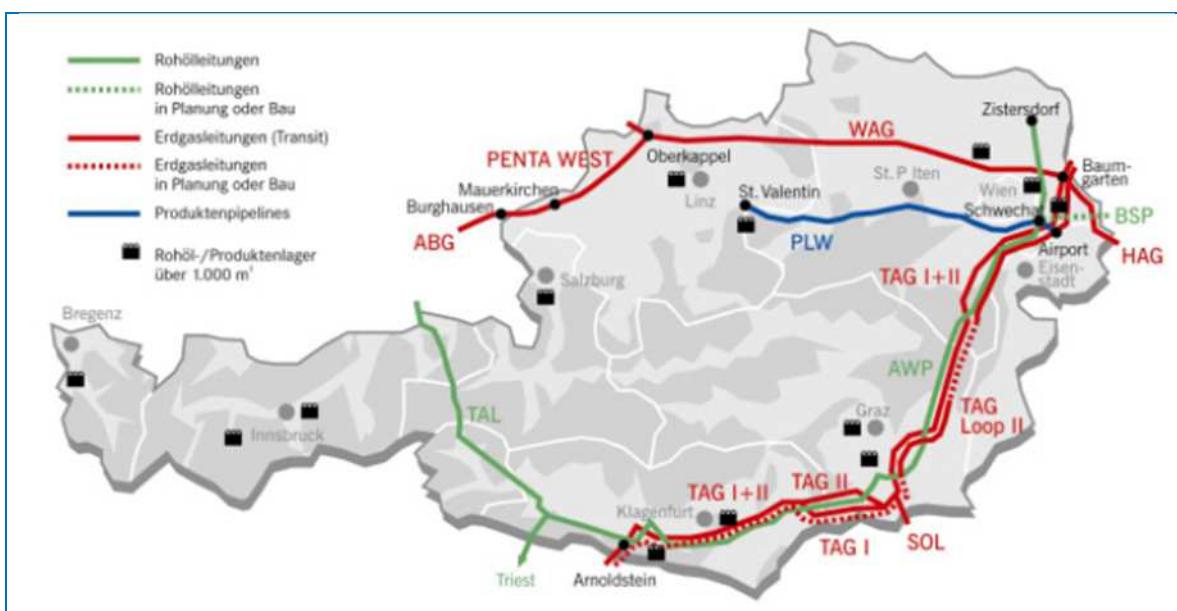


Abbildung 2-16: Transitleitungen für Erdgas in Österreich

Der internationale Erdgastransport wird über ein dichtes Leitungsnetz durchgeführt, welches sich von der Russischen Föderation über Nachfolgestaaten der ehemaligen Sowjetunion, die Slowakei, die Tschechische Republik und Österreich bis zu den Zielregionen in West- und Südeuropa erstreckt.

Österreich nimmt im europäischen Erdgasnetz eine Schlüsselstellung ein. Die niederösterreichische Gasstation Baumgarten ist einer der wichtigsten europäischen Anlaufknoten für Erdgas. In der Station wird russisches Erdgas für den österreichischen und den internationalen Erdgasbedarf übernommen. In Baumgarten erfolgen die Aufbereitung, Messung und Qualitätskontrolle der Gasströme, bevor sie an die internationalen und österreichischen Kunden übergeben werden.

Erdgas bietet viele Einsatzmöglichkeiten – Raumheizung, Warmwasserbereitung, industrielle Dampf- und Wärmeerzeugung, Strom- und Fernwärmeverzeugung. Erdgas ist weiters ein wesentlicher Grundstoff der chemischen Industrie. Als Treibstoff kann es in komprimierter und in flüssiger Form eingesetzt werden. Der Anteil von Erdgas am Gesamtenergiebedarf wächst über die vergangenen Jahrzehnte kontinuierlich an.

Behörden / Verbände	BMWFW	Energie-Control Austria	Fachverband Gas & Wärme	ÖVGW
Produktion	OMV Exploration & Production GmbH			
Import	6 Importeure mit langfristigen Gaslieferverträgen			
Fernleitung	Gas Connect Austria GmbH (auch Marktgebietsmanager)	Trans Austria Gasleitung GmbH	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H	
Verteilung	19 Verteilernetzbetreiber	Austrian GasGrid Management AG (Verteilergebietsmanager)	AGCS Gas Clearing and Settlement AG	
Großhandel	Central European Gas Hub AG (CEGH), Virtueller Handelpunkt (VHP), Gasbörse	Händler am CEGH- 149 registriert, 124 aktiv		
Speicherung	Eon Gas Storage GmbH	OMV Gas Storage GmbH	RAG Energy Storage GmbH	astora GmbH & Co. KG
Versorgung	30 Lieferanten			
Verbrauch	1.275.000 Haushalte	71.000 sonstige Kleinkunden	6.000 lastganggemessene Endkunden	

Abbildung 2-17: Struktur der Österreichischen Gaswirtschaft

2.3.5 Erneuerbare Energien

Österreich verfügt aufgrund seiner günstigen topografischen Situation über zwei Ressourcen, die traditionell in hohem Ausmaß zur Energiegewinnung genutzt werden: Wasserkraft und Biomasse. Große Zunahmen gibt es im Bereich der Windenergie und Photovoltaik/ Solarthermie.

Ihrer Nutzungscharakteristik entsprechend finden Erzeugung und Verwendung des erneuerbaren Energieträgers Biomasse fast ausschließlich im Inland statt. Durch Wasserkraft erzeugter Strom ist dagegen ein bedeutsamer Faktor für den Im- und Export von elektrischer Energie. Ein beträchtlicher Anteil der erneuerbaren Energieträger wird im Umwandlungssektor in andere Energieformen, insbesondere Strom und Wärme, umgewandelt. Dies betrifft neben der gesamten Wasserkraft vor allem die Abfälle, die im Wege des Einsatzes in Nah- und Fernwärmennetzen zur Raumwärmeverzeugung genutzt werden, des Weiteren auch die Ablauge/ Schlämme in der Papierindustrie, die in großindustriellen Kraft-Wärme-Kopplungen eingesetzt werden.

Während die Nutzung der Wasserkraft vorwiegend in Großkraftwerken der Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfolgt, ist es ein Charakteristikum der anderen erneuerbaren Energieträger, dass sie vornehmlich dezentral erzeugt und genutzt werden und es damit auch wenig einheitliche und hierarchischen Prinzipien entsprechende Organisationsstrukturen gibt. Grundsätzlich existieren bei einzelnen Energietechnologien Informations- und Vertretungsstrukturen, die in erster Linie als Plattform für Mitglieder und Interessensvertretung für einzelne Nutzungskategorien (z. B. Kleinwasserkraft, Biomasse, Windenergie, Solarenergie) in der Öffentlichkeit agieren. Vereinzelt finden sich bereits Unternehmensformen, die im energiewirtschaftlichen Gefüge den Strukturen

und Organisationsformen - also auch hinsichtlich der eigentumsrechtlichen Strukturen - den traditionellen Energieversorgern gleichgesetzt werden können.

Kraftwerk	Leistung [MW]	Fertigstellung	Betreiber
Malta-Hauptstufe	730,0	1979	VERBUND Hydro Power AG
Silz	500,0	1981	Tiroler Wasserkraft AG
Kaprun Oberstufe Limberg II	480,0	2011/2012	VERBUND Hydro Power AG
Kopswerk II	450,0	2008	Vorarlberger Illwerke AG
Kaunertal	392,0	1964	Tiroler Wasserkraft AG
Häusling	360,0	1988	VERBUND Hydro Power AG
Mayrhofen	345,0	1977	VERBUND Hydro Power AG
Kühtai	289,0	1981	Tiroler Wasserkraft AG
Rodundwerk II	276,0	1976	Vorarlberger Illwerke AG
Kopswerk I	247,0	1969	Vorarlberger Illwerke AG
Lünerseewerk	232,0	1958	Vorarlberger Illwerke AG
Roßhag	231,0	1972	VERBUND Hydro Power AG
Kaprun Hauptstufe	220,0	1952	VERBUND Hydro Power AG
Rodundwerk I	198,0	1952	Vorarlberger Illwerke AG
Vermuntwerk	156,0	1931	Vorarlberger Illwerke AG
Malta-Oberstufe	120,0	1992	VERBUND Hydro Power AG
Schwarzach	120,0	1959	VERBUND Hydro Power AG
Kaprun Oberstufe Limberg	112,8	1955	VERBUND Hydro Power AG
Innerfragant I	108,0	-	KELAG
Innerfragant II	100,0	-	KELAG
Außerfragant	96,0	1984	KELAG
Achensee	79,0	1927	Tiroler Wasserkraft AG
Langenegg	76,0	1979	Vorarlberger Kraftwerke AG
Reißeck Jahresspeicher	67,5	1961	VERBUND Hydro Power AG
Gerlos	65,2	1993	VERBUND Hydro Power AG
Koralpe	50,0	1991	KELAG

Tabelle 2-3: Speicherkraftwerke ≥ 50MW in Österreich

Kraftwerk	Leist. [MW]	Fertigstellung	Fluss	Betreiber
Altenwörth	328,0	1976	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Aschach	324,0	1964/ 2010	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Greifenstein	293,0	1985	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Ybbs-Persenbeug	236,5	1959	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Wallsee-Mitterkirchen	210,0	1968	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Melk	187,0	1982	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Ottensheim-Wilhering	179,0	1974	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Freudenau	172,0	1998	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Abwinden-Asten	168,0	1979	Donau	VERBUND Hydro Power AG
Jochenstein	132,0	1956	Donau	Donaukraft Jochenstein AG
Braunau-Simbach	96,0	1953	Inn	Österreich-Bayerische Kraftwerke AG
Schärding-Neuhaus	96,0	1961	Inn	Österreich-Bayerische Kraftwerke AG
Annabrücke	90,0	1981	Drau	VERBUND Hydro Power AG

Kraftwerk	Leist. [MW]	Fertigstellung	Fluss	Betreiber
Edling	90,0	1962	Drau	VERBUND Hydro Power AG
Imst	89,0	1956	Inn	Tiroler Wasserkraft AG
Feistritz-Ludmannsdorf	88,0	1968	Drau	VERBUND Hydro Power AG
Passau-Ingling	86,4	1965	Inn	Österreich-Bayerische Kraftwerke AG
Eggeling-Obernberg	80,7	1944	Inn	Bay. Wasserkraftwerke AG
Rosegg-St.Jakob	80,0	1974	Drau	VERBUND Hydro Power AG
Schwabeck	79,0	1943	Drau	VERBUND Hydro Power AG
Ferlach-Maria Rain	75,0	1975	Drau	VERBUND Hydro Power AG
Ering-Frauenstein	72,9	1942	Inn	Bay.Wasserkraftwerke AG
Großraming	60,1	1951	Enns	Ennskraftwerke AG
Amlach	60,0	1988	Drau/ Tiroler Gail	Tiroler Wasserkraft AG
Oberau-Ebbs	59,0	1992	Inn	Österreich-Bayerische Kraftwerke AG
St.Pantaleon	51,9 *)	1966	Enns	Ennskraftwerke AG

Tabelle 2-4: Laufkraftwerke ≥ 50 MW in Österreich *auch Bahnstrom

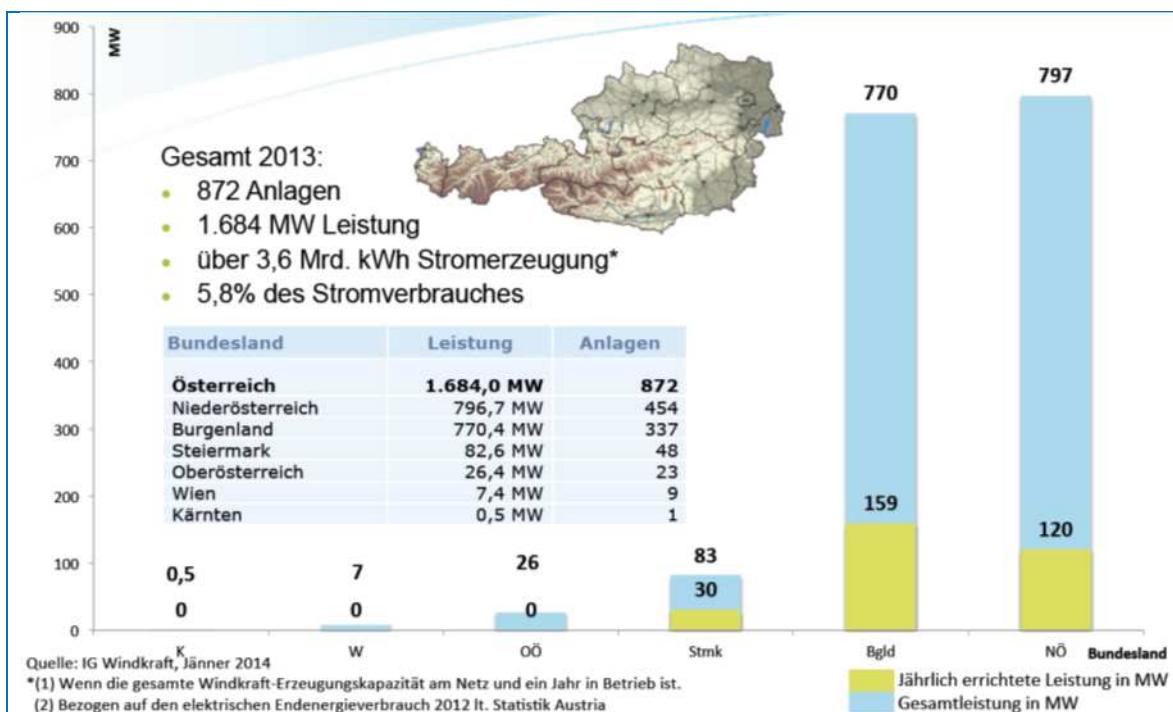


Abbildung 2-18: Regionale Verteilung der Windkraftnutzung in Österreich 2013 [Quelle: igwindkraft.at]

2.3.6 Elektrische Energie

Die österreichische Stromerzeugung ist stark von der heimischen Wasserkraft dominiert. Etwa 60% der Bruttostromerzeugung stammen aus Lauf- und Speicherkraftwerken (Abbildung 2-19). Das Wasserkraftpotenzial ist zu rund 70 % ausgebaut. Die Donau und ihre österreichischen Zubringer stellen - gemeinsam mit der Drau - den Großteil der Erzeugung der knapp 700 Laufkraftwerke (Tabelle 2-4). Bei der Elektrizitätserzeugung aus den 111 Speicherkraftwerken dominieren die Anlagen in den (hoch-)alpinen Regionen der Bundesländer im Westen und Süden (Tabelle 2-3).

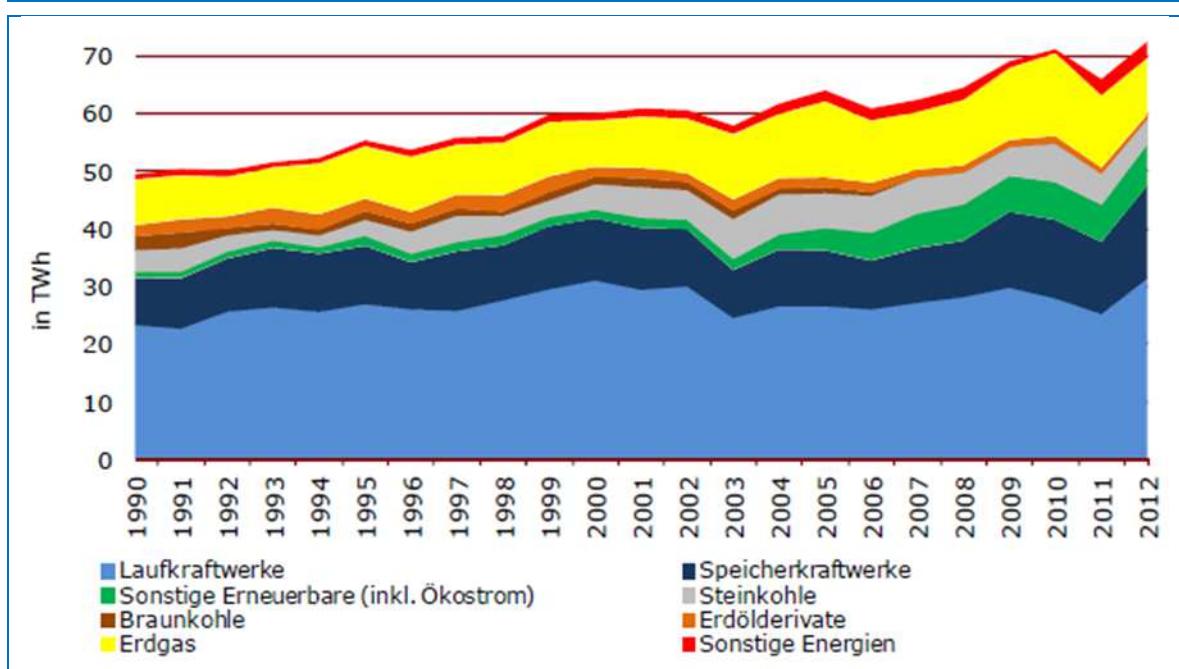


Abbildung 2-19: Bruttostromerzeugung in Österreich

Der Anteil der fossilen Wärmekraftwerke an der Gesamtstromerzeugung liegt um die 30 % und konzentriert sich auf die großen Anlagen im Wiener Raum und in den Landeshauptstädten Linz, Graz und Salzburg sowie der energieintensiven Industrie. Durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird dabei oft neben elektrischer Energie auch Wärme für Heizzwecke erzeugt und ein hoher Gesamtwirkungsgrad der Brennstoffausnutzung erreicht.

Kraftwerk	P _{el} [MW]	Energieträger	Fertigstellung	Betreiber
Mellach	832	Erdgas	2012	VERBUND TP*
Kraftwerk Theiß	775	Erdgas, schweres Heizöl	1974	EVN AG
Kraftwerk Simmering 1	700	Erdgas	2009	Wien Energie
Kraftwerk Simmering Block 4	450	Erdgas	geplant	Wien Energie
Kraftwerk Dürnrohr Block 1	405	Kohle, Erdgas	1986	VERBUND TP
Kraftwerk Dürnrohr Block 2 (inkl. Müllverbrennung)	370	Steinkohle, Erdgas (Hausmüll, Biomasse)	1986	EVN AG
Kraftwerk Simmering 3	365	Erdgas, schweres Heizöl	1992	Wien Energie
Dampfkraftwerk Donaustadt	347	Erdgas	2001	Wien Energie
Voitsberg (stillgelegt)	330	Braunkohle	1983	A-TEC Industries
Mellach	246	Steinkohle	1986	VERBUND TP
Fernheizkraftwerk Linz-Mitte	217	Erdgas, Heizöl	1970	Linz AG
Riedersbach 2	176	Kohle	1986	Energie AG OÖ
Linz Süd	171	Erdgas, Heizöl (Reserve)	1993	Linz AG
Neudorf-Werndorf 2	164	Erdgas, schweres Heizöl	1976	VERBUND TP
Korneuburg	154	Erdgas	1958	EVN AG
Leopoldau	142	Erdgas	1975	Wien Energie
Timelkam 3	120	Erdgas	1974	Energie AG OÖ
Zeltweg (stillgelegt)	118	Braunkohle	1963	VERBUND TP

Kraftwerk	P_{el} [MW]	Energieträger	Fertigstellung	Betreiber
St. Andrä (stillgelegt)	110	Braunkohle	1959	VERBUND TP
Timelkam 2	66	Kohle	1962	Energie AG OÖ
Kraftwerk Simmering 2	60	Erdgas	2009	Wien Energie
Riedersbach 1	55	Kohle	1969	Energie AG OÖ
Kraftwerk Spittelau	6	Erdgas, Heizöl, (Hausmüll)	1971	Fernwärme Wien

Tabelle 2-5: Fossil-thermische Kraftwerke in Österreich (*Verbund TP = Verbund Thermal Power)

Der Transport und die Verteilung von elektrischer Energie erfolgt mit Leitungs- und Schaltanlagen, die hierarchisch nach Spannungsebenen strukturiert sind. Die elektrische Energieversorgung verwendet die folgenden genormten Netzebenen:

Ebene	Nennspannung	Bezeichnung
1	380 o. 220 kV	Übertragungsnetz, europäisches Verbundnetz UCTE-Netz, Höchstspannungsnetz (Abbildung 2-20)
2	380 o. 220/110 kV	Haupt-Umspanner zum Hochspannungsnetz
3	110 kV	Übertragungsnetze der regionalen Versorger Hochspannungsnetz
4	110/10 o. 20 o. 30 kV	Umspanner zum Mittelspannungsnetz
5	10 o. 20 o. 30 kV	Mittelspannungsnetz
6	10 o. 20 o. 30/0,4 kV	Umspanner zum Niederspannungsnetz
7	0,4 kV	Niederspannungsnetz

Tabelle 2-6: Spannungsebenen in Österreich

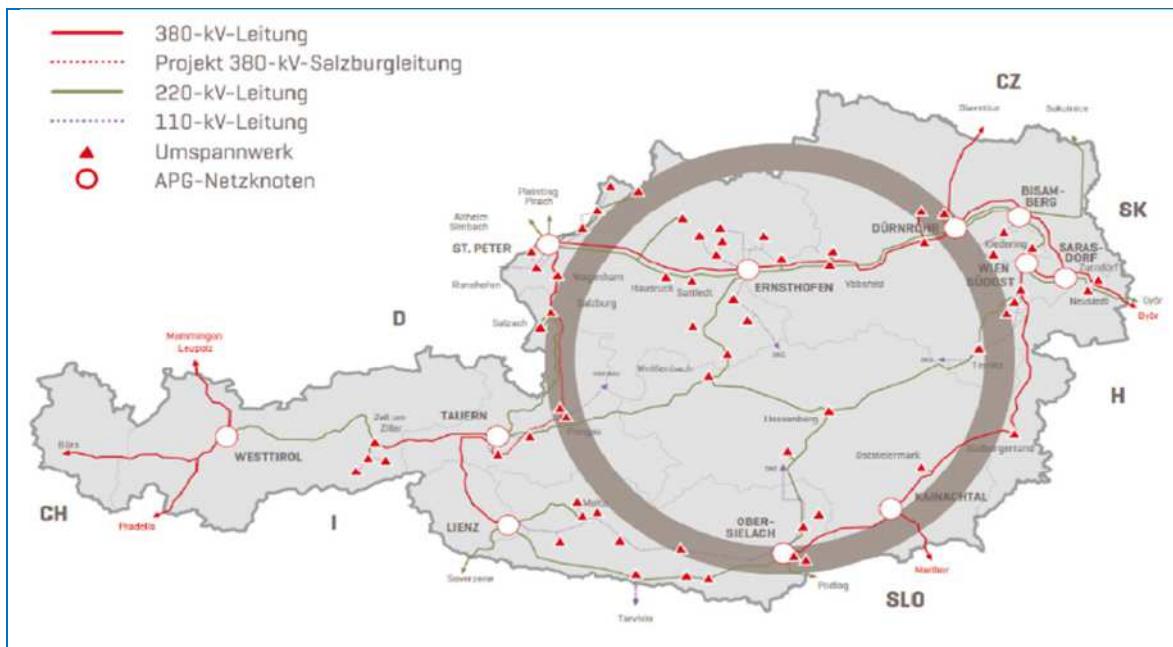


Abbildung 2-20: Hoch- und Höchstspannungsnetz der Austrian Power Grid AG

Beteiligungsverhältnisse in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft werden in Abbildung 2-21 dargestellt.

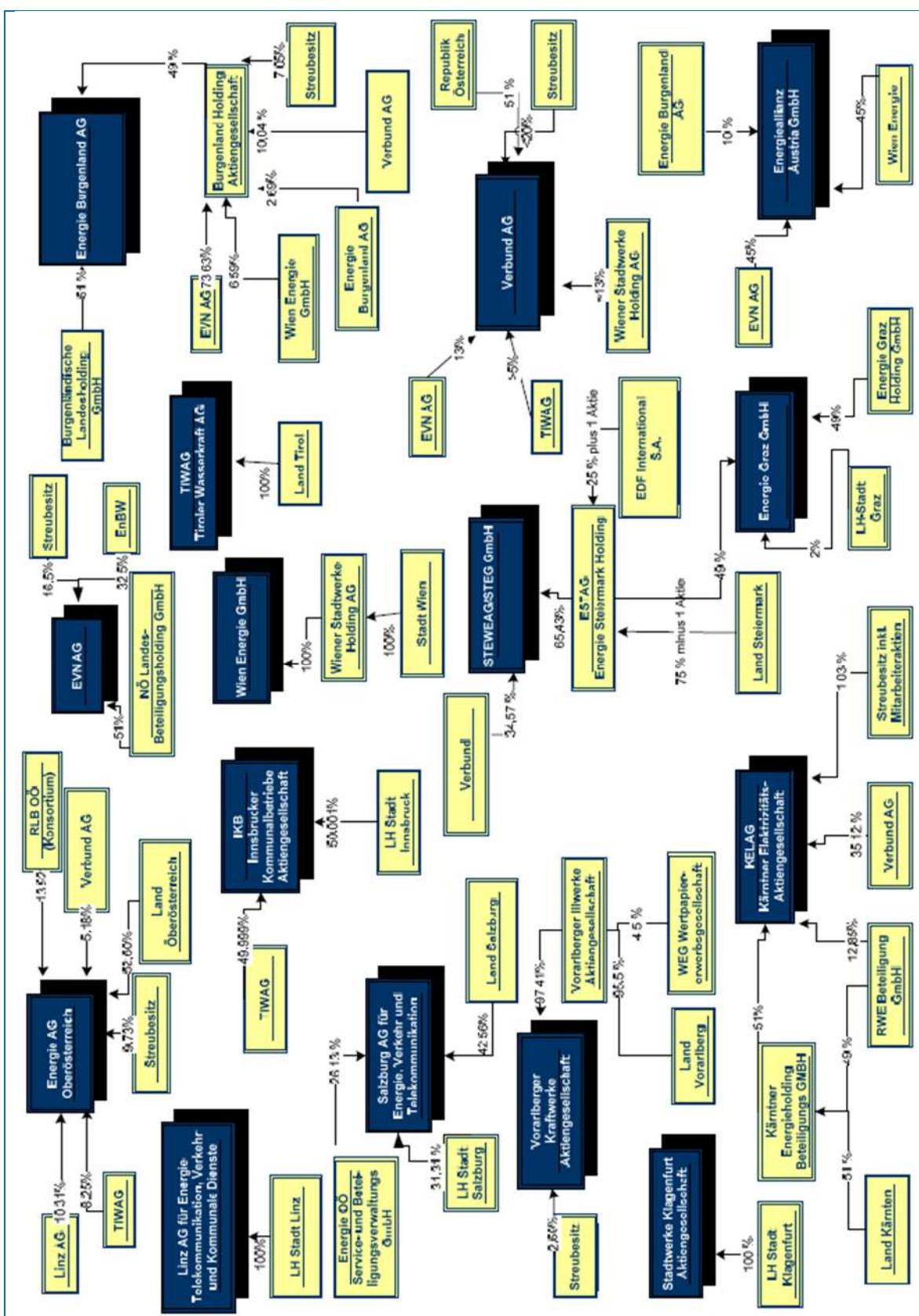


Abbildung 2-21: Beteiligungen in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft 2012

2.3.7 Fernwärme

Fernwärme gehört heute in Österreich zu den boomenden Wirtschaftszweigen und den stärksten Wachstumsbranchen am Energiesektor. Die Erzeugung von Fernwärme erfolgt mehrheitlich in Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen, wobei der Anteil des KWK-Betriebs insbesondere auf Grund der temperaturabhängigen Wärmenachfrage schwankt.

Gegenüber getrennter Erzeugung von Wärme und Strom können in KWK-Anlagen bis zu einem Drittel an Primärenergie eingespart werden. Wo keine Stromerzeugung mit der Wärmeproduktion verbunden ist, werden in Heizwerken, d. h. in Anlagen zur ausschließlichen Wärmeerzeugung, Primärenergieträger (hauptsächlich Erdgas und verstärkt biogene Brennstoffe) hocheffizient in Wärme umgewandelt.

Das wassergeführte Wärmeverteilsystem ermöglicht sehr schnell die Anpassung der eingesetzten Brennstoffe in der Erzeugungsanlage an geänderte Rahmenbedingungen, z.B. den vermehrten Einsatz von Biomasse.

Die FernwärmeverSORGUNG erfolgt vorwiegend durch kommunale Unternehmen. Schwerpunkte der FernwärmeverSORGUNG sind Wien, Graz, Linz, Salzburg, Klagenfurt, St. Pölten und Wels. Aber auch in kleineren Gemeinden kommt die FernwärmeverSORGUNG zusehends zum Einsatz.

Die FernwärmeverSORGUNGSUNTERNEHMEN betreiben derzeit ein Netz von rund 4.200 km Länge. Auch in Zukunft werden die Unternehmen in die Verdichtung und den weiteren Ausbau der FlächenversORGUNG investieren. So planen die Unternehmen zwischen 2010 und 2019 einen jährlichen Zubau an Fernwärmeleitungen von 46 bis 145 km (Abbildung 2-22).

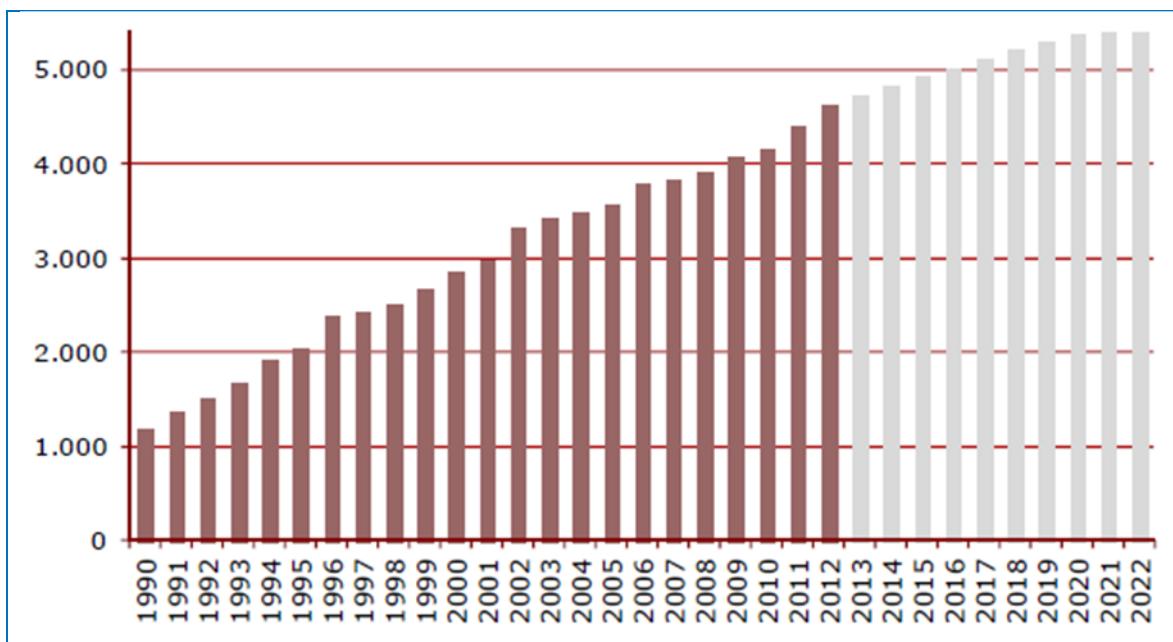


Abbildung 2-22: Netzlängenentwicklung Fernwärme in km in Österreich (mit Prognose)

Bereits 20% aller Wohnungen in Österreich werden derzeit mit Nah-/Fernwärme beheizt. Wegen der Kosten bei der Fernwärmeverteilung kommt diese Art der WärmeversORGUNG insbesondere in Gebieten mit ausreichend hoher Wärmedichte zur Anwendung, d. h. überwiegend in BallungszENTREN. Bei nach 2001 errichteten Wohnungen liegt der Nah-/Fernwärmanteil bereits bei 30 %.

2.4 Elektrische Energieversorgung

2.4.1 Aufgaben elektrischer Energiesysteme

Elektrische Energiesysteme haben die folgenden **Aufgaben**:

- Energie verlustfrei übertragen und verteilen
- Spannungsschwankungen gering halten bei Be- und Entlastungen
- Ausreichende Überlastbarkeit bei Ausfällen von Komponenten
- Schnelle Wiederversorgung nach Spannungsunterbrechungen

Elektrische Energiesysteme bestehen aus den Bereichen:

- Erzeugung elektrischer Energie (Kraftwerke, Energiekonverter)
- Übertragung elektrischer Energie (mit Spannungen über 60 kV)
- Verteilung elektrischer Energie (mit Spannungen unter 60 kV)

Die physikalischen Einheiten der elektrischen Energieversorgung sind:

- Spannung in Kilovolt (kV)
- Strom in Kiloampere (kA)
- Wirkleistung in Megawatt (MW)
- Blindleistung in Megavoltampere reaktiv (MVA_r)
- Scheinleistung in Megavoltampere (MVA)

2.4.2 Gleich-, Wechsel- und Drehstromsysteme

In der Anfangszeit der Elektrizitätsversorgung wurden auch Gleichstromsysteme benutzt. Sie hatten den Vorteil, dass die elektrische Energie ohne Gleich- und Wechselrichtung in Batterien (Bleieakkumulatoren) gespeichert werden konnte und damit eine Überbrückung von Ausfällen der Generatoren möglich war.

Gleichstromsysteme haben den Nachteil, dass eine Transformation in andere Spannungsebenen nur schwer möglich ist, und früher nur über Motor-Generator-Maschinensätze erfolgen konnte. Gleichstrom-Gleichstrom-Wandler zur Umsetzung auf eine niedrigere Spannungsebene sind heute mittels Leistungselektronik verfügbar.

Ein weiterer Nachteil von Gleichstromsystemem ist, dass das Schalten von Gleichströmen mit Leistungsschaltern schwierig ist, da keine natürlichen Nulldurchgänge wie bei Wechselstrom auftreten⁷.

Gleichstromsysteme sind daher ab 1910 allmählich durch Wechselstromsysteme ersetzt worden. Sie werden heutzutage aber wieder verstärkt zum Betrieb von langen Übertragungsstrecken, insbesondere Seekabeln, und zum Kuppeln von nichtsynchronen Drehstromsystemen verwendet.

Im Wechselstromsystem sind u.a. folgende Frequenzen gebräuchlich (Abbildung 2-23):

- 16 2/3 Hz Bahnstromversorgung in D, A, CH, N, S
- 25 Hz Mariazeller Bahn
- 50 Hz Europa mit Asien, einige Bahnen in F, CZ, H
- 60 Hz Amerika, Südostasien, Japan, Saudiarabien.

⁷ Die Induktivitäten im abzuschaltenden Stromkreis bewirken, dass entsprechend $u = L \frac{di}{dt}$ ein Lichtbogen im sich öffnenden Schalter entsteht. Bei Wechselstromsystemen erlischt der Lichtbogen im Nulldurchgang des Stromes, bei Gleichstromsystemen nicht und führt ohne zusätzliche Maßnahmen ggf. zur Zerstörung des Schalters.

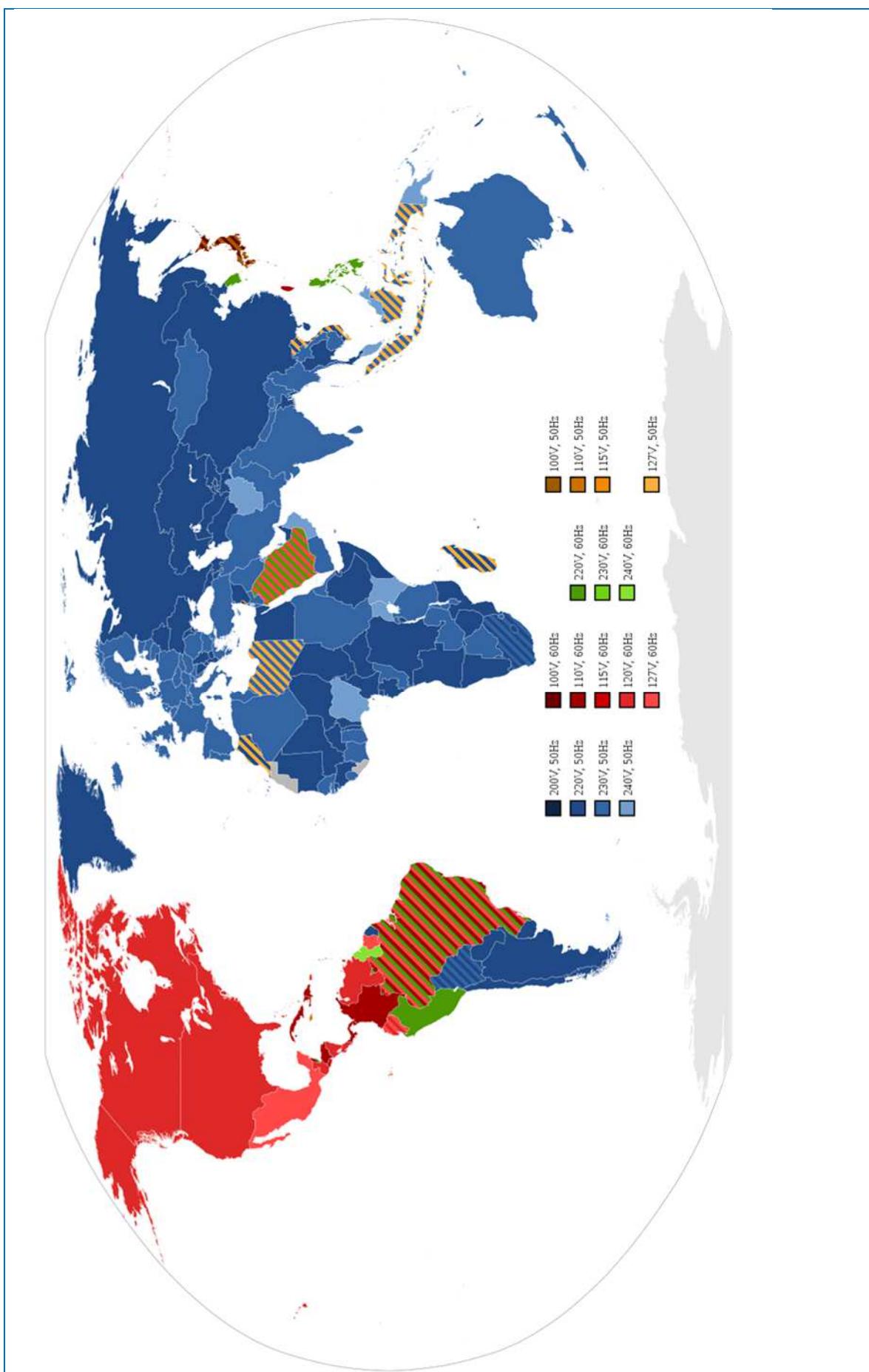


Abbildung 2-23: Weltkarte der Haushalts-Netzspannungen und Netzfrequenzen

2.4.3 Die fünf Sicherheitsregeln



Abbildung 2-24: Aushangtafel mit den fünf Sicherheitsregeln [Quelle: energie-museum.de]

In Österreich sind die **fünf Sicherheitsregeln** in der "Verordnung über den Schutz der Arbeitnehmer/innen vor Gefahren durch den elektrischen Strom" (Elektroschutzverordnung 2012 – ESV 2012) in § 12 wie folgt definiert:

1. Freischalten,
2. gegen Wiedereinschalten sichern,
3. Spannungsfreiheit feststellen,
4. Erden und Kurzschließen,
5. benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken oder abschränken.

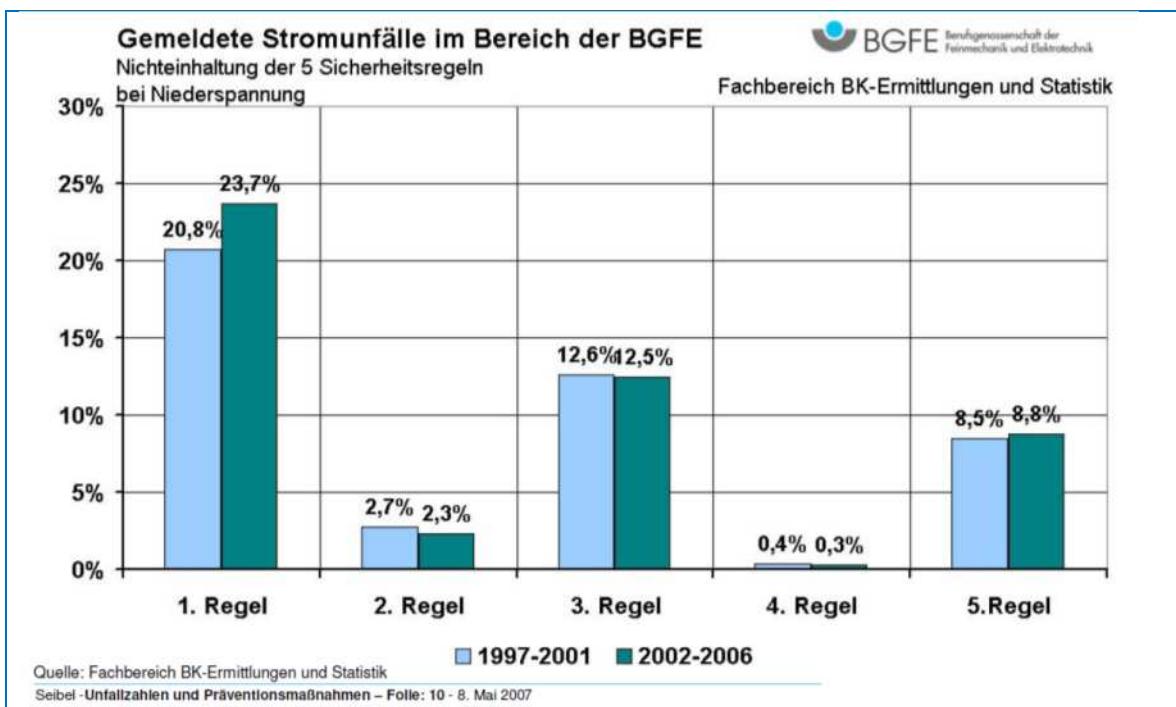


Abbildung 2-25: Stromunfälle durch Nicht-Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln [Quelle: Berufsge nossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik, Fachbereich BK-Ermittlungen und Statistik]

2.5 Literatur

- [1] Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Arbeitsgruppe Energierohstoffe, BMWi, Abteilung III, Kurzbericht „Verfügbarkeit und Versorgung mit Energierohstoffen“, 29. März 2006
(<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energierohstoffbericht>)
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend: Energiestatus Österreich 2014,
<http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energiebericht/Seiten/default.aspx>

2.6 Verständnisfragen

- Welche Aufgaben hat die Energieversorgung?
- Welche Anforderungen müssen Energieversorgungssysteme erfüllen?
- Was versteht man unter Reserven, Ressourcen und der statischen Reichweite von nichterneuerbaren Energieträgern?
- Welche nichterneuerbaren Energieträger gibt es?
- Welche erneuerbaren Energieträger gibt es?
- Wie setzt sich der Energieverbrauch in Österreich zusammen?
- Welche Rolle spielt die Wasserkraft in der Energieversorgung Österreichs?
- Welche Aufgaben haben elektrische Energiesysteme?
- Welche Nachteile haben Gleichstromsysteme?

Mögliche Prüfungsaufgaben könnten sein:

Welchen Anteil an der elektrischen Energieversorgung hat die Wasserkraft in Österreich?

- Etwa 10%
- Etwa 30%
- Etwa 60%

Wie bezeichnet man die sicher nachgewiesenen und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen fossiler Energieträger in der Erdkruste?

- Reserven
- Ressourcen
- statische Reichweite

Wie setzt sich die Erzeugung elektrischer Energie in Österreich etwa zusammen?

- 60% Wasserkraft, 10% andere Erneuerbare, 30% fossil-thermische Kraftwerke
- 60% Wasserkraft, 30% andere Erneuerbare, 10% fossil-thermische Kraftwerke
- 60% fossil-thermische Kraftwerke, 30% Wasserkraft, 10% andere Erneuerbare

3 Grundlagen der Berechnung

3.1 Wechselstromsysteme

Die modernen elektrischen Energiesysteme sind überwiegend als Drehstromsysteme (siehe Kapitel 3.2) ausgeführt. In vielen Fällen können diese Drehstromsysteme aber auf der Basis einpoliger Wechselstromsysteme betrachtet und berechnet werden. Deshalb werden in diesem Abschnitt die Grundlagen der Wechselstromtechnik und ihrer mathematischen Beschreibung betrachtet.

3.1.1 Grundlagen der Wechselstromsysteme

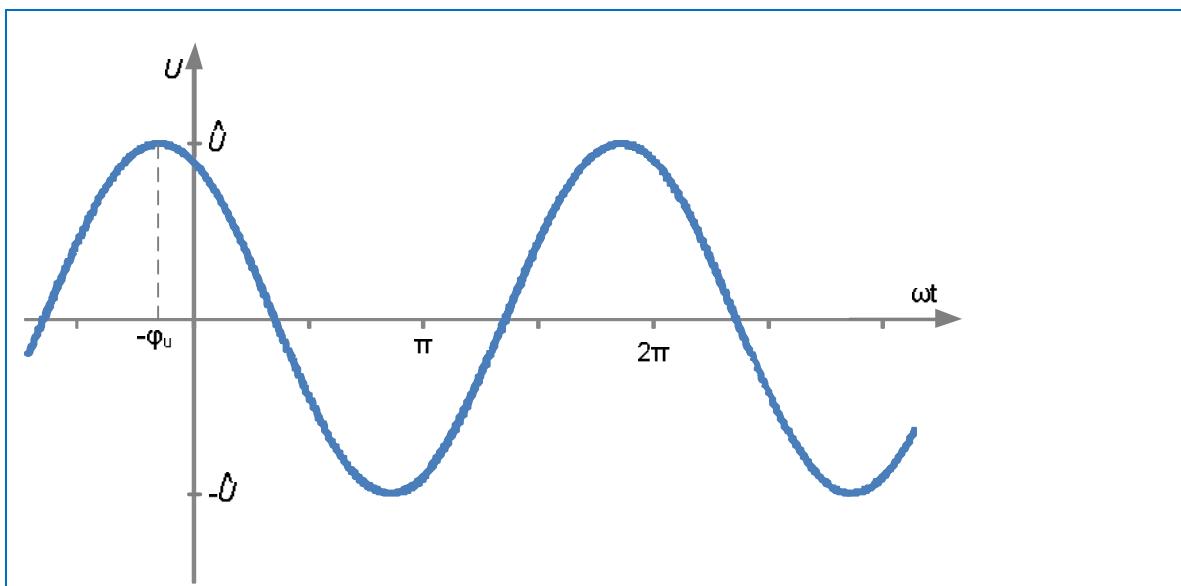


Abbildung 3-1: Sinusförmiger Zeitverlauf einer Wechselgröße

Der Zeitverlauf der sinusförmigen Wechselgröße $U(t)$ nach Abbildung 3-1 lässt sich als

$$U(t) = \hat{U} \cos(\omega t + \varphi_u) \quad (3-1)$$

beschreiben. Dabei sind

\hat{U} Amplitude,

$\omega t + \varphi_u$ Phase,

$\omega = 2\pi f$ Kreisfrequenz und

φ_u Nullphase

der Wechselgröße.

Nach der **Periodendauer** T mit

$$T = \frac{2\pi}{\omega} \quad (3-2)$$

wiederholt sich der Zeitverlauf zyklisch, die **Frequenz** f des Zyklus ist dabei

$$f = \frac{\omega}{2\pi} = \frac{1}{T} \quad (3-3)$$

Die Einheit der Frequenz f ist Hertz [Hz] oder [s^{-1}].

Der **Effektivwert** $U_{eff} = U$ einer beliebigen mit der Periodendauer T periodischen Zeitfunktion ist als

$$U = U_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T U^2(t) dt} \quad (3-4)$$

definiert. Für sinusförmige Wechselgrößen gilt

$$U = U_{eff} = \frac{\hat{U}}{\sqrt{2}} \quad (3-5)$$

als Zusammenhang zwischen Amplitude und Effektivwert⁸.

3.1.2 Komplexe Wechselstromrechnung

Eine beliebige komplexe Zahl \underline{Z} lässt sich über ihren Betrag \hat{Z} und ihre Phase φ oder auch über ihren Real- und Imaginärteil als

$$\underline{Z} = \hat{Z} e^{j\varphi} = \operatorname{Re}[\underline{Z}] + j \operatorname{Im}[\underline{Z}] = \hat{Z} [\cos \varphi + j \sin \varphi] \quad (3-6)$$

darstellen. Umgekehrt kann man die Sinus- oder Kosinusfunktion auch darstellen über die Summe einer komplexen Zahl und ihrer konjugiert komplexen Zahl als

$$\hat{Z} \cos \varphi = \frac{1}{2} (\hat{Z} e^{j\varphi} + \hat{Z} e^{-j\varphi}) = \frac{1}{2} (\underline{Z} + \underline{Z}^*) \quad (3-7)$$

Das bedeutet, dass der Zeitverlauf einer sinusförmigen Wechselgröße nach (3-1) auch als

$$U(t) = \hat{U} \cos \varphi(t) = \hat{U} \cos(\omega t + \varphi_u) = \frac{\hat{U}}{2} [e^{j(\omega t + \varphi_u)} + e^{-j(\omega t + \varphi_u)}] \quad (3-8)$$

oder

$$U(t) = \frac{1}{2} [\hat{U} e^{j\omega t} + \hat{U}^* e^{-j\omega t}] \quad (3-9)$$

geschrieben werden kann. Dabei bezeichnet man

$$\underline{U} = \hat{U} e^{j\varphi_u} \quad (3-10)$$

als den **komplexen (Amplituden-) Zeiger** der sinusförmigen Wechselgröße⁹, der aus Amplitude und Nullphase der sinusförmigen Wechselgröße gebildet wird (Abbildung 3-2 links).

⁸ Dieser Zusammenhang gilt in der Regel nicht für nicht-sinusförmige Wechselgrößen. Beispielsweise ist der Zusammenhang $U_{eff} = \hat{U}$ für eine Rechteckfunktion, wie man sich leicht an Gleichung (3-4) mit $U^2(t) = \text{const} = \hat{U}^2$ klarmachen kann.

⁹ Neben komplexen Amplitudenzeigern werden häufig auch komplexe Effektivwertzeiger verwendet. Der Betrag der Zeiger unterscheidet sich dabei wegen Gleichung (3-5) um den Faktor $\sqrt{2}$.

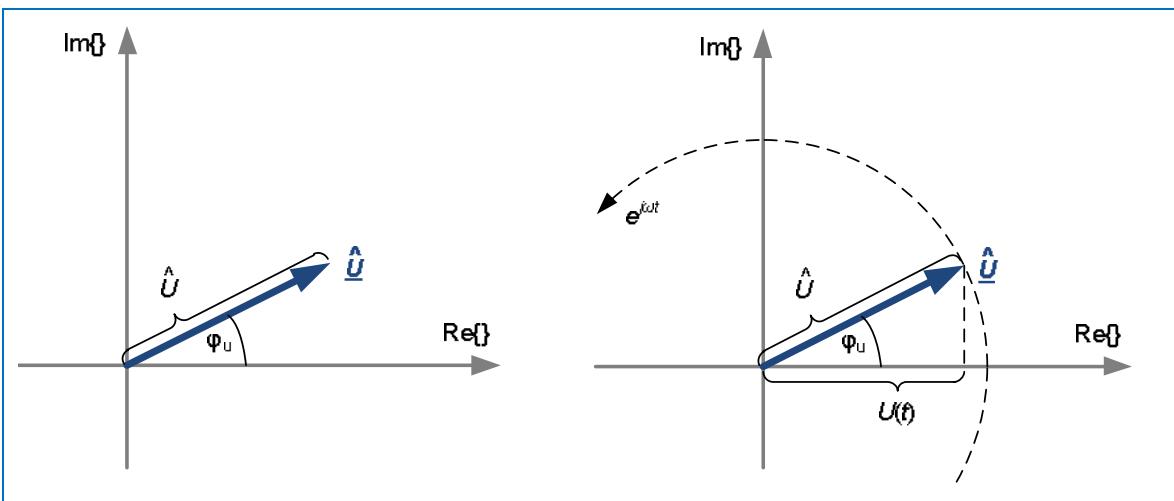


Abbildung 3-2: Komplexer Amplitudenzeiger (links) und Bildung der kosinusförmigen Zeitfunktion durch Projektion des rotierenden Amplitudenzeigers (rechts)

Die sinusförmige Zeitfunktion $U(t)$ kann durch Rotation des Amplitudenzeigers (Multiplikation mit $e^{j\omega t}$) und Projektion auf die Realteil-Achse gebildet werden ((Abbildung 3-2 rechts)).

Betrachtet man Wechselstromsysteme mit einer bestimmten Frequenz, dann enthält weder der Faktor $e^{j\omega t}$ noch der konjugiert komplexe Amplitudenzeiger in Gleichung (3-9) eine zusätzliche Information. Die sinusförmige Wechselgröße lässt sich also vollständig und eindeutig auch durch einen (zeitunabhängigen) komplexen Zeiger nach Gleichung (3-10) darstellen.

Mit etwas Gewohnheit ist in vielen Fällen das Rechnen mit diesen komplexen Zeigern zweckmäßiger und einfacher. Das machen wir uns beispielhaft anhand von Strom und Spannung an einer verlustbehafteten Induktivität klar, die wir als Reihenschaltung einer idealen Induktivität und eines ohmschen Widerstandes modellieren (Abbildung 3-3).

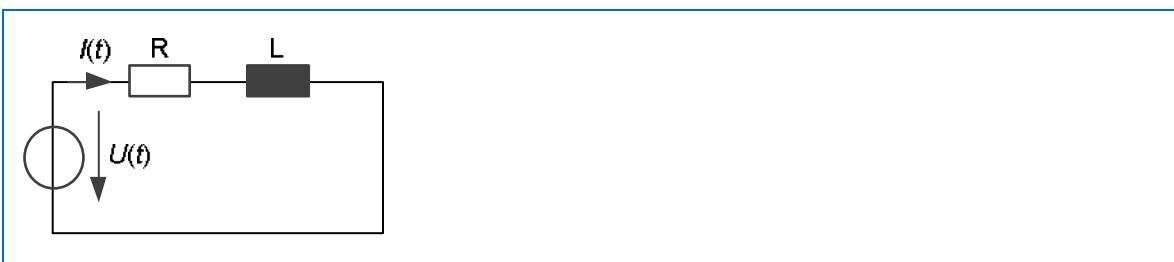


Abbildung 3-3: Strom und Spannung an einer verlustbehafteten Induktivität

Für den Zusammenhang zwischen Strom und Spannung gilt für diese Anordnung die Differentialgleichung

$$U(t) = R \cdot I(t) + L \frac{dI(t)}{dt} \quad (3-11)$$

wobei uns hier nicht die vollständige Lösung, sondern nur die partikuläre Lösung der inhomogenen Differentialgleichung für den eingeschwungenen Zustand bei Erregung durch eine sinusförmige Spannung nach Gleichung (3-1) interessiert. In diesem Fall wissen wir, dass der Strom ebenfalls sinusförmig und mit der gleichen Frequenz wie die Spannung verlaufen wird. Wir können also

$$I(t) = \hat{I} \cos(\omega t + \varphi_i) \quad (3-12)$$

annehmen. Anstelle der sinusförmigen Zeitfunktionen verwenden wir nun aber zweckmäßiger die rotierenden Amplitudenzeiger

$$\hat{U} \cdot e^{j\varphi_u} e^{j\omega t} = \underline{U} \cdot e^{j\omega t} \text{ sowie } \hat{I} \cdot e^{j\varphi_i} e^{j\omega t} = \underline{I} \cdot e^{j\omega t}$$

und setzen direkt in die Differentialgleichung ein:

$$\underline{U} \cdot e^{j\omega t} = R \cdot \underline{I} \cdot e^{j\omega t} + L \frac{d(\underline{I} \cdot e^{j\omega t})}{dt} = R \cdot \underline{I} \cdot e^{j\omega t} + j\omega L \cdot \underline{I} \cdot e^{j\omega t}$$

Zusammengefasst wird das zu

$$\underline{U} \cdot e^{j\omega t} = (R + j\omega L) \cdot \underline{I} \cdot e^{j\omega t}$$

und der Zusammenhang zwischen den Amplitudenzeigern von Strom und Spannung im eingeschwungenen Zustand ist

$$\underline{U} = (R + j\omega L) \underline{I} \quad \text{oder} \quad \underline{I} = \frac{\underline{U}}{R + j\omega L} = \frac{\underline{U}}{R + jX}$$

mit $X = \omega L$ als Reaktanz der Induktivität. Der ermittelte Amplitudenzeiger des Stroms enthält wie oben beschrieben alle Informationen, um den Zeitverlauf des Stroms im eingeschwungenen Zustand zu bestimmen.

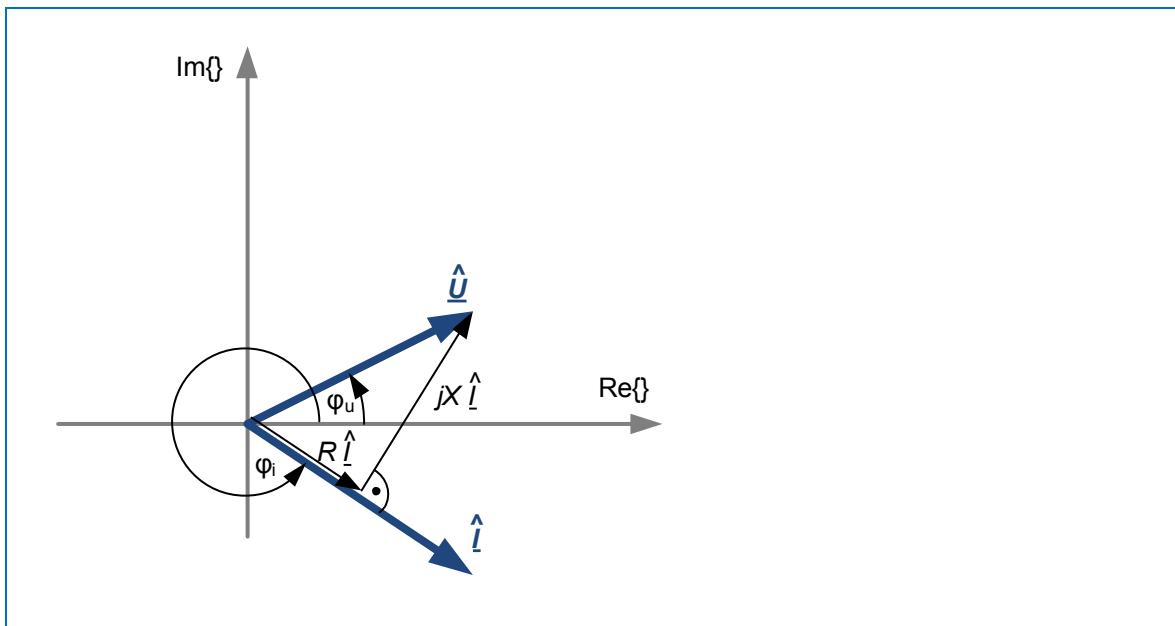


Abbildung 3-4: Strom- und Spannungszeiger an einer verlustbehafteten Induktivität

3.1.3 Leistungen in Wechselstromsystemen

Der **Momentanwert der Leistung (Augenblicksleistung)** im Wechselstromsystem ergibt sich als Produkt aus Strom und Spannung zu

$$p(t) = U(t) \cdot I(t) \quad (3-13)$$

Bei (co)sinusförmigem Verlauf von Strom und Spannung wird die Augenblicksleistung

$$p(t) = U(t) \cdot I(t) = \hat{U} \cdot \hat{I} \cdot \cos(\omega t + \varphi_u) \cdot \cos(\omega t + \varphi_i) \quad (3-14)$$

bzw. mit $\cos(x)\cos(y) = \frac{1}{2} [\cos(x-y) + \cos(x+y)]$

$$p(t) = U(t) \cdot I(t) = \frac{\hat{U} \cdot \hat{I}}{2} \cdot [\cos(\varphi_u - \varphi_i) + \cos(2\omega t + \varphi_u + \varphi_i)] \quad (3-15)$$

Der Momentanwert der Leistung schwankt also mit doppelter Frequenz um einen Mittelwert, der sich in Abhängigkeit von der Differenz der Phasenlagen von Spannung und Strom ergibt.

Folgende Sonderfälle sind von besonderem Interesse:

- $\varphi_u = \varphi_i$:
Strom und Spannung haben die gleiche Phasenlage. Wegen $\cos(0) = 1$ wird der Mittelwert der Augenblicksleistung maximal, und zwar $(\hat{U} \cdot \hat{I})/2$
- $\varphi_u - \varphi_i = \pi/2$:
Die Spannung eilt dem Strom um 90° voraus (z.B. an einer idealen Induktivität). Wegen $\cos(\pi/2) = 0$ verschwindet der Mittelwert der Augenblicksleistung
- $\varphi_u - \varphi_i = -\pi/2$:
Die Spannung eilt dem Strom um 90° nach (z.B. an einer idealen Kapazität). Wegen $\cos(-\pi/2) = 0$ verschwindet der Mittelwert der Augenblicksleistung ebenfalls

Der Mittelwert der Augenblicksleistung wird als **Wirkleistung P** bezeichnet. Sie ergibt sich als

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{\hat{U} \cdot \hat{I}}{2} \cdot [\cos(\varphi_u - \varphi_i) + \cos(2\omega t + \varphi_u + \varphi_i)] dt = \\ &= \frac{\hat{U} \cdot \hat{I}}{2} \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) \end{aligned} \quad (3-16)$$

aus den Amplituden von Strom und Spannung und der oben betrachteten Phasendifferenz zwischen Strom und Spannung. Bei Verwendung von Effektivwerten¹⁰ statt Amplituden ist die Wirkleistung

$$P = \frac{\sqrt{2} \cdot U \cdot \sqrt{2} \cdot I}{2} \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) = U \cdot I \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) \quad (3-17)$$

Die Gleichung (3-17) kann man wie in Gleichung (3-7) darstellen als

$$\begin{aligned} P &= U \cdot I \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) = U \cdot I \cdot \frac{1}{2} \cdot [e^{j(\varphi_u - \varphi_i)} + e^{-j(\varphi_u - \varphi_i)}] = \\ &= \frac{1}{2} (\underline{U} \cdot \underline{I}^* + \underline{U}^* \cdot \underline{I}) = \operatorname{Re}\{\underline{U} \cdot \underline{I}^*\} = \operatorname{Re}\{\underline{U}^* \cdot \underline{I}\} \end{aligned} \quad (3-18)$$

Das Produkt aus Effektivwertzeiger der Spannung und dem konjugiert komplexen Effektivwertzeiger des Stromes wird **komplexe Scheinleistung S** genannt.

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (3-19)$$

Die komplexe Scheinleistung setzt sich aus ihrem Realteil, der Wirkleistung, und einem Imaginärteil zusammen, der **Blindleistung Q** genannt wird.

¹⁰ Durch die Verwendung von Effektivwertzeigern anstelle von Amplitudenzeigern wird ein zusätzlicher Faktor $1/2$ vermieden. Das ist der Grund, wieso Effektivwertzeiger oft gegenüber Amplitudenzeigern bevorzugt werden.

$$\underline{S} = P + jQ = \operatorname{Re}\{\underline{U} \cdot \underline{I}^*\} + j\operatorname{Im}\{\underline{U} \cdot \underline{I}^*\} \quad (3-20)$$

Für die Blindleistung gilt also

$$Q = \operatorname{Im}\{\underline{U} \cdot \underline{I}^*\} = U \cdot I \cdot \sin(\varphi_u - \varphi_i) \quad (3-21)$$

Das Produkt aus Effektivwert des Stromes und dem Sinus der Phasendifferenz zwischen Strom und Spannung nennt man auch **Blindstrom I_B** :

$$\begin{aligned} I_B &= I \cdot \sin(\varphi_u - \varphi_i) \\ Q &= U \cdot I_B \end{aligned} \quad (3-22)$$

Analog definiert man den **Wirkstrom I_W** :

$$\begin{aligned} I_W &= I \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) \\ P &= U \cdot I_W \end{aligned} \quad (3-23)$$

Der Wirkstrom entspricht dem Anteil des Stromzeigers, der in Richtung des Spannungszeigers verläuft, der Blindstrom dem Anteil, der senkrecht zur Richtung des Spannungszeigers verläuft.

Der Betrag der Scheinleistung S entspricht dem Produkt der Effektivwerte von Strom und Spannung.

$$S = U \cdot I \quad (3-24)$$

Außerdem gilt wegen Gleichungen (3-17), (3-21) und (3-24)

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (3-25)$$

Schließlich kann man mit den obenstehenden Definitionen die Augenblicksleistung auch noch als

$$\begin{aligned} p(t) &= U \cdot I \cdot [\cos(\varphi_u - \varphi_i) + \cos(2\omega t + \varphi_u + \varphi_i)] = \\ &= \operatorname{Re}\{\underline{U} \cdot \underline{I}^*\} + \operatorname{Re}\{\underline{U} \cdot \underline{I} \cdot e^{j2\omega t}\} = \\ &= P + \tilde{p}(t) \end{aligned} \quad (3-26)$$

schreiben, d.h. man kann die Augenblicksleistung über ihren Mittelwert (die Wirkleistung P) und einen mit doppelter Frequenz pulsierenden Anteil darstellen.

3.2 Drehstromsysteme

3.2.1 Definitionen in Drehstromsystemen

Einphasige Wechselstromsysteme sind gebräuchlich bei

- Elektrischen Bahnen (Straßenbahn, U-Bahn, Fernbahnen). Dabei wird über einen Bügel oder Schleifer und den Fahrdrift oder eine Stromschiene die elektrische Energie zugeführt und über die Räder und die Schienen zurückgeführt.
- Kleinverbrauchern (Steckdosen im Haushalt).
- Elektrizitätsversorgung in dünn besiedelten Regionen. Zuleitung mit einem Leiter und Rückführung über das Erdreich (SWER-Systeme: Single Wire Earth Return, Island).

Wechselstromsysteme haben generell gegenüber Gleichstromsystemen den Vorteil der besseren Schaltbarkeit (wegen der periodischen Nulldurchgänge des Stromes) und der Anpassbarkeit der Höhe der Spannung an die Übertragungs- und Versorgungsaufgabe durch Transformation. Dagegen weisen sie den Nachteil auf, dass der Momentanwert der Leistung bei einphasigen Systemen mit doppelter Frequenz um ihren Mittelwert schwankt, d.h. nicht wie bei Gleichstromsystemen konstant ist. Drehstromsysteme vereinen, wie wir noch sehen werden, die erwähnten Vorteile der Wechselstromsysteme mit der Möglichkeit einer über die gesamte Periodendauer konstanten Augenblicksleistung.

Ein symmetrisches Drehstromsystem wird aus drei Wechselstromsystemen („Phasen“, Bezeichnungen in Tabelle 3-1) gleicher Frequenz gebildet, die zueinander in eine ganz bestimmten Beziehung stehen: Im symmetrischen Betrieb unterscheiden sich die Amplituden der jeweiligen Wechselstromgrößen in den drei Phasen nicht, sondern lediglich ihre Nullphasen, und zwar jeweils um 120° bzw. $2\pi/3$.

Bezeichnung	Beschreibung
L1, L2, L3	Außenpunkte, Anschlusspunkte der Phasenleiter (heute in D, A)
R, S, T	frühere Bezeichnung
U, V, W	frühere Bezeichnung bei Transformatoren und elektrischen Maschinen
a, b, c	internationale Bezeichnung
S	Neutralpunkt, Sternpunkt des Transformators
N	Neutralpunkt
E	Erde, Bezugserde

Tabelle 3-1: Bezeichnungen in Drehstromsystemen

Die drei Phasenspannungen

$$\begin{aligned} U_{aN}(t) &= \hat{U} \cos(\omega t + \varphi_u) \\ U_{bN}(t) &= \hat{U} \cos(\omega t + \varphi_u - 2\pi/3) \\ U_{cN}(t) &= \hat{U} \cos(\omega t + \varphi_u - 4\pi/3) \end{aligned} \quad (3-27)$$

bilden aus drei Wechselstromsystemen ein solches symmetrisches Drehstromsystem, wenn sie z.B. wie in Abbildung 3-5 „im Stern“ zusammengeschaltet werden.

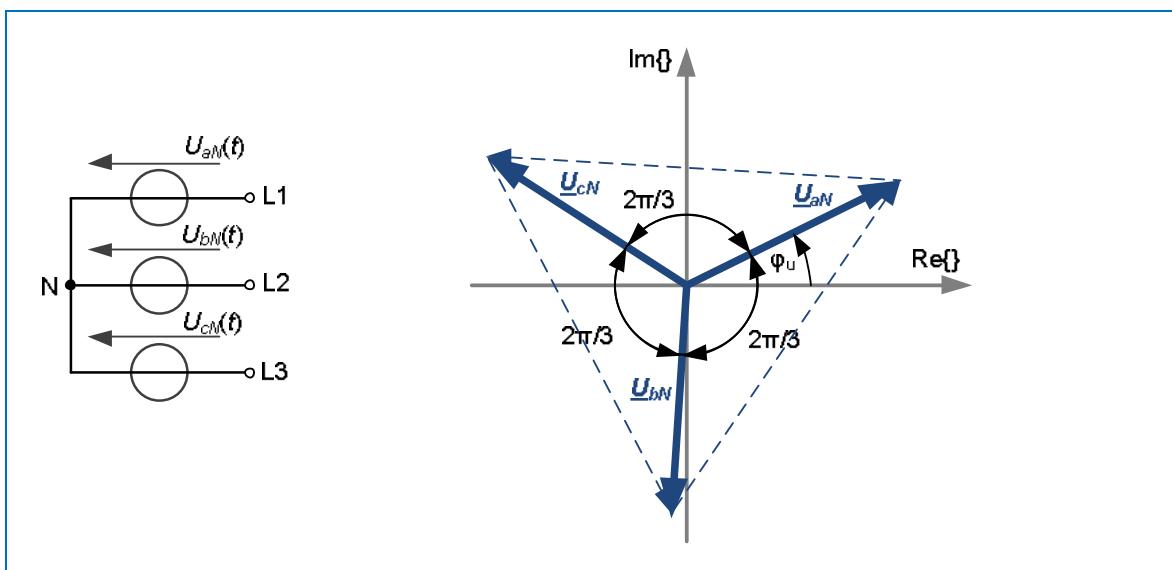


Abbildung 3-5: Drehstromsystem mit Sternschaltung von Spannungsquellen

Bei der Sternschaltung ist ein Neutralpunkt vorhanden, der geerdet oder über einen vierten Leiter zu den Verbrauchern geführt werden kann. Dies ist typisch für Niederspannungsnetze. Die Spannung zwischen zwei Phasen („Dreieckspannung“ oder „verkettete Spannung“) ist, wie man sich mit etwas Geometrie an Abbildung 3-5 klarmachen kann, um den Faktor $\sqrt{3}$ größer als die Spannung zwischen Phase und Neutralpunkt („Sternspannung“ oder „Phasenspannung“).

Bezeichnung	Wert
Sternspannungen, Phasenspannungen:	230 V ($\pm 10\%$)
Dreieckspannungen, verkettete Spannungen:	400 V ($\pm 10\%$)

Tabelle 3-2: Spannungen im Niederspannungsnetz in Österreich

Als Nennspannungen in Drehstromsystemen werden generell die verketteten Spannungen verwendet. Deshalb spricht man beim Niederspannungsnetz für Hausanschlüsse in Österreich auch vom 0,4 kV-Netz und nicht etwa vom 230 V-Netz (Tabelle 3-2, Abbildung 3-6).

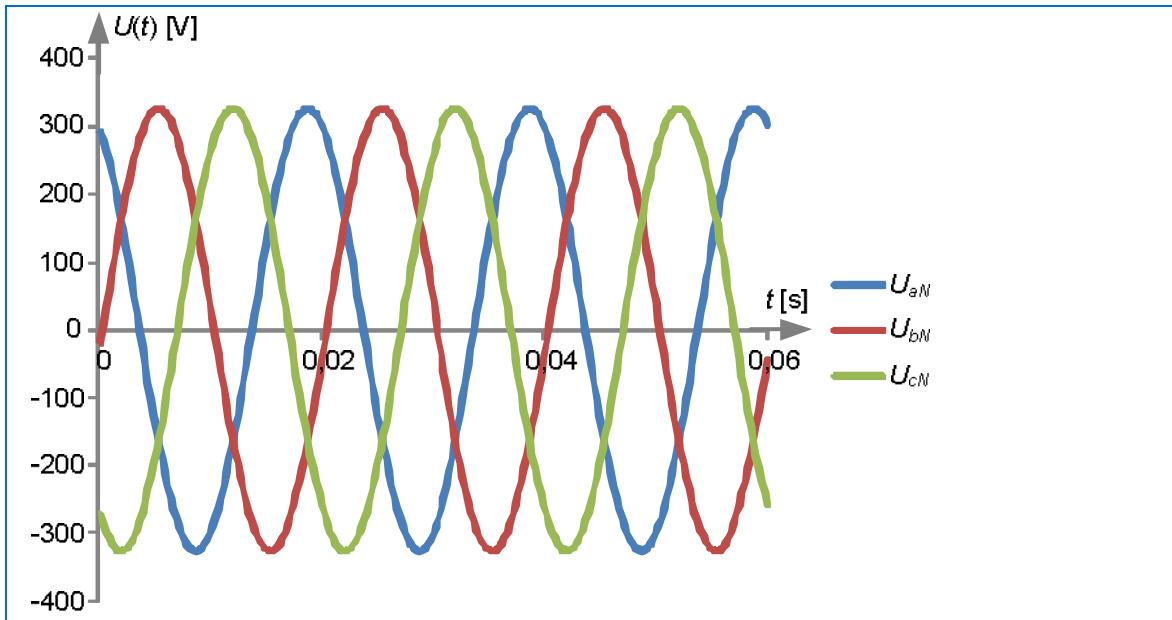


Abbildung 3-6: Leiter-Neutralleiter-Spannungen in einem symmetrischen 0,4 kV-Netz

Drei gegeneinander um jeweils 120° bzw. $2\pi/3$ phasenverschobene Spannungsquellen gleicher Frequenz und Amplitude lassen sich auch zu einem Dreieck zusammenschalten (Abbildung 3-7).

Bei der Dreieckschaltung summieren sich die drei Quellenspannungen immer zu Null, bei einer Sternschaltung nach Abbildung 3-5 ist das nicht notwendigerweise immer der Fall.

Bei einer Dreieckschaltung steht kein Neutralpunkt zur Verfügung.

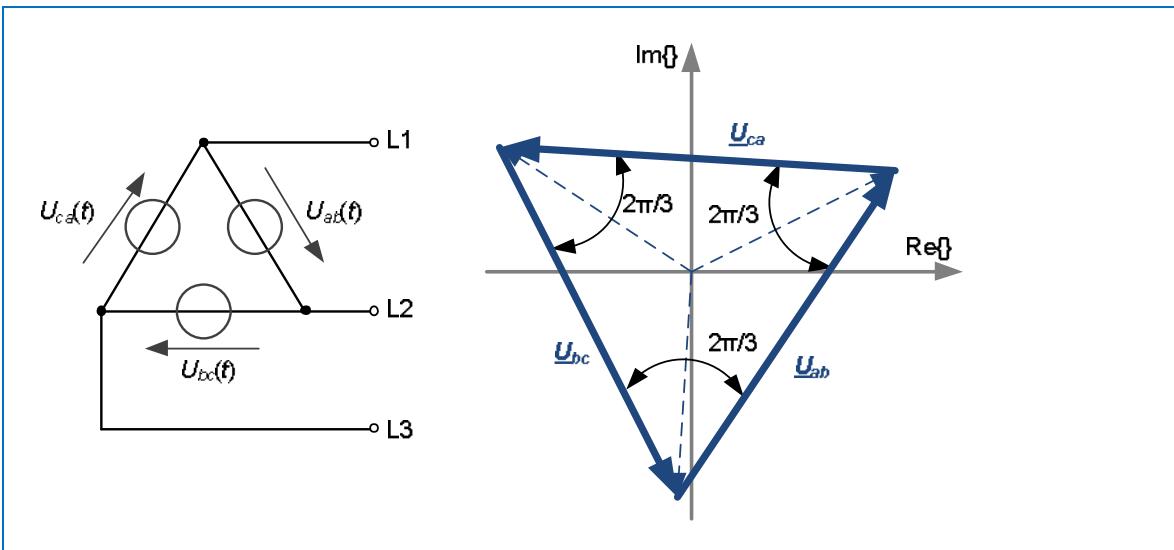


Abbildung 3-7: Drehstromsystem mit Dreieckschaltung von Spannungsquellen

3.2.2 Drehoperatoren

Die komplexen Effektivwertzeiger der drei Phasenspannungen nach Gleichung (3-27) sind

$$\begin{aligned}\underline{U}_{aN} &= \frac{\hat{U}}{\sqrt{2}} e^{j\varphi_u} = U \cdot e^{j\varphi_u} \\ \underline{U}_{bN} &= U \cdot e^{j\varphi_u} e^{-j2\pi/3} \\ \underline{U}_{cN} &= U \cdot e^{j\varphi_u} e^{-j4\pi/3}\end{aligned}\quad (3-28)$$

Führt man den **komplexen Drehoperator \underline{a}** mit

$$\underline{a} = e^{j2\pi/3} = \cos(2\pi/3) + j \sin(2\pi/3) = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3-29)$$

ein, dann kann man Gleichung (3-28) auch als

$$\begin{aligned}\underline{U}_{aN} &= U \cdot e^{j\varphi_u} \\ \underline{U}_{bN} &= \underline{a}^2 \cdot U \cdot e^{j\varphi_u} = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{aN} \\ \underline{U}_{cN} &= \underline{a} \cdot U \cdot e^{j\varphi_u} = \underline{a} \cdot \underline{U}_{aN}\end{aligned}\quad (3-30)$$

schreiben. In einem symmetrischen Drehstromsystem gehen die einzelnen komplexen Effektivwertzeiger also durch Drehung um 120° bzw. $2\pi/3$, das heißt durch Multiplikation mit dem Drehoperator \underline{a} ineinander über (Abbildung 3-5 bzw. Abbildung 3-7).

Für den Drehoperator gelten unter anderem die folgenden Beziehungen:

$$\underline{a}^2 = e^{j4\pi/3} = \cos(4\pi/3) + j \sin(4\pi/3) = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3-31)$$

$$\underline{a}^2 = \underline{a}^* = \underline{a}^{-1} \quad (3-32)$$

$$\underline{a}^3 = 1 \quad \underline{a}^4 = \underline{a} \quad \underline{a}^5 = \underline{a}^2 \quad (3-33)$$

$$1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0 \quad (3-34)$$

$$\underline{a} - \underline{a}^2 = j\sqrt{3} \quad 1 - \underline{a}^2 = \sqrt{3} e^{j\pi/3} \quad (3-35)$$

Für das symmetrische Drehstromsystem nach Gleichung (3-28) gilt also

$$\underline{U}_{aN} + \underline{U}_{bN} + \underline{U}_{cN} = U \cdot e^{j\varphi_u} [1 + \underline{a}^2 + \underline{a}] = 0 \quad (3-36)$$

Später werden wir sehen, dass diese Beziehung (nicht ausschließlich) bei symmetrischen Drehstromsystemen gilt. Bei unsymmetrischen Drehstromsystemen ist sie dagegen nicht immer erfüllt.

3.2.3 Leistungen im Drehstromsystem

Die Augenblicksleistung im Drehstromsystem kann man ähnlich wie in Gleichung (3-13) als die Summe der Augenblicksleistungen in den einzelnen drei Phasen ermitteln (Abbildung 3-8):

$$p(t) = U_{aN}(t) \cdot I_a(t) + U_{bN}(t) \cdot I_b(t) + U_{cN}(t) \cdot I_c(t) \quad (3-37)$$

Alternativ kann man auch wieder die Effektivwertzeiger verwenden

$$\begin{aligned} p(t) &= \operatorname{Re} \{ \underline{U}_{aN} \cdot I_a^* + \underline{U}_{bN} \cdot I_b^* + \underline{U}_{cN} \cdot I_c^* \} + \\ &\quad + \operatorname{Re} \{ (\underline{U}_{aN} \cdot I_a + \underline{U}_{bN} \cdot I_b + \underline{U}_{cN} \cdot I_c) \cdot e^{j2\omega t} \} = \\ &= P + \tilde{p}(t) \end{aligned} \quad (3-38)$$

und eine Aufspaltung in Mittelwert und pulsierenden Anteil vornehmen.

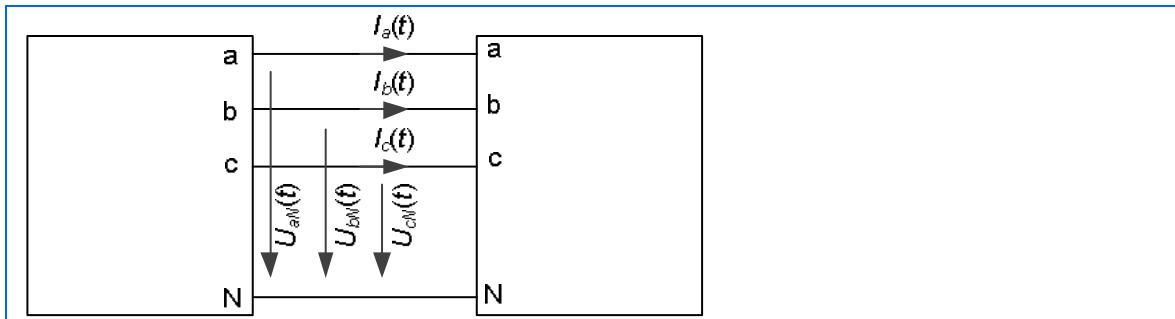


Abbildung 3-8: Spannungen und Ströme an einem Punkt des Drehstromsystems

Unter der Annahme, dass sowohl Spannungen als auch Ströme an dem betrachteten Punkt ein symmetrisches Drehstromsystem bilden, gilt für diese Ströme und Spannungen

$$\begin{aligned} \underline{U}_{aN} &= U \cdot e^{j\varphi_u} \\ \underline{U}_{bN} &= \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{aN} \\ \underline{U}_{cN} &= \underline{a} \cdot \underline{U}_{aN} \end{aligned} \quad (3-39)$$

$$I_a = I \cdot e^{j\varphi_i}$$

$$I_b = \underline{a}^2 \cdot I_a$$

$$I_c = \underline{a} \cdot I_a$$

Die Wirkleistung P wird dann

$$\begin{aligned}
 P &= \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* + \underline{U}_{bN} \cdot \underline{I}_b^* + \underline{U}_{cN} \cdot \underline{I}_c^* \right\} = \\
 &= \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* + \underline{a}^2 \underline{U}_{aN} \cdot (\underline{a}^2 \underline{I}_a)^* + \underline{a} \underline{U}_{aN} \cdot (\underline{a} \underline{I}_a)^* \right\} = \\
 &= 3 \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* \right\} = 3U \cdot I \cdot \cos(\varphi_u - \varphi_i) = 3U \cdot I \cdot \cos\varphi
 \end{aligned} \tag{3-40}$$

Dabei wurde z.B. $(\underline{a}^2)^* = \underline{a}$ und $\underline{a}^3 = 1$ verwendet und mit φ der Winkel zwischen Strom und Spannung abgekürzt.

Die Scheinleistung im Drehstromsystem ist nach der gleichen Überlegung

$$\underline{S} = \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* + \underline{U}_{bN} \cdot \underline{I}_b^* + \underline{U}_{cN} \cdot \underline{I}_c^* = 3 \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* \tag{3-41}$$

$$S = 3U \cdot I$$

Die Blindleistung wird

$$\begin{aligned}
 Q &= \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* + \underline{U}_{bN} \cdot \underline{I}_b^* + \underline{U}_{cN} \cdot \underline{I}_c^* \right\} = \\
 &= 3 \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* \right\} = 3U \cdot I \cdot \sin(\varphi_u - \varphi_i) = 3U \cdot I \cdot \sin\varphi
 \end{aligned} \tag{3-42}$$

Es gilt auch für das Drehstromsystem wieder

$$\underline{S} = P + jQ \tag{3-43}$$

Der pulsierende Anteil der Augenblicksleistung in Gleichung (3-38) ist

$$\begin{aligned}
 \tilde{P}(t) &= \operatorname{Re} \left\{ (\underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a + \underline{U}_{bN} \cdot \underline{I}_b + \underline{U}_{cN} \cdot \underline{I}_c) \cdot e^{j2\omega t} \right\} = \\
 &= \operatorname{Re} \left\{ (\underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a + \underline{a}^2 \underline{U}_{aN} \cdot \underline{a}^2 \underline{I}_a + \underline{a} \underline{U}_{aN} \cdot \underline{a} \underline{I}_a) \cdot e^{j2\omega t} \right\} = \\
 &= \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a (1 + \underline{a} + \underline{a}^2) \cdot e^{j2\omega t} \right\} = 0
 \end{aligned} \tag{3-44}$$

und verschwindet beim symmetrischen Drehstromsystem. Der Momentanwert der Leistung ist also konstant und entspricht genau der Wirkleistung.

Wie bereits erwähnt, werden als Nennspannungen in Drehstromsystemen die verketteten Spannungen verwendet, die mit den Leiter-Erde-Spannungen über den Faktor $\sqrt{3}$ zusammenhängen. Bezeichnet man mit U_n die Nennspannung und mit I_n den (leitergebundenen) Nennstrom, dann können die Leistungen im symmetrischen Drehstromsystem auch als

$$\begin{aligned}
 S &= \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \\
 P &= \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \cos\varphi \\
 Q &= \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \sin\varphi
 \end{aligned} \tag{3-45}$$

angegeben werden. Zu beachten ist allerdings, dass φ immer noch der Winkel zwischen Strom und Leiter-Erde-Spannung ist und nicht der zwischen Strom und der verketteten Spannung.

3.3 Symmetrische Komponenten

3.3.1 Transformationsvorschrift

Im vorangegangenen Kapitel haben wir gesehen, dass Drehstromsysteme im symmetrischen Betrieb bestimmte Eigenschaften haben, z.B. dass sich die Leiter-Erde-Spannungen nach Gleichung (3-36) zu Null addieren. Diese Symmetrieverbedingungen bei Strömen, Spannungen und Betriebsmit-

teln in Drehstromsystemen insgesamt macht man sich bei der Bildung von symmetrischen Komponenten zunutze.

Als **symmetrische Komponenten** $\underline{V}_{(0)}$, $\underline{V}_{(1)}$ und $\underline{V}_{(2)}$ bezeichnet man dabei das Resultat einer Transformation für sinusförmige Drehstromsysteme, die durch Effektivwertzeiger von Strömen und Spannungen \underline{V}_a , \underline{V}_b und \underline{V}_c beschrieben werden können. Die Transformationsvorschrift lautet:

$$\underline{V}_{(0)} = \frac{1}{3} [\underline{V}_a + \underline{V}_b + \underline{V}_c] \quad (3-46)$$

$$\underline{V}_{(1)} = \frac{1}{3} [\underline{V}_a + \underline{a}\underline{V}_b + \underline{a}^2\underline{V}_c] \quad (3-47)$$

$$\underline{V}_{(2)} = \frac{1}{3} [\underline{V}_a + \underline{a}^2\underline{V}_b + \underline{a}\underline{V}_c] \quad (3-48)$$

In Matrixschreibweise lautet die Transformationsvorschrift

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} \quad (3-49)$$

mit der Transformationsmatrix¹¹

$$\underline{\mathbf{T}} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \quad (3-50)$$

Die Rücktransformation von symmetrischen Komponenten in Drehstromgrößen lautet:

$$\underline{V}_a = [\underline{V}_{(0)} + \underline{V}_{(1)} + \underline{V}_{(2)}] \quad (3-51)$$

$$\underline{V}_b = [\underline{V}_{(0)} + \underline{a}^2\underline{V}_{(1)} + \underline{a}\underline{V}_{(2)}] \quad (3-52)$$

$$\underline{V}_c = [\underline{V}_{(0)} + \underline{a}\underline{V}_{(1)} + \underline{a}^2\underline{V}_{(2)}] \quad (3-53)$$

In Matrixschreibweise lautet die Rücktransformationsvorschrift:

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} = \underline{\mathbf{T}}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} \quad (3-54)$$

mit der Rücktransformationsmatrix

$$\underline{\mathbf{T}}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \quad (3-55)$$

Im Drehstromsystem gibt es drei Komponenten:

¹¹ Wegen des Vorfaktors von 1/3 ist die Transformation in symmetrische Komponenten nicht leistungs invariant; bei der Transformationsmatrix handelt es sich nicht um eine unitäre Matrix und bei der Transformation nicht um eine orthogonale Transformation. Wenn dies notwendig ist, muss vor den Transformationsmatrizen $\underline{\mathbf{T}}$ und $\underline{\mathbf{T}}^{-1}$ jeweils der gleiche Faktor $1/\sqrt{3}$ gesetzt werden.

- **Mitsystem (Index „(1)“):**

Das Mitsystem beschreibt den symmetrischen Idealbetriebszustand. Das bedeutet, dass die Ströme und Spannungen im symmetrischen Drehstromsystem genau ein Mitsystem bilden und die anderen beiden Komponenten verschwinden. Reine Mitsysteme bilden im Drehstromsystem ein Drehfeld, das die gleiche Rotation aufweist wie das Feld, mit dem in den rotierenden Generatoren elektrische Energie erzeugt und in rotierenden Maschinen in mechanische Arbeit umgewandelt wird. Deshalb spricht man beim Drehstromsystem auch von der Verlängerung der Welle des Generators hin zum Verbraucher.

- **Gegensystem (Index „(2)“):**

Das Gegensystem beschreibt Betriebsvorgänge entgegen der „normalen“ Drehrichtung des Systems. Man könnte es z.B. durch Umkehren der Drehrichtung des Drehstromgenerators oder Vertauschen von zwei seiner drei Phasen erzeugen. Die allermeisten Betriebsmittel haben keine Vorzugsrichtung (z.B. Kabel, Leitungen oder Transformatoren, d.h. sogenannte passive Betriebsmittel) und verhalten sich deshalb für Mit- und Gegensystem gleich. Dagegen haben z.B. rotierende elektrische Maschinen sehr wohl eine Vorzugsrichtung (nämlich die, in der sie sich drehen) und verhalten sich deshalb gegenüber einer überlagerten Gegensystemkomponente völlig anders als im Mitsystem. Die Gegensystemkomponente entsteht z.B. durch die unsymmetrische Belastung des Drehstromsystems oder andere Asymmetrien. Wegen ihrer negativen Auswirkungen z.B. auf elektrische Maschinen darf sie deshalb bestimmte Grenzen nicht überschreiten¹².

- **Nullsystem (Index „(0)“):**

Bei der Mit- und Gegensystemkomponente laufen die Vorgänge in den einzelnen drei Phasen zeitlich versetzt ab und bilden das mit- oder gegenläufige Drehfeld des Drehstromsystems. Die Vorgänge im Nullsystem laufen dagegen in allen drei Phasen gleichzeitig ab. Das erkennt man auch daran, dass bei der Rücktransformation nach Gleichung (3-54) die Nullkomponente gleichermaßen in alle drei Phasen eingeht. Ein Nullsystem im Strom kann daher nur existieren, wenn es neben den drei Phasenleitern noch einen vierten Strompfad (Neutralleiter im Niederspannungsnetz oder Rückleitung über das Erdreich) gibt. Sonst summieren sich wegen des Knotensatzes die drei Phasenströme immer zu Null, und es gibt keine Nullkomponente im Strom.

Die Null-, Mit- und Gegensystemimpedanz eines beliebigen Mehrtors kann mit den Messschaltungen nach Abbildung 3-9, Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 bestimmt werden. Die gestrichelten Verbindungen haben dabei keinen Einfluss auf die Messung. Bei geöffneten Schaltern wird für ein Mehrtor mit Ein- und Ausgängen (z.B. für einen Transformator oder ein Leitungsstück) jeweils die Leerlaufimpedanz, bei geschlossenen Schaltern die Kurzschlussimpedanz bestimmt.

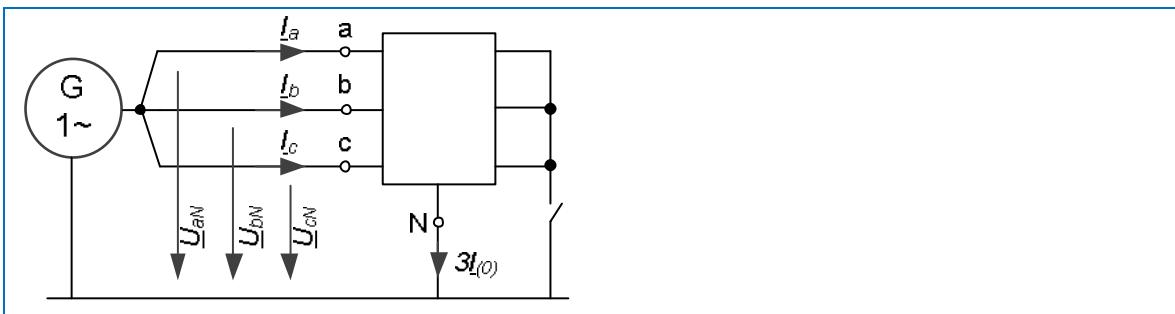


Abbildung 3-9: Zur Bestimmung der Nullimpedanz

¹² Je nach Ausführung „vertragen“ Generatoren z.B. nur ein Gegensystem (Schieflast) in Höhe von 5% des Nenn-Mitsystems, bei verstärkter Dämpferwicklung ggf. 10% - 20%.

Die Messung der Nullimpedanz erfolgt durch Anschluss eines geerdeten einphasigen Generators an alle drei Phasen des Drehstromsystems (Abbildung 3-9). Wegen Gleichung (3-46) wird der Neutralleiter vom dreifachen Nullstrom durchflossen.

Die Nullimpedanz ist

$$Z_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{\frac{1}{3}[\underline{U}_{aN} + \underline{U}_{bN} + \underline{U}_{cN}]}{\frac{1}{3}[\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c]} = \frac{3\underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c} \quad (3-56)$$

Für den Fall, dass das zu vermessende System symmetrisch aufgebaut ist, werden alle drei Stromzeiger im Nenner gleich groß. Dann gilt

$$Z_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{\underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a} = \frac{\underline{U}_{bN}}{\underline{I}_b} = \frac{\underline{U}_{cN}}{\underline{I}_c} \quad (3-57)$$

Die Mitimpedanz wird durch Anschließen eines Generators ermittelt, der ein symmetrisches Drehstromsystem, also ein reines Mitsystem einspeist (Abbildung 3-10).

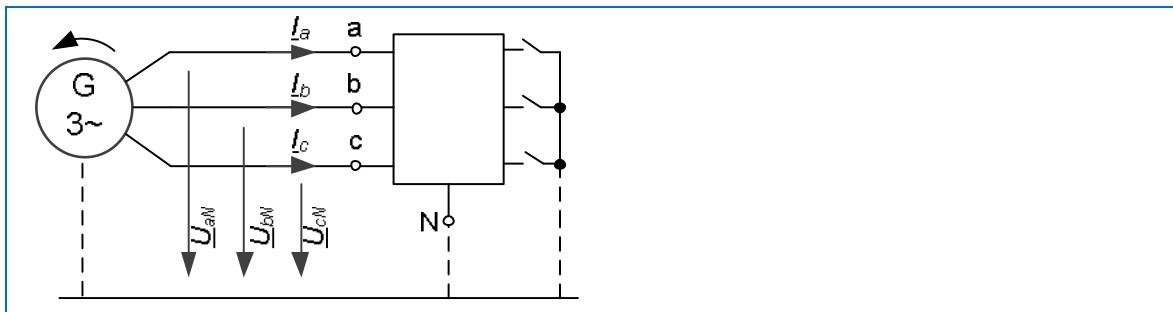


Abbildung 3-10: Zur Bestimmung der Mitimpedanz

Die Mitsystemimpedanz ist dann

$$Z_{(1)} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{\underline{I}_{(1)}} = \frac{\frac{1}{3}[\underline{U}_{aN} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{bN} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{cN}]}{\frac{1}{3}[\underline{I}_a + \underline{a} \cdot \underline{I}_b + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_c]} = \frac{3\underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a + \underline{a} \cdot \underline{I}_b + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_c} \quad (3-58)$$

Für den Fall, dass das zu vermessende System symmetrisch aufgebaut ist, werden die drei Stromzeiger im Nenner ebenfalls ein reines Mitsystem bilden. Dann gilt

$$Z_{(1)} = \frac{\underline{U}_{(1)}}{\underline{I}_{(1)}} = \frac{\underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a} = \frac{\underline{U}_{bN}}{\underline{I}_b} = \frac{\underline{U}_{cN}}{\underline{I}_c} \quad (3-59)$$

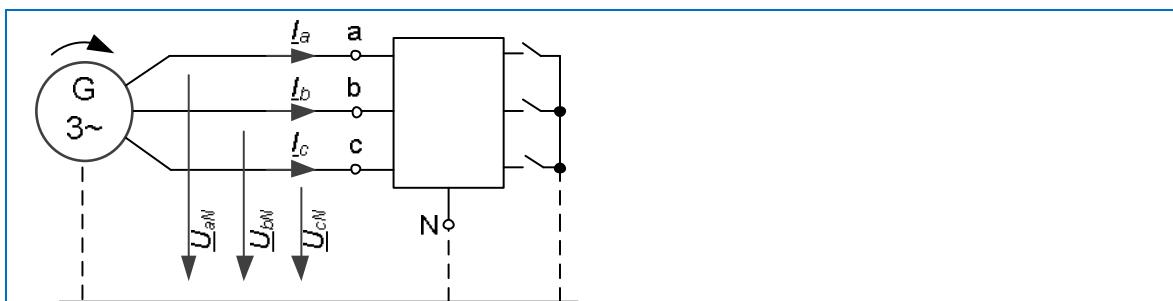


Abbildung 3-11: Zur Bestimmung der Gegenimpedanz

Die Bestimmung des Gegensystems erfolgt wie die Messung des Mitsystems, nur dass dieses Mal der Generator ein reines Gegensystem einspeist. Das ist durch die entgegengesetzte Drehrichtung dargestellt (Abbildung 3-11).

Die Gegensystemimpedanz ist dann

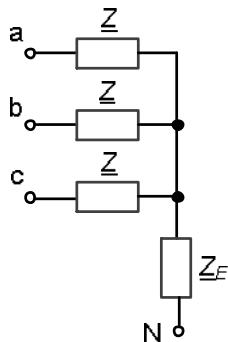
$$\underline{Z}_{(2)} = \frac{\underline{U}_{(2)}}{\underline{I}_{(2)}} = \frac{\frac{1}{3}[\underline{U}_{aN} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{bN} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{cN}]}{\frac{1}{3}[\underline{I}_a + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_b + \underline{a} \cdot \underline{I}_c]} = \frac{3\underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_b + \underline{a} \cdot \underline{I}_c} \quad (3-60)$$

Für den Fall, dass das zu vermessende System symmetrisch aufgebaut ist, werden die drei Stromzeiger im Nenner ebenfalls ein reines Gegensystem bilden. Dann gilt

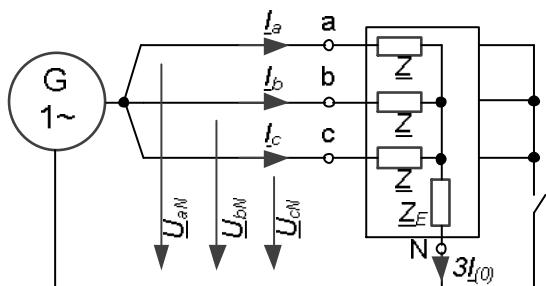
$$\underline{Z}_{(2)} = \frac{\underline{U}_{(2)}}{\underline{I}_{(2)}} = \frac{\underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a} = \frac{\underline{U}_{bN}}{\underline{I}_b} = \frac{\underline{U}_{cN}}{\underline{I}_c} \quad (3-61)$$

Beispiel: Ermittlung der Nullimpedanz einer Schaltung

Für die folgende Schaltung soll die Nullimpedanz ermittelt werden:



Dazu verwenden wir die Messschaltung nach Abbildung 3-9.



In dem Netzwerk gilt

$$I_a = I_b = I_c \text{ und} \\ \underline{U}_{aN} = \underline{U}_{bN} = \underline{U}_{cN} = I_a \underline{Z} + (I_a + I_b + I_c) \underline{Z}_E = I_a (\underline{Z} + 3 \underline{Z}_E)$$

Die Nullimpedanz wird also

$$\underline{Z}_{(0)} = \frac{\underline{U}_{(0)}}{\underline{I}_{(0)}} = \frac{3 \underline{U}_{aN}}{\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c} = \frac{3 \underline{U}_{aN}}{3 \underline{I}_a} = \underline{Z} + 3 \underline{Z}_E$$

Die Impedanz \underline{Z}_E taucht mit dem Faktor 3 auf, weil sie vom dreifachen Nullstrom durchflossen wird. Auf gleichem Wege könnte man für die angegebene Schaltung auch $\underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}$ ermitteln.

3.3.2 Symmetrische Impedanzkomponenten

Die Phasenspannungen der Spannungsquelle nach (3-27) und (3-30) können mit der Transformationsvorschrift nach (3-50) in symmetrische Komponenten überführt werden. Dabei ergibt sich

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{aN} \\ \underline{U}_{bN} \\ \underline{U}_{cN} \end{pmatrix} = \underline{T} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{aN} \\ \underline{a}^2 \underline{U}_{aN} \\ \underline{a} \cdot \underline{U}_{aN} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ \underline{U} e^{j\varphi_u} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (3-62)$$

oder, wie wir durch die Vorgabe der Spannungen auch sicherstellen wollten, ein reines Mitsystem, während die Gegen- und die Nullkomponente der Spannung verschwindet. Durch die Transformation in symmetrische Komponenten geht diese spezielle Spannungsquelle eines Drehstromsystems also wie in Abbildung 3-12 gezeigt in eine reine Mitsystem-Spannungsquelle über, während Gegen- und Nullkomponente der Spannungsquelle verschwinden.

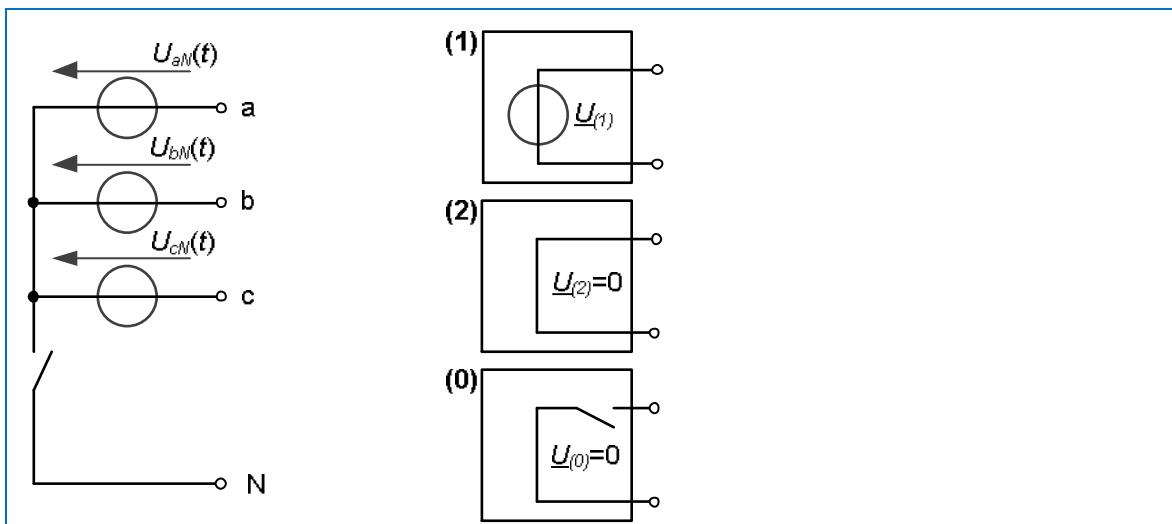


Abbildung 3-12: Transformation einer symmetrischen Spannungsquelle

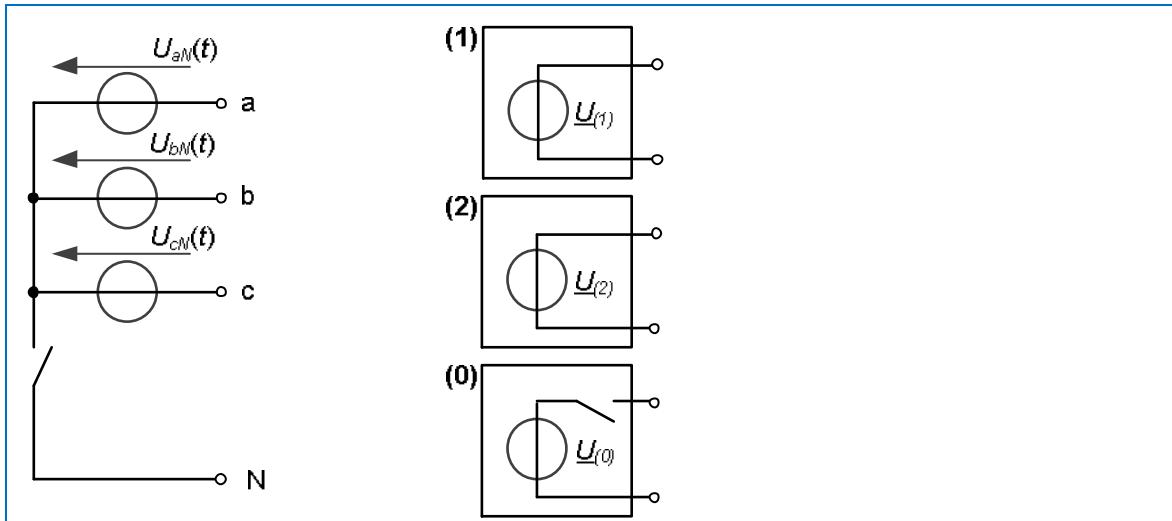


Abbildung 3-13: Transformation einer allgemeinen sinusförmigen Drehstromsystem-Spannungsquelle

Ganz allgemein kann man durch die Transformation der Spannungsquellen im Drehstromsystem in symmetrische Komponenten entsprechende Spannungsquellen im Bildbereich der symmetrischen Komponenten erzeugen, auch wenn diese ggf. nicht symmetrisch sind und daher Gegen- und

Nullkomponente aufweisen (Abbildung 3-13). Je nachdem ob eine Stromführung über den Sternpunkt möglich ist, ist der Schalter bei der Nullkomponente offen oder geschlossen.

Diese Transformation kann man nicht nur mit Spannungsquellen durchführen, sondern auch mit beliebigen anderen Mehrtoren. Das Verfahren zur Messung von Mit-, Gegen- und Nullimpedanz haben wir schon im vorangegangenen Abschnitt kennengelernt. Eleganter ist aber die Erzeugung von **symmetrischen Impedanzkomponenten** durch direkte Transformation der Impedanzmatrix.

Dazu betrachten wir den Elementar-Längsachtpol eines passiven Drehstromnetzwerkes nach Abbildung 3-14. Z_a , Z_b und Z_c bezeichnen die Längsimpedanzen der einzelnen Phasen, Z_{ab} , Z_{bc} und Z_{ca} ihre gegenseitigen Kopplungen¹³.

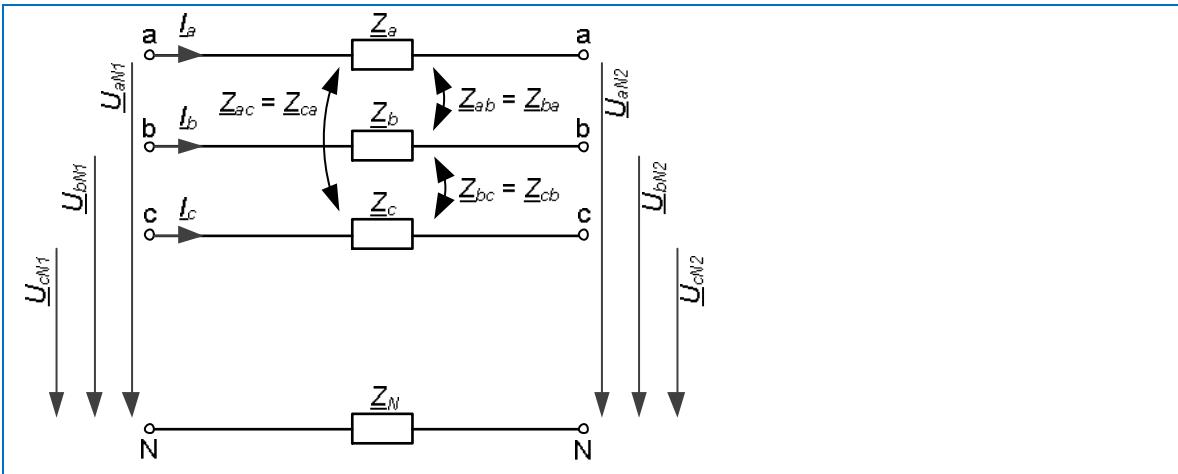


Abbildung 3-14: Elementar-Längsachtpol

Unter der Voraussetzung, dass Ströme und Spannungen eingeschwungen und sinusförmig sind, können wir den Zusammenhang zwischen Spannungs- und Stromzeigern über die Impedanzmatrix des Achtpols darstellen als

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{aN1} \\ \underline{U}_{bN1} \\ \underline{U}_{cN1} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \underline{U}_{aN2} \\ \underline{U}_{bN2} \\ \underline{U}_{cN2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{aN} \\ \Delta \underline{U}_{bN} \\ \Delta \underline{U}_{cN} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a + Z_N & Z_{ab} + Z_N & Z_{ac} + Z_N \\ Z_{ba} + Z_N & Z_b + Z_N & Z_{bc} + Z_N \\ Z_{ca} + Z_N & Z_{cb} + Z_N & Z_c + Z_N \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (3-63)$$

Mit den Beziehungen

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{(0)} \\ \Delta \underline{U}_{(1)} \\ \Delta \underline{U}_{(2)} \end{pmatrix} = \underline{T} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{aN} \\ \Delta \underline{U}_{bN} \\ \Delta \underline{U}_{cN} \end{pmatrix} \text{ und } \begin{pmatrix} I_{(0)} \\ I_{(1)} \\ I_{(2)} \end{pmatrix} = \underline{T}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (3-64)$$

wird daraus

$$\begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{(0)} \\ \Delta \underline{U}_{(1)} \\ \Delta \underline{U}_{(2)} \end{pmatrix} = \underline{T} \cdot \begin{bmatrix} Z_a + Z_N & Z_{ab} + Z_N & Z_{ac} + Z_N \\ Z_{ba} + Z_N & Z_b + Z_N & Z_{bc} + Z_N \\ Z_{ca} + Z_N & Z_{cb} + Z_N & Z_c + Z_N \end{bmatrix} \cdot \underline{T}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} I_{(0)} \\ I_{(1)} \\ I_{(2)} \end{pmatrix} = \underline{Z}_{(0)(1)(2)} \cdot \begin{pmatrix} I_{(0)} \\ I_{(1)} \\ I_{(2)} \end{pmatrix} \quad (3-65)$$

mit

¹³ Die Kopplungen entstehen dadurch, dass ein Stromfluss in einer Phase des Systems über das entstehende Magnetfeld in die anderen Phasen einkoppelt und dort entsprechend seiner Änderung Spannungen induziert. Beispielsweise können die drei Phasen einer Drehstromleitung als sehr ausgedehnte Leiterschleifen eines Transformators aufgefasst werden.

$$\begin{aligned} \underline{\mathbf{Z}}_{(0)(1)(2)} &= \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{\mathbf{Z}}_N \\ \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{bc} + \underline{\mathbf{Z}}_N \\ \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{\mathbf{Z}}_N \end{bmatrix} \cdot \mathbf{T}^{-1} \\ &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{\mathbf{Z}}_N \\ \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{bc} + \underline{\mathbf{Z}}_N \\ \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{\mathbf{Z}}_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3-66)$$

Ausmultiplizieren der Matrizen ergibt

$$\begin{aligned} \underline{\mathbf{Z}}_{(0)(1)(2)} &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + 3\underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ac} & \underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ac} \\ \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_{bc} + 3\underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{bc} & \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{bc} \\ \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{\mathbf{Z}}_c + 3\underline{\mathbf{Z}}_N & \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_c & \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_c \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_{(0)} & \underline{\mathbf{Z}}_{(0)(1)} & \underline{\mathbf{Z}}_{(0)(2)} \\ \underline{\mathbf{Z}}_{(1)(0)} & \underline{\mathbf{Z}}_{(1)} & \underline{\mathbf{Z}}_{(1)(2)} \\ \underline{\mathbf{Z}}_{(2)(0)} & \underline{\mathbf{Z}}_{(2)(1)} & \underline{\mathbf{Z}}_{(2)} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3-67)$$

mit

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(0)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_c + 2\underline{\mathbf{Z}}_{ab} + 2\underline{\mathbf{Z}}_{ac} + 2\underline{\mathbf{Z}}_{bc} + 9\underline{\mathbf{Z}}_N) \quad (3-68)$$

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(1)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_c - \underline{\mathbf{Z}}_{ab} - \underline{\mathbf{Z}}_{ac} - \underline{\mathbf{Z}}_{bc}) \quad (3-69)$$

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(2)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_c - \underline{\mathbf{Z}}_{ab} - \underline{\mathbf{Z}}_{ac} - \underline{\mathbf{Z}}_{bc}) = \underline{\mathbf{Z}}_{(1)} \quad (3-70)$$

Außer der Tatsache, dass die Hauptdiagonalelemente für das Mit- und Gegensystem identisch sind, ist von der angesprochenen Eleganz und Einfachheit noch nichts erkennbar.

Das wird vorerst auch nicht besser, wenn auch noch die Nebendiagonalelemente bestimmt werden als

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(0)(1)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{bc} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{cb}) \quad (3-71)$$

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(0)(2)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{bc}) \quad (3-72)$$

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(1)(2)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_{bc} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ca}) \quad (3-73)$$

sowie

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(1)(0)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{bc} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{cb}) \quad (3-74)$$

$$\underline{\mathbf{Z}}_{(2)(0)} = \frac{1}{3} (\underline{\mathbf{Z}}_a + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_c + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_b + \underline{\mathbf{Z}}_{ac} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{cb} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{ba} + \underline{\mathbf{Z}}_{ab} + \underline{a} \underline{\mathbf{Z}}_{ca} + \underline{a}^2 \underline{\mathbf{Z}}_{bc}) \quad (3-75)$$

$$\underline{Z}_{(2)(1)} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_a + \underline{a}\underline{Z}_b + \underline{a}^2\underline{Z}_c + \underline{Z}_{bc} + \underline{a}^2\underline{Z}_{ab} + \underline{a}\underline{Z}_{ac} + \underline{Z}_{cb} + \underline{a}\underline{Z}_{ca} + \underline{a}^2\underline{Z}_{ba}) \quad (3-76)$$

Eine Vereinfachung durch Transformation in symmetrische Impedanzkomponenten entsteht nur dann, wenn der ursprüngliche Achtpol symmetrisch aufgebaut ist, d.h. wenn $\underline{Z}_a = \underline{Z}_b = \underline{Z}_c = \underline{Z}$ und $\underline{Z}_{ab} = \underline{Z}_{bc} = \underline{Z}_{ca} = \underline{Z}_{LL}$ gilt. Dann vereinfachen sich die symmetrischen Impedanzkomponenten wegen $1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0$ zu einer reinen Diagonalmatrix, nämlich

$$\underline{Z}_{(0)(1)(2)} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z} + 2 \cdot \underline{Z}_{LL} + 3 \cdot \underline{Z}_N & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z} - \underline{Z}_{LL} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z} - \underline{Z}_{LL} \end{bmatrix} \quad (3-77)$$

In einem symmetrisch aufgebauten Achtpol eines Drehstromsystems sind Mit-, Gegen- und Nullsystem also entkoppelt (Abbildung 3-15).

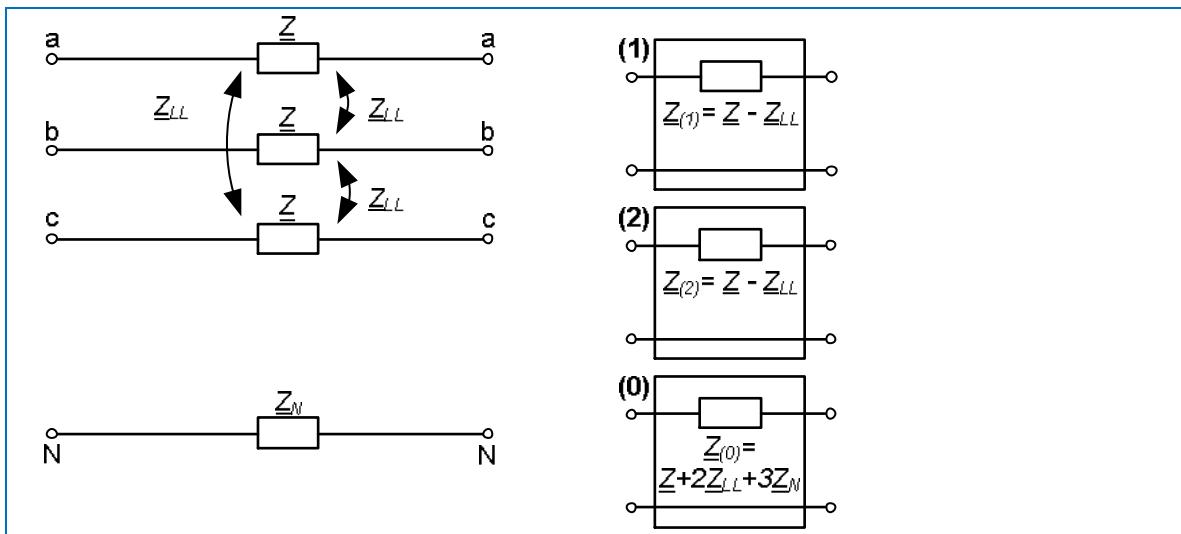


Abbildung 3-15: Symmetrische Impedanzkomponenten eines symmetrischen Elementar-Längsachtpols

Mit analogen Überlegungen und Berechnungen kann man auch einen symmetrischen Elementar-Querachtpol in symmetrische Komponenten überführen (Abbildung 3-16).

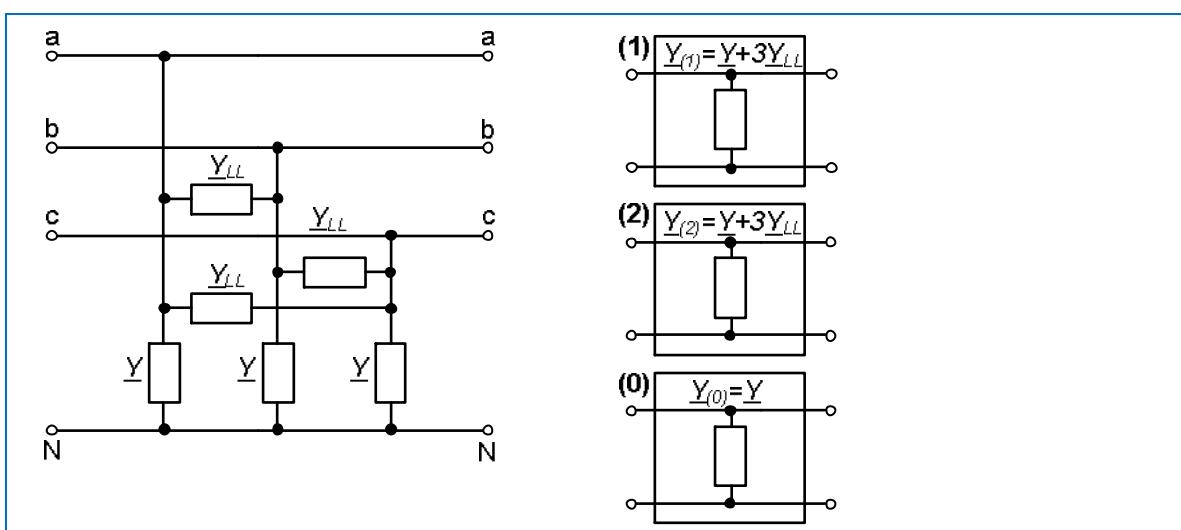


Abbildung 3-16: Symmetrische Admittanzkomponenten eines symmetrischen Elementar-Querachtpols

3.3.3 Berechnung symmetrischer Betriebszustände in symmetrischen Komponenten

In den beiden vorangegangenen Abschnitten haben wir gesehen, dass man sowohl Quellen, Lasten als auch die sie verbindenden Elementar-Achtpole von Drehstromsystemen in symmetrischen Komponenten darstellen kann. Wenn diese Elemente symmetrisch aufgebaut sind, dann sind diese symmetrischen Komponenten voneinander entkoppelt und ermöglichen eine einfache Berechnung der symmetrischen Betriebszustände.

Das machen wir uns an der Zusammenschaltung der einzelnen Elemente, die wir bisher betrachtet haben, deutlich (Abbildung 3-17).

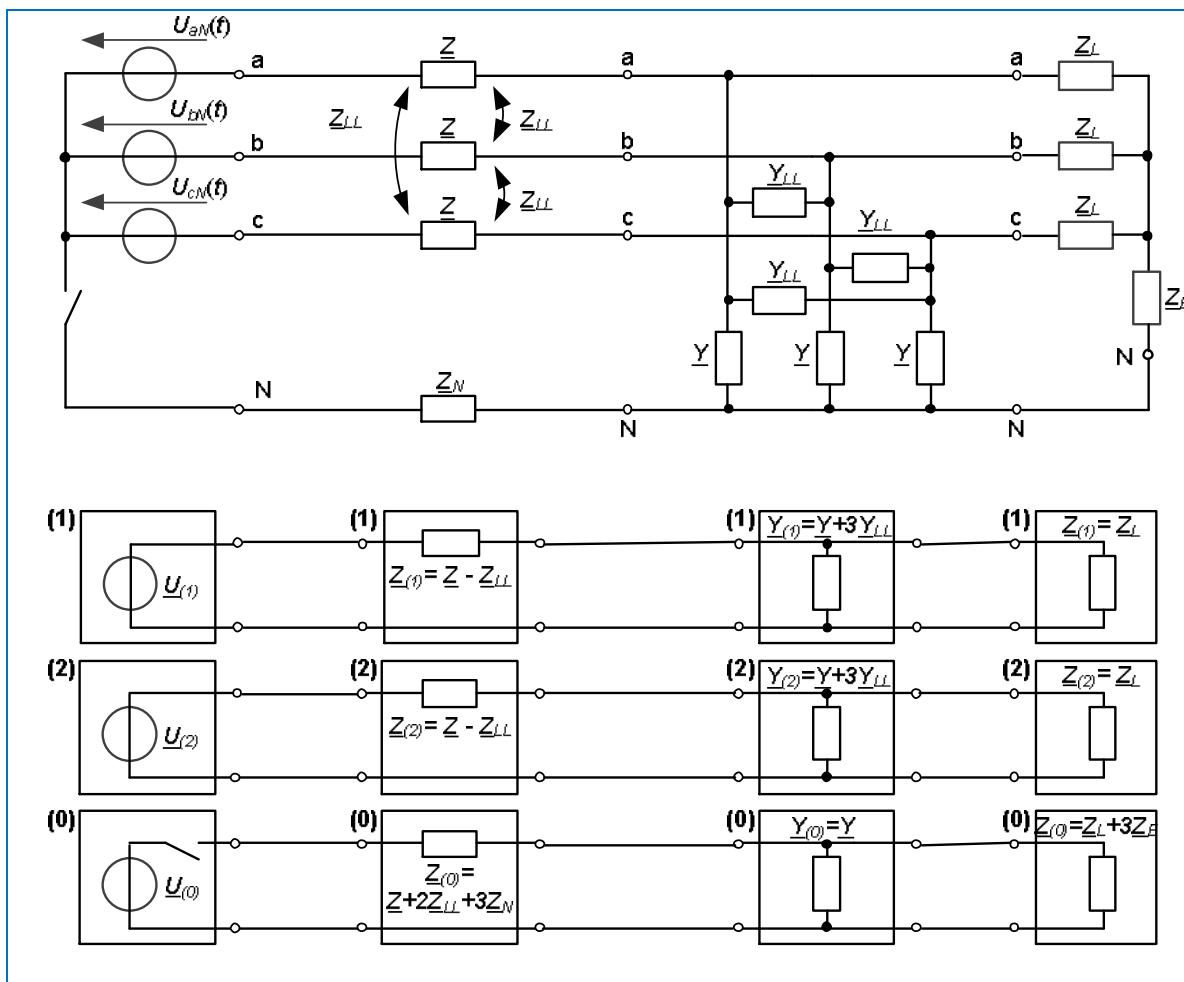


Abbildung 3-17: Zusammenschaltung von Mehrtoren im Originalbereich und Bildbereich der symmetrischen Komponenten

Unter der Voraussetzung, dass wir uns auf eingeschwungen sinusförmige Vorgänge beschränken, bieten die symmetrischen Komponenten unter Ausnutzung der Symmetrieeigenschaften der Drehstromsysteme wie dargestellt den Vorteil, entkoppelte Netzwerke betrachten zu können. Noch einfacher wird die Situation, wenn die Spannungsquellen selber ein reines Mitsystem bilden, wie in Abbildung 3-12 dargestellt (Abbildung 3-18).

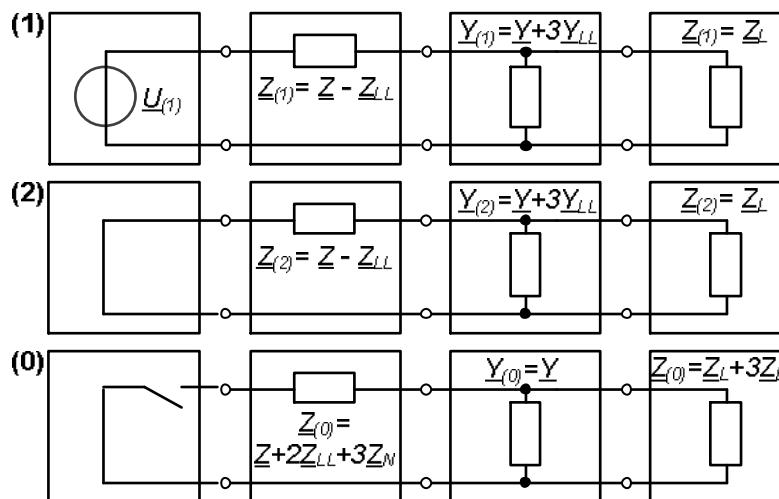


Abbildung 3-18: Symmetrische Komponenten bei symmetrischer Erregung

Dann muss nämlich nur noch das Mitsystem betrachtet werden.

Beispiel: Kondensatoren an symmetrischem Drehstromsystem

Ein symmetrisches Drehstromsystem mit 10 kV Nennspannung wird durch drei Kondensatoren mit je 2 Mikrofarad, die im Stern geschaltet sind, belastet. Wie groß sind die drei Phasenströme und wie groß ist die kapazitive Blindleistung? Wie ändert sich die Blindleistung, wenn die Kondensatoren im Dreieck angeschlossen werden?

Weil sowohl Spannungsquelle als auch Belastung symmetrisch sind, ist es ausreichend, nur das Mitsystem zu betrachten. Im Gegen- und im Nullsystem verschwinden im eingeschwungenen Zustand Ströme und Spannungen.

Die Höhe der Spannung im Mitsystem ergibt sich dabei aus der angegebenen Nennspannung. Weil als Nennspannung im Drehstromsystem immer die verkettete Spannung angegeben wird, ergibt sich der Betrag der Mitsystemspannung durch Division mit $\sqrt{3}$ als

$$U_{(1)} = U_n / \sqrt{3} = 10 \text{ kV} / \sqrt{3}$$

Dabei legen wir die Phasenlage des Mitsystems mit 0° fest. Das hat keinen Einfluss auf die Höhe des zu berechnenden Stroms.

Die im Stern geschalteten Kondensatoren stellen eine Belastung dar, wie sie im vorangegangenen Beispiel betrachtet wurden. Die symmetrische Impedanzkomponente im Mitsystem ist

$$Z_{(1)} = 1 / j\omega C = 1 / (j2\pi 50 \text{ s}^{-1} \cdot 2 \cdot 10^{-6} \text{ As/V})$$

Der Strom im Mitsystem ergibt sich daraus als

$$I_{(1)} = U_{(1)} / Z_{(1)} = 10 \text{ kV} / \sqrt{3} \cdot j2\pi 50 \text{ s}^{-1} \cdot 2 \cdot 10^{-6} \text{ As/V} = j3,63 \text{ A}$$

Im Gegen- und im Nullsystem existieren im eingeschwungenen Zustand wie oben geschildert keine Ströme. Die Phasenströme ergeben sich aus der Rücktransformation als

$$I_a = [I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)}] = 0 + j3,63 \text{ A} + 0 = j3,63 \text{ A}$$

$$I_b = [I_{(0)} + \underline{a}^2 I_{(1)} + \underline{a} I_{(2)}] = 0 + j\underline{a}^2 3,63 \text{ A} + 0 = j\underline{a}^2 3,63 \text{ A}$$

$$I_c = [I_{(0)} + \underline{a} I_{(1)} + \underline{a}^2 I_{(2)}] = 0 + j\underline{a} 3,63 \text{ A} + 0 = j\underline{a} 3,63 \text{ A}$$

Die Blindleistung ist

$$Q = 3 \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_{aN} \cdot \underline{I}_a^* \right\} = 3 \operatorname{Im} \left\{ \frac{10kV}{\sqrt{3}} (j3,63A)^* \right\} = -\sqrt{3} \cdot 10kV \cdot 3,63A = \\ = -62,83kVar$$

Wären die Kondensatoren im Dreieck angeordnet, dann würden sich die dreifachen Werte ergeben. Das kann man sich z.B. anhand des Elementar-Querachtpols in Abbildung 3-16 klarmachen, wenn man beobachtet, wie \underline{Y} und \underline{Y}_{LL} in das Mitsystem eingehen. Allerdings müssen die Kondensatoren dann auch für die verkettete Spannung und nicht nur für die Phasenspannung ausgelegt sein.

3.3.4 Berechnung unsymmetrischer Betriebszustände in symmetrischen Komponenten

Die symmetrischen Komponenten sind aber auch zur Berechnung unsymmetrischer Betriebszustände geeignet. Der Vorteil der entkoppelten Komponenten-Netzwerke bei symmetrischem Aufbau des Drehstromsystems bleibt auch bestehen, wenn die erregende Quellenspannung nicht symmetrisch ist.

Beispiel: Unsymmetrische Spannungsquelle

Ein Drehstromgenerator mit 400 V Nennspannung hat eine Unsymmetrie der Spannungen. Die Spannung in Phase a hat nur 80% des Wertes der übrigen Phasen. Die Phasenwinkel zwischen den Spannungen sind genau 120° . Es ist kein Neutralleiter vorhanden und die Sternpunkte des Generators und der Last sind frei.

- a) Wie groß sind die symmetrischen Komponenten der Spannung?
- b) Wie groß ist das Verhältnis von Gegen- zu Mitsystemspannung?
- c) Wie groß sind die Ströme der Phasen, wenn in den Phasen jeweils ein Widerstand von 10 Ohm im Stern geschaltet ist?
- d) Wie groß wären die Ströme bei symmetrischen Spannungen des Generators?

Lösungen

a): mit: $1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0$

$$\underline{U}_{(0)} = \frac{1}{3} [\underline{U}_{aN} + \underline{U}_{bN} + \underline{U}_{cN}] = \frac{\underline{U}_{aN}}{3} [0,8 + \underline{a} + \underline{a}^2] = \frac{-0,2\underline{U}_{aN}}{3}$$

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{1}{3} [\underline{U}_{aN} + \underline{a}\underline{U}_{bN} + \underline{a}^2\underline{U}_{cN}] = \frac{2,8}{3} \underline{U}_{aN}$$

$$\underline{U}_{(2)} = \frac{1}{3} [\underline{U}_{aN} + \underline{a}^2\underline{U}_{bN} + \underline{a}\underline{U}_{cN}] = \frac{1}{3} [0,8 + \underline{a}^4 + \underline{a}^2] \underline{U}_{aN} = \frac{-0,2\underline{U}_{aN}}{3}$$

Aufgrund der Unsymmetrie bei den Quellenspannungen treten also neben dem Mit- auch ein Gegen- und ein Nullsystem auf. Im Nullsystem kann es wegen der fehlenden Verbindung der Neutralleiter aber keinen Stromfluss geben.

b): $\frac{\underline{U}_{(2)}}{\underline{U}_{(1)}} = \frac{-0,2}{2,8} = -7,14\%$

- c): Die Mit- und Gegenimpedanz sind gleich und entsprechen der Phasenimpedanz.

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = 10\Omega$$

Da die Sternpunkte frei sind, kann kein Nullstrom fließen:

$$I_{(0)} = 0$$

Der Mitsystemstrom ist:

$$I_{(1)} = \frac{U_{(1)}}{Z_{(1)}} = \frac{2,8U_{aN}}{3Z_{(1)}} = \frac{2,8 \cdot 230V}{3 \cdot 10\Omega} = 21,467A$$

$$I_{(2)} = \frac{U_{(2)}}{Z_{(2)}} = \frac{-0,2U_{aN}}{3Z_{(1)}} = \frac{-0,2 \cdot 230V}{3 \cdot 10\Omega} = -1,533A$$

Die Rücktransformation in das Originalsystem liefert:

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = T^{-1} \begin{pmatrix} I_{(0)} \\ I_{(1)} \\ I_{(2)} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} I_{(0)} \\ I_{(1)} \\ I_{(2)} \end{pmatrix}$$

$$I_a = [I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)}] = (0 + 21,467 - 1,533)A = 19,933A$$

$$I_b = [I_{(0)} + \underline{a}^2 I_{(1)} + \underline{a} I_{(2)}] = (0 + \underline{a}^2 21,467 - \underline{a} 1,533)A$$

$$I_c = [I_{(0)} + \underline{a} I_{(1)} + \underline{a}^2 I_{(2)}] = (0 + \underline{a} 21,467 - \underline{a}^2 1,533)A$$

d): Es wird angenommen, dass symmetrische Spannungen nun dadurch erreicht werden, dass die Spannung in der Phase a ebenfalls 100% beträgt. Dann ist

$$U_{(0)} = 0, \quad U_{(1)} = U_{aN}, \quad U_{(2)} = 0$$

Unter diesen Voraussetzungen fließt nur im Mitsystem ein Strom:

$$I_{(1)} = \frac{U_{(1)}}{Z_{(1)}} = \frac{U_{aN}}{Z_{(1)}} = \frac{230V}{10\Omega} = 23A$$

Die Phasenströme bilden deshalb entsprechend auch ein reines Mitsystem:

$$I_a = [I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)}] = 0 + 23 + 0 = 23A$$

$$I_b = [I_{(0)} + \underline{a}^2 I_{(1)} + \underline{a} I_{(2)}] = 0 + \underline{a}^2 23 + \underline{a} 0 = \underline{a}^2 23A$$

$$I_c = [I_{(0)} + \underline{a} I_{(1)} + \underline{a}^2 I_{(2)}] = 0 + \underline{a} 23 + \underline{a}^2 0 = \underline{a} 23A$$

Es ist allerdings auch möglich und in vielen Fällen zweckmäßig, andere unsymmetrische Betriebszustände mit symmetrischen Komponenten zu berechnen, selbst wenn dann die aufgrund der Unsymmetrie Mit-, Gegen- und Nullsystem gekoppelt sind.

Diese Kopplung tritt bei Drehstromsystemen, die symmetrisch aufgebaut sind, nämlich nur an den Stellen auf, die die Unsymmetrie hervorrufen. Der Rest des Drehstromsystems kann weiterhin mit den einfacheren entkoppelten Komponentensystemen modelliert werden.

Die Koppelbedingungen an der Unsymmetriestelle ergeben sich aus den sogenannten **Fehlerbedingungen**, bzw. der Transformation dieser Fehlerbedingungen in symmetrische Komponenten (Abbildung 3-19). Die Transformationsvorschrift ist wieder Gleichung (3-49):

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_{a,F} \\ \underline{V}_{b,F} \\ \underline{V}_{c,F} \end{pmatrix} = \underline{\mathbf{T}} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_{a,F} \\ \underline{V}_{b,F} \\ \underline{V}_{c,F} \end{pmatrix} \quad (3-78)$$

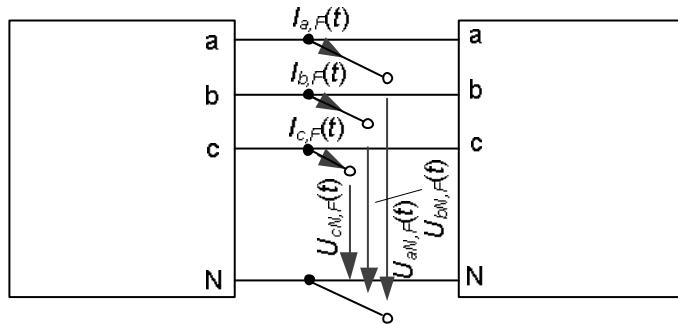
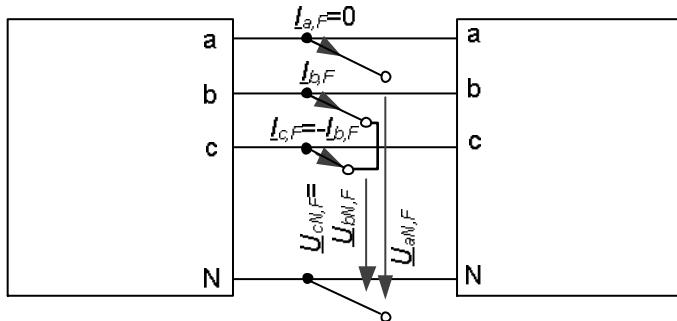


Abbildung 3-19: Zur Transformation von Fehlerbedingungen in symmetrische Komponenten

Beispiel: 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung in symmetrischen Komponenten

Es wird ein 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung angenommen, der impedanzlos sein soll. Die Fehlerbedingungen an der Fehlerstelle sind in der folgenden Abbildung dargestellt:



Sie lauten:

$$I_{a,F} = 0$$

$$I_{b,F} + I_{c,F} = 0$$

$$U_{bN,F} = U_{cN,F}$$

Die Transformation dieser Fehlerbedingungen in symmetrische Komponenten ergibt:

$$I_{(0)} = \frac{1}{3} (I_{a,F} + I_{b,F} + I_{c,F}) = 0$$

$$I_{(1)} = \frac{1}{3} (I_{a,F} + \underline{a} I_{b,F} + \underline{a}^2 I_{c,F}) = \frac{\underline{a} - \underline{a}^2}{3} I_{b,F}$$

$$I_{(2)} = \frac{1}{3} (I_{a,F} + \underline{a}^2 I_{b,F} + \underline{a} I_{c,F}) = \frac{\underline{a}^2 - \underline{a}}{3} I_{b,F} = -I_{(1)}$$

$$U_{(1)} = \frac{1}{3} (U_{a,F} + \underline{a} U_{b,F} + \underline{a}^2 U_{c,F}) = \frac{1}{3} [U_{a,F} + (\underline{a} + \underline{a}^2) \cdot U_{c,F}]$$

$$U_{(2)} = \frac{1}{3} (U_{a,F} + \underline{a}^2 U_{b,F} + \underline{a} U_{c,F}) = \frac{1}{3} [U_{a,F} + (\underline{a}^2 + \underline{a}) \cdot U_{c,F}] = U_{(1)}$$

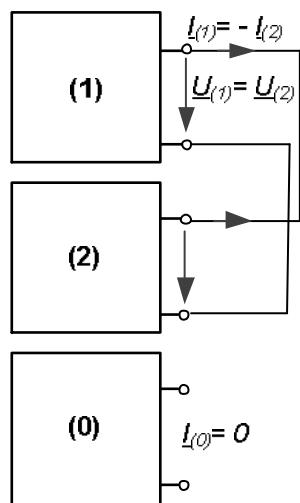
Aus diesen transformierten Fehlerbedingungen

$$I_{(0)} = 0$$

$$I_{(2)} = -I_{(1)}$$

$$U_{(2)} = U_{(1)}$$

ergibt sich die Kopplung der Komponentennetzwerke an der Fehlerstelle entsprechend der folgenden Abbildung:



Mit dieser Zusammenschaltung der symmetrischen Komponentennetzwerke lässt sich auch der unsymmetrische Betriebszustand berechnen.

Mit einer entsprechenden Transformation der Fehlerbedingungen in den Bildraum der symmetrischen Komponenten können auch andere unsymmetrische Betriebszustände mit Hilfe von symmetrischen Komponenten berechnet werden (Tabelle 3-4 und Tabelle 3-3).

Die entsprechenden Kopplungen der Komponentennetzwerke in symmetrischen Komponenten entstehen dabei jeweils durch Transformation der Fehlerbedingungen aus dem Ursprungraum in den Bildraum der symmetrischen Komponenten.

Schaltbild (Phasengrößen)	Fehlerbedingungen (Phasengrößen)	Fehlerbedingungen (sym. Komp.)	Schaltbild (sym. Komp.)
1-phasige Leiterunterbrechung			
	$I_a = 0$ $\Delta U_b = 0$ $\Delta U_c = 0$	$I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)} = 0$ $\Delta U_{(0)} = \Delta U_{(1)} = \Delta U_{(2)}$	
2-phasige Leiterunterbrechung			
	$I_b = 0$ $I_c = 0$ $\Delta U_a = 0$	$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)}$ $\Delta U_{(0)} + \Delta U_{(1)} + \Delta U_{(2)} = 0$	
3-phasige Leiterunterbrechung			
	$I_a = 0$ $I_b = 0$ $I_c = 0$	$I_{(0)} = 0$ $I_{(1)} = 0$ $I_{(2)} = 0$	

Tabelle 3-3: Kopplung der Komponentennetze bei Leiterunterbrechungen

Die entsprechende Zusammenschaltung der Komponentennetzwerke gilt prinzipiell entsprechend auch, wenn beispielsweise die Leiterunterbrechung nicht in der Phase a, sondern in einer anderen Phase auftritt. Dann tritt allerdings jeweils immer noch ein Drehoperator mit auf, der bei der Zusammenschaltung berücksichtigt werden muss. Der Drehoperator ändert nichts am grundsätzlichen Ergebnis, verkompliziert aber die rechnerische Behandlung.

Deshalb verwendet man bei der Berechnung von 1-phasigen oder 1-poligen Unsymmetrien in der Regel die Phase a, und bei 2-phasigen bzw. 2-poligen die Phasen b und c. Tritt die Unsymmetrie in anderen Phasen auf, kann man das Endergebnis auch durch entsprechende Verschiebung um jeweils (mehrere von) 120° erreichen.

Schaltbild (Phasengrößen)	Fehlerbedingungen (Phasen-größen)	Fehlerbedingungen (sym. Komp.)	Schaltbild (sym. Komp.)
3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung			
	$\underline{U}_{aN,F} = \underline{U}_{bN,F} = \underline{U}_{cN,F} = 0$	$\underline{U}_{(0)} = 0$ $\underline{U}_{(1)} = 0$ $\underline{U}_{(2)} = 0$	
3-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung			
	$I_{a,F} + I_{b,F} + I_{c,F} = 0$ $\underline{U}_{aN,F} = \underline{U}_{bN,F} = \underline{U}_{cN,F}$	$I_{(0)} = 0$ $\underline{U}_{(1)} = 0$ $\underline{U}_{(2)} = 0$	
2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung			
	$I_{a,F} = 0$ $\underline{U}_{bN,F} = \underline{U}_{cN,F} = 0$	$I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)} = 0$ $\underline{U}_{(0)} = \underline{U}_{(1)} = \underline{U}_{(2)}$	
2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung			
	$I_{a,F} = 0$ $I_{b,F} + I_{c,F} = 0$ $\underline{U}_{bN,F} = \underline{U}_{cN,F}$	$I_{(0)} = 0$ $I_{(2)} = -I_{(1)}$ $\underline{U}_{(2)} = \underline{U}_{(1)}$	
1-poliger Kurzschluss (Erdschluss)			
	$I_{b,F} = 0$ $I_{c,F} = 0$ $\underline{U}_{aN,F} = 0$	$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)}$ $\underline{U}_{(0)} + \underline{U}_{(1)} + \underline{U}_{(2)} = 0$	

Tabelle 3-4: Kopplung der Komponentennetze bei Kurzschlässen

3.4 Weitere Transformationen für Drehstromsysteme

3.4.1 Raumzeiger und Nullgröße

Die symmetrischen Komponenten eignen sich zur Beschreibung von Drehstromsystemen, in denen die einzelnen Phasengrößen sinusförmig verlaufen. Diese Beschreibung in symmetrischen Komponenten führt dann zu einer einfacheren Betrachtung, wenn Betriebsmittel, Ströme und Spannungen bestimmte Symmetrieverhältnisse erfüllen, z.B. weil dann ggf. nur das Mitsystem betrachtet werden muss. Ausgangspunkt der Transformation in symmetrische Komponenten sind die Effektivwertzeiger der Phasengrößen.

Die Transformation in Raumzeiger und Nullgröße ist dagegen für beliebige Dreiphasensysteme (also auch für solche mit nicht-sinusförmigen Zeitverläufen) möglich. Sie basiert auf den Momentanwerten in den drei Phasen $v_a(t)$, $v_b(t)$ und $v_c(t)$.

Die Transformationsvorschrift lautet

$$\begin{aligned}\underline{v}(t) &= \frac{2}{3} [v_a(t) + \underline{a} \cdot v_b(t) + \underline{a}^2 \cdot v_c(t)] \\ v_0(t) &= \frac{1}{3} [v_a(t) + v_b(t) + v_c(t)]\end{aligned}\quad (3-79)$$

Dabei heißen $\underline{v}(t)$ **Raumzeiger** und $v_0(t)$ **Nullgröße**. Bei der Bildung des komplexen Raumzeigers wird, wie bei den symmetrischen Komponenten, der Drehoperator \underline{a} verwendet, allerdings nicht auf die (stillstehenden) Effektivwertzeiger der Phasengrößen, sondern eben auf ihre (zeitabhängigen) Momentanwerte. Raumzeiger und Nullgröße sind also üblicherweise ebenfalls zeitabhängig, während die symmetrischen Komponenten im stationären Betrieb zeitunabhängig sind.

Unter Verwendung der Definition des Drehoperators in (3-29) und Zerlegung des Raumzeigers in Real- und Imaginärteil kann man die Transformationsvorschrift auch als

$$\begin{pmatrix} \text{Re}\{\underline{v}(t)\} \\ \text{Im}\{\underline{v}(t)\} \\ v_0(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{3}\sqrt{3} & -\frac{1}{3}\sqrt{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{pmatrix} \quad (3-80)$$

darstellen. Die Vorschrift zur Rücktransformation lautet

$$\begin{aligned}v_a(t) &= \frac{1}{2} [\underline{v}(t) + \underline{v}^*(t)] + v_0(t) = \text{Re}\{\underline{v}(t)\} + v_0(t) \\ v_b(t) &= \frac{1}{2} [\underline{a}^2 \cdot \underline{v}(t) + \underline{a} \cdot \underline{v}^*(t)] + v_0(t) \\ v_c(t) &= \frac{1}{2} [\underline{a} \cdot \underline{v}(t) + \underline{a}^2 \cdot \underline{v}^*(t)] + v_0(t)\end{aligned}\quad (3-81)$$

Raumzeiger und Nullgröße eignen sich besonders gut zur Beschreibung von Drehstromsystemen, in denen die Vorgänge nicht sinusförmig verlaufen, z.B. weil die Zeitfunktionen neben der Grundschwingung mit Netzfrequenz auch Oberschwingungen enthalten, oder zur Betrachtung von nicht-stationären Betriebsvorgängen. Außerdem kann der Raumzeiger leicht von einem stillstehenden Referenzsystem in ein rotierendes Koordinatensystem überführt werden und dann gut zur Beschreibung von Vorgängen in Ständer und Läufer von rotierenden elektrischen Maschinen verwendet werden.

3.4.2 Clarke-Transformation

Die nach Edith Clarke¹⁴ benannte Clarke-Transformation (α, β -Transformation) ist ein Sonderfall der oben beschriebenen Raumzeiger-Transformation. Bezeichnet man den Realteil des Raumzeigers $\operatorname{Re}\{\psi(t)\}$ mit $v_\alpha(t)$ und den Imaginärteil des Raumzeigers $\operatorname{Im}\{\psi(t)\}$ mit $v_\beta(t)$, dann wird aus der Transformationsvorschrift für die Bildung des Raumzeigers (3-80) vorerst ohne Berücksichtigung der Nullgröße

$$\begin{pmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{3}\sqrt{3} & -\frac{1}{3}\sqrt{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{pmatrix} \quad (3-82)$$

Die α - und β -Komponenten der Clarke-Transformation entsprechen also dem Real- bzw. Imaginärteil der durch die Raumzeiger-Transformation gebildeten komplexen Größe.

Unter der Voraussetzung, dass die Nullgröße verschwindet¹⁵, kann man die Beziehung

$$v_0(t) = 0 = \frac{1}{3}[v_a(t) + v_b(t) + v_c(t)] \quad (3-83)$$

dazu verwenden, um eine der drei Phasengrößen durch die jeweils anderen beiden zu ersetzen. Ersetzt man beispielsweise $v_c(t)$ durch den Term $-v_a(t) - v_b(t)$ usw., dann vereinfacht sich die Bestimmung der Clarke-Komponenten (und damit auch des Raumzeigers) zu

$$\begin{pmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{2}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{2}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_a(t) \\ v_c(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & -1 \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_b(t) \\ v_c(t) \end{pmatrix} \quad (3-84)$$

Wenn die Nullgröße nicht verschwindet, dann kann man die Clarke-Transformation um eine dritte Bildgröße $v_\gamma(t)$, die genau die Nullgröße repräsentiert, erweitern. Dann spricht man von der erweiterten Clarke-Transformation, α, β, γ -Transformation oder auch $\alpha, \beta, 0$ -Transformation:

$$\begin{pmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_\gamma(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_0(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{3}\sqrt{3} & -\frac{1}{3}\sqrt{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{pmatrix} \quad (3-85)$$

Die Rücktransformationsvorschrift lautet ohne Beschränkung der Allgemeinheit

¹⁴ Edith Clarke (1883-1959) war als erste Frau in den USA Ingenieurin für Elektrotechnik, erstes weibliches Mitglied in der American Institute of Electrical Engineers (AIEE) und Professorin für Elektrotechnik an der University of Texas at Austin.

¹⁵ Diese Voraussetzung ist z.B. für die Ströme einer Maschine gegeben, deren Wicklungen im Stern geschaltet sind und deren Sternpunkt offen ist.

$$\begin{pmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_\gamma(t) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_\alpha(t) \\ v_\beta(t) \\ v_0(t) \end{pmatrix} \quad (3-86)$$

Unter der Voraussetzung, dass man Effektivwertzeiger der Ausgangsgrößen bilden kann¹⁶, kann man die Clarke-Transformation natürlich auch auf die Effektivwertzeiger der Ausgangsgrößen anwenden und erhält dann

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_\gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{3}\sqrt{3} & -\frac{1}{3}\sqrt{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} \quad (3-87)$$

und

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_\gamma \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_0 \end{pmatrix} \quad (3-88)$$

für die Transformations- und Rücktransformationsvorschrift.

Die Transformationsvorschrift vereinfacht sich für nullgrößenfreie Drehstromsysteme zu

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{2}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_b \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{2}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_a \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & -1 \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_b \\ \underline{V}_c \end{pmatrix} \quad (3-89)$$

Exkurs: Zusammenhang zwischen Clarke-Komponenten und Symmetrischen Komponenten

Durch Kombinieren von (3-87) mit (3-54) erhält man

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_\gamma \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{1}{3}\sqrt{3} & -\frac{1}{3}\sqrt{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} \\ \Rightarrow \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_\gamma \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} \underline{V}_\alpha \\ \underline{V}_\beta \\ \underline{V}_0 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 0 & -j & j \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (3-90)$$

oder anders geschrieben

¹⁶ Das bedeutet, dass die Ausgangsgrößen sinusförmig mit gleicher Frequenz und deswegen jeweils durch einen Effektivwertzeiger vollständig beschrieben sind.

$\underline{V}_\gamma = \underline{V}_0 = \underline{V}_{(0)}$ und

$$\begin{aligned} \underline{V}_\alpha &= \underline{V}_{(1)} + \underline{V}_{(2)} & \underline{V}_{(1)} &= \frac{1}{2}(\underline{V}_\alpha + j\underline{V}_\beta) \\ \underline{V}_\beta &= j \cdot (\underline{V}_{(2)} - \underline{V}_{(1)}) & \underline{V}_{(2)} &= \frac{1}{2}(\underline{V}_\alpha - j\underline{V}_\beta) \end{aligned} \quad (3-91)$$

3.4.3 Park-Transformation

Die bisher betrachteten Transformationen basieren auf einem ortsfesten Bezugssystem. Das bedeutet, dass die Transformationsmatrix keine zeitabhängigen Terme enthält, selbst wenn die zu transformierenden Größen zeitabhängig sind (wie z.B. bei der Transformation in Raumzeiger und Nullgröße). Die d,q,0-Transformation stellt nun eine Transformation in ein nicht-ruhendes Bezugssystem dar.

Die Transformationsvorschrift lautet

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\Theta & \cos\left(\Theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\Theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\Theta & -\sin\left(\Theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\Theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (3-92)$$

Dabei ist Θ eine zeitabhängige Funktion, z.B. $\Theta(t) = \omega_{d,q,0} \cdot t$. Die Rücktransformationsvorschrift lautet

$$\begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\Theta & -\sin\Theta & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos\left(\Theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\Theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos\left(\Theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\Theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{pmatrix} \quad (3-93)$$

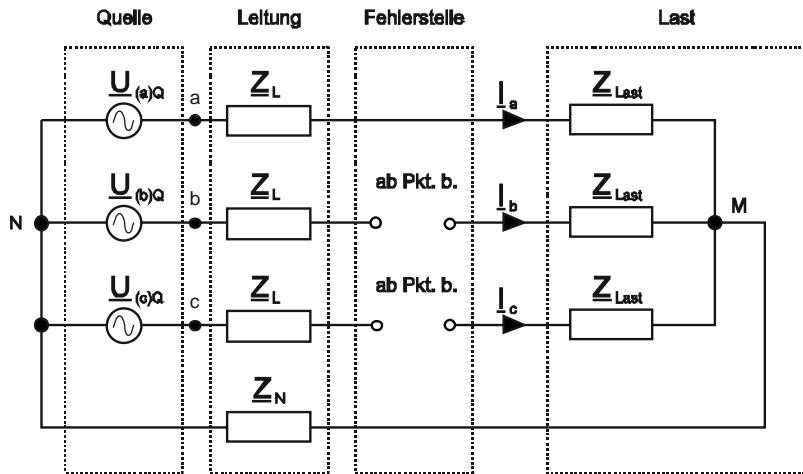
Auch hier wird eine Nullgröße eingeführt, die verschwindet, wenn das ursprüngliche System symmetrisch ist. Im Gegensatz zu den bisher betrachteten Transformationen entspricht die Nullgröße der d,q,0-Transformation allerdings nicht dem arithmetischen Mittelwert der drei Ursprungsgrößen, sondern dem $\sqrt{3}$ -fachen Mittelwert. Der unterschiedliche Vorfaktor entsteht dadurch, dass die d,q,0-Transformation leistungs invariant sein soll. Die ursprünglich von Park definierte Transformation war nicht leistungs invariant und enthält deswegen andere Vorfaktoren.

Wählt man als $\omega_{d,q,0}$ die Kreisfrequenz einer rotierenden elektrischen Maschine, deren Läuferachse sich zum Zeitpunkt Null in Richtung der durch die Phase a definierten Achse befindet, dann entspricht die d-Komponente den auf die Läuferachse transformierten Größen und die q-Komponente der auf eine senkrecht zur Läuferachse transformierten Größen.

Die d,q,0-Transformation wird deswegen häufig zur Beschreibung von Betriebsvorgängen in rotierenden elektrischen Maschinen verwendet.

3.5 Aufgaben

3.5.1 Zweiphasige Leitungsunterbrechung (ehemalige Klausuraufgabe)



Gegeben ist folgendes Drehstromsystem:

Spannungsquelle (sym.): $U_N = 400 \text{ V}$ verkettet

Leitung: $Z_{\text{Leitung}} = (2 + j \cdot 1) \Omega$

$$Z_N = 1 \Omega$$

Last: $Z_{\text{Last}} = (20 + j \cdot 5) \Omega$

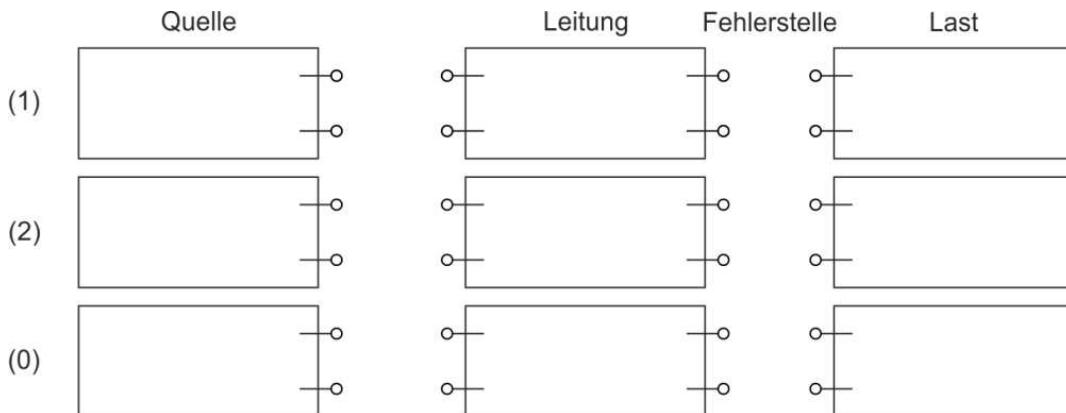
a. Ermitteln Sie **Null-, Mit- und Gegenimpedanzen** ($Z_{(0)}, Z_{(1)}, Z_{(2)}$) von Leitung und Last.

Durch einen Fehler tritt eine Phasenunterbrechung zwischen Leiter und Last in Phasen b und c auf.

b. Geben Sie allgemein die Phasenströme und Phasenspannungsdifferenzen an der Fehlerstelle an. Hinweis: Der Fehlerfall ist bereits in obiger Abbildung eingezeichnet!

c. Leiten Sie die Fehlerbedingung für die Komponentenströme her.

d. Vervollständigen Sie das Schaltbild für die Komponentendarstellung, zeichnen Sie alle Komponenten (Ersatzspannungsquellen und Impedanzen) ein und schreiben Sie die Fehlerbedingung der Differenzen der Komponentenspannungen an.



e. Wie groß sind die drei Komponentenströme $I_{(0)}, I_{(1)}$ und $I_{(2)}$? (komplexe Darstellung)

Verwenden Sie für die folgenden Punkte die Komponentenströme $I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)} = (3,12 - j \cdot 0,814) \text{ A}$

f. Wie groß sind die drei Phasenströme I_a, I_b und I_c ? (komplexe Darstellung)

g. Wie groß sind die die Differenzen der Komponentenspannungen $\Delta U_{(0)}, \Delta U_{(1)}$ und $\Delta U_{(2)}$? (komplexe Darstellung)

3.5.2 Lösung

a. Ermitteln Sie **Null-, Mit- und Gegenimpedanzen** ($Z_{(0)}$, $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$) von Leitung und Last.

$$Z_{(0),\text{Leitung}} = Z_{\text{Leitung}} + 3 \cdot Z_N = (5 + j1) \Omega$$

$$Z_{(1),\text{Leitung}} = Z_{\text{Leitung}} = (2 + j1) \Omega$$

$$Z_{(2),\text{Leitung}} = Z_{\text{Leitung}} = (2 + j1) \Omega$$

$$Z_{(0),\text{Last}} = Z_{\text{Last}} = (20 + j5) \Omega$$

$$Z_{(1),\text{Last}} = Z_{\text{Last}} = (20 + j5) \Omega$$

$$Z_{(2),\text{Last}} = Z_{\text{Last}} = (20 + j5) \Omega$$

b. Geben Sie allgemein die **Phasenströme und die Phasenspannungsdifferenzen** an der Fehlerstelle an.

$$I_a =$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$\Delta U_a = 0$$

$$\Delta U_b =$$

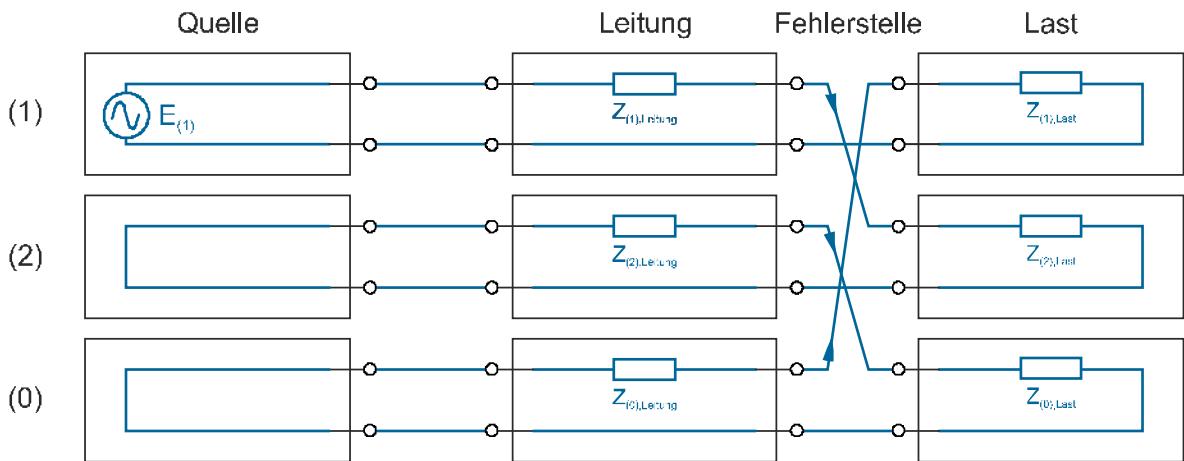
$$\Delta U_c =$$

c. Leiten Sie die **Fehlerbedingung** für die **Komponentenströme** her.

$$\begin{pmatrix} I_{(0)} \\ I_{(1)} \\ I_{(2)} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{pmatrix}$$

$$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)}$$

d. Vervollständigen Sie das **Schaltbild für die Komponentendarstellung**, zeichnen Sie **alle Komponenten** (Ersatzspannungsquellen und Impedanzen) ein und schreiben Sie die **Fehlerbedingung der Differenzen der Komponentenspannungen** an.



$$\Delta U_{(0)} + \Delta U_{(1)} + \Delta U_{(2)} = 0$$

e. Wie groß sind die drei **Komponentenströme** $I_{(0)}$, $I_{(1)}$ und $I_{(2)}$?

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ges}}} = \frac{400V}{\sqrt{3} \cdot (69 + j18)\Omega} = \frac{400V \cdot (69 - j18)\Omega}{\sqrt{3} \cdot 5085\Omega^2} = (3,13 - j0,82)A$$

f. Wie groß sind die drei **Phasenströme** I_a , I_b und I_c ? (**komplexe Darstellung**)

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} (3,13 - j0,82) \\ (3,13 - j0,82) \\ (3,13 - j0,82) \end{pmatrix} A$$

$$= \begin{pmatrix} 3 \cdot (3,13 - j0,82) \\ 0 \cdot (3,13 - j0,82) \\ 0 \cdot (3,13 - j0,82) \end{pmatrix} A = \begin{pmatrix} 9,39 - j2,46 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} A$$

g. Wie groß sind die die **Differenzen der Komponentenspannungen** $\Delta U_{(0)}$, $\Delta U_{(1)}$ und $\Delta U_{(2)}$? (**komplexe Darstellung**)

$$\begin{pmatrix} \Delta U_0 \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Z_0 \\ Z_1 \\ Z_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ U_N / \sqrt{3} \\ 0 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Z_0 \\ Z_1 \\ Z_2 \end{pmatrix}$$

$$= \begin{pmatrix} 0 \\ 230 \\ 0 \end{pmatrix} V - \begin{pmatrix} (3,13 + j0,82) \\ (3,13 + j0,82) \\ (3,13 + j0,82) \end{pmatrix} A \cdot \begin{pmatrix} 25 + j6 \\ 22 + j6 \\ 22 + j6 \end{pmatrix} \Omega =$$

$$= \begin{pmatrix} 0 \\ 400 / \sqrt{3} \\ 0 \end{pmatrix} V - \begin{pmatrix} 83,17 - j1,72 \\ 73,78 + j0,74 \\ 73,78 + j0,74 \end{pmatrix} V = \begin{pmatrix} -83,17 + j1,72 \\ 156,16 - j0,74 \\ -73,78 - j0,74 \end{pmatrix} V$$

3.6 Verständnisfragen

- Was versteht man unter Amplitude, Effektivwert, Periodendauer und Frequenz sinusförmiger Wechselgrößen?
- Welche Größe haben diese Werte z.B. für eine Spannung im 0,4kV-Netz?
- Wie kann man eine sinusförmige Wechselgröße mittels eines komplexen Zeigers darstellen?
- Was versteht man unter Augenblicksleistung, Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung im Wechselstromsystem?
- Wie sind Wirkstrom und Blindstrom im Wechselstromsystem definiert?
- Was versteht man unter einem Drehstromsystem und wie kann es aus einzelnen Wechselstromsystemen zusammengesetzt werden?
- Was sind die Vorteile von Wechselstromsystemen gegenüber Gleichstromsystemen?
- Was ist der Vorteil von Drehstromsystemen gegenüber Wechselstromsystemen?
- Was bedeutet Sternschaltung oder Dreieckschaltung von Spannungsquellen in Drehstromsystemen?
- Was versteht man unter „verketteter Spannung“ und wie wird die Nennspannung von Drehstromsystemen angegeben?
- Was versteht man unter Augenblicksleistung, Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung in Drehstromsystemen?
- Welche Transformationen für Drehstromsysteme kennen Sie? Wie lauten die Transformationsvorschriften und welche Voraussetzungen müssen für ihre Anwendung erfüllt sein?
- Was versteht man unter Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem und wie können diese Komponenten mittels einer Messschaltung ermittelt werden?

- Erläutern Sie den Begriff „symmetrische Impedanzkomponenten“.
- Was versteht man unter einem symmetrischen Betriebszustand?
- Warum ist die Berechnung symmetrischer Betriebszustände in symmetrischen Komponenten besonders einfach?
- Erläutern Sie die Transformation von Fehlerbedingungen in symmetrischen Komponenten und welche Kopplungen zwischen den Komponenten an der Fehlerstelle auftreten bei 1/ 2/ 3-poliger Leiterunterbrechung bzw 1/ 2/ 3-poligem Kurzschluss mit/ ohne Erdberührung.

Mögliche Prüfungsaufgaben könnten sein:

Welche Amplitude haben die Leiter-Erde-Spannungen in einem symmetrischen 20kV-Netz?

- Etwa 20kV
- Etwa $20\text{kV}\cdot\sqrt{2}$
- Etwa $20\text{kV}/\sqrt{3}$
- Etwa $20\text{kV}/\sqrt{3}\cdot\sqrt{2}$

Was sind Vorteile von Wechselstromsystemen gegenüber Gleichstromsystemen (mehrere Antworten möglich)

- Leichtere Schaltbarkeit
- Keine Blindleistung
- Transformierbarkeit
- Konstante Augenblicksleistungen

Welche Spannungen werden als Nennspannungen im Drehstromsystem angegeben?

- Mitsystemspannungen
- Leiter-Erde-Spannungen
- Verkettete Spannungen

4 Betriebsmittel in elektrischen Energiesystemen

4.1 Elektrische Leitungen

Die Energieübertragung und -verteilung erfolgt bei den für die elektrische Energieversorgung üblichen Frequenzen (siehe Abschnitt 2.4) ausschließlich leitungsgebunden. Für Drehstromsysteme werden Drehstromleitungen (Dreiphasenleitungen) verwendet. Als Drehstromleitungen kommen in Frage:

- **Stromschielen:**

Starre Schienen sind die einfachste Leitungsart. Sie werden üblicherweise für kurze Entfernungen verwendet, z.B. innerhalb von Schaltschränken und Schaltanlagen oder bei Ableitungen von Generatoren zum Blocktransformator. Eine besondere Form der Stromschiene ist die gasisolierte Leitung (GIL), mit der auch längere Entfernungen überbrückt werden können.

- **Freileitung:**

Der wichtigste Typ der elektrischen Leitung im Übertragungsnetz ist die Freileitung. Freileitungen werden in allen Spannungsebenen verwendet, weil sie hoch belastbar sind wegen der guten Kühlung durch Wind oder Luftbewegung und weil sie preiswerter als Kabel zu verlegen sind. Vor allem Leitungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz werden überwiegend als Freileitungen ausgeführt. Die Isolation der einzelnen Phasen gegeneinander und gegen Erde übernimmt das Isolationsmedium Luft. Vorteile der Freileitung sind die geringeren Kosten und die bessere Zugänglichkeit gegenüber (unter der Erde verlegten) Kabeln.

- **Kabel:**

Kabel können sowohl ober- als auch unterirdisch verlegt werden. Vor allem Nieder- und Mittelspannungsnetze werden auch aus Gründen der Ästhetik und öffentlichen Akzeptanz inzwischen überwiegend als Kabelnetze ausgeführt. Durch den besseren Schutz vor äußeren Einflüssen ist ihre Ausfallrate geringer, die Ausfallzeit wegen der schlechteren Zugänglichkeit allerdings länger. Kabel für Hoch- und Höchstspannungen sind wesentlich teurer als Freileitungen und werden daher nur für kurze Strecken eingesetzt.

Neben Leitungen für Drehstrom gibt es auch noch Leitungen für ein- oder zweiphasige Systeme (z.B. Bahnstrom) oder für Gleichstrom (z.B. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ).

Als Leitermaterial werden hauptsächlich Kupfer (Cu) und Aluminium (Al) sowie Aluminiumlegierungen eingesetzt. Bei etwas schlechterer Leitfähigkeit und damit notwendigen größeren Querschnitten wirkt sich der günstigere Preis von Aluminium dahingehend aus, dass Freileitungen, bei denen der Querschnitt gegenüber dem Gewicht und Preis eine untergeordnete Rolle spielt, überwiegend mit Aluminiumleitern ausgeführt werden. Für Kabel, bei denen größere Querschnitte auch größeren (und teureren) Isolationsaufwand erfordern, wird dagegen oft, im höheren Spannungsbereich ausschließlich, Kupfer als Leitermaterial verwendet. Aufgrund der höheren Wärmekapazität von Kupfer können Cu-Kabel auch kurzzeitig höher überlastet werden als Al-Kabel.

4.1.1 Freileitungen

Freileitungen werden auf Masten geführt und mittels Stütz- oder Hängeisolatoren von Masttraversen getragen.

Für die Anordnung der **Masttraversen** gibt es unterschiedliche Bauformen (Abbildung 4-1). Sie unterscheiden sich hinsichtlich der Breite der für die Leitungsführung beanspruchten Trasse (deshalb werden z.B. Tonnenmaste wie in Abbildung 4-1 (e) in stark bewaldeten Gebieten bevorzugt,

um die Schneisen schmal zu halten, während Einebenen-Maste (f) wegen ihrer geringeren Höhe in der Nähe von Flughäfen verwendet werden) und der Anzahl der gleichzeitig auf ihnen führbarer Drehstromsysteme.

Einfachleitungen¹⁷ können entsprechend Abbildung 4-1 (a) als Mittelspannungsleitungen oder als Einebenen-Hochspannungsleitung (b), (c) gebaut werden. Bei Mehrfachleitungen werden in Mitteleuropa häufig die Tannenform (d), die Tonnenform (e) oder die Donauform (h) verwendet. Die Einebenen-Doppelleitungen (f, g) sind vor allem in Osteuropa, Italien und Frankreich gebräuchlich.

Auf den Mastspitzen von Hoch- und Höchstspannungsleitungen werden ein oder mehrere **Erdseile** verlegt, die die darunter liegenden Drehstromleitungen vor Blitzschlägen schützen sollen. Die Erdseile sind über den Mast und den Masterder mit Erde verbunden; im Falle eines Blitz einschlages verteilt sich so der Blitzstrom auf viele Masterdungen.

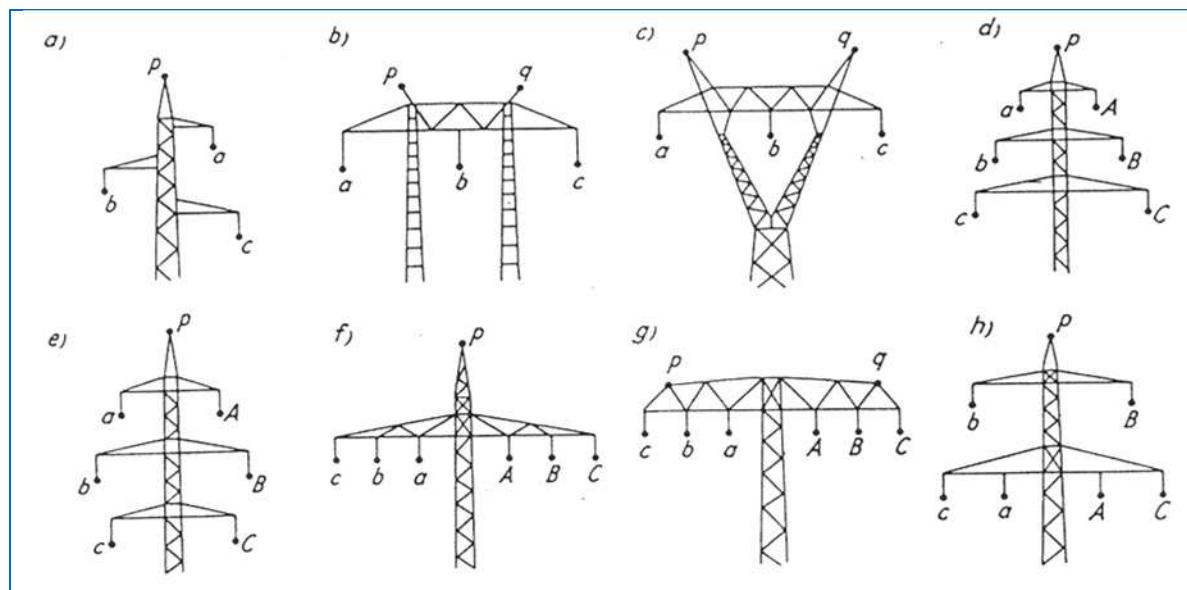


Abbildung 4-1: Mastkopfbilder von Drehstrom-Freileitungen (A,B, C, a, b, c Leiterseile, p, q Erdseile)

Bei den Masten werden noch Tragmaste und Abspannmaste unterschieden. **Tragmaste** tragen lediglich die Gewichtskräfte der an ihnen hängenden Leiterseile. **Abspannmaste** nehmen dagegen auch noch Zugkräfte (z.B. an den Seilenden oder bei Richtungsänderung der Leitungstrasse) auf. Abspannmaste und insbesondere ihre Masttraversen sind deshalb üblicherweise stärker aufgebaut.

Eine besondere Form der Abspannmaste sind **Verdrillungsmaste**. An Verdrillungsmasten wird die Anordnung der Leiterseile der einzelnen Phasen im Mastbild zyklisch vertauscht. Dadurch werden Unsymmetrien der Anordnung über die gesamte Länge der Leitung ausgeglichen.

Freileitungsseile bestehen grundsätzlich aus gegeneinander verdrillten Einzelleitern aus Aluminium, Aluminiumlegierungen oder (selten) Kupfer. Die gegenseitige Isolierung der Einzeldrähte durch die sie umgebende Aluminiumoxid-Schicht verringert Stromverdrängungseffekte. Häufig sind die Einzelleiter um einen Kern aus Stahl herum angeordnet (Abbildung 4-2). Der Stahlkern

¹⁷ Einfachleitung bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich nur ein Drehstromsystem auf dem Mast befindet. Bei Mehrfachleitungen sind es zwei oder mehrere. Mehrfachleitungen haben den Vorteil, dass mehrere Systeme auf einem Masten und einer Trasse geführt werden können. Der Nachteil ist, dass z.B. bei einem Schaden des Mastens mehrere Systeme gleichzeitig von dem Schaden betroffen werden (sogenannter „Common-Mode“-Ausfall).

von Al-Stahl-Seilen trägt in geringem Maße auch zur Leitfähigkeit, hauptsächlich aber zur Erhöhung der mechanischen (Zug-)Festigkeit bei.

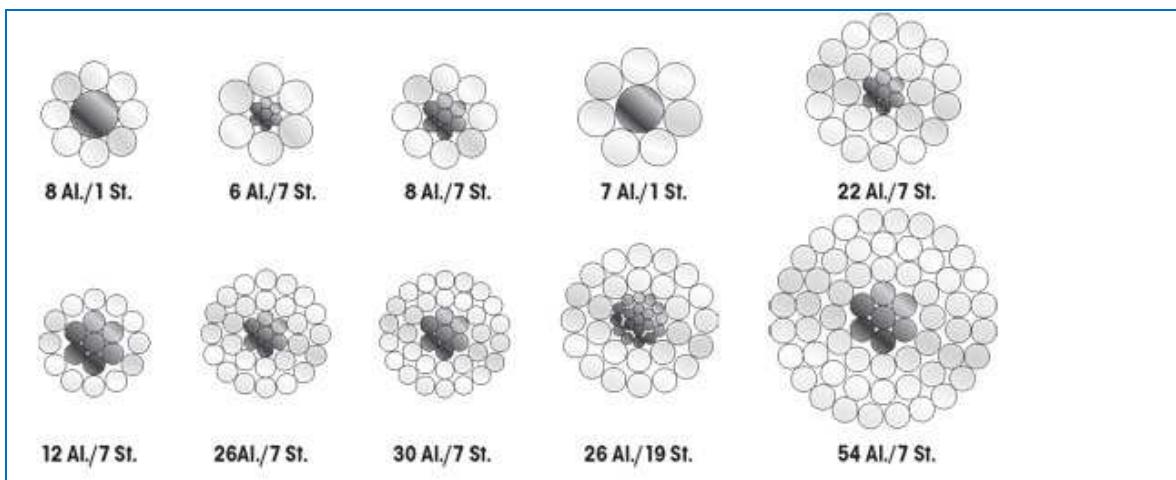


Abbildung 4-2: Querschnitte von Aluminium-Stahl-Freileitungsseilen [Quelle: www.fpe.com.pl]

Die äußeren Lagen können auch als Segmentleiter ausgeführt werden. Dadurch erreicht man unter anderem geringere Gesamtdurchmesser bei gleicher Leitfähigkeit und Festigkeit (Abbildung 4-3).

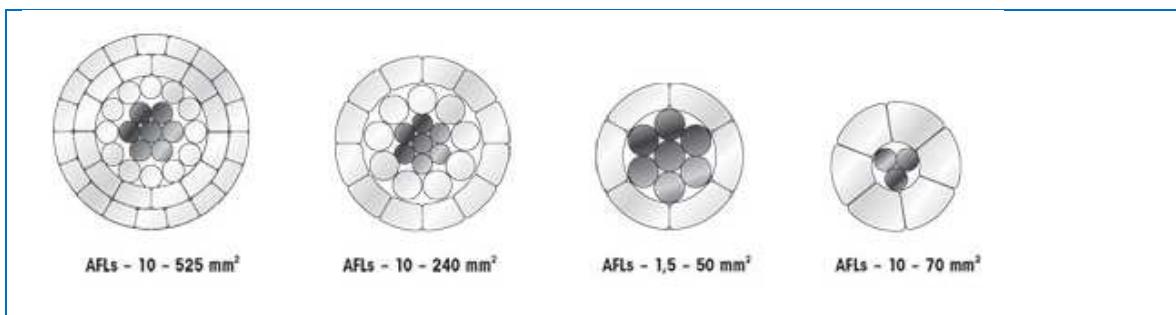


Abbildung 4-3: Querschnitte von Aluminium-Stahl-Freileitungsseilen mit Segmentleitern [Quelle: www.fpe.com.pl]

Ab einer Spannungsebene von 220kV werden in der Regel **Bündelleiter** (Abbildung 4-4) eingesetzt. Bündelleiter bestehen aus zwei oder mehreren Einzelleiterseilen (Teilleiter), die alle der gleichen Phase zugeordnet sind und in regelmäßigen Abständen durch Abstandhalter in ihrer Lage zueinander gehalten werden.

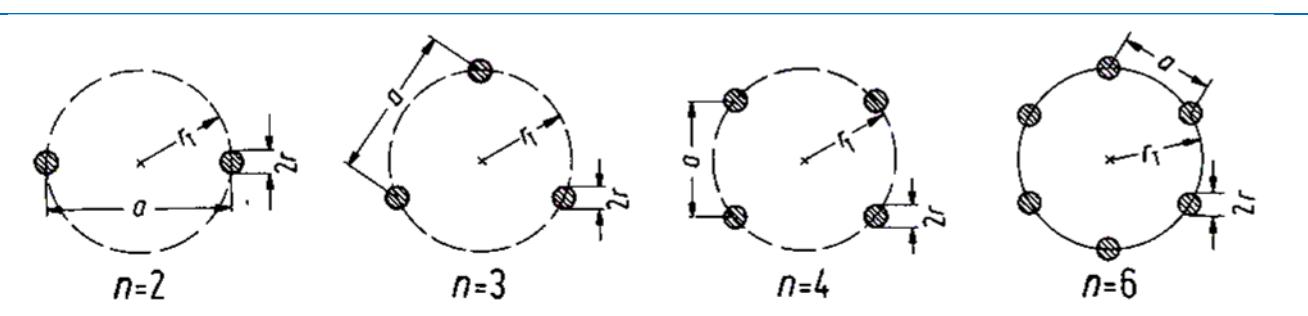


Abbildung 4-4: Bündelleiteranordnungen

Durch die Bündelung mehrerer Einzelleiter erhöht sich zum einen der für die Stromführung zur Verfügung stehende Gesamt-Querschnitt. Hauptsächlich werden Bündelleiter aber deswegen eingesetzt, weil durch diese Anordnung bei gleichem für die Stromleitung zur Verfügung stehenden

Querschnitt die Induktivität des Gesamtleiters verkleinert und die Kapazität vergrößert wird. Das erhöht die Übertragungsfähigkeit, wie wir später noch sehen werden.

4.1.2 Kabel

Kabel sind heute für alle gebräuchlichen Spannungsebenen verfügbar. Sie erlauben eine unterirdische Verlegung.

Als **Isolierstoffe** werden heute überwiegend eingesetzt:

- Polyvinylchlorid (PVC), nur bei Niederspannungskabeln
- Vernetztes Polyethylen, bei Kabeln bis zu den höchsten Spannungsebenen
- Öl-Papier oder Masse-Papier, haben nur noch historische Bedeutung

Kabel haben im Betrieb die folgenden Anforderungen zu erfüllen:

- Die im Innenleiter durch den Stromfluss entstehenden Stromwärmeverluste müssen über die Isolierung in Richtung Kabelmantel und umgebendes Erdreich abgeführt werden. Eine hohe Wärmeleitfähigkeit des Isolierstoffes ist daher von Vorteil.
- Bei Kurzschlussvorgängen im Energienetz werden die Innenleiter mit hohen Kurzschlussströmen beansprucht, bis die Schutzeinrichtungen auslösen (etwa innerhalb von 100 ms). Die LeiterTemperatur steigt während des Kurzschlusses an, und es ist ungünstig, wenn das Isoliermaterial einer hohen Übertemperatur ausgesetzt wird.
- Die Verluste im Isoliermaterial durch die elektrische Feldstärke, ausgedrückt durch den Verlustwinkel $\tan \delta$ (Verhältnis des Wirkwiderstandes zum Blindwiderstand der Isolation) sollen möglichst klein sein.
- Die Kabelkapazität soll möglichst klein sein, damit die Ladeströme gering bleiben.

Isolierstoff	ρ [g/cm ³]	ϵ_r	$\tan \delta$ [x 10 ⁻³]	Isol.-Widerstand MΩ·cm	T _{zul} (Dauer) [°C]	T _{zul} (Kurzschluss) [°C]	Spez. Wärme-widerstand [K·m/W]
Ölimprägniertes Papier	1,0	3,5	3,0	>10 ⁶	60-80	140-180	6,0
Polyvinylchlorid (PVC)	1,3	4,0	50	>10 ⁶	70	140-180	6,0
Polyethylen (PE)	0,92	2,3	0,4	>10 ¹¹	70	150	3,5
Vernetztes Polyethylen (VPE)	0,92	2,3	0,4	>10 ¹¹	90	250	3,5

Tabelle 4-1: Eigenschaften von Isolierstoffen für Energiekabel

Vergleicht man die Eigenschaften der verschiedenen Isolierstoffe (Tabelle 4-1), dann zeigt sich, dass VPE sehr günstige Eigenschaften hat.

- Es hat fast die doppelte Wärmeleitfähigkeit von Öl-Papier oder PVC
- Beim Kurzschluss sind kurzzeitig Temperaturen von 250 °C anstelle 140-180 °C bei den übrigen Isolierstoffen zulässig.
- Die Dielektrizitätskonstante beträgt mit $\epsilon_r = 2,3$ nur etwa 65% von Öl-Papier, daher ergeben sich geringere Kabelkapazitäten.

Diese günstigen Eigenschaften von VPE haben bewirkt, dass heute fast ausschließlich VPE-Kabel hergestellt und eingesetzt werden.

Die Innenleiter sind bei Spannungen bis 110 kV häufig aus Aluminium, bei höheren Spannungsebenen wegen der niedrigen Verluste häufig aus Kupfer.

Als Niederspannungskabel werden hauptsächlich Drei- oder Vierleiterkabel (**Mehrleiterkabel**) verwendet, bei denen die drei Phasen (bzw. bei Neutralleiter vier Phasen) mehrdrähtig oder mas-

siv oftmals in Sektorform in einer gemeinsamen Ummantelung geführt werden (Abbildung 4-5). Beim Dreileiterkabel ist der Neutralleiter in der Ummantelung angebracht.

Bei Kabeln für Mittelspannung werden sowohl Einleiter- als auch Mehrleiterkabel verwendet. Wegen der höheren Spannungen und damit Beanspruchungen für die Isolation müssen bei Mehrleiterkabeln die auftretenden Felder gesteuert werden. Ohne **Feldsteuerung** ist die maximal auftretende Feldstärke größer und das Risiko von Teilentladungen in der Isolation steigt. Kabel ohne Feldsteuerung (Gürtelkabel, Abbildung 4-6) werden daher nur bis etwa 10kV verwendet. Zur Feldsteuerung werden die einzelnen Leiter mit jeweils einer eigenen Isolation und leitfähigen Ummantelung versehen, die den Feldverlauf vergleichmäßigt (Radialkabel, Abbildung 4-7), insbesondere in den Zwickeln zwischen den einzelnen Sektoren.

Bei konzentrisch aufgebauten **Einleiterkabeln** ist eine solche Feldsteuerung von vornherein gegeben. Im Hochspannungsbereich werden deswegen ausschließlich Einleiter-Kabel verwendet (Abbildung 4-8).

Bei Mehrleiterkabeln heben sich die drei Magnetfelder der stromführenden Leiter in ihrer Umgebung im Wesentlichen auf. Bei einpoligen Kabeln ist dies nicht der Fall, und die Magnetfelder erzeugen Wirbelströme und Verluste in den Abschirmungen und Mänteln der drei Phasen. Durch Auskreuzen der Schirme, ähnlich dem Verdrillen bei Freileitungen, können diese Verluste verringert werden.

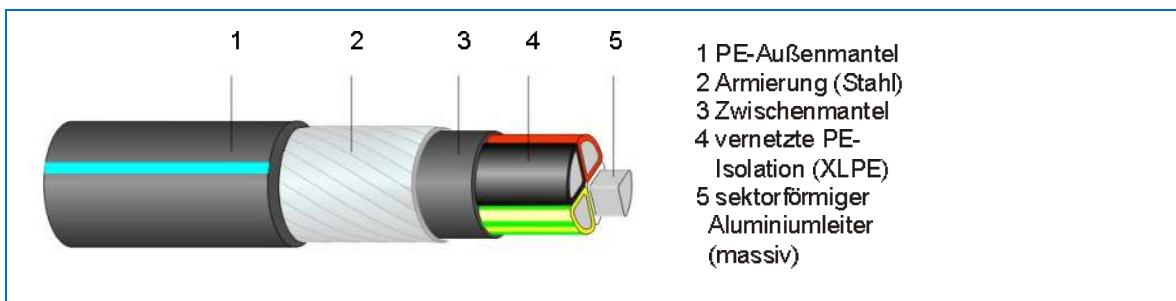


Abbildung 4-5: Vierleiter-Niederspannungskabel für 0,4 kV [Quelle: Nexans]

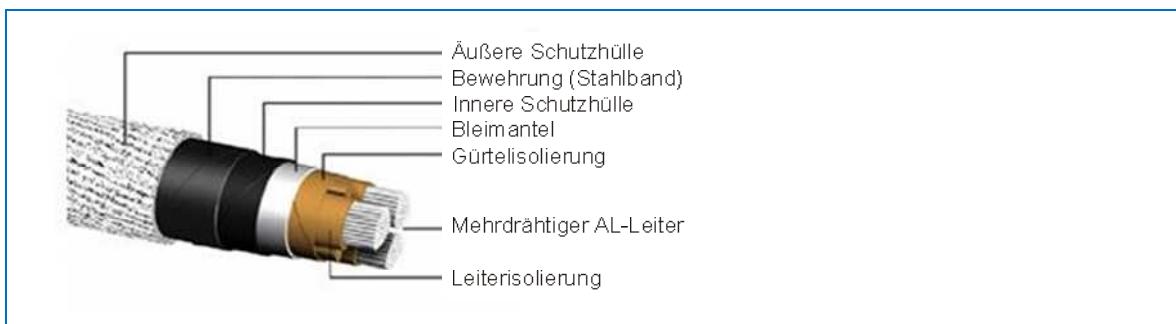


Abbildung 4-6: Dreileiter-Mittelspannungskabel (NABKA) als Gürtelkabel



Abbildung 4-7: VPE-Dreileiterkabel als Radialkabel für bis zu 220 kV [Quelle: nktcables]

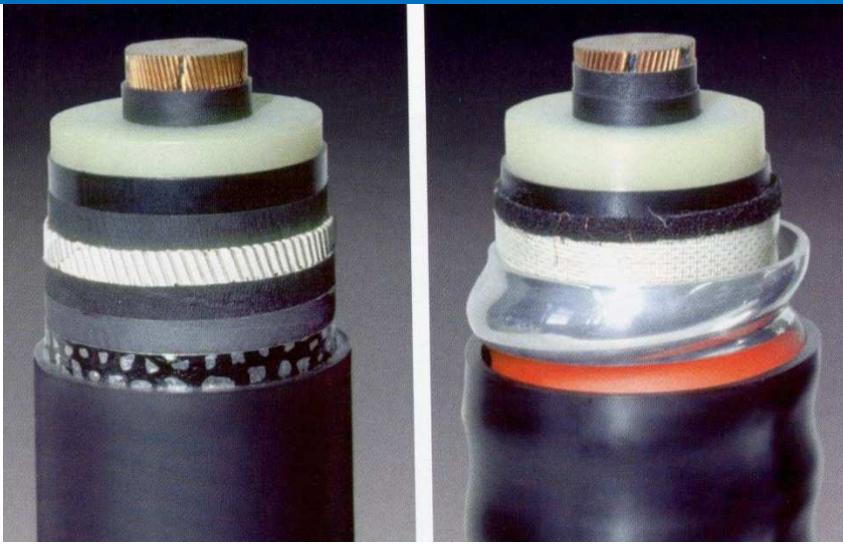


Abbildung 4-8: Aufbau von Einleiter-Hochspannungskabeln für 380 kV

4.1.3 Eigenschaften der homogenen Leitung

Eine **homogene Leitung**, d.h. eine Leitung, deren Eigenschaften sich über ihre Länge nicht ändern, kann über eine Reihenschaltung infinitesimal kleiner differentieller Längenelemente dargestellt werden (Abbildung 4-9).

Es besteht aus der Serienschaltung eines Widerstandes $R' dx$ und einer Induktivität $L' dx$ sowie dem Querleitwert $G' dx$ über die Isolation und der Kapazität $C' dx$ ¹⁸.

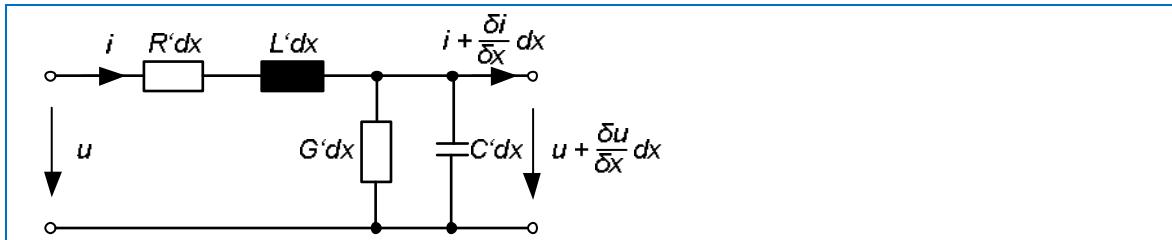


Abbildung 4-9: Differentielles Längenelement einer homogenen Leitung

Die partiellen Differentialgleichungen für das differentielle Längenelement lauten

$$\begin{aligned} u + \frac{\delta u}{\delta x} dx &= u - R' dx \cdot i - L' dx \cdot \frac{\delta i}{\delta t} \\ i + \frac{\delta i}{\delta x} dx &= i - G' dx \cdot \left(u + \frac{\delta u}{\delta x} dx \right) - C' dx \cdot \frac{\delta}{\delta t} \left(u + \frac{\delta u}{\delta x} dx \right) \end{aligned} \quad (4-1)$$

Auflösen der Gleichungen und Vernachlässigen der doppelten Differentiale¹⁹ (bei denen dx im Quadrat auftaucht) ergibt

¹⁸ Die Parameter der Leitung R' , L' , G' und C' können dabei durchaus frequenzabhängig sein. Auf eine Darstellung der Frequenzabhängigkeit als $R'(\omega)$ usw. wird im Folgenden aber verzichtet, um die Lesbarkeit zu erhöhen, sofern nicht gerade diese Frequenzabhängigkeit thematisiert wird.

¹⁹ Das ist für den Übergang $dx \rightarrow 0$ zulässig.

$$\begin{aligned}-\frac{\delta u}{\delta x} &= R \cdot i + L' \cdot \frac{\delta i}{\delta t} \\ -\frac{\delta i}{\delta x} &= G \cdot u + C \cdot \frac{\delta u}{\delta t}\end{aligned}\quad (4-2)$$

Wenn man die erste Gleichung nach x und die zweite Gleichung nach t differenziert, erhält man

$$\begin{aligned}-\frac{\delta^2 u}{\delta x^2} &= R' \cdot \frac{\delta i}{\delta x} + L' \cdot \frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{\delta i}{\delta t} \right) \\ -\frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\delta i}{\delta x} \right) &= G' \cdot \frac{\delta u}{\delta t} + C \cdot \frac{\delta^2 u}{\delta t^2}\end{aligned}\quad (4-3)$$

Solange Ableitung nach der Zeit und dem Ort umkehrbar sind, kann man die unteren Zeilen der Gleichungen (4-2) und (4-3) in die obere Zeile von (4-3) einsetzen und erhält die sogenannte **Telegraphengleichung**

$$\frac{\delta^2 u}{\delta x^2} = R' G' \cdot u + (R' C' + L' G') \cdot \frac{\delta u}{\delta t} + L' C' \cdot \frac{\delta^2 u}{\delta t^2} \quad (4-4)$$

In gleicher Weise kann man auch eine duale Differentialgleichung für den Strom erzeugen:

$$\frac{\delta^2 i}{\delta x^2} = R' G' \cdot i + (R' C' + L' G') \cdot \frac{\delta i}{\delta t} + L' C' \cdot \frac{\delta^2 i}{\delta t^2} \quad (4-5)$$

Die Telegraphengleichungen für Spannung und Strom haben die folgende allgemeine Lösung in Abhängigkeit von x und t :

$$\begin{aligned}u(x, t) &= u_v(x - vt) + u_r(x + vt) \\ i(x, t) &= i_v(x - vt) + i_r(x + vt)\end{aligned}\quad (4-6)$$

Dabei beschreiben u_v bzw. i_v jeweils Anteile der Lösung, die sich mit der Geschwindigkeit v in x -Richtung bewegen, und u_r bzw. i_r die Lösungsanteile, die sich mit gleicher Geschwindigkeit entgegen der x -Richtung bewegen. Der erste Anteil wird deshalb auch **vorlaufende Welle** und der zweite Anteil **rücklaufende Welle** genannt.

Die allgemeine Lösung der Telegraphenleitung macht noch keine weitere Aussage über den Verlauf der Zeitfunktionen von Strom und Spannung. Unter der einschränkenden Annahme, dass Strom und Spannung eingeschwungen sinusförmig verlaufen, kann man wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben einen Ansatz über komplexe Amplitudenzeiger verwenden:

$$\begin{aligned}\underline{U}(x, t) &= \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t} \\ \underline{i}(x, t) &= \underline{i}(x) \cdot e^{j\omega t}\end{aligned}\quad (4-7)$$

Dieser Ansatz in die Telegraphengleichung eingesetzt ergibt

$$\begin{aligned}\frac{\delta^2 \underline{U}(x)}{\delta x^2} \cdot e^{j\omega t} &= R' G' \cdot \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t} + j\omega (R' C' + L' G') \cdot \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t} - \omega^2 L' C' \cdot \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t} = \\ &= (R' + j\omega L') (G' + j\omega C') \cdot \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t} = \\ &= \underline{Z} \cdot \underline{Y} \cdot \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t} = \underline{\gamma}^2 \cdot \underline{U}(x) \cdot e^{j\omega t}\end{aligned}\quad (4-8)$$

$$\frac{\delta^2 \underline{U}(x)}{\delta x^2} = \underline{\gamma}^2 \cdot \underline{U}(x)$$

Dabei wurde die sogenannte **Ausbreitungskonstante** γ der homogenen Leitung

$$\gamma = \sqrt{Z \cdot Y} = \sqrt{(R+j\omega L)(G+j\omega C)} = \alpha + j\beta \quad (4-9)$$

als komplexe Größe eingeführt. Ihr Realteil heißt **Dämpfungskonstante α** , ihr Imaginärteil **Phasenkonstante β** der homogenen Leitung.

Die Lösung der Differentialgleichung für den von x abhängigem Teil ist

$$\frac{\partial^2 \underline{U}(x)}{\partial x^2} = \gamma^2 \cdot \underline{U}(x) \rightarrow \underline{U}(x) = \underline{U} e^{\pm \gamma x} \quad (4-10)$$

und führt zur Formulierung mit vor- und rücklaufender Welle als

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_v e^{-\gamma x} + \underline{U}_r e^{+\gamma x} \quad (4-11)$$

Die Lösung für den Strom findet man z.B. durch Einsetzen der Funktion der Spannung in die erste Gleichung von (4-2) als

$$\begin{aligned} -\frac{\delta}{\delta x} \left[(\underline{U}_v e^{-\gamma x} + \underline{U}_r e^{+\gamma x}) e^{j\omega t} \right] &= R \cdot \underline{I}(x) e^{j\omega t} + j\omega L \cdot \underline{I}(x) \cdot e^{j\omega t} \Rightarrow \\ \underline{I}(x) &= -\frac{1}{R' + j\omega L'} \frac{\delta}{\delta x} (\underline{U}_v e^{-\gamma x} + \underline{U}_r e^{+\gamma x}) = \\ &= \frac{\gamma}{R' + j\omega L'} (\underline{U}_v e^{-\gamma x} - \underline{U}_r e^{+\gamma x}) = \frac{\gamma}{Z_w} (\underline{U}_v e^{-\gamma x} - \underline{U}_r e^{+\gamma x}) = \\ &= \frac{1}{Z_w} (\underline{U}_v e^{-\gamma x} - \underline{U}_r e^{+\gamma x}) \end{aligned} \quad (4-12)$$

Dabei wurde der **Wellenwiderstand** der homogenen Leitung

$$Z_w = \frac{R' + j\omega L'}{\gamma} = \frac{R' + j\omega L'}{\sqrt{(R' + j\omega L')(G + j\omega C)}} = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G + j\omega C}} \quad (4-13)$$

eingeführt. Wenn man Strom und Spannung am Anfang der Leitung ($x=0$) mit \underline{U}_1 bzw. \underline{I}_1 bezeichnet, dann wird

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}(x=0) = \underline{U}_v + \underline{U}_r \\ Z_w \underline{I}_1 &= Z_w \underline{I}(x=0) = \underline{U}_v - \underline{U}_r \end{aligned} \quad (4-14)$$

oder für die vor- und rücklaufenden Amplitudenzeiger

$$\begin{aligned} \underline{U}_v &= \frac{1}{2} (\underline{U}_1 + Z_w \underline{I}_1) \\ \underline{U}_r &= \frac{1}{2} (\underline{U}_1 - Z_w \underline{I}_1) \end{aligned} \quad (4-15)$$

Vor- und rücklaufenden Amplitudenzeiger eingesetzt in (4-11) und (4-12) liefert

$$\begin{aligned} \underline{U}(x) &= \frac{1}{2} (\underline{U}_1 + Z_w \underline{I}_1) e^{-\gamma x} + \frac{1}{2} (\underline{U}_1 - Z_w \underline{I}_1) e^{+\gamma x} = \\ &= \frac{1}{2} \underline{U}_1 (e^{-\gamma x} + e^{+\gamma x}) + \frac{1}{2} Z_w \underline{I}_1 (e^{-\gamma x} - e^{+\gamma x}) = \\ &= \underline{U}_1 \cosh(\gamma x) - Z_w \underline{I}_1 \sinh(\gamma x) \end{aligned} \quad (4-16)$$

und

$$\begin{aligned}
 I(x) &= \frac{1}{2Z_w} \left[(U_1 + Z_w I_1) e^{-\gamma x} - (U_1 - Z_w I_1) e^{+\gamma x} \right] \\
 &= \frac{1}{2} \frac{U_1}{Z_w} \left(e^{-\gamma x} - e^{+\gamma x} \right) + \frac{1}{2} I_1 \left(e^{-\gamma x} + e^{+\gamma x} \right) = \\
 &= -\frac{U_1}{Z_w} \sinh(\gamma x) + I_1 \cosh(\gamma x)
 \end{aligned} \tag{4-17}$$

bzw. in Matrixschreibweise

$$\begin{pmatrix} U(x) \\ Z_w I(x) \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma x) & -\sinh(\gamma x) \\ -\sinh(\gamma x) & \cosh(\gamma x) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} U_1 \\ Z_w I_1 \end{pmatrix} \tag{4-18}$$

Setzt man für x die Länge l der homogenen Leitung ein, erhält man Strom und Spannung am Ende der Leitung in Abhängigkeit der Werte am Anfang der Leitung. Häufig ist aber auch nach den Werten am Anfang der Leitung in Abhängigkeit der Verhältnisse am Ende der Leitung gefragt. Man kann sie durch Invertieren der Matrizengleichung über

$$\begin{pmatrix} U_1 \\ Z_w I_1 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & \sinh(\gamma l) \\ \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} U(l) \\ Z_w I(l) \end{pmatrix} \tag{4-19}$$

bestimmen.

Ein Sonderfall ist die leerlaufende Leitung. Dann fließt am Ende der Leitung kein Strom und es gilt

$$\begin{aligned}
 \begin{pmatrix} U_1 \\ Z_w I_1 \end{pmatrix} &= \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & \sinh(\gamma l) \\ \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} U(l) \\ 0 \end{pmatrix} \\
 U_1 &= U(l) \cosh(\gamma l) = \frac{1}{2} U(l) (e^{+\gamma l} + e^{-\gamma l}) \\
 Z_w I_1 &= U(l) \sinh(\gamma l) = \frac{1}{2} U(l) (e^{+\gamma l} - e^{-\gamma l})
 \end{aligned} \tag{4-20}$$

Umgekehrt gilt bei der kurzgeschlossenen Leitung

$$\begin{aligned}
 \begin{pmatrix} U_1 \\ Z_w I_1 \end{pmatrix} &= \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & \sinh(\gamma l) \\ \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ Z_w I(l) \end{pmatrix} \\
 U_1 &= Z_w I(l) \sinh(\gamma l) = \frac{1}{2} Z_w I(l) (e^{+\gamma l} - e^{-\gamma l}) \\
 Z_w I_1 &= Z_w I(l) \cosh(\gamma l) = \frac{1}{2} Z_w I(l) (e^{+\gamma l} + e^{-\gamma l})
 \end{aligned} \tag{4-21}$$

Sowohl bei leerlaufender als auch bei kurzgeschlossener Leitung sind hin- und rücklaufender Anteil von Strom und Spannung also betragsmäßig gleich. Im Leerlauf haben hin- und rücklaufender Anteil der Spannung gleiches und hin- und rücklaufender Anteil des Stromes unterschiedliches Vorzeichen. Im Kurzschlussfall ist es genau umgekehrt.

Einen weiteren Sonderfall stellt der Abschluss der Leitung mit einer Impedanz dar, die genau dem Wellenwiderstand entspricht. Dann tritt der rücklaufende Anteil gar nicht auf, d.h. es finden keine Reflexionen am Leitungsende statt. Es gilt nämlich

$$U(x=l) = Z_w I(x=l) \tag{4-22}$$

sowie wegen $\cosh x + \sinh x = e^x$

$$\underline{U}_1 = \underline{Z}_w I_1 = \underline{U}(x=I) \cdot e^{-\underline{Z}_w x} \quad (4-23)$$

Strom und Spannung weisen wegen

$$\frac{\underline{U}_1}{I_1} = \frac{\underline{U}(x=I)}{I(x=I)} = \frac{\underline{U}(x)}{I(x)} = \underline{Z}_w \quad (4-24)$$

über die ganze Leitungslänge die gleiche Phasenverschiebung gegeneinander auf, die sich durch den Wellenwiderstand ergibt.

Freileitung / Kabel	Bauform	Wellenwiderstand [Ω]
Freileitung		
"	110 kV einfaches Seil	375
"	220 kV einfaches Seil	375
"	220 kV Doppelseil	240
"	380 kV Doppelseil	260
"	380 kV Dreifachseil	230
Kabel	Mittel- und Hochspannung	20 – 30

Tabelle 4-2: Typische Werte für den Wellenwiderstand von Freileitungen und Kabeln

Die Leistung einer bei Nennspannung betriebenen und mit dem Wellenwiderstand abgeschlossenen Drehstromleitung heißt natürliche Leistung. Sie ist

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_w} \quad (4-25)$$

Die natürliche Leistung hat formal die Dimension einer Wirkleistung, weil nur mit dem Betrag des Wellenwiderstandes gerechnet wird.

U_n [kV]	Anzahl Leiter im Bündel	Z_w [Ω]	P_{nat} [MW]
110	1	375	32
220	1	375	130
	2	240	200
380	3	260	550
	4	230	630
500	3	260	960
750	4	250	2.250
1.200	8	230	6.250

Tabelle 4-3: Typische Werte für Wellenwiderstand und natürliche Leistung von Drehstromfreileitungen

Eine unterhalb der natürlichen Leistung belastete Drehstromleitung (im Extremfall: eine unter Spannung gesetzte, aber unbelastete Leitung) verhält sich kapazitiv²⁰, eine oberhalb der natürlichen Leistung belastete Drehstromleitung induktiv. Freileitungen können in der Regel auch über die natürliche Leistung hinaus thermisch belastet werden, Kabel sind dann üblicherweise bereits thermisch weit überlastet. Deshalb wirken Kabelstrecken praktisch immer kapazitiv im Drehstromnetz.

Die in Gleichung (4-19) hergeleitete Kettenmatrix einer homogenen Leitung mit der Länge l kann auch in ein T- oder π-Ersatzschaltbild überführt werden (Abbildung 4-10).

²⁰ Dann fließt nämlich nur der geringe Ladestrom durch die Induktivitäten, während die Kapazitäten bereits voll aufgeladen sind.

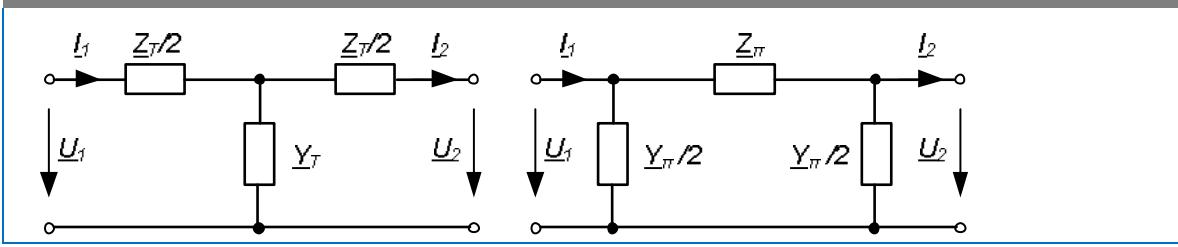


Abbildung 4-10: T- und π -Ersatzschaltbild einer Leitung

Dabei gilt für die einzelnen Elemente

$$\begin{aligned}
 Z_T &= 2Z_w \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{\sinh(\gamma l)} = 2Z_w \tanh(\gamma l) = Z \frac{\tanh \frac{\gamma l}{2}}{\frac{\gamma l}{2}} \\
 Y_T &= \frac{1}{Z_w} \sinh(\gamma l) = Y \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \\
 Z_\pi &= Z_w \sinh(\gamma l) = Z \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \\
 Y_\pi &= \frac{2}{Z_w} \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{\sinh(\gamma l)} = \frac{2}{Z_w} \tanh(\gamma l) = Y \frac{\tanh \frac{\gamma l}{2}}{\frac{\gamma l}{2}}
 \end{aligned} \tag{4-26}$$

sowie

$$\begin{aligned}
 U(x=l) &= U_2 \\
 I(x=l) &= I_2
 \end{aligned} \tag{4-27}$$

mit $Y = Y' \cdot l$ und $Z = Z' \cdot l$.

Wenn γl ausreichend klein ist, d.h. wenn die Leitung ausreichend kurz ist, dann kann man

$$\sinh(\gamma l) \approx \gamma l \quad \tanh \frac{\gamma l}{2} \approx \frac{\gamma l}{2} \tag{4-28}$$

annähern. Dann vereinfacht sich Gleichung (4-26) zu

$$\begin{aligned}
 Z_T &= Z = (R + j\omega L') \cdot l = R + j\omega L \\
 Y_T &= Y = (G' + j\omega C') \cdot l = G + j\omega C \\
 Z_\pi &= Z = (R + j\omega L') \cdot l = R + j\omega L = Z_T \\
 Y_\pi &= Y = (G' + j\omega C') \cdot l = G + j\omega C = Y_T
 \end{aligned} \tag{4-29}$$

und T- sowie π -Ersatzschaltbild gehen über in die Ersatzschaltungen nach Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 mit konzentrierten Elementen.

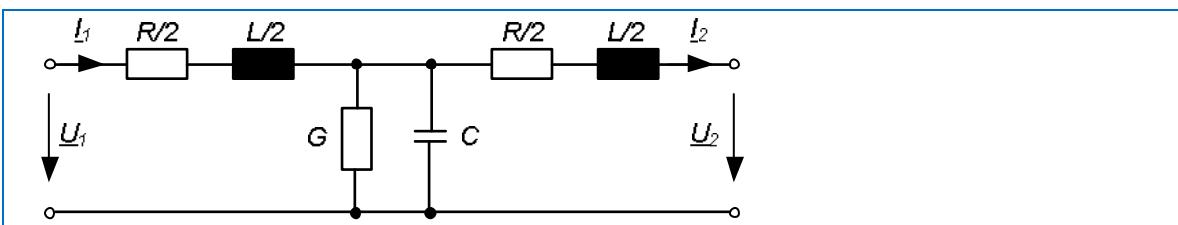


Abbildung 4-11: T-Ersatzschaltbild für eine elektrisch kurze Leitung

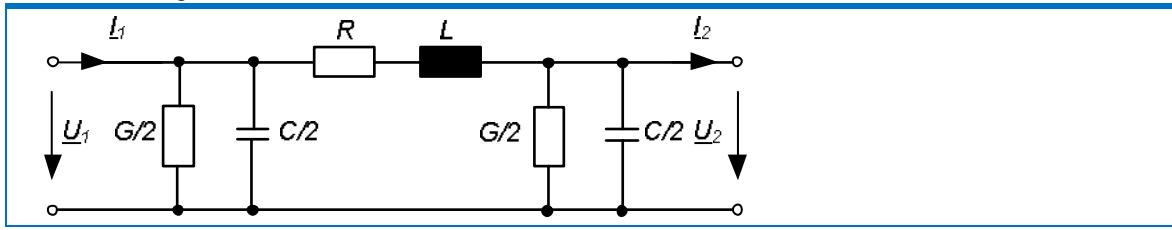


Abbildung 4-12: π -Ersatzschaltbild für eine elektrisch kurze Leitung

Weil der Ausbreitungskoeffizient γ nach Gleichung (4-9) von der Frequenz abhängt, spielt neben der Länge der Leitung auch noch die Frequenz der Vorgänge, die mit dem Leitungsmodell untersucht werden sollen, eine Rolle. Für stationäre Berechnungen bei der Netzfrequenz 50Hz können praktisch alle Drehstromleitungen bis auf sehr lange Hochspannungsfreileitungen oder Kabelverbindungen als elektrisch kurz betrachtet werden. Sollen aber Vorgänge höherer Frequenz (z.B. Oberschwingungen) untersucht werden, wird der Fehler durch die Vereinfachung nach Gleichung (4-28) schnell zu groß. Dann arbeitet man entweder mit einer Reihenschaltung mehrerer elektrisch kurzer Teilabschnitte oder mit dem Modell nach Abbildung 4-10.

Das π -Ersatzschaltbild hat bei knotenorientierten Lösungsverfahren für die Netzwerkberechnung Vorteile, weil keine zusätzlichen Knoten in der Mitte der Leitungen eingeführt werden, deren Potential berechnet werden muss und die die Größe der zu verarbeitenden Matrizen erhöhen. Außerdem sind die Knotenspannungen wegen der Kapazitäten am Anfang und Ende der Zweige für das Berechnungsverfahren Zustandsgrößen, was dynamische Berechnungen vereinfacht.

4.1.4 Bestimmung der Leitungsparameter

Im vorangegangenen Abschnitt haben wir eine Möglichkeit zur rechnerischen Behandlung von Drehstromleitungen betrachtet, die auf dem Modell einer homogenen Leitung mit längenbezogenem Widerstand und Leitwert sowie längenbezogener Induktivität und Kapazität beruht. In diesem Abschnitt wird kurz beschrieben, wie sich diese Beläge (Widerstands-, Induktivitäts-, Ableitungs- und Kapazitätsbelag) aus Aufbau und Geometrie der Leitung ergeben. Die Herleitung der entsprechenden Zusammenhänge wird in der Lehrveranstaltung „Fachvertiefung Energiesysteme“ näher erläutert.

4.1.4.1 Widerstandsbelag [3]

Beim Widerstandsbelag muss zwischen Gleichstrom-Widerstandsbelag und Widerstandsbelag bei Wechselstrom unterschieden werden. Aufgrund von Stromverdrängungs- und Näheeffekten (skin und proximity effect) ist der Widerstandsbelag auch bei der relativ kleinen Netzfrequenz gegenüber dem Gleichstrom-Widerstandsbelag deutlich höher. Das muss bei der Dimensionierung von Leitungen unbedingt berücksichtigt werden, weil sonst bei Wechselstrombelastung thermische Überlastung auftreten kann.

Der Gleichstrom-Widerstandsbelag pro Phase ist

$$R_g' = \frac{\rho}{A} \beta \quad (4-30)$$

mit

- ρ als spezifischem Widerstand des Leitermaterials [$\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$]
- A dem für die Stromleitung zur Verfügung stehenden Querschnitt und
- β als Verseilungsfaktor. Bei verseilten Leitern ist die Länge der einzelnen Drähte länger als die Gesamtlänge des Seils ($\beta \approx 1,07$).

Der spezifische Widerstand des Leitermaterials selber ist temperaturabhängig. Man kann mit

$$\rho = \rho_{20^\circ} \cdot [1 + \alpha(\vartheta - 20^\circ C)] \quad (4-31)$$

rechnen, wobei

- ρ_{20° der spezifische Widerstand bei $20^\circ C$ ist,
- α der Temperaturkoeffizient des Leitermaterials sowie
- ϑ die Temperatur des Leiters.

Leitermaterial	$\rho_{20^\circ} [\Omega \text{ mm}^2/\text{m}]$	$\alpha [1/^\circ\text{C}]$
Kupfer (Cu)	0,0178	0,0037
Aluminium (Al)	0,0286	0,0039
Aldrey	0,033	0,004

Tabelle 4-4: Spezifischer Widerstand und Temperaturkoeffizient verschiedener Leitermaterialien

Bei Wechselstrom ist der Widerstandsbelag aufgrund von Stromverdrängungs- und Näheeffekten größer:

$$R' = k_{sR}(\omega) \cdot R_g \quad (4-32)$$

Dabei ist der resistive Stromverdrängungsfaktor $k_{sR} > 1$ unter anderem von der Geometrie der Leiteranordnung und der Frequenz abhängig. Üblicherweise gibt der Hersteller des Leiterseils bzw. des Kabels den Widerstandsbelag für die Nennfrequenz an.

4.1.4.2 Induktivitätsbelag [4]

Der Induktivitätsbelag einer symmetrischen Drehstromleitung, die als homogene Leitung nach dem im vorherigen Kapitel beschriebenen Modell und unter Verwendung von symmetrischen Impedanzkomponenten modelliert werden soll, setzt sich nach Gleichung (3-77) aus Selbst- und Koppelinduktivitätsbelag zusammen. Sowohl die Selbstinduktivität, also die Induktivität der Leiterschleife einer Phase mit sich selber, als auch die Koppelinduktivität, also die Induktivität der Leiterschleife einer Phase mit der Leiterschleife einer anderen Phase, hängen maßgeblich von der geometrischen Anordnung der Leiter zueinander ab.

Nach Kapitel 3.3.2 und insbesondere (3-77) ergibt sich der Induktivitätsbelag einer symmetrischen Drehstromleitung im Mit- und Gegensystem als

$$L'_{(1)} = L'_{(2)} = L' - L'_{LL} \quad (4-33)$$

Dabei ist L' der Selbstinduktivitätsbelag eines Phasenleiters und L'_{LL} der Koppelinduktivitätsbelag zwischen jeweils zwei Phasen. Unter Verwendung des mittleren geometrischen Abstandes D der einzelnen Phasenleiter zueinander mit jeweils Leiterradius r wird

$$L'_{(1)} = L'_{(2)} = L_B = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \cdot \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r} \right) \quad (4-34)$$

der sogenannte **Betriebsinduktivitätsbelag** der Drehstromleitung.

Für den mittleren geometrischen Abstand der Phasen voneinander kann man unter Verwendung der Leiter-Leiter-Abstände wie in Abbildung 4-13 dargestellt ansetzen:

$$D = \sqrt[3]{D_{ab} D_{ac} D_{bc}} \quad (4-35)$$

Durch die Verwendung des mittleren geometrischen Abstandes der Leiter voneinander vernachlässigt man, dass die Leiter in vielen Leiteranordnungen nicht den gleichen Abstand voneinander haben. Die dadurch entstehende Unsymmetrie der Leitung, die letztlich dazu führen würde, dass

Mit-, Gegen- und Nullsystem der Leitung nicht mehr entkoppelt voneinander betrachtet werden können, kann man durch **Verdrillung** reduzieren.

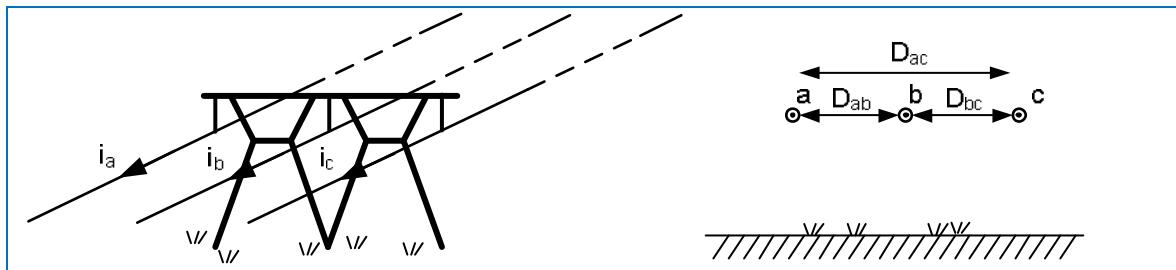


Abbildung 4-13: Drehstromleitung mit ungleichen Leiter-Leiter-Abständen

Zur Verdrillung wird die Anordnung der Phasen auf den Masten über den Verlauf der Leitung zyklisch gewechselt. Über die ganze Leitungslänge hinweg verhält sich die Leitung dann praktisch symmetrisch²¹.



Abbildung 4-14: Verdrillungsmast

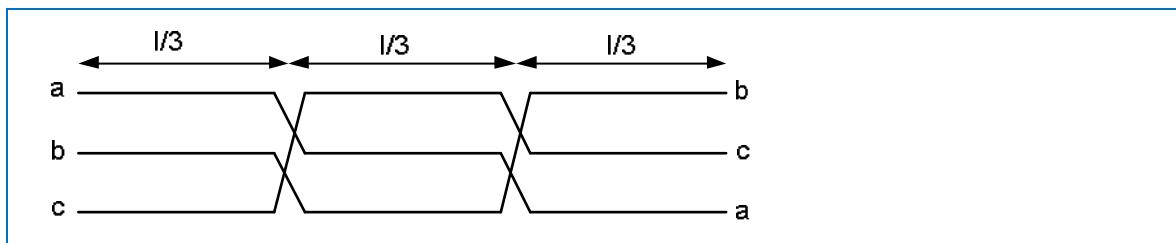


Abbildung 4-15: α -Verdrillung einer Einfachleitung

Der Nachteil einer Verdrillung nach Abbildung 4-15 ist, dass die Position der Phasen am Anfang und Ende nicht übereinstimmt. Manchmal wird deshalb ein für die Symmetrierung eigentlich nicht notwendiger zusätzlicher Verdrillungsmast vorgesehen.

Häufig ist auf den Masten mehr als ein Drehstrom-System angeordnet. Um die Kopplungen mehrerer Drehstrom-Systeme gegeneinander ebenfalls zu symmetrieren, wird dann die γ -Verdrillung (Abbildung 4-16) oder die noch aufwendigere β -Verdrillung (Abbildung 4-17) angewendet.

²¹ Durch die Verdrillung wird die Drehstromleitung als Verlängerung der mechanischen Welle im Generator zu den Drehstromverbrauchern „ausgewuchtet“.

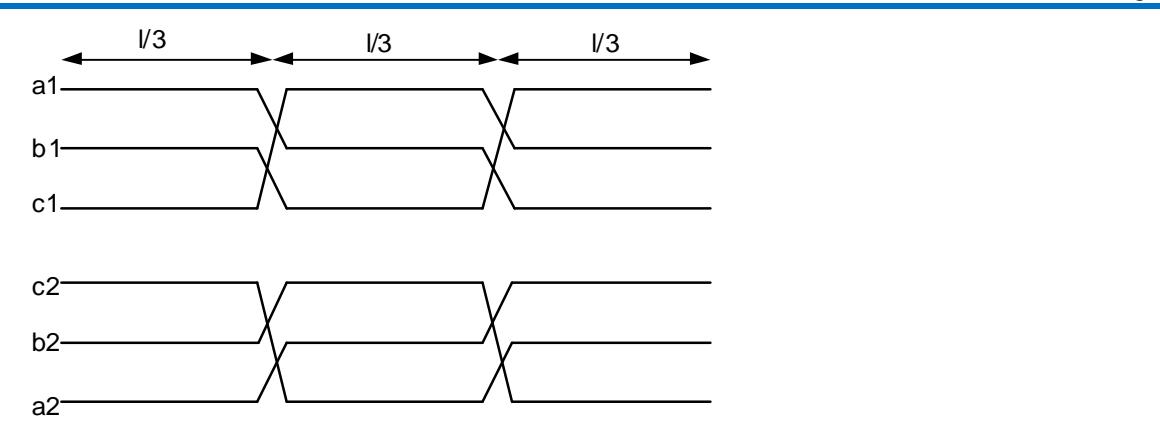


Abbildung 4-16: γ -Verdrillung einer Drehstromdoppelleitung

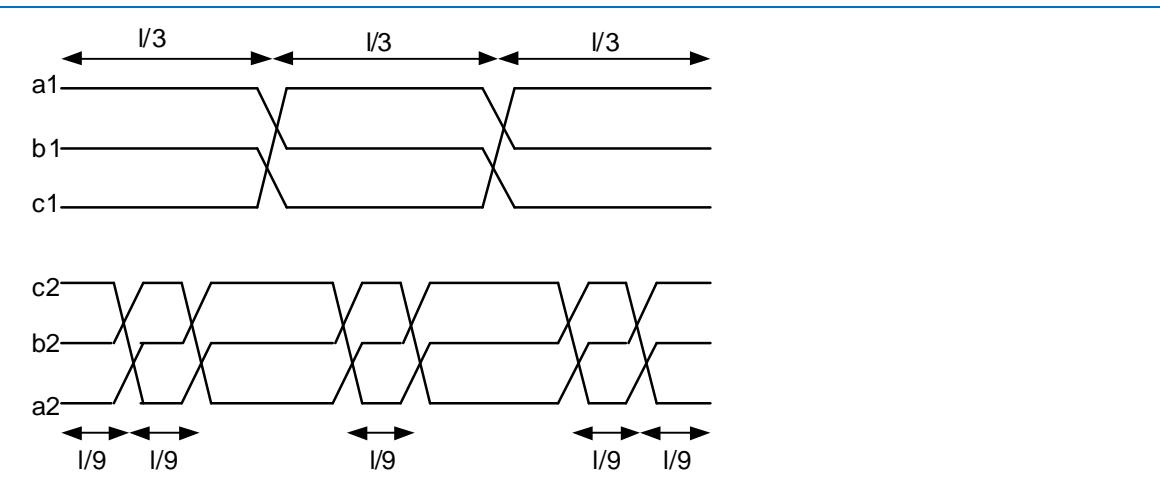


Abbildung 4-17: β -Verdrillung einer Drehstromdoppelleitung

Bei großen Betriebsströmen sind große Leiterquerschnitte erforderlich. Große Querschnitte haben den Nachteil, dass sie schwer zu montieren sind und wegen des ungünstigeren Verhältnisses von Oberfläche (wächst linear mit dem Radius) und Querschnitt (wächst quadratisch mit dem Radius) eine schlechtere Wärmeableitung haben. Weiterhin ergeben sich bei mehreren Leitern geringere elektrische Feldstärken auf der Oberfläche, wodurch die elektrischen Vorentladungen – auch Corona genannt – geringer werden.

Freileitungen mit Nennspannungen größer als 110 kV werden deshalb häufig mit **Bündelleitern** ausgerüstet.

220-kV-Leitungen

Zweierbündel

380-kV-Leitungen

Zweier-, Dreier- oder Viererbündel

1.200-kV-Freileitung (UdSSR)

Achterbündel (nicht mehr in Betrieb)

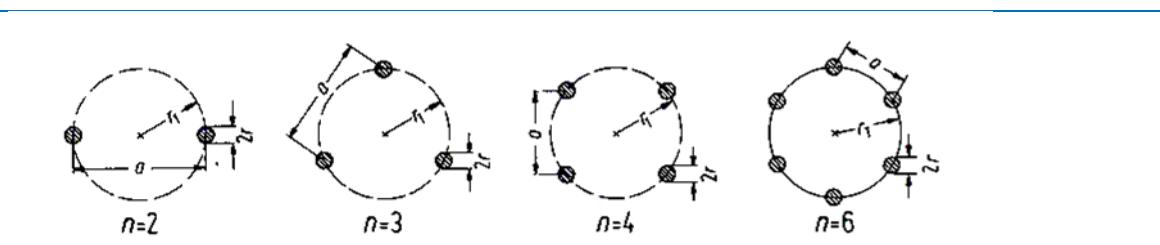


Abbildung 4-18: Bündelleiteranordnungen

Bündelleiter werden folgendermaßen beschrieben:

r_T	Teilleiterradius
r	Radius des einzelnen Leiters
a	gegenseitiger Abstand der Leiter im Bündel
n	Anzahl der Teilleiter je Bündel
r_B	Ersatzradius des Bündels

Den Zusammenhang zwischen Teilleiteranzahl, Teilleiterradius und Ersatzradius des Bündels kann man aus folgender Gleichung entnehmen:

$$r_B = \sqrt[n]{e^{1/4} \cdot n \cdot r \cdot e^{-1/4} \cdot r_T^{n-1}} = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot r_T^{n-1}} \quad (4-36)$$

Tabelle 4-5 zeigt die Ersatzradien für verschiedene Bündelleiter, die einheitlich aus dem Aluminium/Stahl-Seil AL/St 240/40 (mm^2) gebildet werden, mit einem Seilradius $r = 1,095 \text{ cm}$ und einem Seilabstand von $a = 40 \text{ cm}$.

n	r_T	r_B	$r_T [\text{cm}]$	$r_B [\text{cm}]$	$r [\text{cm}]$
1	-	r		1,095	1,095
2	$a/2$	$\sqrt{r \cdot a}$	20,0	6,62	1,095
3	$a/\sqrt{3}$	$\sqrt[3]{r \cdot a^2}$	23,1	12,06	1,095
4	$a/\sqrt{2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r \cdot a^3}$	28,3	17,74	1,095
6	a	$\sqrt[6]{6 \cdot r \cdot a^5}$	40,0	29,60	1,095

Tabelle 4-5: Bündelleiter

Bei der Berechnung des Induktivitätsbelags von Bündelleitern wird anstelle des äquivalenten Radius der Bündelleiterradius eingesetzt. Des Weiteren ist die innere Induktivität durch die Parallelschaltung der Leiter verkleinert.

$$L'_B = \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \left[\frac{1}{4n} + \ln \frac{D}{r_B} \right] \quad (4-37)$$

U_n kV	Beseilung	$r [\text{mm}]$	$r_B [\text{mm}]$	$R' [\Omega/\text{km}]$	$X'_B [\Omega/\text{km}]$
0,4	Al 35	3,75	3,75	0,85	0,32
10	Al/St 70/12	5,8	5,8	0,43	0,35
110	Al/St 240/40	10,95	10,95	0,12	0,39
220	Al/St 2x240/40	10,95	66,2	0,06	0,316
380	Al/St 4x240/40	10,95	177,4	0,03	0,286

Tabelle 4-6: Richtwerte von Bündelleitern

Nach Kapitel 3.3.2 und insbesondere (3-77) ergibt sich der Induktivitätsbelag einer symmetrischen Drehstromleitung im Nullsystem als

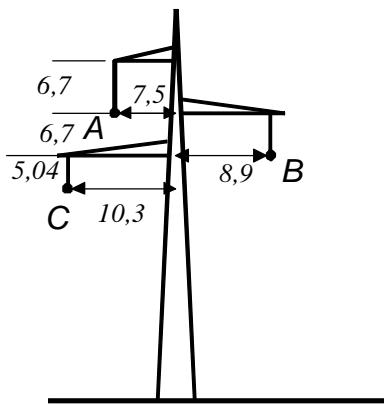
$$L'_{(0)} = L' + 2L'_{LL} + 3L'_N \gg L'_{(1)} = L' - L'_{LL} \quad (4-38)$$

und damit als deutlich größer als der Induktivitätsbelag im Mit- und Gegensystem. Dabei ist L'_N der Induktivitätsbelag der Rückleitung über das Erdreich, einen Neutralleiter bzw. zusätzlich der Erdseile, die zusätzlich zum Drehstromsystem auf den Masten angebracht sind. In der Praxis ergeben sich je nach Anordnung der Systeme auf dem Masten und der Anzahl der Erdseile (z.B. keine bis zwei Erdseile) Verhältnisse von

$$L'_{(0)} / L'_{(1)} \approx 3 \dots 5 \quad (4-39)$$

Beispiel: Berechnung der Betriebsreaktanz einer 380 kV-Freileitung

Für eine 380 kV-Leitung mit 4er-Bündeln und einem Mastbild wie in der Abbildung unten soll die Betriebsreaktanz ermittelt werden. Es wird angenommen, dass die Leitung über ihre Länge verdrillt und damit symmetriert wird.



Beseilung:	Al/St 4x240/40,
Einzelleiterradius	$r = 10,95\text{mm}$
Leiterabstand im Bündel:	$a = 40\text{ cm}$
Länge:	250 km
Gesucht:	Betriebsreaktanz X'_B

Aus der Mastgeometrie ergibt sich:

$$D_{ab} = \sqrt{(7,5\text{m} + 8,9\text{m})^2 + (6,7\text{m})^2} = 17,72\text{m}$$

$$D_{bc} = \sqrt{(10,3\text{m} + 8,9\text{m})^2 + (5,04\text{m})^2} = 19,85\text{m}$$

$$D_{ac} = \sqrt{(10,3\text{m} - 7,5\text{m})^2 + (5,04\text{m} + 6,7\text{m})^2} = 12,07\text{m}$$

$$D = \sqrt[3]{17,72\text{m} \cdot 19,85\text{m} \cdot 12,07\text{m}} = 16,19\text{m}$$

Ersatzleiterradius des Viererbündels

$$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot r_T^{n-1}} \quad r_T = \frac{a}{\sqrt{2}}$$

$$r_B = \sqrt[4]{4 \cdot r \cdot r_T^3} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r \cdot a^3} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 10,95\text{mm} \cdot 400\text{mm}^3} = 177,4\text{mm}$$

Betriebsreaktanz:

$$\begin{aligned} X'_B &= 2\pi \cdot f \cdot \frac{\mu_0 \mu_r}{2\pi} \left[\ln \frac{D}{r_B} + \frac{1}{4n} \right] = \\ &= 50\text{s}^{-1} \cdot 4\pi 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}} \left[\ln \frac{16,19\text{m}}{0,1774\text{m}} + \frac{1}{16} \right] = 0,287\Omega / \text{km} \end{aligned}$$

Impedanz bei Leitungslänge 250 km:

$$X_B = 0,287\Omega / \text{km} \cdot 250\text{km} = 71,75\Omega$$

4.1.4.3 Kapazitätsbelag [4]

Unter Verwendung des mittleren geoemtrischen Abstandes D der einzelnen Phasen zueinander und des Ersatzradius der (Bündel-)Leiter ergibt sich

$$C_{(1)} = C_{(2)} = C_b \approx \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{D}{r_B}} \quad (4-40)$$

sowie

$$C_{(0)} \approx \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{3 \ln \frac{2h}{\sqrt[3]{r_B D^2}}} \quad (4-41)$$

Der Kapazitätsbelag im Mit- und Gegensystem, der **Betriebskapazitätsbelag** C'_B , ist nicht von der mittleren Höhe h über dem Erdboden abhängig. Der Nullsystem-Kapazitätsbelag wurde unter der Annahme berechnet, dass keine Erdseile vorhanden sind.

4.1.4.4 Ableitungsbelag

Der Ableitungsbelag wird üblicherweise über den Verlustwinkel δ bzw. seine Tangensfunktion

$$\tan \delta = \frac{G'_{(1)}}{\omega C'_{(1)}} \quad (4-42)$$

definiert. Je kleiner der Verlustwinkel und damit auch der Wert von $\tan \delta$ ist, desto kleiner sind der Ableitungsbelag und damit die Verluste über die Isolation.

4.1.5 Betrieb von Drehstromleitungen

4.1.5.1 Verlustlose Leitung

Für eine verlustarme Leitung gilt

$$R' \ll \omega L' \text{ und } G' \ll \omega C' \quad (4-43)$$

Die Ausbreitungskonstante γ kann dann über eine Reihenentwicklung angenähert werden als

$$\begin{aligned} \gamma &= \alpha + j\beta = \sqrt{(R+j\omega L)(G+j\omega C)} = j\omega\sqrt{L'C} \sqrt{\left(1+\frac{R}{j\omega L'}\right)\left(1+\frac{G}{j\omega C}\right)} \approx \\ &\approx j\omega\sqrt{L'C} \left[1 - j\frac{R}{2\omega L'} \right] \left[1 - j\frac{G}{2\omega C} \right] \approx \left(\frac{R}{2} \sqrt{\frac{C}{L'}} + \frac{G}{2} \sqrt{\frac{L'}{C}} \right) + j\omega\sqrt{L'C} \end{aligned} \quad (4-44)$$

mit der Dämpfungskonstante

$$\alpha \approx \left(\frac{R}{2} \sqrt{\frac{C}{L'}} + \frac{G}{2} \sqrt{\frac{L'}{C}} \right) \quad (4-45)$$

und der Phasenkonstante

$$\beta \approx \omega\sqrt{L'C} \quad (4-46)$$

Für eine verlustlose Leitung wird dann $R' = 0$ und $G' = 0$. Dann wird die Ausbreitungskonstante nach (4-9) zu

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z} \cdot \underline{Y}} = \sqrt{(j\omega L)(j\omega C)} = j\beta = j\omega \sqrt{L'C} \quad (4-47)$$

mit einem rein imaginären Wert. Der Wellenwiderstand ist dann nach (4-13)

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{j\omega L'}{j\omega C}} = \sqrt{\frac{L'}{C}} \quad (4-48)$$

ein rein reeller Wert. Einsetzen der im vorherigen Abschnitt hergeleiteten Formeln für die Betriebsinduktivitäts- und -kapazitätsbeläge liefert

$$\underline{\gamma} = j\omega \sqrt{L'C} = j\omega \sqrt{\frac{\mu_0 \mu_r \cdot \ln \frac{D}{r_{\text{aq}}} \cdot 2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{2\pi \cdot \ln \frac{D}{r_B}}} = j\omega \sqrt{\mu_0 \mu_r \epsilon_0 \epsilon_r} = j \frac{\omega}{c} \sqrt{\mu_r \epsilon_r} = j \frac{2\pi}{\lambda} \sqrt{\mu_r \epsilon_r} \quad (4-49)$$

mit der Vakuumlichtgeschwindigkeit $c = 1/\sqrt{\epsilon_0 \mu_0}$ und der Wellenlänge $\lambda = c/f$. Für eine Frequenz von 50 Hz wird $\lambda = 6.000$ km. Dabei wurde $r_{\text{aq}} \approx r_B$ angenähert. Für den Wellenwiderstand ergibt sich unter der gleichen Annahme

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{L'}{C}} = \sqrt{\frac{\frac{\mu_0 \mu_r \cdot \ln \frac{D}{r_{\text{aq}}}}{2\pi \cdot \ln \frac{D}{r_B}}}{\frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon_r}{\ln \frac{D}{r_B}}}} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\mu_0 \mu_r}{\epsilon_0 \epsilon_r}} \ln \frac{D}{r_B} \approx \frac{1}{2\pi} 37 \Omega \sqrt{\frac{\mu_r}{\epsilon_r}} \ln \frac{D}{r_B} \approx 60 \Omega \sqrt{\frac{\mu_r}{\epsilon_r}} \ln \frac{D}{r_B} \quad (4-50)$$

mit $\sqrt{\mu_0 / \epsilon_0} = 377 \Omega$ als dem Wellenwiderstand des Vakuums. Für Luft kann näherungsweise $\mu_r = 1$ und $\epsilon_r = 1$ gesetzt werden, bei Kabeln müssen die Eigenschaften des Isoliermediums berücksichtigt werden.

Die natürliche Leistung wird dann nach (4-25)

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{60 \Omega \sqrt{\frac{\mu_r}{\epsilon_r}} \ln \frac{D}{r_B}} \quad (4-51)$$

4.1.5.2 Leerlaufende Leitung

Bei leer laufendem Leitungsende ($I_2 = 0$) vereinfachen sich die Leitungsgleichungen wie bereits in (4-20) gezeigt zu:

$$U_1 = U_2 \cosh \underline{\gamma} l \quad (4-52)$$

$$I_1 = \frac{U_2}{Z_w} \sinh \underline{\gamma} l \quad (4-53)$$

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{\cosh \underline{\gamma} l} \quad (4-54)$$

Für beispielhafte Leitungsparameter ist dieser Verlauf in Abbildung 4-19 dargestellt. Wenn die Leitungslänge $l/4$ der Wellenlänge von etwa 6.000 km erreicht, tritt eine Resonanzstelle auf. Bei Leitungsresonanz können sehr hohe Spannungen am Leitungsende entstehen. Bei 200 km leer laufender Leitung beträgt die Spannungsüberhöhung am Ende mit den Parametern aus dem Beispiel 2,3%, bei 500 km bereits 16 %.

Diese Erscheinung wird auch als **Ferranti-Effekt** bezeichnet. Die Auswirkungen des Ferranti-Effekts sind immer beim Zuschalten von unbelasteten Leitungen, insbesondere beim Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach einem Blackout zu beachten. Denn dann werden lange Leitungsstücke zugeschaltet und unter Spannung gesetzt. Deshalb muss dann darauf geachtet werden, dass diese Leitungen belastet sind, wie z.B. mit Städten und Gemeinden als Verbraucherlast.

Der Ferranti-Effekt tritt auch bei schwach oder unbelasteten Kabelnetzen auf und dann wegen $\varepsilon_r \gg 1$ bereits bei wesentlich kürzeren Kabellängen. Das Zuschalten von verzweigten Kabelnetzen, z.B. bei städtischen Mittelspannungsnetzen, muss deshalb wie beim Übertragungsnetz unter Beachtung des Ferranti-Effekts erfolgen.

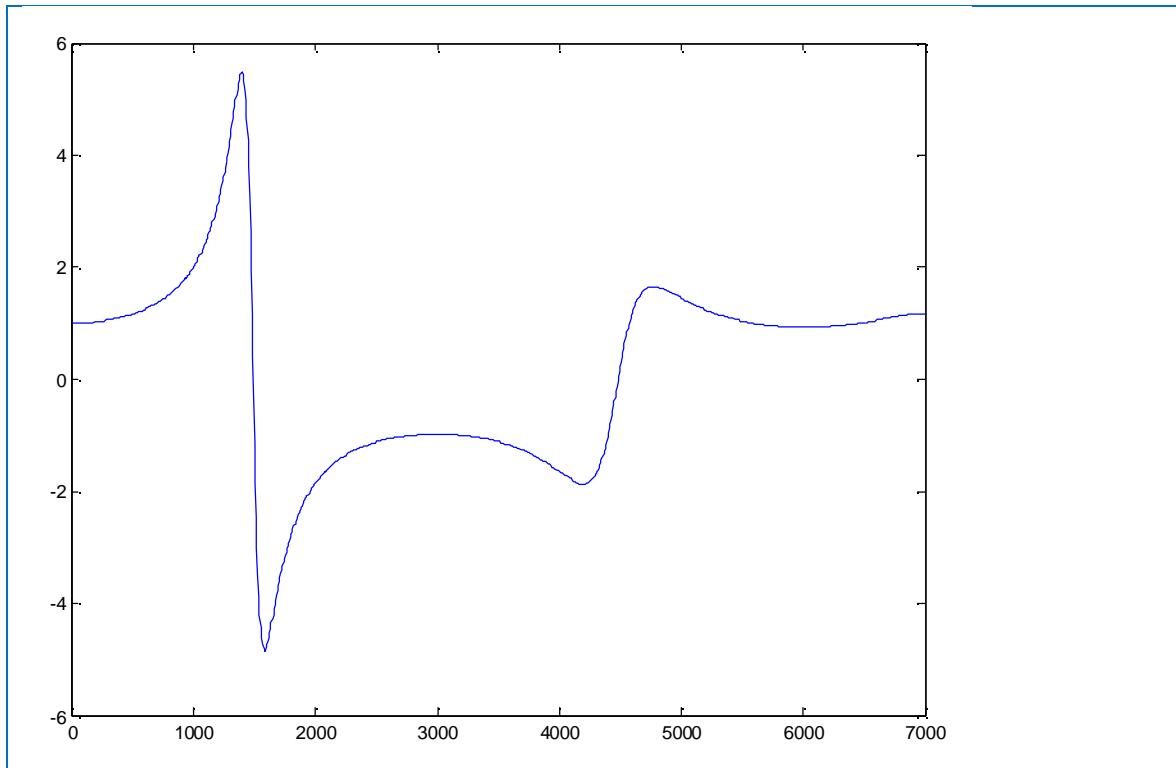


Abbildung 4-19: Ausgangsspannung U_2/U_1 einer leer laufenden 380-kV-Leitung über der Leitungslänge in km (Daten: $R' = 0,03 \Omega/\text{km}$, $L' = 0,8 \text{ mH/km}$, $G' = 0,02 \mu\text{S/km}$, $C' = 14 \text{ nF/km}$)

4.1.5.3 Leitungskompensation

Die Leitungskompensation hat die Aufgabe,

- die Spannung entlang der Leitung im zugelassenen Spannungsband zu halten (meistens $\pm 10\%$) und
- einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt am Eingang und Ausgang der Leitung herzustellen, damit möglichst nur Wirkleistung übertragen wird.

Die Kompensation kann durch Spulen oder Kondensatoren erfolgen. Heute sind auch Lösungen mit Leistungselektronik möglich, wie z.B. Thyristor gestellte Induktivitäten (TCR, Thyristor controlled reactors, als eine Ausprägung sogenannter flexible AC-Transmission systems, FACTS). Bei kleineren Spannungen können auch Umrichter als variable Blindleistungsquellen verwendet werden.

Ziel der Blindleistungskompensation ist, den Wellenwiderstand der Leitung Z_w an die jeweilige Belastung Z_2 am Ende der Leitung anzupassen. Der Wellenwiderstand Z_w und die Phasenkonstante β sind bei Vernachlässigung der Verluste nach Abschnitt 4.1.5.1 alleine durch die Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge gegeben:

$$Z_w = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (4-47)$$

$$\beta = \omega \sqrt{L' C'} \quad (4-48)$$

Dann sind die folgenden Betriebsfälle möglich:

a) Kompensation bei Betrieb unterhalb der natürlichen Leistung ($P_2 < P_{\text{nat}}$)

Der Lastwiderstand Z_2 ist größer als der Wellenwiderstand Z_w .

Entweder kann dann die Induktivität der Leitung vergrößert oder die Kapazität der Leitung verkleinert werden.

a1) Vergrößern der Induktivität durch Serienschalten einer Induktivität

$$Z_{wLs} = \sqrt{\frac{L' + L'_s}{C'}} > Z_w \quad (4-55)$$

$$\beta_{Ls} = \omega \sqrt{(L' + L'_s) C'} > \beta \quad (4-56)$$

Der Leitungswinkel wird größer. Das bedeutet eine schletere Spannungshaltung und kleinere statische Stabilitätsgrenze und ist daher eine ungünstige Lösung.

a2) Verkleinern der Kapazität durch Parallelschalten einer Induktivität

$$j\omega C_p = j\omega C + \frac{1}{j\omega L_p} = j\omega(C - \frac{1}{\omega^2 L_p}) \quad (4-57)$$

$$Z_{wLp} = \sqrt{\frac{L'}{C_p}} > Z_w \quad (4-58)$$

$$\beta_{Lp} = \omega \sqrt{L'(C - 1/\omega^2 L_p)} < \beta \quad (4-59)$$

Verkleinern des Phasenwinkels ist günstig. Daher wird die induktive Parallelkompensation auf Höchstspannungsleitungen für große Übertragungsentfernungen bei unternatürlicher Belastung angewendet.

b) Kompensation bei Betrieb oberhalb der natürlichen Leistung ($P_2 > P_{\text{nat}}$)

Der Lastwiderstand Z_2 ist kleiner als der Wellenwiderstand Z_w .

Als Variante kann die Induktivität der Leitung verkleinert oder die Kapazität der Leitung vergrößert werden.

b1) Verkleinern der Induktivität durch Serienschalten einer Kapazität

$$j\omega L_s = j\omega L + \frac{1}{j\omega C_s} = j\omega(L - \frac{1}{\omega^2 C_s}) \quad (4-60)$$

$$\beta_{Cs} = \omega \sqrt{(L - 1/\omega^2 C_s) C} < \beta \quad (4-61)$$

Die kapazitive Serienkompensation ist für Betrieb oberhalb der natürlichen Leistung in diesem Fall günstiger. Allerdings kann sie zu sogenannten subsynchronen Resonanzen (SSR) führen.

b2) Parallelschalten einer Kapazität

$$C_p' = C' + C_{p0}' \quad (4-62)$$

$$\beta_{Cp} = \omega \sqrt{L'(C'+C_p')} > \beta \quad (4-63)$$

Die Parallelkompensation wird nur in Mittelspannungsnetzen angewendet, wo wegen der kurzen Übertragungsentfernen der Leitungswinkel von untergeordneter Bedeutung ist.

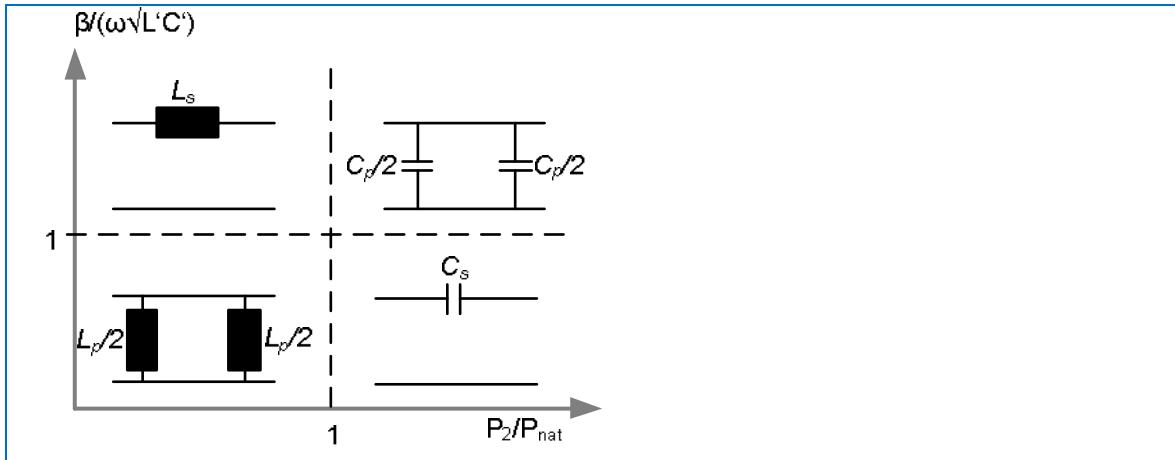


Abbildung 4-20: Wirkung der Leitungskompensation auf die Phasenkonstante

Beispiel: Leitungskompensation

Eine 380-kV-Freileitung mit den Kennwerten

$$R' = 0,03 \Omega/km$$

$$L' = 0,8 \text{ mH/km}$$

$$G' = 0,02 \mu S/km$$

$$C' = 14 \text{ nF/km}$$

hat eine Länge von 800 km.

a) Wie groß sind der Wellenwiderstand, die Ausbreitungskonstanten und die natürliche Leistung?

$$\alpha \approx \frac{R'}{2} \sqrt{\frac{C'}{L'}} + \frac{G'}{2} \sqrt{\frac{L'}{C'}} = 6,5 \cdot 10^{-5} \text{ km}^{-1}$$

$$\beta = \frac{\omega}{v} = \frac{2\pi}{\lambda} \approx \omega \sqrt{L'C'} = 1,05 \cdot 10^{-3} \text{ rad} \cdot \text{km}^{-1}$$

$$\underline{Z}_w = (0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \text{ km}^{-1}$$

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} = (239,5 - j13,7) \Omega$$

$$P_{nat} = \frac{U_n^2}{Z_w} = \frac{380^2 \text{ kV}^2}{|239 - j13,7| \Omega} = 601,9 \text{ MW}$$

b) Die Leitung wird im Leerlauf betrieben. Wie groß ist die Spannung am Ende?

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 \frac{1}{\cosh \gamma l} = \frac{380 \text{kV}}{\cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} = (566,6 - j32,8) \text{kV}$$

$$|\underline{U}_2| = 567 \text{kV} = 152\% |\underline{U}_1|$$

c) Wie groß ist die Blindleistung am Leitungsanfang?

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cosh \gamma l + I_2 Z_w \sinh \gamma l = \underline{U}_2 \cosh \gamma l \quad (4-19)$$

$$I_1 = \frac{\underline{U}_2}{Z_w} \sinh \gamma l + I_2 \cosh \gamma l = \frac{\underline{U}_2}{Z_w} \sinh \gamma l$$

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_1}{I_1} = Z_w \frac{\cosh \gamma l}{\sinh \gamma l} = (239,5 - j13,7) \Omega \frac{\cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)}{\sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} =$$

$$= (10,2 - j214,9) \Omega$$

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{U}_1^2}{Z_1^*} = 31,7 \text{MW} - j670,4 \text{MVA} \text{ (kapazitiv)}$$

Dies liegt bereits über der natürlichen Leistung der Leitung.

Für die folgende Aufgabe wird angenommen, dass die natürliche Leistung auch der thermischen Grenzleistung entspricht. Das ist in der Regel bei Freileitungen nicht der Fall; sie können üblicherweise oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben werden.

d) Weil die Leitung schon im Leerlauf thermisch und bzgl. der Spannung am Ende überlastet ist, soll sie kompensiert werden. Welche Art von Kompensation ist zu wählen und wie ist diese zu dimensionieren, damit am Ende der Leitung der Spannungsanstieg unter 10% bleibt?

Die Leitung muss unterhalb der thermischen Leistung und damit für die getroffene Annahme auch unterhalb der natürlichen Leistung betrieben werden. Es wird deshalb eine Kompensation durch eine parallele Induktivität am Ende der Leitung gewählt.

$$Z_2 = j\omega L_2 = \frac{\underline{U}_2}{I_2}$$

$$U_2 \leq 1,1 \cdot U_n = 1,1 \cdot U_1$$

$$U_1 = \underline{U}_2 \cosh \gamma l + Z_w \frac{\underline{U}_2}{Z_2} \sinh \gamma l$$

$$Z_2 = \frac{Z_w \underline{U}_2 \sinh \gamma l}{U_1 - \underline{U}_2 \cosh \gamma l}$$

Diese Gleichung erlaubt nun mit den Randbedingungen $\operatorname{Re}\{Z_2\} = 0$ und $|U_2| = 1,1 U_1$ die vollständige analytische Lösung für L_2 . An dieser Stelle wählen wir für eine grobe Abschätzung der Dimensionierung einen vereinfachten Ansatz mit $U_2 = 1,1 U_1$ und erhalten

$$\begin{aligned}\underline{\underline{Z}}_2 &= \frac{1,1 \cdot U_n \underline{\underline{Z}}_w \sinh \gamma l}{U_n - 1,1 U_n \cosh \gamma l} = \frac{1,1 \cdot \underline{\underline{Z}}_w \sinh \gamma l}{1 - 1,1 \cdot \cosh \gamma l} = \\ &= \frac{1,1 \cdot (239,5 - j13,7) \Omega \cdot \sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)}{1 - 1,1 \cdot \cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} = \\ &= (-41,0 + j733,3) \Omega \approx j|\underline{\underline{Z}}_2| = j734,4 \Omega\end{aligned}$$

$$\underline{\underline{Z}}_2 = j\omega L_2 \approx j734,4 \Omega$$

Zur Überprüfung, ob die Abschätzung ein sinnvolles Ergebnis liefert, berechnen wir die Spannung am Ende der Leitung:

$$\begin{aligned}\underline{U}_2 &= \frac{U_n}{\cosh \gamma l + \underline{\underline{Z}}_w / \underline{\underline{Z}}_2 \sinh \gamma l} = \\ &= \frac{380 \text{ kV}}{\cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + \\ &\quad + \frac{(239,5 - j13,7) \Omega}{j734,4 \Omega} \sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} = \\ &= (417,1 - j6,2) \text{ kV}\end{aligned}$$

Der Betrag des Ergebnisses ist kleiner als 110% Un. Der Imaginärteil ist klein, was die Zulässigkeit der Abschätzung verdeutlicht.

e) Wie groß ist die Blindleistung am Eingang nach der Kompensation?

Aus (4-19) ergibt sich die Eingangsimpedanz.

$$\begin{aligned}\underline{\underline{Z}}_1 &= \frac{\underline{U}_1}{I_1} = \underline{\underline{Z}}_w \frac{\underline{\underline{Z}}_2 \cosh \gamma l + \underline{\underline{Z}}_w \sinh \gamma l}{\underline{\underline{Z}}_2 \sinh \gamma l + \underline{\underline{Z}}_w \cosh \gamma l} = \\ &\quad j734,4 \Omega \cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + \\ &= (239,5 - j13,7) \Omega \frac{j734,4 \Omega \sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)}{j734,4 \Omega \cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + \\ &\quad + (239,5 - j13,7) \Omega \cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} \\ &= (9,8 - j413,7) \Omega\end{aligned}$$

Mit der Eingangsimpedanz errechnet man die Scheinleistung am Anfang der Leitung:

$$\underline{S}_1 = \frac{U_1^2}{\underline{\underline{Z}}_1} = \frac{380^2 \text{ kV}^2}{(9,8 + j413,7) \Omega} = 8,3 \text{ MW} - j348,9 \text{ MVar} \approx -j348,9 \text{ MVar}$$

(fast rein kapazitiv)

Damit kann ungefähr die folgende Wirkleistung übertragen werden, wenn weiterhin angenommen wird, dass die thermisch übertragbare Leistung der natürlichen Leistung entspricht):

$$P_1 = \sqrt{S_{nat}^2 - S_1^2} = \sqrt{\left[\frac{U_n^2}{\underline{\underline{Z}}_w} \right]^2 - |S_1|^2} = \sqrt{602^2 - 348,9^2 \text{ MW}} = 490,6 \text{ MW}$$

f) Die Leitung wird am Ende durch einen Verbraucher von 700 MW belastet. Zur Vereinfachung wird dazu angenommen, dass eine konstante Widerstandslast am Ende zugeschaltet wird, die bei Nennspannung eine Wirkleistung von 700 MW verbraucht). Wie groß ist die Spannung am Leitungsende und die Wirk- und Blindleistung am Leitungsanfang? (Für diese Aufgabe wird nicht

mehr angenommen, dass die thermische Grenzleistung der natürlichen Leistung entspricht. Die Leitung wäre sonst offensichtlich überlastet.)

$$\underline{Z}_2 = \frac{U_n^2}{P_2} = \frac{380^2 \text{ kV}^2}{700 \text{ MW}} = 206,3 \Omega ,$$

eingesetzt in $\underline{U}_2 = \frac{U_n}{\cosh \underline{\gamma} l + \underline{Z}_w / \underline{Z}_2 \sinh \underline{\gamma} l}$

$$\underline{U}_2 = \frac{380 \text{ kV}}{\cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + \frac{(239,5 - j13,7) \Omega}{206,3 \Omega} \sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} =$$

$$= (207,5 - j246,9) \text{ kV} = 322,5 \text{ kV} \cdot e^{-j50,0^\circ}$$

$$U_2 = 322,5 \text{ kV} = 84,9\% U_n \quad (\text{nicht zulässig, zu klein})$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_1 &= \frac{\underline{U}_1}{I_1} = \underline{Z}_w \frac{\underline{Z}_2 \cosh \underline{\gamma} l + \underline{Z}_w \sinh \underline{\gamma} l}{\underline{Z}_2 \sinh \underline{\gamma} l + \underline{Z}_w \cosh \underline{\gamma} l} = \\ &\quad 206,3 \Omega \cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + \\ &= (239,5 - j13,7) \Omega \frac{\cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + (239,5 - j13,7) \Omega \sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)}{206,3 \Omega \sinh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + (239,5 - j13,7) \Omega \cosh((0,065 + j1,05) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} \\ &= (255,4 + j18,5) \Omega \end{aligned}$$

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{U}_1^2}{\underline{Z}_1} = \frac{380^2 \text{ kV}^2}{(255,4 + j18,5) \Omega} = 562,3 \text{ MW} + j40,7 \text{ MVar}$$

Die Wirkleistung am Anfang der Leitung ist kleiner als 700MW. Das liegt daran, dass auch am Ende der Leitung eine Wirkleistung kleiner als 700MW bezogen wird (weil die Spannung nicht ihren Nennwert hat, sondern nur knapp 85% davon beträgt).

g) Die Leitung soll zu 40% in ihrem induktiven Übertragungsverhalten durch eine Längskapazität kompensiert werden. Wie groß sind jetzt die Spannung am Leitungsende und die Wirk- und Blindleistung am Leitungseingang? Wie groß sind die Wirkverluste über die Leitung?

Näherung: Mit $L'_{\text{neu}} = 0,6 * L'$ werden alle Leitungsparameter neu berechnet:

$$\alpha \approx \frac{R'}{2} \sqrt{\frac{C}{0,6L'}} + \frac{G}{2} \sqrt{\frac{0,6L'}{C}} = 8,3 \cdot 10^{-5} \text{ km}^{-1}$$

$$\beta = \frac{\omega}{v} = \frac{2\pi}{\lambda} \approx \omega \sqrt{0,6L'C} = 0,81 \cdot 10^{-3} \text{ km}^{-1}$$

$$\underline{\gamma} = \alpha + j\beta = (0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \text{ km}^{-1}$$

$$\underline{Z}_w = \sqrt{R + j\omega L'/G + j\omega C} = (186,1 - j17,9) \Omega$$

$$\underline{U}_2 = \frac{380kV}{\cosh((0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + \frac{(186,1 - j17,9)\Omega}{206,3\Omega} \sinh((0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} = \\ = (298,1 - j192,6)kV = 354,9kV \cdot e^{-j32,9^\circ}$$

$$U_2 = 354,9kV = 93,3\% \text{ (>90%, zulässig)}$$

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_1}{I_1} = \underline{Z}_w \frac{\underline{Z}_2 \cosh \underline{\gamma}l + \underline{Z}_w \sinh \underline{\gamma}l}{\underline{Z}_2 \sinh \underline{\gamma}l + \underline{Z}_w \cosh \underline{\gamma}l} = \\ = (186,1 - j17,9)\Omega \frac{206,3\Omega \cosh((0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + (186,1 - j17,9)\Omega \sinh((0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \cdot 800)}{206,3\Omega \sinh((0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \cdot 800) + (186,1 - j17,9)\Omega \cosh((0,083 + j0,81) \cdot 10^{-3} \cdot 800)} \\ = (204,9 - j32,3)\Omega$$

Die Wirk- und Blindleistung am Eingang sind:

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{U}_1^2}{\underline{Z}_1^*} = \frac{380^2 kV^2}{(204,9 + j32,3)\Omega} = 687,5MW - j108,4MVAr$$

Die Wirkleistung am Ende der Leitung ist

$$P_2 = \frac{\underline{U}_2^2}{\underline{Z}_2} = \frac{354,9^2 kV^2}{206,3\Omega} = 610,5MW$$

Die Verluste betragen damit 77MW.

4.1.5.4 Wärmeabfuhr bei Kabeln

Kabel können in vielen Punkten mit ähnlichen Verfahren wie Freileitungen behandelt werden. Durch die unterschiedliche geometrische Anordnung, andere Verhältnisse bei der Größenordnung der Abstände sowie die Tatsache, dass nicht Luft als Isoliermedium verwendet wird, ergeben sich im Detail aber zum Teil wesentliche Unterschiede.

Ein solcher Unterschied sind auch die thermischen Eigenschaften. Im Gegensatz zu Freileitungen werden Kabel häufig unter der Erde verlegt. Außerdem müssen die im Innenleiter von Kabeln entstehenden Stromwärmeverluste über die Isolierung abgeführt werden. Dies stellt ein Problem dar, da Materialien mit guten Isolereigenschaften im Allgemeinen eine schlechte Wärmeleitfähigkeit aufweisen.

Die entstehende Verlustwärme kann durch große Leiterquerschnitte und gut leitfähiges Material wie Kupfer klein gehalten werden. Pro Längeneinheit entsteht

$$P_v' = R' \cdot I^2 = \frac{I^2}{\kappa A} \quad (4-64)$$

Die Innenleitertemperatur und damit die Überhöhung der Innenleitertemperatur gegenüber der Umgebung $\Delta\theta$ dürfen im Normalbetrieb vorgegebene Werte, z.B. 80°C nicht überschreiten.

$$\Delta \vartheta \leq T_{\max} \quad (4-65)$$

Dieser Temperaturunterschied ist vom Wärmeübergangswiderstand R_w' und den auftretenden Verlusten abhängig.

$$\Delta \vartheta = R_w' \cdot P_v \quad (4-66)$$

Dabei sind die folgenden Wärmewiderstände als Reihenschaltung zu betrachten:

- Isolierstoff
- Mantel des Kabels (VPE)
- Umgebendes Erdreich

Der spezifische Wärmewiderstand ist auf einen Meter Kabellänge bezogen und ist bei zylindrischen Anordnungen für jeden Teilzylinder folgendermaßen zu berechnen:

$$R_w' = \frac{\rho_w}{2\pi} \ln \frac{r_a}{r_i} \quad (4-67)$$

mit

- | | |
|----------|---------------------------------------|
| r_a | äußerer Radius |
| r_i | innerer Radius |
| ρ_w | spezifischer Wärmewiderstand in K·m/W |

Kennwerte von Isolermaterialien:

$$\begin{aligned} \text{PVC: } \rho_w &= 6,0 \text{ K·m/W} \\ \text{VPE: } \rho_w &= 3,5 \text{ K·m/W} \end{aligned}$$

Kennwerte der äußeren Schutzhülle von Kabeln:

$$\begin{aligned} \text{PVC: } \rho_w &= 6,0 \text{ K·m/W} \\ \text{VPE: } \rho_w &= 3,5 \text{ K·m/W} \end{aligned}$$

Kennwerte des Erdbodens:

- | | |
|---------------------------|------------------------------|
| • Sehr feucht | $\rho_w = 0,7 \text{ K·m/W}$ |
| • Durchschnittlich feucht | $\rho_w = 1,0 \text{ K·m/W}$ |
| • Trocken | $\rho_w = 2,0 \text{ K·m/W}$ |
| • Bodenaustrocknung | $\rho_w = 3,0 \text{ K·m/W}$ |

Beispiel: Wärmeberechnung für ein Kabel

Ein VPE-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 1.200 mm^2 CU und einem Außendurchmesser von 90 mm soll zur Versorgung einer Großstadt eingesetzt werden.

Aus dem Querschnitt des Innenleiters kann der Radius des Innenleiters r_1 berechnet werden.

Innenleiter: $r_1 = r_i = 19,5 \text{ mm}$, gegebener Innenradius des Außenleiters: $r_2 = r_a = 40 \text{ mm}$, Außenradius: $r_3 = 45 \text{ mm}$. Das Material der Isolierung und der Außenhülle ist VPE.

Frage: Welche Strombelastung des Innenleiters darf im Dauerbetrieb nicht überschritten werden, damit die Temperatur des Innenleiters 80°C nicht überschreitet? Das umgebende Erdreich soll trocken sein und eine Temperatur von 20°C haben.

Berechnung des spezifischen elektrischen Widerstandes des Innenleiters:

Gleichstromwiderstand ($\kappa = 35 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$)

$$R'_{\text{G}} = \frac{1}{\kappa A} = \frac{1}{35 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} 1200 \text{ mm}^2} = 2,4 \cdot 10^{-5} \Omega / \text{m}$$

Der Wechselstromwiderstand ist wegen der Stromverdrängung etwas größer (hier $3 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{m}$ angenommen).

Berechnung der spezifischen Wärmewiderstände

Isolierung:

$$R'_{w1} = \frac{\rho_w}{2\pi} \ln \frac{r_2}{r_1} = \frac{3,5 K \cdot m/W}{2\pi} \ln \frac{40}{19,5} = 0,4 K \cdot m/W$$

Außenhülle:

$$R'_{w2} = \frac{\rho_w}{2\pi} \ln \frac{r_3}{r_2} = \frac{3,5 K \cdot m/W}{2\pi} \ln \frac{45}{40} = 0,066 K \cdot m/W$$

Das umgebende Erdreich (trocken) wird bis zu einem Radius von 50 cm berechnet

$$R'_{w3} = \frac{\rho_w}{2\pi} \ln \frac{r_4}{r_3} = \frac{2,0 K \cdot m/W}{2\pi} \ln \frac{500}{45} = 0,766 K \cdot m/W$$

Hieraus ergibt sich der Gesamtwiderstand

$$R'_w = R'_{w1} + R'_{w2} + R'_{w3} = 1,23 K \cdot m/W$$

Berechnen der zulässigen Verlustleistung aus der zulässigen Temperaturerhöhung

$$P'_v = \frac{\Delta \vartheta}{R'_w} = \frac{60 K}{1,23 K \cdot m/W} = 48,8 W / \text{m}$$

Diese Verlustleistung darf pro Längenmeter Kabel umgesetzt werden. Aus dem Wechselstromwiderstand kann der zulässige Strom bestimmt werden.

$$P'_v = R' \cdot I^2 = \frac{I^2}{\kappa A}$$

$$I = \sqrt{P'_v / R'} = \sqrt{\frac{48,8 W / \text{m}}{3 \cdot 10^{-5} \Omega / \text{m}}} = 1.275 A$$

Dies entspricht bei einer Nennspannung von 380kV einer dreiphasigen Übertragungsleistung von 840 MVA.

Das Beispiel zeigt, dass die Wärmeabfuhr der Kabel die Energieübertragung begrenzt. In dem Beispiel wurde die Rückwirkung benachbarter Kabel, z.B. bei dreiphasigem Betrieb nicht berücksichtigt. Benachbarte Kabel erhöhen den Wärmeeintrag in die Umgebung und reduzieren die Dauerbelastbarkeit (Abbildung 4-21).

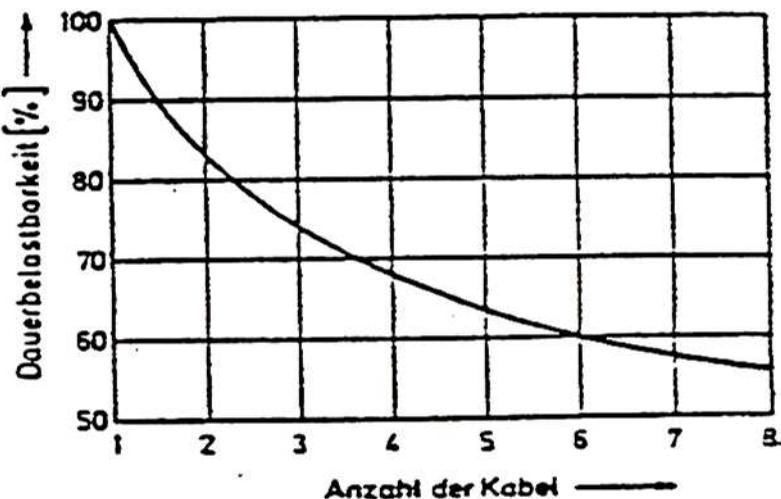


Abbildung 4-21: Reduktion der übertragbaren Leistung bei Kabelhäufung

Bei einem 380-kV-Kabel in Wien wurden deshalb Kunststoffrohre mitverlegt, in denen Kühlwasser zirkulieren kann, um die Verlustwärme abzuführen und eine Bodenaustrocknung zu verhindern, die die Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens weiter reduziert und die Dauerbelastbarkeit senkt (Abbildung 4-22, Abbildung 4-23).

Die Verlegung von Kühlrohren entsprechend der obersten Variante von Abbildung 4-24 wurde in Wien ausgewählt. Die Kühlrohre wurden im Jahr 2009 in Betrieb genommen. Davor wurde das Kabel mit natürlicher Kühlung betrieben und hatte 600 MVA je System. Mit Zwangskühlung erreicht die übertragbare Leistung 1.100 MVA.



Abbildung 4-22: 380-kV-Kabel in Wien (12 km von Wien Südost bis Kendlerstrasse)

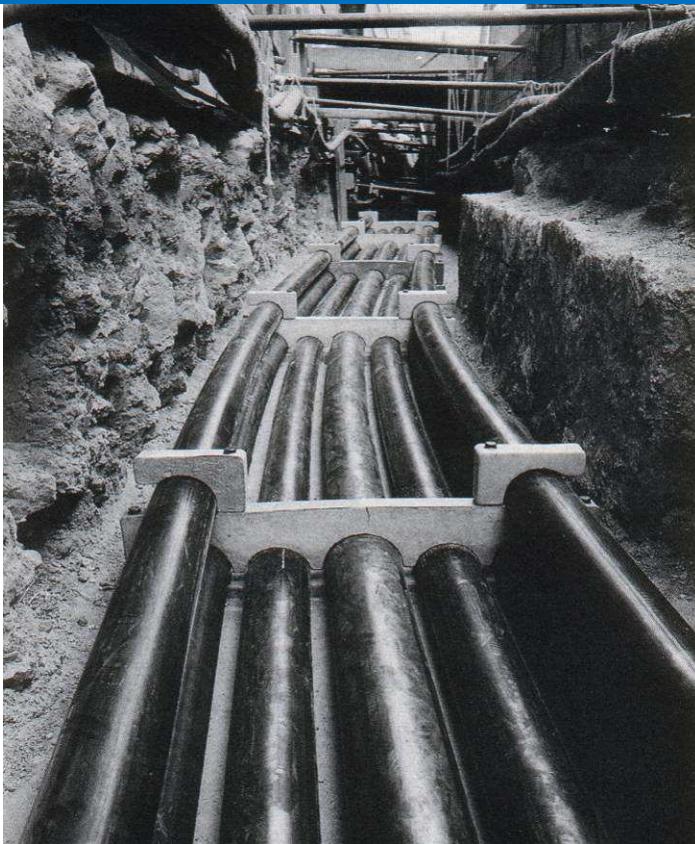


Abbildung 4-23: Kabelschacht für 380-kV-Kabel in Wien von Wien-Südost bis Kendlerstrasse

Indirekte Kühlung der Kabeloberfläche	○ ○ ○ ○ ○	Rohre parallel zum Kabelsystem Kühlmittel: Wasser
	[Diagramm: drei Kreise in einem Rahmen]	3 Kabel im offenen Trog Kühlmittel: Wasser
Direkte Kühlung der Kabeloberfläche	[Diagramm: drei Kreise in einem Kreis]	3 Kabel im gemeinsamen Rohr Kühlmittel: Wasser oder Öl
	[Diagramm: drei separate Kreise]	Kabel einzeln in Rohren Kühlmittel: Wasser
Direkte Kühlung des Leiters	[Diagramm: ein zentraler Kreis mit einem vergrößerten Außenbereich]	Hohlleiter mit vergrößertem Durchmesser Kühlmittel: Wasser oder Öl

Abbildung 4-24: Fremdkühlung von Kabeln

4.1.5.5 Grenzen der Energieübertragung mit Kabeln

Die Kapazitäten von elektrischen Leitungen sind nach Gleichung (4-40) unter anderem abhängig vom gegenseitigen Abstand der Leiter voneinander. Bei Kabeln sind diese Abstände grundsätzlich erheblich kleiner als bei Freileitungen. Die Kapazitäten sind deshalb deutlich größer.

Diese großen Kapazitäten von Kabeln verursachen große Blindströme, die eine Übertragung von Energie über große Entfernungen ohne Zusatzmaßnahmen erschweren. Für lange Kabelstrecken verwendet man deshalb oft Gleichspannung und -strom und nimmt die damit verbundenen Nachteile in Kauf.

Der Ladestrom eines mit Wechselspannung betriebenen Kabels ist

$$I_C = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \omega C_B \quad (4-68)$$

mit U_n als der (verketteten) Nennspannung und C_B als der Betriebskapazität. Die dreiphasige Ladeleistung ist

$$Q_C = 3 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} I_C = \omega C_B \cdot U_n^2 \quad (4-69)$$

U_n	Querschnitt	I_{therm}	C'_B	I'_c	Q'_c
110 kV	1200 mm ²	1.200 A	250 nF/km	5,0 A/km	950 kVA/km
380 kV	1200 mm ²	1.200 A	200 nF/km	13,8 A/km	9.073 kVA/km

Tabelle 4-7: Übertragungseigenschaften von VPE-Kabeln mit 1.200 mm² Cu

Bei einem 380-kV-VPE-Kabel ergibt sich mit den Daten aus Tabelle 4-7, dass die kapazitiven Ladeströme eines Kabels bei einer Länge von über 86 km die Stromtragfähigkeit des Leiters von 1.200 A bereits auslasten und daher keine zusätzliche Wirkleistung mehr übertragen werden kann.

4.2 Transformatoren

4.2.1 Einsatz und Bauarten von Transformatoren

Ein wesentlicher Vorteil von Wechselstrom- gegenüber Gleichstromsystemen ist die Möglichkeit, die Höhe von Strom und Spannung durch Transformatoren an die jeweilige Versorgungsaufgabe anzupassen.

Bei der Erzeugung von elektrischer Energie in rotierenden elektrischen Maschinen ist die Höhe der Spannung durch die innerhalb der Maschine beherrschbare Isolationsspannung der Ständerwicklungen begrenzt. Die Nennspannung von großen Generatoren übersteigt deshalb nicht Werte von etwa 27 kV. Für die Übertragung von elektrischer Energie über weite Entfernung sind aber wesentlich höhere Spannungen notwendig. Deshalb wird die Generatorspannung mit dem Blocktransformator, der zusammen mit dem zugeordneten Generator und der antreibenden Turbine den Kraftwerksblock bildet, auf die Nennspannung des Übertragungsnetzes (z.B. 380 kV) transformiert. Netzkuppeltransformatoren koppeln die unterschiedlichen Spannungsebenen im Übertragungs- und Verteilnetz. Verteiltransformatoren (Niederspannungstransformatoren) passen die Spannung schließlich an die für einzelne Hausanschlüsse gebräuchliche Niederspannung von 0,4 kV an. Darüber hinaus gibt es noch Transformatoren für Industrienetze und Sonderaufgaben (Eigenbedarfstransformatoren, Stromrichtertransformatoren, Transformatoren für Lichtbogenöfen, Anlasstransformatoren und Transformatoren für Schweißmaschinen, HGÜ-Transformatoren).

- **Blocktransformatoren** (Maschinentransformatoren, Abbildung 4-25) bilden zusammen mit dem Generator, an dessen Leistung sie angepasst sind, und der antreibenden Turbine den Kraftwerksblock. Demzufolge deckt der Leistungsbereich von Blocktransformatoren den Leistungsbereich der Generatoren (heute bis 2.000 MVA) ab. Die Primärspannungen bewegen sich im Bereich bis 27 kV (d.h. Nennspannung des Generators), die Sekundärspannungen sind an das Drehstromnetz, in das eingespeist wird, angepasst (z.B. 110 kV, 220 kV oder 380 kV, teilweise bis 500 kV oder 750 kV). Bis 1.200 MVA ist bei Drehstromtransformatoren häufig noch Bahntransport, bis 2.000 MVA in der Regel Schiffstransport möglich. Noch größere Leistungen lassen sich durch Zusammenschalten einphasiger Einheiten, die getrennt transportiert werden können, erreichen.
- **Netzkuppeltransformatoren** kuppeln die unterschiedlichen Spannungsebenen des Hoch- und Höchstspannungsnetzes untereinander und mit den unterlagerten Verteilnetzebenen, z.B. das 380 kV-Netz mit dem 110 kV-Netz oder das 110kV-Netz mit 20 kV-Mittelspannungsnetzen.
- **Verteiltransformatoren** (Abbildung 4-26) passen die Spannung des speisenden Mittelspannungsnetzes (z.B. 10 kV, 20 kV oder 30 kV) an das Niederspannungsnetz (z.B. 0,4 kV) an. Übliche Leistungen für Verteiltransformatoren sind 160 kVA, 250 kVA, 400 kVA und 630 kVA, es sind aber auch Bemessungsleistungen bis 2.000 kVA möglich.
- **HGÜ-Transformatoren** (Abbildung 4-27) sind Schlüsselkomponenten in Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstationen. Diese stehen an den Endpunkten von Gleichstrom-Fernleitungen und Gleichstrom-Seekabeln. HGÜ-Transformatoren sind das verbindende Element zwischen den angeschlossenen Drehstromnetzen und den Hochleistungsgleichrichtern der HGÜ-Anlage.



Abbildung 4-25: Blocktransformator im Kraftwerk Taza, Iraq. Vorne: Hochspannungsdurchführung, hinten: Generatorableitung [Quelle: Wikimedia]

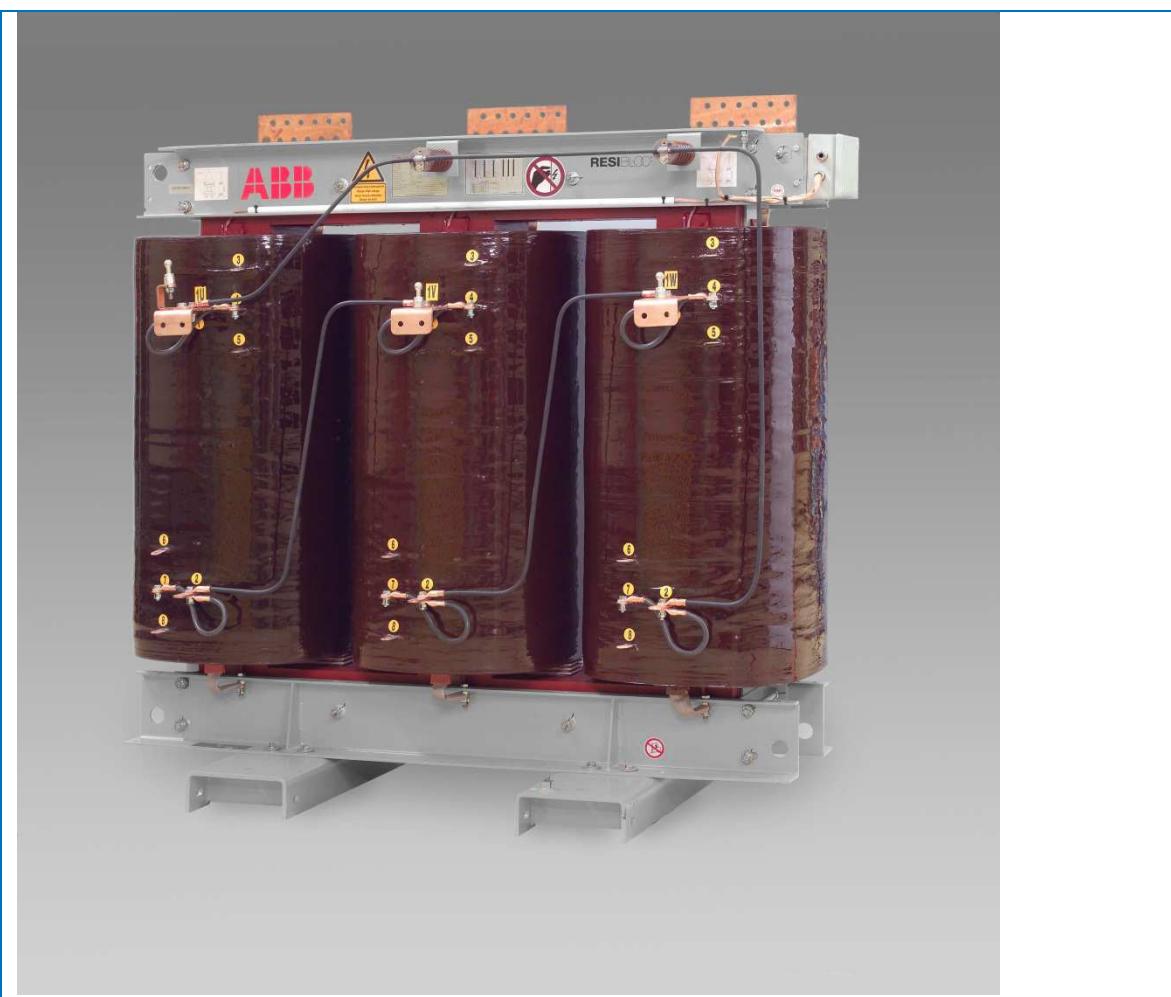


Abbildung 4-26: Verteilnetztransformator, mit Dreischenkellkern ausgeführt [Quelle: ABB]



Abbildung 4-27: HGÜ-Transformer [Quelle: Siemens]

Transformatoren können als Einphasentransformatoren oder Drehstromtransformatoren ausgeführt werden. Beim **Einphasentransformator** unterscheidet man je nach Anordnung der Ober- (OS) und Unterspannungswicklungen (US) auf dem magnetisch leitfähigen Kernmaterial zwischen Manteltransformator und Kerentransformator (Abbildung 4-28). Jeweils drei Einphasentransformatoren können auch zu einem Drehstromtransformator zusammengeschaltet werden. Dann ist zwar der Materialaufwand höher, aber die einzelnen Einphasentransformatoren lassen sich leichter transportieren. Außerdem muss dann nur jeweils ein Einphasentransformator in Reserve gehalten werden.

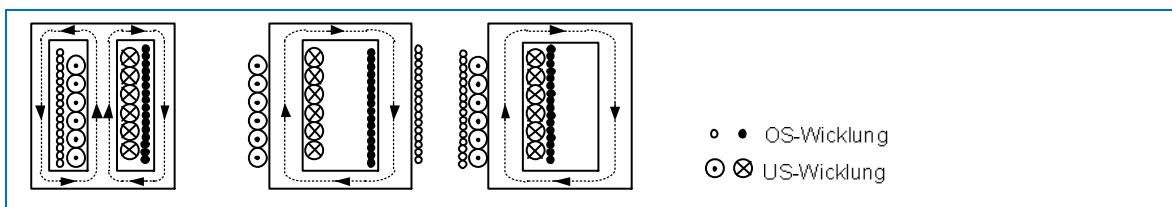


Abbildung 4-28: Einphasentransformator als Mantel- (links) und Kerentransformator (Mitte und rechts)

Drehstromtransformatoren werden, sofern sie nicht aus den oben genannten Gründen als drei zusammengeschaltete Einphasentransformatoren realisiert werden, üblicherweise in Drei- oder Fünfschenkelkern-Form gebaut (Abbildung 4-29).

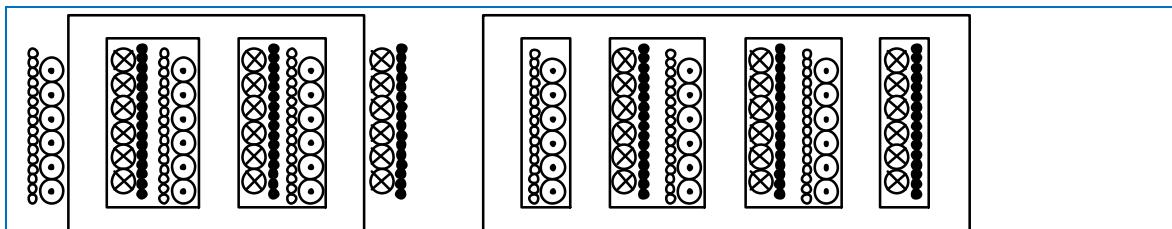


Abbildung 4-29: Drehstromtransformatoren in Dreischinkel- (links) und Fünfschenkel-Bauform (rechts)

Der Dreischinkelkern ist die einfachere Bauform des Drehstromtransformators. Beim Fünfschenkelkern teilen sich die Flüsse der beiden äußeren bewickelten Schenkel in jeweils zwei Teilflüsse

auf. Die Jöche können daher flacher aufgebaut sein, was vorteilhaft beim Transport oder begrenztem Raum zur Aufstellung (z.B. in Kavernen) sein kann.

Beim unsymmetrischen Betrieb des Drehstromtransformators ergänzen sich die Flüsse in den drei bewickelten Schenkeln nicht mehr zu Null. Der Dreischenkel-Drehstromtransformator verhält sich daher dann auch anders als der Fünfschenkel-Drehstromtransformator oder eine Zusammenschaltung von drei Einphasentransformatoren, bei denen ein magnetisch leitfähiger Kernpfad für den Summenfluss zur Verfügung steht.

Sowohl Einphasen- als auch Drehstromtransformatoren können als **Spartransformatoren** ausgeführt werden. Bei Spartransformatoren besteht keine galvanische Trennung zwischen OS-Wicklung und US-Wicklung. Vielmehr nutzt die US-Wicklung einen Teil der OS-Wicklung mit, die in diesem Bereich für die höheren Ströme auf der US-Seite ausgelegt sein muss (Abbildung 4-30). Eine Material- und entsprechende Gewichtseinsparung wird beim Spartransformator durch eine geringere Kurzschlussspannung sowie die fehlende galvanische Trennung und dadurch bedingte volle Übertragung von Spannungen relativ zur Erde bei unsymmetrischen Fehlern erkauft. Spartransformatoren werden deshalb nur bei beidseitig wirksam geerdeten Netzen (z.B. im Hoch- und Höchstspannungsnetz) eingesetzt und sind dann vor allem bei kleinen Übersetzungsverhältnissen (im Bereich 2...3) vorteilhaft.

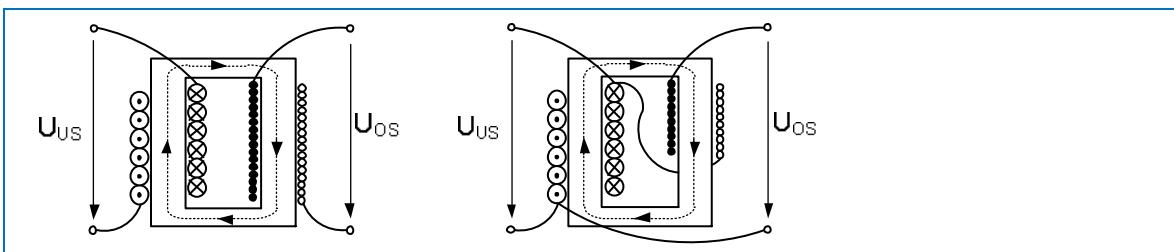


Abbildung 4-30: Spartransformator (rechts) und Volltransformator (links)

Die bisher vorgestellten Transformatoren (sowohl Einphasen- und Drehstromtransformatoren in Voll- und Sparausführung) sind sogenannte **Zweiwicklungstransformatoren**, d.h. es gibt jeweils eine Ober- und eine Unterspannungswicklung. Bei **Dreiwicklungstransformatoren** gibt es daneben noch eine weitere dritte Wicklung. Diese (Tertiär-)Wicklung kann wie die beiden anderen (Primär- und Sekundär-)Wicklungen als Leistungswicklung oder als Ausgleichswicklung ausgeführt sein.

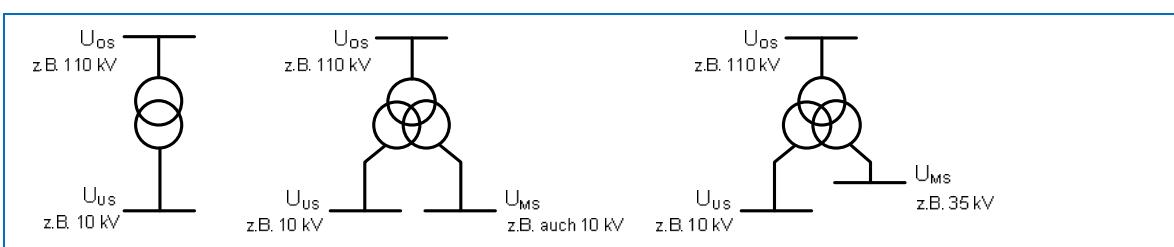


Abbildung 4-31: Zweiwicklungstransformator (links) und Dreiwicklungstransformator (Mitte) zur galvanischen Trennung (z.B. von zwei Eigenbedarfsschienen) oder zur Einbindung einer dritten Spannungsebene (rechts)

Eine dritte Leistungswicklung kann entweder eine dritte Spannungsebene bedienen oder ein galvanisch vom ersten sekundären Drehstromsystem getrenntes zweites Drehstromsystem bilden (Abbildung 4-31). Eine im Dreieck geschaltete Ausgleichswicklung kann bei in Stern geschalteter Primär- und Sekundärwicklung Nullsysteme im Strom aufnehmen.

Strom- und Spannungswandler zielen nicht auf die Übertragung von Leistung zwischen verschiedenen Spannungsebenen ab, sondern dienen der Anpassung der Primärgrößen (Strom oder

Spannung im elektrischen Energiesystem) auf ein Niveau, das von der Sekundärtechnik (z.B. Schutz- und Messgeräte) verkraftet und verarbeitet werden kann. Spannungswandler werden meist induktiv, ggf. auch kapazitiv ausgeführt, Stromwandler wirken meist induktiv.

4.2.2 Schaltgruppen

Eine wesentliche Kenngröße von Transformatoren ist das Übersetzungsverhältnis, also das Verhältnis von Primär- zu Sekundärgrößen (und ggf. Tertiärgrößen). Darüber hinaus ist bei Drehstromtransformatoren die Anordnung der einzelnen drei Phasen von Primär- und Sekundärseite (und ggf. Tertiärseite) zueinander, die sogenannte **Schaltgruppe**, entscheidend für das Verhalten des Transformators insbesondere bei unsymmetrischer Belastung.

Der Buchstabe Y oder y bezeichnet z.B. eine Sternschaltung der entsprechenden Wicklungen, der Buchstabe D oder d steht für eine Dreieckschaltung. Großbuchstaben werden für die Wicklungen der Primärseite verwendet, kleine Buchstaben für die Sekundär- (und ggf. Tertiär-)seite. Das Kürzel „Yd5“ steht also für einen Drehstromtransformator, dessen Primärseite im Stern und dessen Sekundärseite im Dreieck geschaltet ist. Darüber hinaus gibt eine zur Schaltgruppenbezeichnung gehörende Kennzahl (hier beispielsweise „5“) an, um welches Vielfache von 30° die komplexen Zeiger auf der Sekundärseite gegenüber denen auf der Primärseite mit dem²² Uhrzeiger verdreht sind.

Kennzahl	Schaltgruppe	Zeigerbild OS US	Schaltungsbild OS US
0	Dd0		
	Yy0		
	Dz0		
5	Dy5		
	Yd5		

²² d.h. um welches Vielfache von 30° die Zeiger auf der Sekundärseite gegenüber den Zeigern auf der Primärseite nacheilen (bei Drehrichtung entgegen dem Uhrzeigersinn)

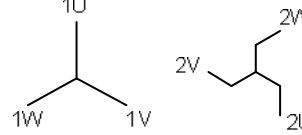
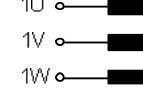
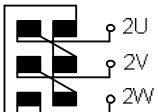
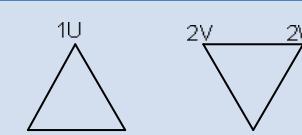
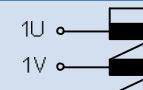
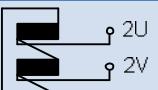
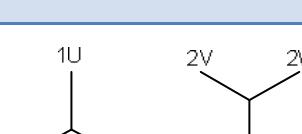
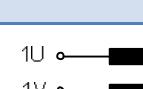
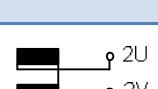
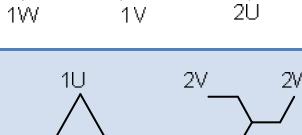
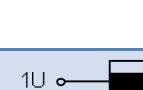
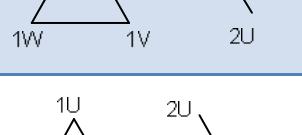
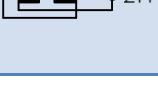
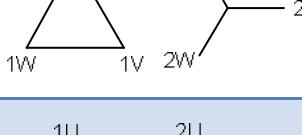
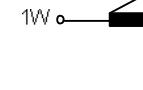
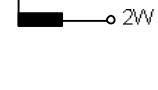
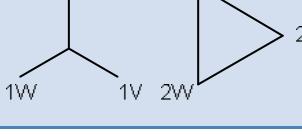
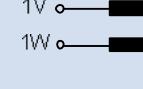
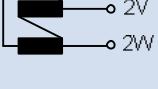
	Yz5		 
6	Dd6		 
	Yy6		 
	Dz6		 
11	Dy11		 
	Yd11		 
	Yz11		 

Tabelle 4-8: Schaltgruppen, Zeigerbilder und Schaltungsbild von Drehstromtransformatoren

Eine Zickzack-Wicklung (z) wird bei Transformatoren kleinerer Leistung zur besseren Aufteilung unsymmetrischer Lasten der Sekundärseite auf die Primärseite verwendet. Einzelne Wicklungen, die nicht zusammengeschaltet sind, werden mit „l“ oder „i“ gekennzeichnet.

Das Bezeichnungssystem wird in gleicher Weise auch bei Dreiwicklungs-transformatoren verwendet. Dabei werden sowohl auf der Sekundär- als auch Tertiärseite kleine Buchstaben verwendet.

Bei Sternschaltung einer Wicklung wird darüber hinaus in der Schaltgruppe mit N bzw n (oder 1N, 2N und 3N für Primär-, Sekundär- und Tertiärwicklung) auch noch gekennzeichnet, ob der Sternpunkt herausgeführt und als weiterer Anschluss für die Sternpunktbehandlung zur Verfügung steht.

Wenn Transformatoren parallel geschaltet werden, dann muss darauf geachtet werden, dass neben dem Übersetzungsverhältnis auch die Kennzahl der Schaltgruppen übereinstimmt. Sonst kommt es zu Ausgleichsströmen, die den Nennstrom der Transformatoren um ein Vielfaches übersteigen und deshalb nicht zulässig sind.

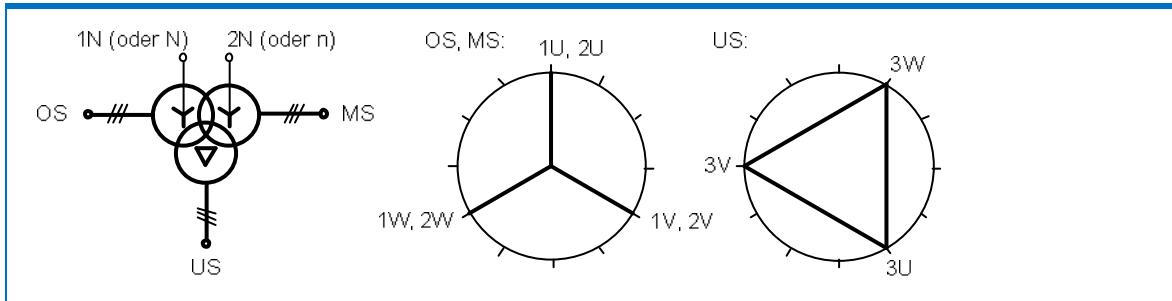


Abbildung 4-32: Dreiwicklungstransformator der Schaltgruppe Y1Ny2N0d5 (oder YNyn0d5)

4.2.3 Modelle und rechnerische Behandlung

Das einfachste Modell des Transformators ist das des idealen Übertragers (Abbildung 4-33) mit dem Übersetzungsverhältnis

$$\ddot{u} = U_{rT_{OS}} / U_{rT_{US}} \quad (4-70)$$

wobei $U_{rT_{OS}}$ die Nennspannung des Transformators auf der OS-Seite und $U_{rT_{US}}$ die auf der US-Seite ist. Wenn der Transformator linear ist, dann gilt dieses Verhältnis allgemein für die an OS- und US-Seite anstehenden Spannungen U_{OS} und U_{US} .



Abbildung 4-33: Idealer Übertrager

Für die Ströme gilt entsprechend unter Beachtung der Zählrichtung

$$\frac{I_{rT_{OS}}}{I_{rT_{US}}} = -\ddot{u}^{-1} = -\frac{1}{\ddot{u}} \quad (4-71)$$

Bei Drehstromtransformatoren muss darüber hinaus auch noch berücksichtigt werden, dass OS-Seite und US-Seite entsprechend der Kennzahl der Schaltgruppe gegeneinander verdreht sind. Dies kann man durch ein komplexes Übersetzungsverhältnis berücksichtigen, in das die Kennzahl k des Drehstromtransformators mit eingeht:

$$\underline{\ddot{u}} = \dot{u} e^{jk \cdot 30^\circ} = \frac{U_{rT_{OS}}}{U_{rT_{US}}} e^{jk \cdot 30^\circ} \quad (4-72)$$

Die Leistung auf der OS- und US-Seite des idealen Übertragers muss identisch sein. Deshalb gilt

$$S_{OS} + S_{US} = 0 = \underline{U}_{OS} \underline{I}_{OS}^* + \underline{U}_{US} \underline{I}_{US}^* \quad (4-73)$$

und damit

$$\frac{I_{OS}}{I_{US}} = -\frac{\underline{U}_{US}^*}{\underline{U}_{OS}^*} = -\frac{1}{\dot{u}^*} \quad (4-74)$$

Neben der Kennzahl des Drehstromtransformators muss auch die Behandlung der Neutralpunkte berücksichtigt werden. Beispielsweise kann bei einem Drehstromtransformator der Schaltgruppe

Yyn0, dessen US-seitiger Neutralpunkt geerdet ist, auf der US-Seite sehr wohl ein Nullsystem im Strom existieren, während auf der OS-Seite kein solches Nullsystem im Strom existieren kann. Deshalb verwendet man in der Regel unterschiedliche Modelle und Ersatzschaltbilder für Mit- und Gegensystem und das Nullsystem, bzw. für Raumzeiger und Nullgröße (Abbildung 4-34).

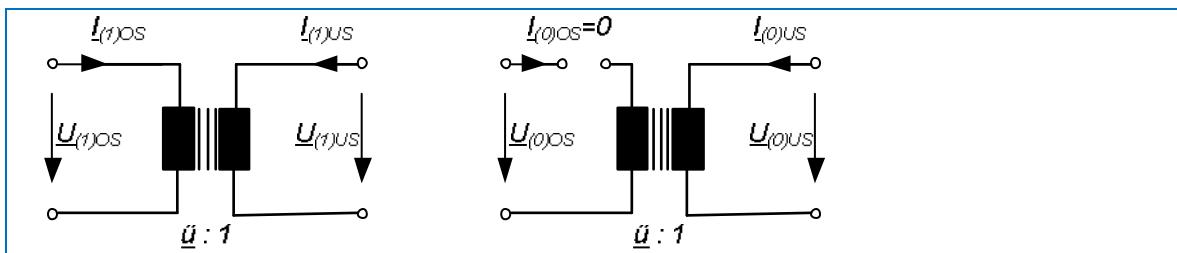


Abbildung 4-34: Unterschiedliche Modelle mit idealen Übertrager im Mit- und Nullsystem bei Drehstromtransformatoren

Die Modellvorstellung des idealen Übertragers ist in der Regel zu ungenau für die Beschreibung realer Drehstromtransformatoren. Deshalb müssen, je nach Anwendungsfall, Wicklungsverluste und Streuinduktivitäten sowie Eisenverluste und Magnetisierungsströme berücksichtigt werden, bei Untersuchungen höherfrequenter Vorgänge dann z.B. auch noch Wicklungskapazitäten.

Wicklungsverluste, also durch den ohmschen Widerstand der Primär- und Sekundärwicklung bei Stromfluss hervorgerufene Wärmeverluste, können durch einen ohmschen Ersatzwiderstand auf der OS- und US-Seite modelliert werden. Streuflüsse, d.h. magnetische Flüsse, bei denen nicht Primär- und Sekundärseite gekoppelt sind, werden durch Streuinduktivitäten berücksichtigt. Auf diese Weg gelangt man zum Modell des stromidealen Transformators (Abbildung 4-35).

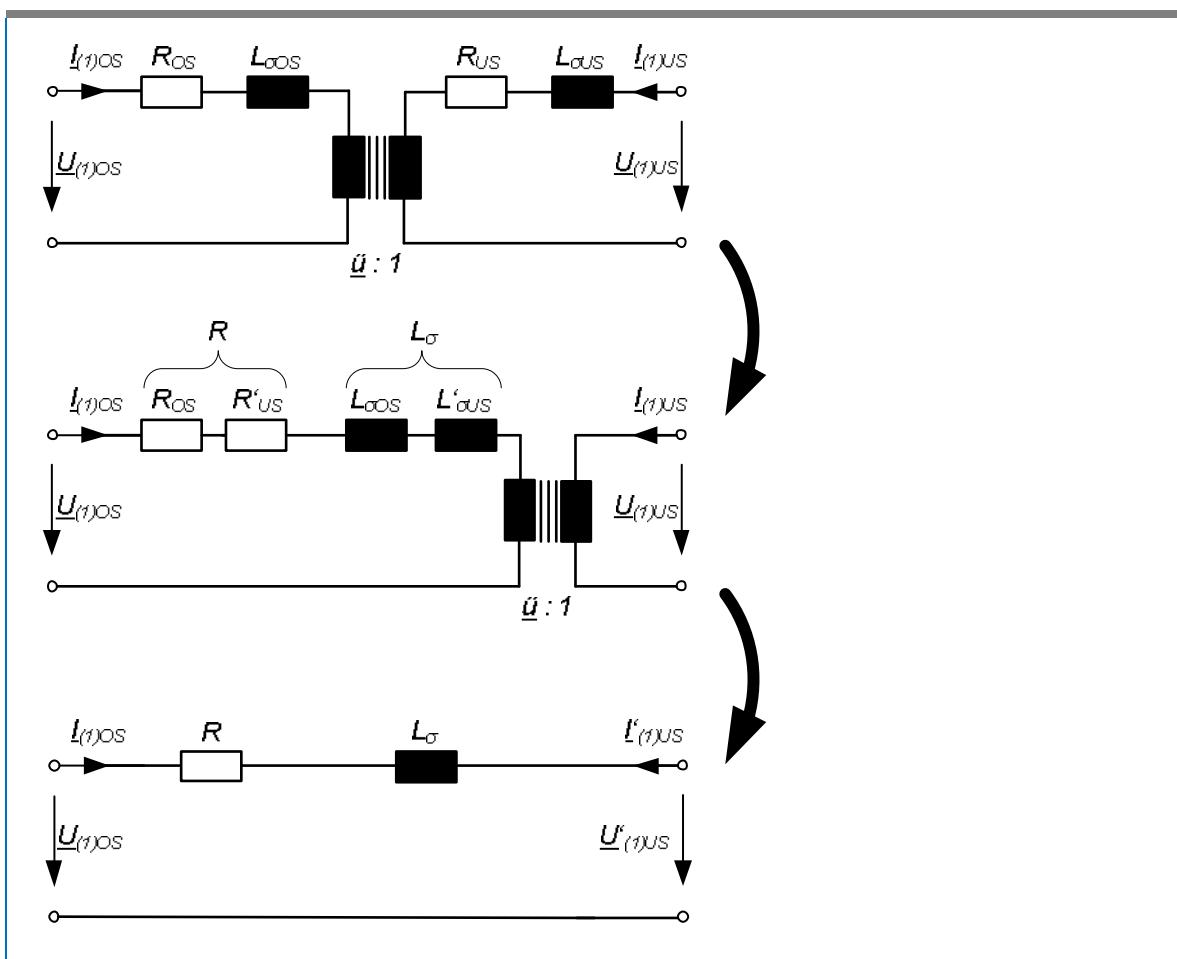


Abbildung 4-35: Modell des stromidealen Transformators

Dabei sind

- R_{OS} der Wicklungswiderstand der OS-Wicklung
- R_{US} der Wicklungswiderstand der US-Wicklung
- $R'_{US} = \dot{U}^2 \cdot R_{US}$ der auf die OS-Seite umgerechnete Wicklungswiderstand
- $L_{\sigma OS}$ die Streuinduktivität auf der OS-Seite
- $L_{\sigma US}$ die Streuinduktivität auf der US-Seite
- $L'_{\sigma US} = \dot{U}^2 \cdot L_{\sigma US}$ die auf die OS-Seite umgerechnete Streuinduktivität

Wenn man zusätzlich noch Strom und Spannung auf der US-Seite mit dem komplexen Übersetzungsverhältnis auf die OS-Seite umrechnet, dann ergibt sich das einfache Modell des stromidealen Transformators, für das $I_{(1)OS} = -I'_{(1)US}$ gilt.

Umgekehrt kann man alle Größen auch auf die US-Seite umrechnen. Eine solche Umrechnung auf eine Bezugsspannungsebene nimmt man häufig für alle Ströme, Spannungen und Impedanzen eines Netzwerkes vor und führt dann entsprechende Berechnungen durch. Die Ergebnisse müssen dann nur wieder auf die richtige Spannungsebene zurückgerechnet werden.

Wicklungs- und Streuverluste sind vor allem beim hoch belasteten Transformator von Bedeutung, d.h. wenn der Stromfluss groß ist²³. Im Leerlauf spielen sie dagegen eine untergeordnete Rolle. Hier sind vor allem der Magnetisierungsstrom und die Eisenverluste relevant.

Der Leerlaufstrom des unbelasteten idealen Übertragers oder des unbelasteten stromidealen Transformators ist Null. Im realen Transformator fließt im Leerlauf aber ein kleiner Strom (z.B. je nach Größe und Bauart des Transformators 0,15...1,5% I_r), der sogenannte Leerlaufstrom, der zur Magnetisierung des Kerns und zum Aufbau der Nennspannung notwendig ist. Die dabei im Kern auftretenden Verluste nennt man Eisenverluste. Eisenverluste und Magnetisierungsstrom werden durch einen ohmschen Widerstand R_v und die Hauptfeldinduktivität (auch Magnetisierungsinduktivität) L_h modelliert (Abbildung 4-36). Beide Elemente können wieder auf die US-Seite oder auf die OS-Seite (wie dargestellt) bezogen werden.

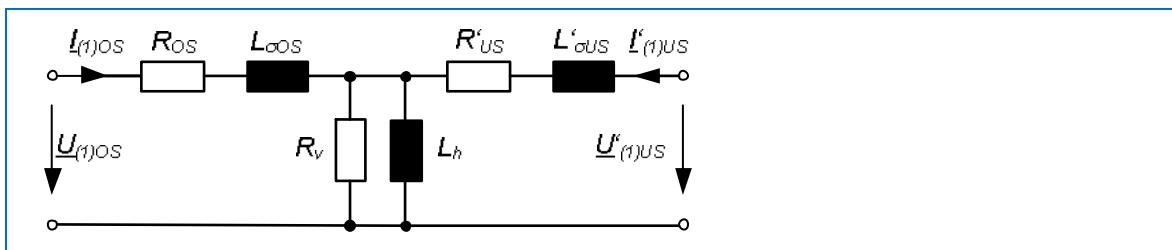


Abbildung 4-36: Ersatzschaltbild mit Berücksichtigung von Eisenverlusten und Magnetisierungsstrom

Die Elemente der Ersatzschaltbilder in Abbildung 4-35 und Abbildung 4-36 können durch Betrieb des Transformators im Leerlauf und Kurzschluss bestimmt werden.

Im **Leerlaufversuch** wird an einer Seite, z.B. der OS-Seite des Transformators die Nennspannung U_{rTOS} angelegt. Dann werden der Leerlaufstrom I_0 sowie die Eisenverluste P_v gemessen. Unter der in der Regel gültigen Voraussetzung $R_{OS} \ll R_v$ und $L_{\sigma OS} \ll L_h$ wird dann

$$R_v = \frac{U_{rTOS}^2}{P_v} \quad (4-75)$$

und

²³ z.B. beim Betrieb nahe der Nennleistung oder im Kurzschlussfall, wenn sehr große Ströme fließen.

$$(R_v \parallel \omega L_h) = \frac{U_{rT_{OS}}}{\sqrt{3} \cdot I_0} \quad (4-76)$$

Dabei entspricht $R_v \parallel \omega L_h$ der Parallelschaltung des Ersatzwiderstandes für die Eisenverluste und der Hauptfeldinduktivität, aus der die Hauptfeldinduktivität berechnet werden kann. Meistens kann man $R_v \gg \omega L_h$ verwenden.

Im **Kurzschlussversuch** wird an einer Seite, z.B. der OS-Seite des Transformators eine Spannung U_{kOS} angelegt, so dass gerade der Nennstrom I_{rTOS} des Transformators fließt, wenn die andere Seite kurzgeschlossen ist. Unter der in der Regel gültigen Voraussetzung $R'_{US} \ll R_v$ und $L'_{\sigma US} \ll L_h$ können dann mit

$$R_{OS} + R'_{US} = R = \frac{U_{kOS}^2}{P_k} \quad (4-77)$$

und

$$Z_k = \sqrt{R^2 + \omega^2 L_\sigma^2} = \frac{U_{kOS}}{\sqrt{3} \cdot I_{rT_{OS}}} \quad (4-78)$$

die Impedanzen R und Z_k berechnet werden, wenn man die Kurzschlussspannung und die Kurzschlussverluste P_k misst. Für die Berechnung müssen jeweils die verketteten Spannungen verwendet werden. Bei Verwendung von

$$S_{rT} = \sqrt{3} U_{rT} I_{rT} \quad (4-79)$$

kann man auch noch

$$u_r = \frac{P_k}{S_{rT}} = \frac{3RI_{rT}^2}{\sqrt{3}U_{rT}I_{rT}} = \frac{R}{U_{rT}/\sqrt{3}I_{rT}} = \frac{R}{Z_{rT}} \quad (4-80)$$

als bezogene Wicklungsverluste und

$$u_k = \frac{U_{kOS}}{U_{rT}} = \frac{Z_k}{Z_{rT}} \quad (4-81)$$

als bezogene Kurzschlussspannung (oder bezogene Kurzschlussimpedanz) einführen, wobei Z_{rT} die Nennimpedanz des und S_{rT} die Nennscheinleistung des Transformators ist. Der induktive Anteil der Kurzschlussimpedanz ergibt sich aus

$$u_\sigma = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} \quad (4-82)$$

und es gilt, insbesondere bei Transformatoren größerer Leistung (Tabelle 4-9), in etwa

$$u_\sigma \approx u_k \quad (4-83)$$

Entsprechend kann man auch die bezogenen Leerlaufwerte

$$p_v = \frac{P_v}{S_{rT}} = \frac{U_{rT_{OS}}^2 / R_v}{U_{rT_{OS}}^2 / Z_{rT}} = \frac{Z_{rT}}{R_v} \quad (4-84)$$

und

$$i_0 = \frac{I_0}{I_{rT}} \quad (4-85)$$

Tabelle 4-9 zeigt typische Werte für diese bezogenen Größen.

S_{rT}	i_0	p_v	u_k	u_r
100 kVA	1,5%	0,25%	4%	1,3%
1 MVA	0,75%	0,12%	6%	0,7%
10 MVA	0,5%	0,08%	7...10%	0,5%
100 MVA	0,25%	0,05%	8...12%	0,35%
1.000 MVA	0,15%	0,02%	10...15%	0,15%

Tabelle 4-9: Typische Werte von Parametern für Drehstromtransformatoren [3]

Dreiwicklungstransformatoren können prinzipiell auf die gleiche Weise beschrieben werden, wobei dann noch eine dritte Seite betrachtet und auf die Bezugsseite umgerechnet werden muss. Neben dem Leerlaufversuch sind dann allerdings drei Kurzschlussversuche notwendig statt nur einem: Es wird immer jeweils von einer Seite eingespeist, eine zweite Seite kurzgeschlossen und die dritte Seite offen gelassen.

4.2.4 Betrieb von Transformatoren

4.2.4.1 Parallelbetrieb von Transformatoren

Der parallele Betrieb (Abbildung 4-37) zweier oder mehrerer Transformatoren kann sinnvoll sein, um im Laufe der Zeit gestiegene Lasten ohne Austausch des ursprünglichen Transfomers zu versorgen oder um Redundanz beim Ausfall eines Transfomers vorzuhalten.

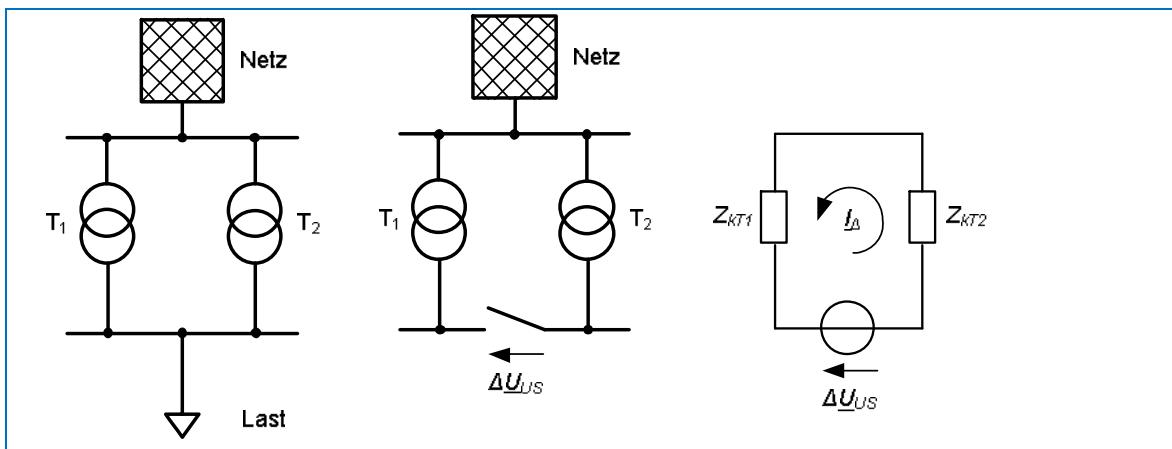


Abbildung 4-37: Parallelbetrieb von zwei Transformatoren

Damit zwischen den Transformatoren keine Ausgleichsströme fließen, müssen die Übersetzungsverhältnisse der parallelgeschalteten Transformatoren identisch sein. Bei Drehstromtransformatoren bedeutet das, dass neben dem Verhältnis von Primär- und Sekundärspannung auch die Kennzahlen der jeweiligen Schaltgruppen (aber nicht notwendigerweise die Schaltgruppe selbst) übereinstimmen.

Die **erste Forderung zum Parallelbetrieb** von Transformatoren

$$\underline{\dot{u}}_{T1} = \underline{\dot{u}}_{T2} \quad (4-86)$$

wird dabei zu

$$\frac{U_{rT1_{os}}}{U_{rT1_{us}}} e^{jk_1 \cdot 30^\circ} = \frac{U_{rT2_{os}}}{U_{rT2_{us}}} e^{jk_2 \cdot 30^\circ} \Rightarrow \begin{cases} \frac{U_{rT1_{os}}}{U_{rT1_{us}}} = \frac{U_{rT2_{os}}}{U_{rT2_{us}}} \\ k_1 = k_2 \end{cases} \quad (4-87)$$

Wenn diese Bedingung nicht erfüllt ist, dann entsteht zwischen den nicht verbundenen Sekundärseiten zweier paralleler Transformatoren bei gleicher Primärspannung eine Spannungsdifferenz

$$\Delta \underline{U}_{us} = \underline{U}_{us2} - \underline{U}_{us1} = \underline{U}_{os} \left(\frac{1}{\ddot{u}_{T1}} - \frac{1}{\ddot{u}_{T2}} \right) \quad (4-88)$$

die einen Kreisstrom über die Impedanzen der parallelgeschalteten Transformatoren treibt. Dieser Kreisstrom ist

$$I_\Delta = \frac{\Delta \underline{U}_{us}}{Z_{kT1} + Z_{kT2}} = \frac{\underline{U}_{os} \left(\frac{1}{\ddot{u}_{T1}} - \frac{1}{\ddot{u}_{T2}} \right)}{Z_{kT1} + Z_{kT2}} \quad (4-89)$$

Beispiel: Kreisstrom durch zwei parallel geschaltete Transformatoren

Ein Transformator der Schaltgruppe Yy0 und ein Transformator der Schaltgruppe Yd5 werden parallelgeschaltet. Der Betrag der Übersetzungsverhältnisse soll bei beiden Transformatoren identisch sein, ebenso die Kurzschlussimpedanz der beiden Transformatoren. Wie groß ist der durch die Parallelschaltung entstehende Kreisstrom im Verhältnis zum Kurzschlussstrom durch einen Transformator?

Der Kreisstrom ist

$$I_\Delta = \frac{\Delta \underline{U}_{us}}{Z_{kT1} + Z_{kT2}} = \frac{\underline{U}_{os} \left(\frac{1}{\ddot{u}_{T1}} - \frac{1}{\ddot{u}_{T2}} \right)}{Z_{kT1} + Z_{kT2}} = \frac{\underline{U}_{os} \left(\frac{1}{e^{j0^\circ}} - \frac{1}{e^{j5 \cdot 30^\circ}} \right)}{2Z_{kT}} = \frac{\underline{U}_{os}}{2Z_{kT} \ddot{u}} (1 - e^{-j5 \cdot 30^\circ})$$

Der Kurzschlussstrom auf der Sekundärseite eines kurzgeschlossenen Transfornators ist

$$I_k'' = \frac{\underline{U}_{os}}{\ddot{u} Z_{kT}}$$

Das Verhältnis von Kreisstrom zu Kurzschlussstrom ist also

$$\frac{|I_\Delta|}{I_k''} = \frac{|1 - e^{-j5 \cdot 30^\circ}|}{2} = |0,933 + 0,25 j| = 0,966$$

Das bedeutet, der Kreisstrom liegt in der Größenordnung der Kurzschlussströme durch die Transformatoren. Das ist dauerhaft nicht zulässig.

Wenn das komplexe Übersetzungsverhältnis der parallel geschalteten Transformatoren identisch ist, dann treten keine solchen Kreisströme auf. Die über die Transformatoren fließenden Ströme teilen sich dann umgekehrt proportional zu den Impedanzen der Transformatoren auf. Bei zwei parallel betriebenen Transformatoren gilt dann

$$\frac{I_{T1}}{I_{T2}} = \frac{Z_{kT2}}{Z_{kT1}} = \frac{(u_{rT2} + ju_{\sigma T2}) \cdot Z_{rT2}}{(u_{rT1} + ju_{\sigma T1}) \cdot Z_{rT1}} = \frac{(u_{rT2} + ju_{\sigma T2}) \cdot S_{rT1}}{(u_{rT1} + ju_{\sigma T1}) \cdot S_{rT2}} \approx \frac{u_{kT2} \cdot S_{rT1}}{u_{kT1} \cdot S_{rT2}} \quad (4-90)$$

Anzustreben ist aber, dass sich die Ströme entsprechend des Verhältnisses der Auslegungsleistungen der Transformatoren aufteilen. Sonst könnten Betriebszustände entstehen, bei denen einer der Transformatoren im Parallelbetrieb bereits vollständig ausgelastet bzw. sogar überlastet ist, während die anderen Transformatoren noch nicht an der Leistungsgrenze betrieben werden – d.h. die vorhandenen Betriebsmittel wären nicht optimal auslastbar.

Als **zweite Forderung für den Parallelbetrieb** von Transformatoren gilt daher

$$u_{rT1} = u_{rT2} \wedge u_{\sigma T1} = u_{\sigma T2} \xrightarrow{\approx} u_{kT1} = u_{kT2} \quad (4-91)$$

Schließlich ist der Parallelbetrieb von Transformatoren nur dann wirklich vorteilhaft, wenn sich die Nennleistungen der Transformatoren nicht wesentlich voneinander unterscheiden. Nur in diesem Fall bringt der zusätzliche Transformator nicht nur zusätzliche Komplexität in das System, sondern auch die oben erwähnten Vorteile signifikanter zusätzlicher Leistung und vorgehaltener Redundanz und Flexibilität. In der Praxis gilt deshalb die **dritte Forderung zum Parallelbetrieb** von Transformatoren

$$\frac{1}{3} \leq \frac{S_{rT1}}{S_{rT2}} \leq 3 \quad (4-92)$$

4.2.4.2 Einschaltverhalten von Transformatoren

Das Einschalten eines leerlaufenden Transformators entspricht nach in Abbildung 4-36 gezeigten Modell im Wesentlichen dem Einschalten der Hauptinduktivität L_h .

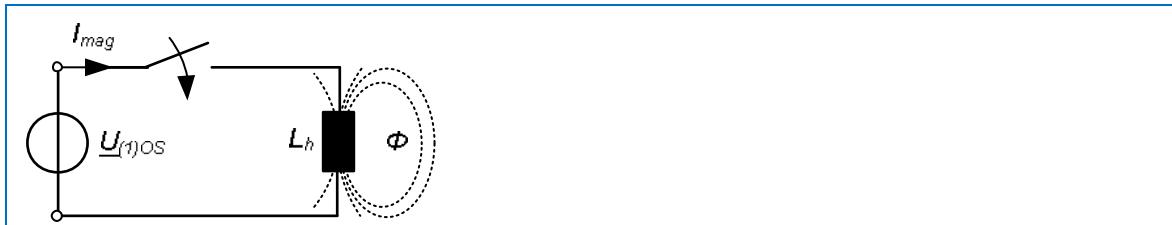


Abbildung 4-38: Vereinfachtes Modell zum Einschaltverhalten von Transformatoren

Der Aufbau des magnetischen Fluxes Φ geschieht dabei nach dem Induktionsgesetz

$$u(t) = w \frac{d\Phi}{dt} \rightarrow \Phi(t) = \frac{1}{w} \int_{t_0}^t u(t) dt + \Phi_0 \quad (4-93)$$

und weist ein Einschwingverhalten auf, das vom Einschaltzeitpunkt abhängt. Mit w wird dabei die Anzahl der Windungen der Hauptinduktivität bezeichnet.

Im eingeschwungenen Zustand ist der magnetische Fluss bei angelegter sinusförmiger Spannung und ohne Auftreten von Nichtlinearitäten ebenfalls sinusförmig, aber eilt der Spannung um $\pi/2$ nach – d.h. er erreicht sein betragsmäßiges Maximum jeweils bei den Nulldurchgängen der Spannung. Allerdings kann der magnetische Fluss als Zustandsgröße sich nicht sprungartig, sondern nur kontinuierlich ändern. Das bedeutet, dass der magnetische Fluss beim Einschalten im Nulldurchgang der Spannung nicht sprungartig auf seinen stationären Wert ansteigen kann, sondern einen Einschwingvorgang durchläuft (Abbildung 4-39), wobei die Integrationskonstante Φ_0 bedingt durch die im einfachen Modell nicht berücksichtigten Verluste langsam abklingt und der magnetische Fluss dann seinen stationären Verlauf annimmt (Abbildung 4-40).

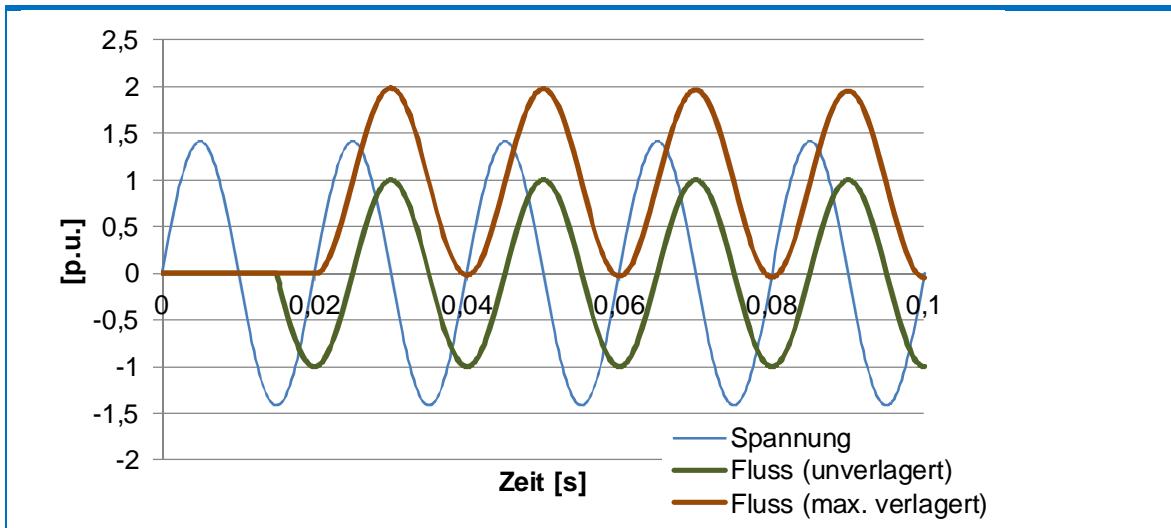


Abbildung 4-39: Verlagerter und unverlagerter Fluss beim Einschalten eines Transformators im Nulldurchgang bzw. betragsmäßigem Maximum der Spannung

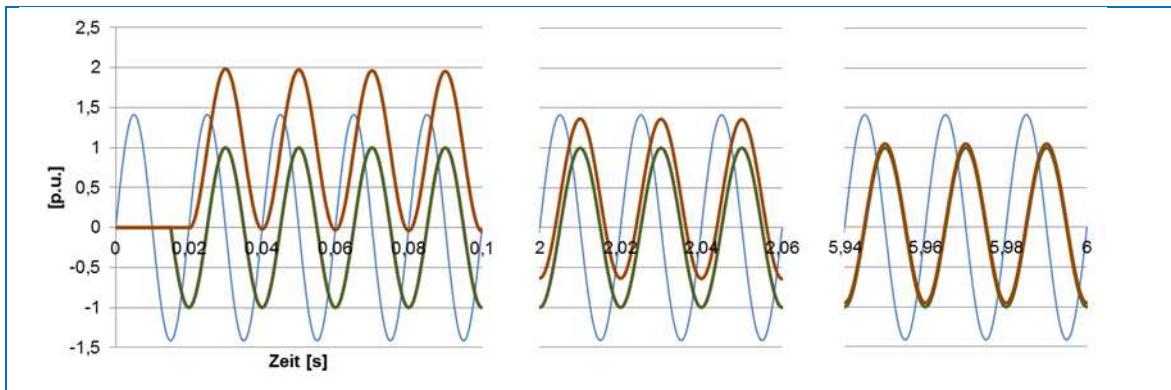


Abbildung 4-40: Abklingen der Verlagerung des Hauptflusses

Derartige Abklingvorgänge können durchaus einige Sekunden in Anspruch nehmen. Gegenüber der stationären Amplitude des Flusses kann die Flussverlagerung zu einer Verdopplung des maximalen Flusses führen, und damit zu einer erheblichen Steigerung des Magnetisierungsstromes während der Flussverlagerung. Diese großen Magnetisierungsströme nennt man **Inrush-** oder **Rushströme** (Abbildung 4-41).

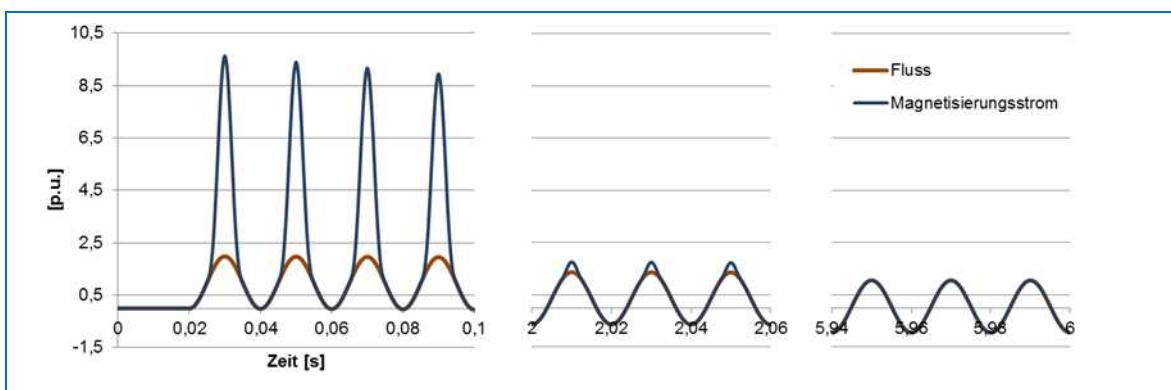


Abbildung 4-41: Abklingen des Inrushstromes I_{mag}

Die Inrushströme entstehen aufgrund der nichtlinearen Kennlinie des Kerns des Transfomators. Wegen der Sättigung des Eisenkerns und der damit bedingten deutlichen Nichtlinearität zwischen Fluss und Magnetisierungsstrom sind die maximal verdoppelten Anfangsflüsse mit überproportional größeren Magnetisierungsströmen verkoppelt (Abbildung 4-42).

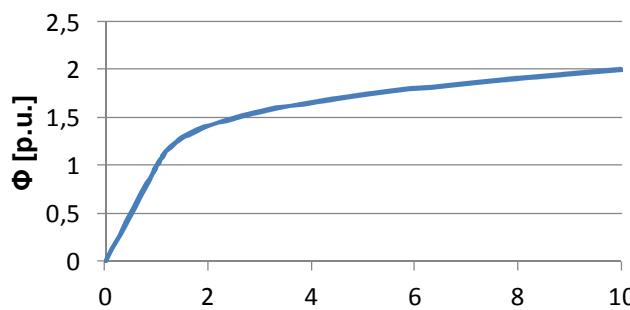


Abbildung 4-42: Nichtlinearer Zusammenhang zwischen Magnetisierungsstrom I_{mag} und Fluss

Die auftretenden Magnetisierungsströme im Inrush sind wegen der Nichtlinearität deutlich nichtsinusförmig. Schutzgeräte müssen so parametriert werden, dass sie den Inrush des Transformatoren erkennen und von einem Fehler im System unterscheiden können.

4.2.4.3 Nullsystem und Sternpunktbelastbarkeit

Die Ersatzschaltbilder der Modelle von Drehstromtransformatoren nach Abbildung 4-35 und Abbildung 4-36 gelten, wie bereits erwähnt, zunächst nur für das Mit- und Gegensystem. Als passives Betriebsmittel hat der Drehstromtransformator keine Vorzugsrichtung für die Drehrichtung des Drehstromsystems und kann deshalb im Mit- und Gegensystem mit dem gleichen Ersatzschaltbild modelliert werden. Das Ersatzschaltbild im Nullsystem hängt dagegen wesentlich von der Schaltgruppe und der Sternpunktbehandlung des Transformators ab.

So kann beispielsweise weder auf der Primär- noch der Sekundärseite eines Yy0-Transformators ein Nullsystem im Strom existieren, weil sich die drei Phasenströme sowohl auf der Primär- als auch der Sekundärseite wegen des Knotensatzes immer zu Null addieren müssen. Für das Nullsystem stellt ein solcher Transformator daher eine offene Verbindung sowohl auf der Primär- als auch auf der Sekundärseite dar (Abbildung 4-43 links).

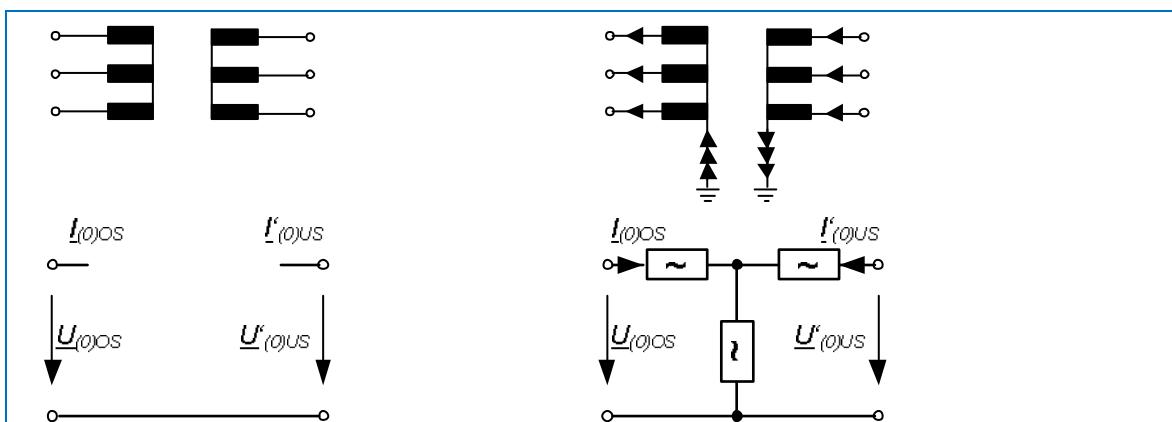


Abbildung 4-43: Yy-Transformer mit offenen Sternpunkten (links) und starrer Sternpunktterdung (rechts) im Nullsystem

Bei einem YNyn0 (oder Y1Ny2N0) -Transformator, dessen Sternpunkte sowohl auf der Primärseite als auch auf der Sekundärseite z.B. impedanzlos („starr“) geerdet sind, können solche Nullsysteme im Strom dagegen sowohl auf der Primär- als auch auf der Sekundärseite existieren und werden auch von einer Seite auf die andere übertragen (Abbildung 4-43 rechts). Im Energiesystem versucht man eine solche „Verschleppung“ von Nullsystemen von einer Spannungsebene auf eine andere allerdings zu vermeiden. Deshalb ist in der Regel nur einer der beiden Sternpunkte geerdet.

Bei Drehstromtransformatoren, die das Niederspannungsnetz versorgen sollen, in dem Lasten überwiegend einphasig angeschlossen werden, wird auf der US-Seite immer eine y-Wicklung ver-

wendet, deren Sternpunkt herausgeführt und als vierter Leiter („N“) zu den Haushalten geführt wird. Damit das Nullsystem nicht auf die Mittelspannungsebene verschleppt wird, würde ein vorhandener Sternpunkt der Y-Wicklung auf der OS-Seite dann offen bleiben. Das würde dann allerdings auch bedeuten, dass sich die durch Nullströme hervorgerufenen magnetischen Flüsse in der US-Wicklung auf Streupfaden schließen müssen, weil der Fluss auf der OS-Seite mit keinem entsprechender Strom verknüpft sein kann, was die Verluste im Transformator erhöhen würde (Abbildung 4-44).

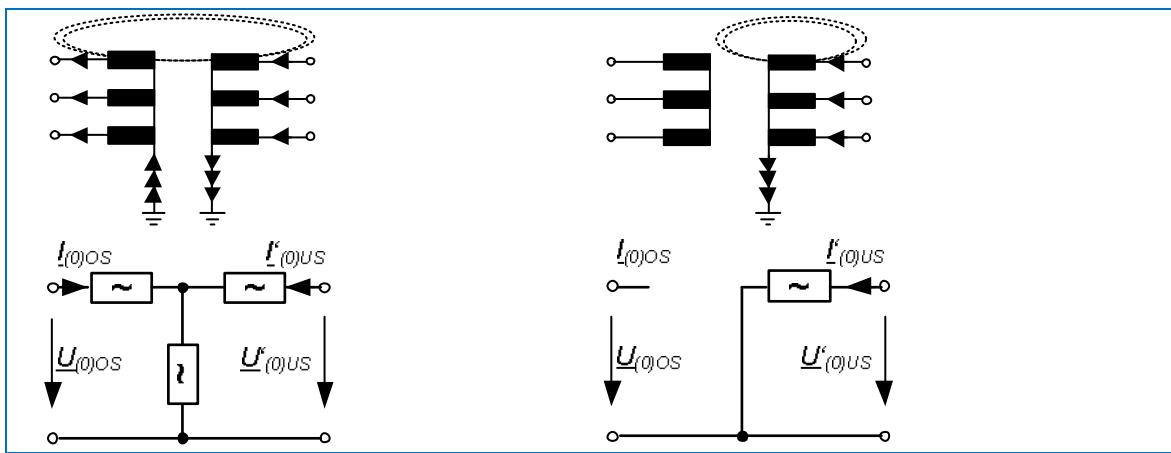


Abbildung 4-44: Keine Verschleppung des Nullsystems bei offenem Sternpunkt der OS-Seite, Kopp lung der Ströme auf US-Seite mit Streuflüssen

Bei einer Dreieckwicklung gibt es keinen Sternpunkt, der herausgeführt und geerdet werden könnte. Außerdem kann in eine Dreieckwicklung von außen auch kein Stromnullsystem hineinfließen oder nach außen verschleppt werden. Innerhalb der Dreieckwicklung selber kann aber sehr wohl ein Nullsystem im Strom existieren. Deshalb werden bei Verteilnetztransformatoren überwiegend Dy-Transformatoren verwendet. Der Sternpunkt auf der US-Seite kann als vierter Leiter herausgeführt werden, und ein Nullsystem im Strom wird nicht auf die OS-Seite verschleppt. Trotzdem ist der Sternpunkt auf der US-Seite eines Dy-Transformators voll belastbar, weil die Nullströme auf der US-Seite mit entsprechenden Flüssen verknüpft sind, die auf der OS-Seite in der Dreieck-Wicklung fließen können, ohne ins speisende Netz verschleppt zu werden (Abbildung 4-45 Mitte).

Diesen Effekt der Dreiecks-Wicklung macht man sich auch bei Dreiwicklungs-transformatoren zunutze, bei denen die ersten beiden Wicklungen im Stern geschaltet sind. Der magnetische Fluss durch Nullsysteme im Strom kann sich dann mit Strömen in der Dreieckwicklung der dritten Wicklung verknüpfen (Abbildung 4-45 rechts).

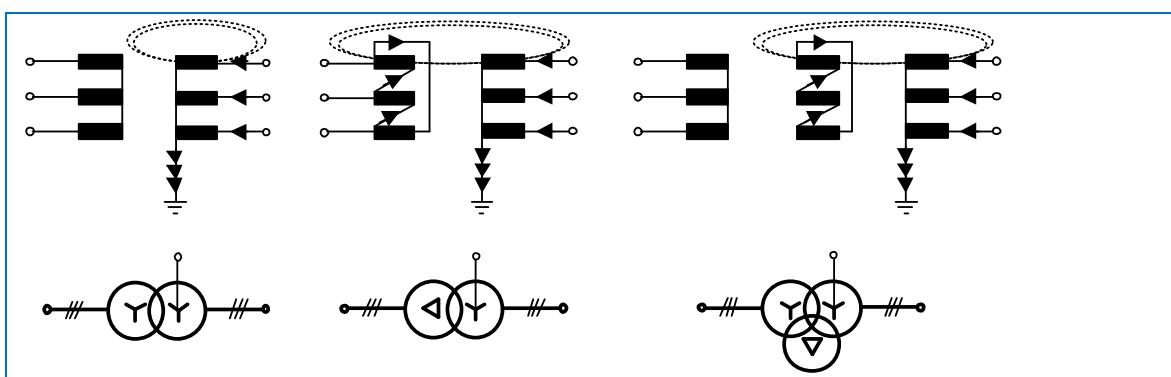


Abbildung 4-45: Auswirkung einer Dreieckwicklung auf das Verhalten gegenüber Nullströmen

4.2.4.4 Stufenschalter

Mit einem Stufenschalter („tap changer“) kann das Übersetzungsverhältnis eines Transfornators innerhalb eines bestimmten Bereichs (z.B. typisch $\pm 5\%$ für Niederspannungstransformatoren) und mit bestimmter Stufung (z.B. 2,5% für Niederspannungstransformatoren) angepasst werden.

Dadurch ist es z.B. möglich, die Spannung auf der US-Seite auf unterschiedliche Belastungssituatiorien anzupassen.

Die Stellung einfacher Stufenschalter kann nur beim unbelasteten Transfornator verändert werden („off-load tap changer“), bei Regeltransformatoren kann das Übersetzungsverhältnis auch im Betrieb verändert werden („on-load tap changer“). Regeltransformatoren, insbesondere zur Anbindung von Generatoren ans Netz, weisen dabei oft einen weiten Regelbereich und eine feine Stufung auf.

Das Ändern des Übersetzungsverhältnisses geschieht über Anzapfungen der Wicklungen einer der Seiten des Transfornators, üblicherweise der OS-Seite, weil diese konstruktiv bedingt meist außen sitzt und einen geringeren Strom führt.

4.3 Rotierende elektrische Maschinen

Die Erzeugung elektrischer Energie erfolgt bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Brennstoffzelle, Photovoltaik) durch rotierende elektrische Maschinen. Diese sind fast ausschließlich als **Drehstrom-Synchrongeneratoren** für 50 Hz (oder 60Hz) ausgeführt, in Kraftwerken für den Bahnbetrieb teilweise auch Wechselstrom-Generatoren für 16 2/3 Hz. In kleinen Kraftwerken und Windkraftanlagen werden oft auch **Drehstrom-Asynchrongeneratoren** eingesetzt.



Abbildung 4-46: Turbogenerator (hinten, rot) im Kraftwerk [Quelle: Siemens]



Abbildung 4-47: Einfahren des Läufers eines Turbogenerators

Auf der Verbraucherseite findet man wegen ihres einfachen und robusten Aufbaus und Betriebsverhaltens überwiegend **Drehstrom-Asynchronmotoren** und nur vereinzelt **Drehstrom-Synchronmotoren**. Inzwischen werden diese Motoren häufig über Umrichter gespeist, um die Drehzahl der Maschine variabel zu machen (**drehzahlvariable Antriebe**). Für kleine Antriebsleistungen und einphasigen Anschluss insbesondere im Haushalt sind auch einphasige **Wechselstrommotoren** gebräuchlich.

4.3.1 Synchronmaschinen

Bei Synchronmaschinen rotiert das Magnetfeld des Läufers (Rotor) der Maschine synchron mit dem Drehfeld, das durch die Spannungen im Stator aufgebaut wird. Bei einer Netzfrequenz von 50 Hz und der Annahme eines einzigen Polpaars auf dem Läufer (zweipoliger Läufer) sind dies 50 Umdrehungen pro Sekunde bzw. 3.000 Umdrehungen (U) pro Minute (für 60 Hz-Netze entsprechend 3.600 U/min). Diese synchrone Drehzahl ist fest durch die Netzfrequenz vorgegeben und kann baulich nur dadurch verändert werden, indem weitere Polpaare auf dem Läufer vorgesehen werden. Bei einem vierpoligen Läufer (d.h. zwei Polpaaren) sinkt die synchrone Drehzahl entsprechend auf 25 U/s bzw. 1.500 U/min bei 50 Hz-Maschinen oder 30 U/s bzw. 1.800 U/min bei 60 Hz-Maschinen.

Generell gilt für die synchrone Drehzahl

$$n_{synch} = \frac{f}{p} = \frac{f}{p} \cdot 60 \frac{s}{\text{min}} [n_{synch}] = U/\text{min} \quad (4-94)$$

mit der Netzfrequenz f und der Polpaarzahl p.

Wegen der höheren synchronen Drehzahl werden Synchrongeneratoren mit einem oder zwei Polpaaren oft auch als **Turbogeneratoren** bezeichnet.

Die Läuferwicklungen können in Nuten, die in die Oberfläche des vollen Rotors eingebracht werden, eingelegt sein (**Vollpolläufer**) oder als komplette Spule auf ausgeprägten Schenkeln des Läufers (**Schenkelpolläufer**). Turbogeneratoren werden aus Gründen der Festigkeit der Werkstoffe fast ausschließlich als Vollpolläufer ausgeführt. Schenkelpolläufer finden sich überwiegend bei Maschinen mit hoher Polpaarzahl (ab 2 bis >10)

Beispiel: Synchrongenerator für Wasserkraftwerk

Die Generatoren eines Wasserkraftwerkes in Österreich sollen eine synchrone Drehzahl von 375 U/min aufweisen. Wie viele Pole haben die Generatorläufer?

Die Netzfrequenz in Österreich beträgt 50 Hz. Aus Gleichung (4-94) folgt

$$375 \text{ min}^{-1} = \frac{50 \text{ s}^{-1}}{p} \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \Rightarrow p = \frac{3000}{375} = 8$$

Die Polpaarzahl der Generatoren ist also 8, d.h. die Generatoren haben jeweils 16 Pole.

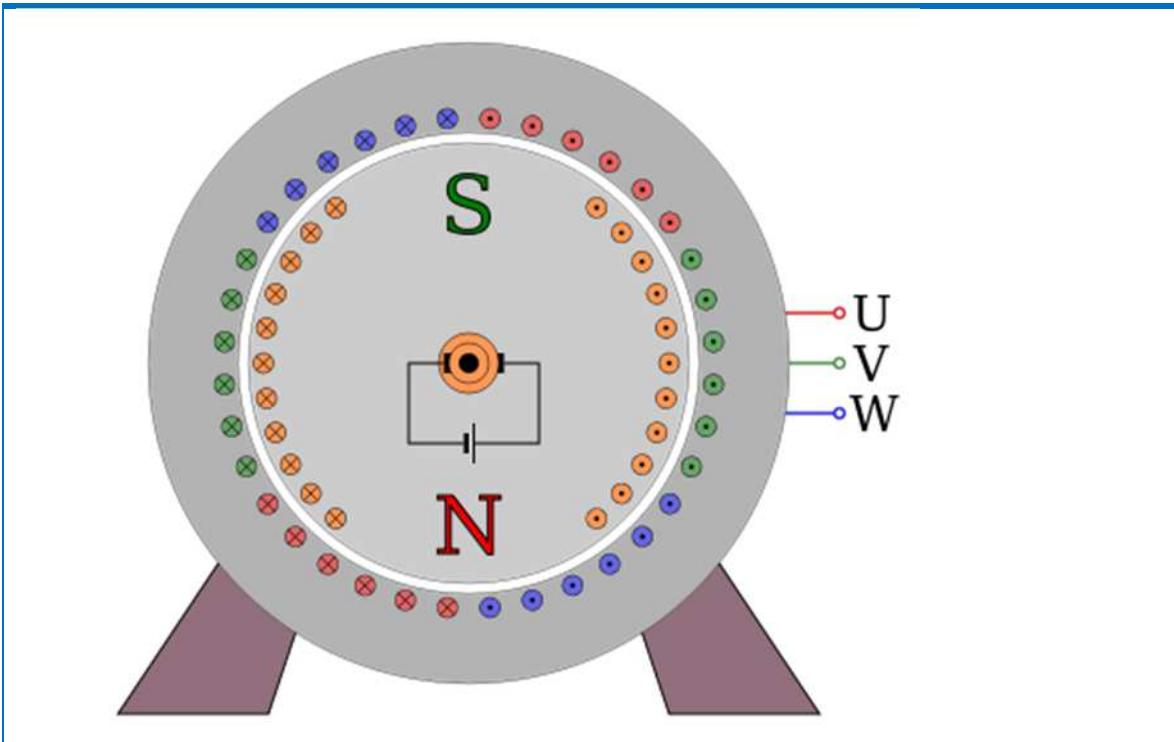


Abbildung 4-48: Schnitt durch eine Synchronmaschine mit Vollpolläufer

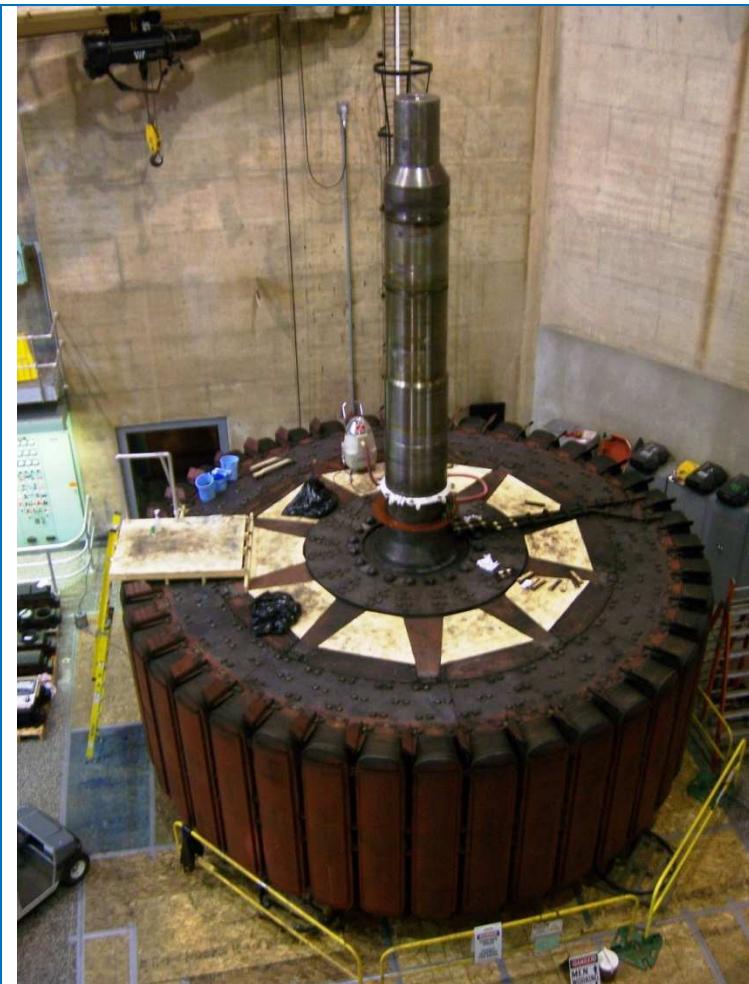


Abbildung 4-49: Ausgebauter Schenkelpolläufer (20 Polpaare) eines Speicherkraftwerkes

4.3.2 Asynchronmaschine

Asynchronmaschinen sind sehr einfach und robust aufgebaut und finden deshalb weitverbreitete Anwendung bei unterschiedlichsten Antriebsaufgaben. Bei Asynchronmaschinen rotiert der Läufer nicht synchron mit dem Drehfeld des Stators, sondern weist im normalen Betriebsfall einen Drehzahlunterschied (Schlupf) auf. Der bezogene Schlupf s ist

$$s = \frac{n_{synch} - n}{n_{synch}} \quad (4-95)$$

und eng an das Drehmoment gekoppelt, welches zwischen Rotor und Stator der Asynchronmaschine aufgebaut wird. Bei einem Schlupf von $s = 0$ (d.h. wenn die Drehzahl der Asynchronmaschine der synchronen Drehzahl entspricht) ist dieses Drehmoment ebenfalls Null. Ein Drehmoment wird nur aufgebaut, wenn der Schlupf ungleich Null ist und die Rotordrehzahl „asynchron“ wird.

Beispiel: Nennschlupf eines Asynchronmotors

Ein vierpoliger Asynchronmotor für 50 Hz hat eine Nenndrehzahl von 1.475 U/min. Wie groß ist der Nennschlupf?

$$s_r = \frac{n_{synch} - n_r}{n_{synch}} = 1 - \frac{n_r}{n_{synch}} = 1 - \frac{1475 \text{ min}^{-1}}{\frac{50 \text{ s}^{-1}}{2} \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}}} = 1 - \frac{1475}{1500} = 0,0167$$

Der Nennschlupf ist also 0,0167

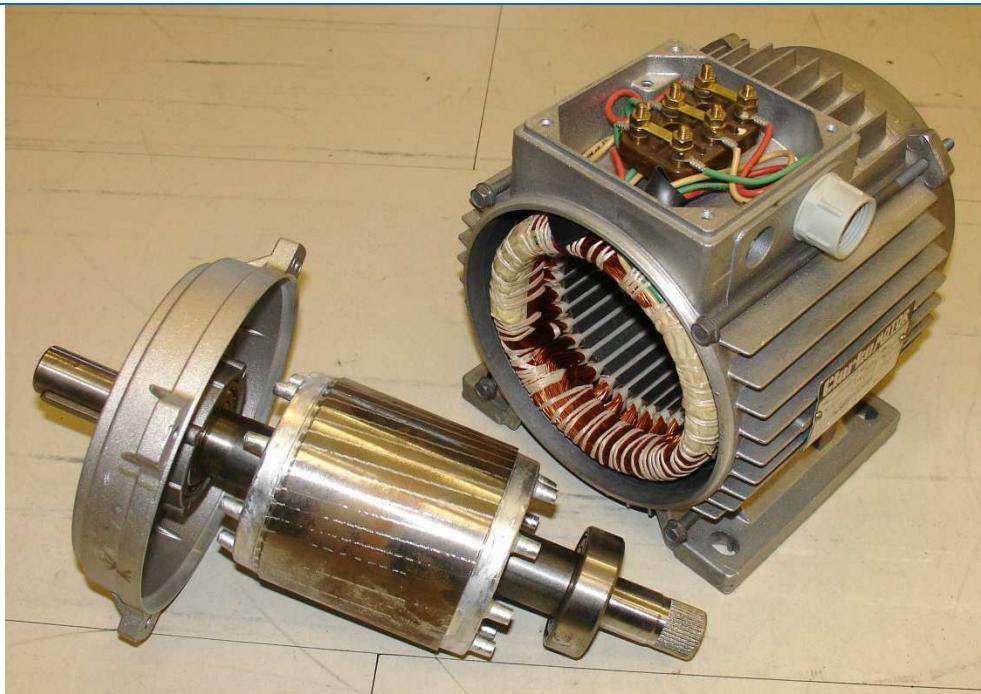


Abbildung 4-50: Läufer und Ständer einer Drehstrom-Asynchronmaschine [Quelle: Wikipedia/ Zureks]

4.4 Drosselpulen

Nach Abschnitt 4.1.5.3 werden zusätzliche Induktivitäten z.B. eingesetzt, um die Kapazitäten unterhalb der natürlichen Leistung belasteter Leitungen zu kompensieren. Solche **Ladestromdrosseln** (Abbildung 4-51) werden dann am Anfang und/oder Ende eines längeren Leitungszuges installiert.



Abbildung 4-51: Drosselpule (50 MVar, 110 kV) im Umspannwerk Bisamberg

Sehr häufig werden diese Drosselpulen an die dritte Wicklung von Netzkuppeltransformatoren angeschlossen und können je nach Belastungssituation des Netzes zu- und abgeschaltet werden. Zuschalten der Drosseln senkt die Spannung im Netz. Deshalb werden die Ladestromdrosseln in der Regel zugeschaltet, um zu hohe Spannungen durch leerlaufende oder nur schwach belastete Leitungen zu vermeiden.

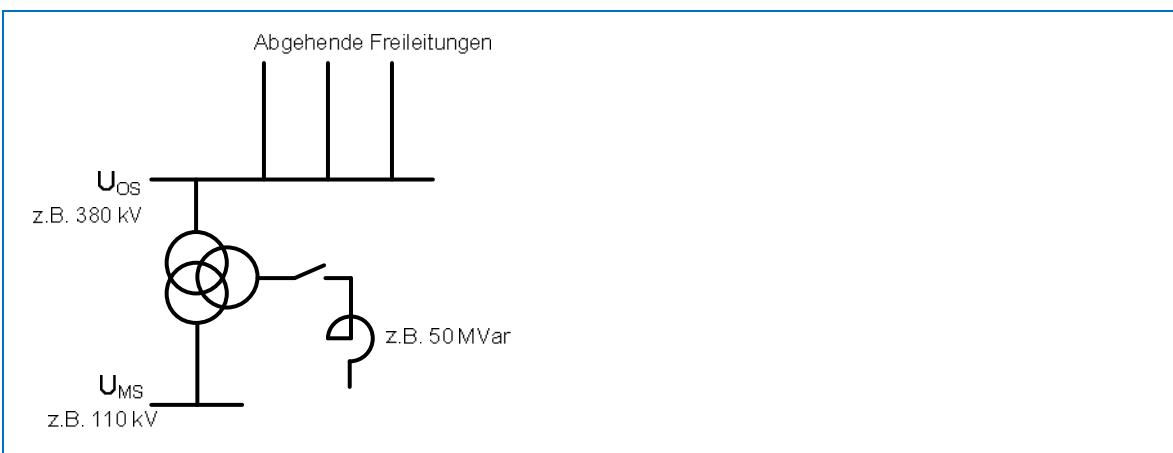


Abbildung 4-52: Zuschaltbare Ladestromdrossel an Dreizwecktransformator

In Netzen mit hoher Kurzschlussleistung, z.B. in Industrienetzen mit einem hohen Anteil direkt angeschlossener Motoren, werden außerdem **Kurzschlussbegrenzungsdrosseln** eingesetzt. Diese Drosselpulen werden in den Strompfad geschaltet und bewirken im Normalbetrieb, bei

dem idealerweise hauptsächlich Wirkströme fließen, in erster Näherung lediglich eine größere Phasendrehung²⁴. Bei einem Kurzschluss sind die auftretenden Kurzschlussströme dagegen überwiegend Blindströme, die durch die Kurzschlussbegrenzungsdrossel in ihrer Größe reduziert werden²⁵.

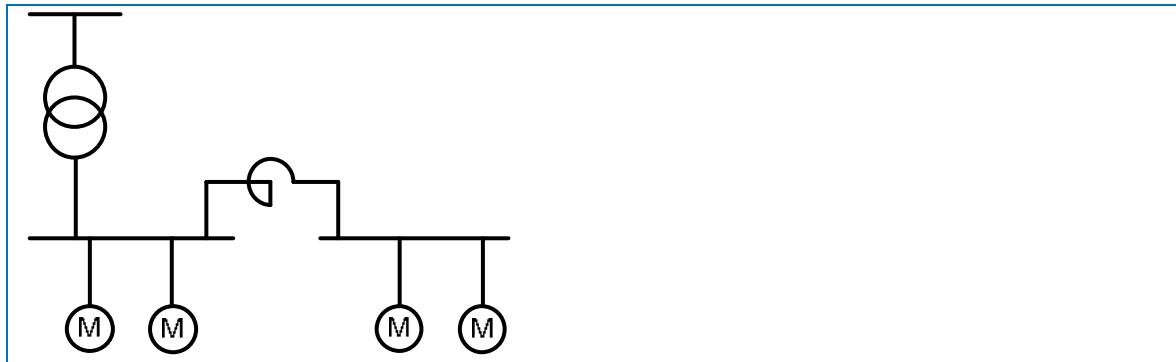


Abbildung 4-53: Kurzschlussstrombegrenzungsdrossel in einem Netz mit hohem Maschineneinsatz

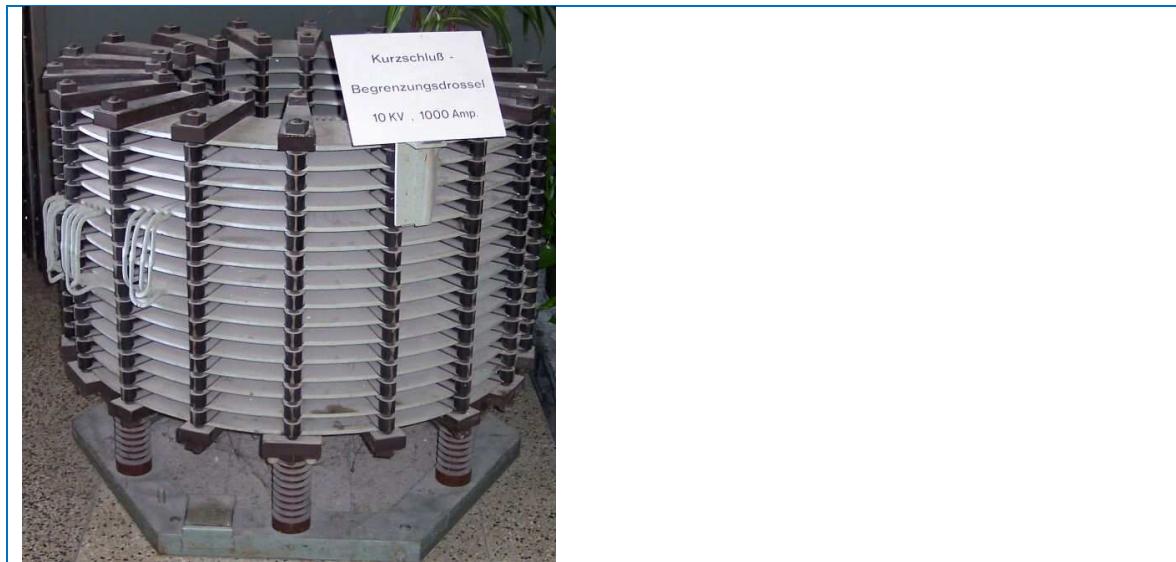


Abbildung 4-54: Kurzschlussstrombegrenzungsdrossel 10 kV, 1 kA [Quelle: Stahlkocher/ Wikipedia]

Weil Kurzschlussbegrenzungsdrosseln nicht erst im Kurzschlussfall zugeschaltet werden können²⁶, verursachen sie im Normalbetrieb Verluste, die dann in Kauf genommen werden müssen.

²⁴ d.h. wegen des überwiegend induktiven Netzes eine Spannungsdifferenz „quer“ zur anstehenden Spannung, also hauptsächlich eine Phasendrehung und nur eine geringe Änderung des Betrags der Spannung.

²⁵ weil dann wegen des überwiegend induktiven Netzes ein Spannungsabfall „längs“ der anstehenden Kurzschlussspannung, also hauptsächlich eine Reduzierung des Betrags der Spannung auftritt.

²⁶ Das würde das Wirken einer Schutzeinrichtung voraussetzen, die dann auch gleich den fehlerhaften Anlagenteil abschalten könnte.

4.5 Kondensatoren

Große induktive Lasten (z.B. direkt angeschlossene Asynchronmotoren) werden durch Kondensatoren kompensiert, um aus dem Netz hauptsächlich Wirkleistung und nur wenig Blindleistung beziehen zu müssen.

Darüber hinaus können in hoch belasteten Netzabschnitten, in denen die Leitungen häufig über ihrer natürlichen Leistung betrieben werden, Kondensatoren z.B. zuschaltbar an eine dritte Wicklung von Netzkuppeltransformatoren angeschlossen werden und zu Zeiten hoher Netzbelastung die Spannung anheben. In Zeiten niedriger Netzbelastung, z.B. nachts, werden sie dann wieder abgeschaltet.

4.6 Schaltgeräte

Schaltgeräte und Schalter dienen dazu, Änderungen in Konfiguration und Schaltzustand von Netzen und Netzelementen vorzunehmen und fehlerhafte Netzteile vom Netz zu trennen. Schaltgeräte können aufgrund ihrer Schaltfähigkeit unterschieden werden in

- **Trenner**, die nur stromlos ihre Schalterstellung ändern können,
- **Lastschalter**, die im normalen Betrieb auftretende Ströme ein- und ausschalten können und
- **Leistungsschalter**, die darüber hinaus auch deutlich größere Kurzschlussströme ausschalten können.

4.7 Schaltanlagen

Schaltanlagen sind Knotenstellen in Übertragungs- und Verteilnetzen. Schaltanlagen können unterteilt werden in

- Freiluftschaltanlagen (luftisoliert), größerer Platzbedarf
- Innenraumschaltanlagen (gasisoliert), geringerer Platzbedarf
- Kompaktschaltanlagen (gasisoliert) für beengte Verhältnisse



Abbildung 4-55: Vereinfachte Darstellung eines Feldes einer 380 kV / 110 kV – Schaltanlage [Quelle: Vattenfall]

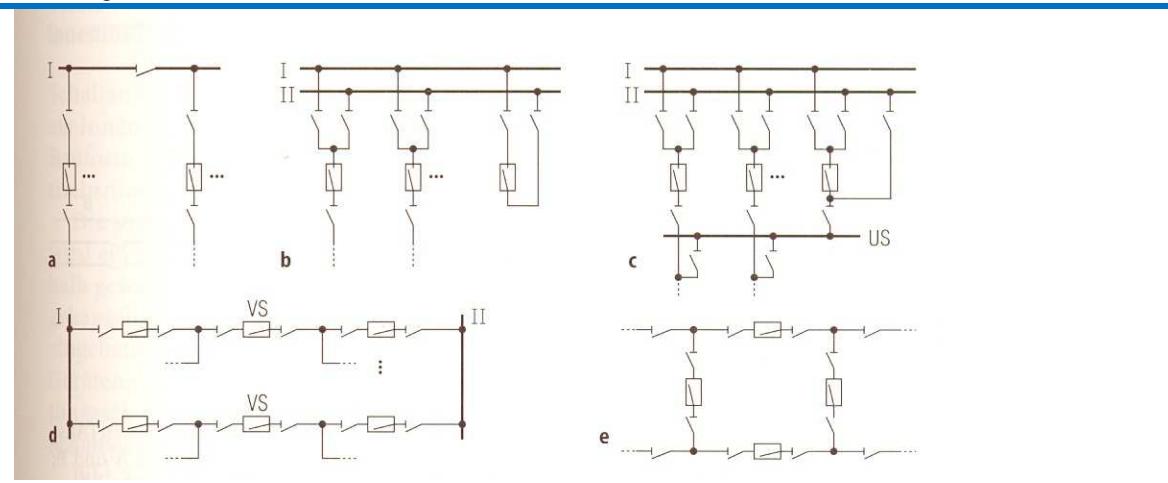


Abbildung 4-56: Grundformen von Mittel- und Hochspannungs-Schaltanlagen [4]

- a:** Einfachsammelschiene (mit oder ohne Längstrennung)
- b:** Doppelsammelschiene
- c:** Doppelsammelschiene mit Umgehungsschiene US
- d:** 1 ½-Leistungsschalter-Anlage (6 Leistungsschalter für 4 Abgänge), Durchschaltung von zwei Abgängen über die Verbindungsschalter VS
- e:** Ringschaltung

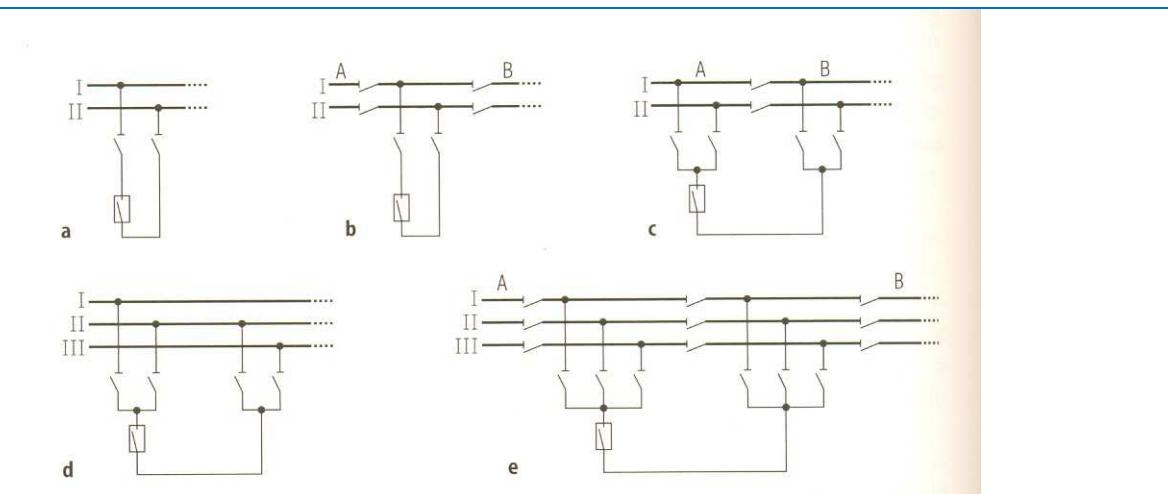


Abbildung 4-57: Kuppelmöglichkeiten in Anlagen mit zwei und drei Sammelschienen (Auswahl) [4]

- a:** Querkupplung
- b:** Querkupplung zwischen I und II für die Abschnitte A und B
- c:** Längskupplung für A und B und Querkupplung über die Längstrenner
- d:** Querkupplung bei Dreifachsammelschiene
- e:** Längs- und Querkupplung für alle sechs Sammelschienenabschnitte von A und B

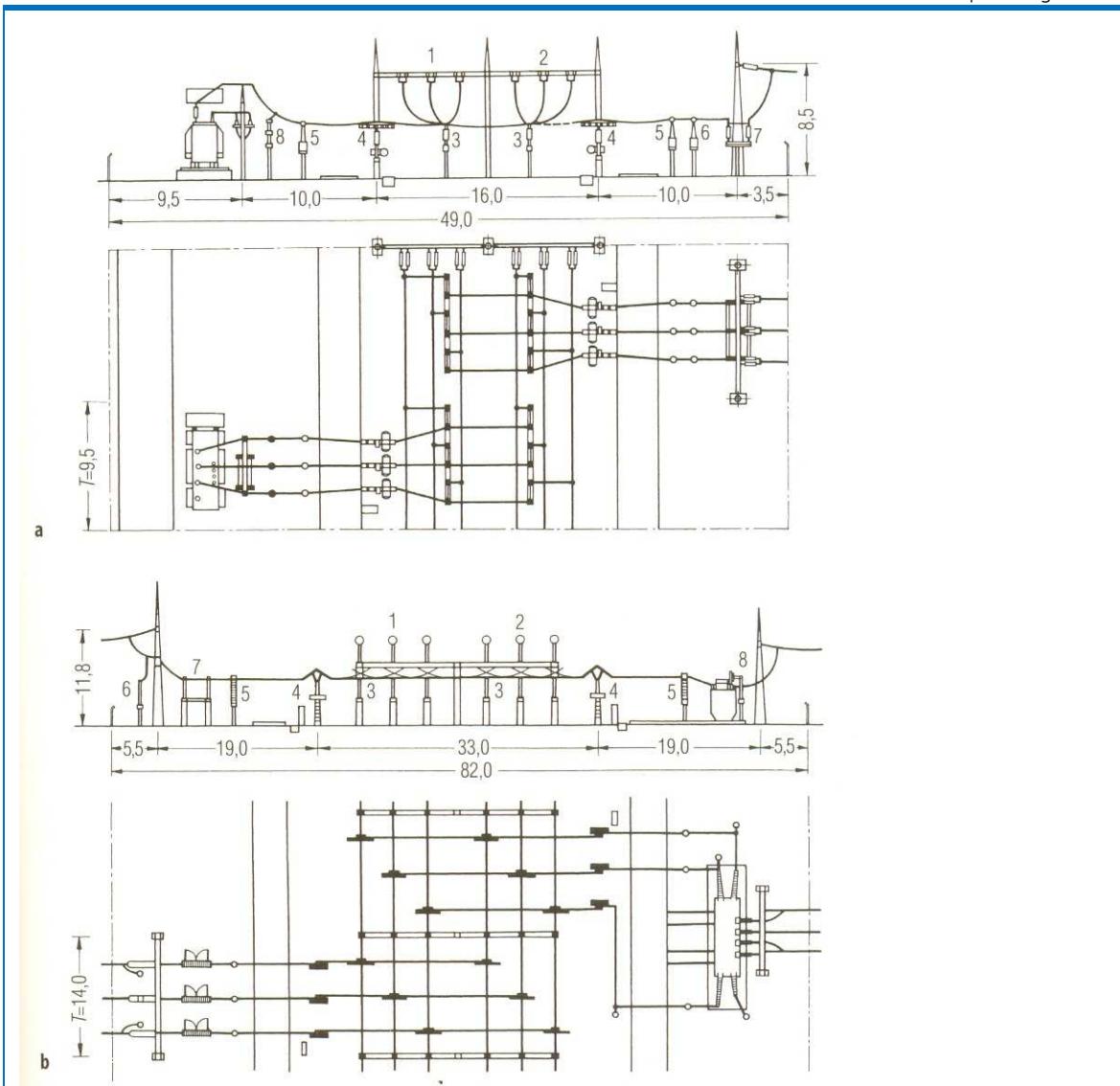


Abbildung 4-58: Aufbau von Freiluftschaltanlagen mit Doppelsammelschiene (Beispiele) [4]

a: 110 kV in Reihen-Längsbauweise

b: 220 kV in Diagonalbauweise mit A1-Rohrsammelschienen

1,2 Sammelschienen; 3 Sammelschienentrennschalter; 4 Leistungsschalter; 5 Stromwandler; 6 Spannungswandler; 7 Abgangstrenner mit Erdungsschalter; 8 Überspannungsableiter am Transfomator

4.8 Überspannungsableiter

Mit Überspannungsableitern („surge arresters“) sollen gefährliche und potentiell schädliche Überspannungen auf elektrischen Leitungen und Geräten begrenzt werden. Solche Überspannungen können durch Blitzeinschläge in Freileitungen, Schaltanlagen oder andere im Freien gelegene Betriebsmittel entstehen und von diesen auch in Innenräume übertragen werden. Sie entstehen aber auch durch (betriebliche und zur Abschaltung von Fehlern notwendige) Schaltvorgänge, elektrostatische Entladungen, seltener durch solare Magnetstürme und theoretisch auch durch einen elektromagnetischen Puls (EMP) und haben teilweise erhebliche Energien.

Als Überspannungsableiter werden verwendet:

- **Funkenstrecken**, z.B. Hornableiter an Freileitungsisolatoren. Die Hornableiter dienen dabei dazu, den entstehenden Lichtbögen vom Isolator fernzuhalten und Beschädigungen zu vermeiden. Der Lichtbogen verlöscht nach dem Zünden ggf. selbsttätig, aber nicht notwendigerweise immer und muss deshalb durch eine Schutzeinrichtung abgeschaltet werden.

- Gasgefüllte Überspannungsableiter (**Gasableiter**), die nach dem Zünden nicht selber wieder löschen und eine in Serie geschaltete Sicherung auslösen.
- **Varistoren und Suppressordioden** begrenzen lediglich die Spannung und sind nach Abklingen des Überspannungsimpulses wieder stromlos.

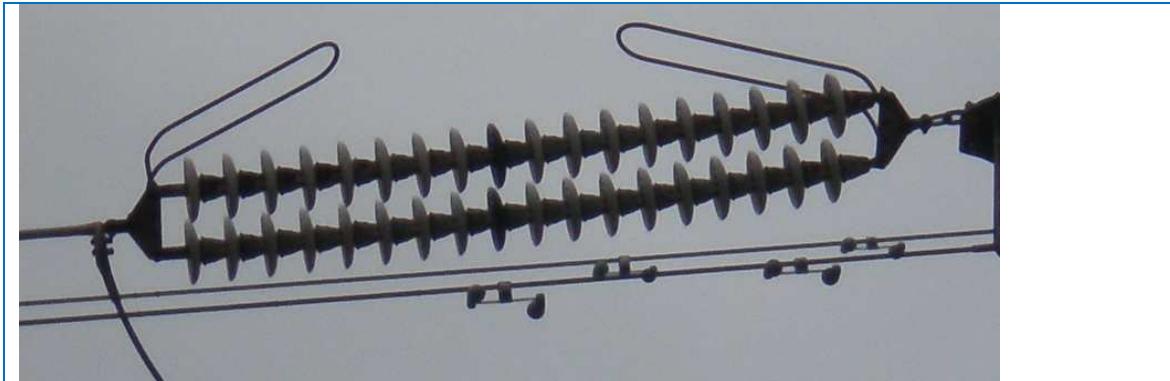


Abbildung 4-59: Überspannungsableiter (Funkenstrecke) an Freileitungsisolator



Abbildung 4-60: Überspannungsableiter an einem Leistungstransformator [Quelle: Phillippe Mertens]

4.9 Leistungselektronik

Schon in den Anfangszeiten der Elektrifizierung wurden Quecksilberdampfventile zum gesteuerten Schalten von Strömen bzw. zum Gleichrichten eingesetzt.

Heute wird dazu Leistungselektronik (Leistungshalbleiter) eingesetzt. Thyristoren können höhere Ströme schalten, weisen aber eine geringere Schaltrate auf. Mit Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT) können höhere Schaltraten realisiert werden, bei geringeren Strömen.

Schaltbare Ventile sind wesentliche Komponenten für sogenannte FACTS-Technologien (Flexible AC Transmission Systems) wie HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), UPFC (Unified Power Flow Controller) oder TSC/ TCR (Thyristor Switched Capacitors/ Reactors).



Abbildung 4-61: Thyristoren (lichtgetriggert) [Quelle: Chunshu]



Abbildung 4-62: IGBT [Quelle: Semikron]

4.10 Literatur

- [3] Valentin Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, Springer-Verlag 2007
- [4] D. Oeding, B.R. Oswald: Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer-Verlag 2004
- [5] Gerhard Herold, Elektrische Energieversorgung I & II, J. Schlembach Fachverlag, Weil der Stadt 2001

4.11 Verständnisfragen

- Welche Arten von Drehstromleitungen kennen Sie?
- Welche Mastkopfbilder für Drehstromfreileitungen kennen Sie?
- Was versteht man unter Tragmasten, Abspannmasten und Verdrillungsmasten?
- Beschreiben Sie den grundsätzlichen Aufbau eines Freileitungssseils.
- Beschreiben Sie den grundsätzlichen Aufbau eines Einleiter- bzw. Mehrleiterkabels.
- Was versteht man unter einer homogenen Leitung und wie kann sie mathematisch beschrieben werden?
- Was versteht man unter dem Wellenwiderstand und der Ausbreitungskonstante einer homogenen Leitung?
- Welche Ersatzschaltbilder kann man für elektrisch kurze Leitungen verwenden?
- Wie werden Widerstandsbelag, Induktivitätsbelag und Kapazitätsbelag von Leitungen bestimmt?
- Warum und wie werden Leitungen verdrillt?
- Was ist ein Bündelleiter und wie wirkt sich ein Bündelleiter auf Widerstandsbelag, Induktivitätsbelag und Kapazitätsbelag aus?
- Was versteht man unter einer verlustlosen Leitung?
- Welche Probleme treten bei leerlaufenden Leitungen auf?
- Was ist das Ziel von Leitungskompensation, und wie kann sie durchgeführt werden?
- Welche Probleme entstehen beim Betrieb von Kabeln gegenüber Freileitungen verstärkt?
- Welche Arten von Transformatoren kennen Sie und wie unterscheiden Sie sich hinsichtlich Aufbau und Verwendung?
- Welche Informationen enthält die Schaltgruppe eines Drehstromtransformators?
- Welche Modelle für Drehstromtransformatoren gibt es und wie unterscheiden sie sich? Welche Gesichtspunkte werden dabei wie modelliert, welche vernachlässigt?
- Welche Forderungen müssen erfüllt sein, damit ein Parallelbetrieb von Transformatoren möglich und sinnvoll ist?
- Erklären Sie das Zustandekommen von Inrush-Strömen.
- Welchen Einfluss hat die Sternpunktbehandlung auf das Verhalten im Nullsystem?
- Welche Ausführungen von Synchrongeneratoren kennen Sie?
- Was unterscheidet Synchron- von Asynchronmaschinen?
- Wofür werden Drosselpulen in elektrischen Energiesystemen eingesetzt?

Mögliche Prüfungsaufgaben könnten sein:

Die Generatoren eines Wasserkraftwerkes in Österreich sollen eine synchrone Drehzahl von 200 U/min aufweisen. Wie viele Pole haben die Generatorläufer?

- 15 Pole
- 18 Pole
- 30 Pole

Wie verhält sich eine Leitung, die oberhalb der natürlichen Leistung betrieben wird, gegenüber dem Energiesystem?

- Eher wie eine Induktivität
 - Eher wie eine Kapazität
 - Eher wie ein Widerstand
-

Welches Bauelement kann eingesetzt werden, um eine unterhalb der natürlichen Leistung betriebene Leitung zu kompensieren?

- Eine Drosselpule (Induktivität)
 - Eine Kondensatorbatterie (Kapazität)
 - Ein Widerstand
-

Welche Punkte müssen beim Parallelschalten von Transformatoren berücksichtigt werden? (mehrere Antworten möglich)

- Die Transformatoren sollten eine ähnliche Leistung haben
- Das komplexe Übersetzungsverhältnis muss gleich sein
- Die bezogene Kurzschlussspannung sollte gleich sein

5 Energiewandlung

5.1 Übersicht

Nach dem Energieerhaltungssatz kann Energie nicht erzeugt oder vernichtet werden, sondern nur von einer Form in eine andere umgewandelt werden. Mit dem Begriff „Energieerzeugung“ bezeichnet man daher (nicht ausschließlich umgangssprachlich) die Erzeugung einer gewünschten Form von Energie, meist elektrischer Energie, aus einer anderen Energieform durch **Energiewandlung**. Wir bezeichnen im Folgenden mit **Energieerzeugung** die Erzeugung elektrischer Energie durch Energiewandlung.

Entsprechend bedeutet **Energieverbrauch** nicht die Vernichtung von Energie, sondern bezeichnet üblicherweise die **Endanwendung** (oft elektrischer) Energie z.B. im Haushalt, die in der Regel ebenfalls aus einer Energiewandlung besteht. In einer elektrischen Beleuchtungseinrichtung wird elektrische Energie z.B. in Licht und Wärme gewandelt. **Verluste** bedeuten ebenfalls keine Vernichtung von Energie, sondern die nicht erwünschte Wandlung eines Teils der Energie in eine ggf. nicht weiter nutzbare Energieform.

Die Erzeugung elektrischer Energie kann über unterschiedliche Wege der Energiewandlung stattfinden (Abbildung 5-1). Ein immer noch sehr großer Teil findet über thermische Energie, also Wärme, in **thermischen Kraftwerken** statt. Die Wärme wird durch

- Verbrennung, d.h. Freisetzung chemischer Bindungsenergie durch Oxidation aus dem Primärenergieträger (z.B. fossile Energieträger wie Kohle, Öl, Gas, aber auch Müll oder Biomasse),
- Kernspaltung, d.h. Freisetzung atomarer Bindungsenergie aus spaltbarem Material, dem Kern „brennstoff“ (z.B. ^{235}U), oder auch durch
- (konzentrierte) Sonneneinstrahlung oder Entnahme aus einem Reservoir (Geothermie)

erzeugt.

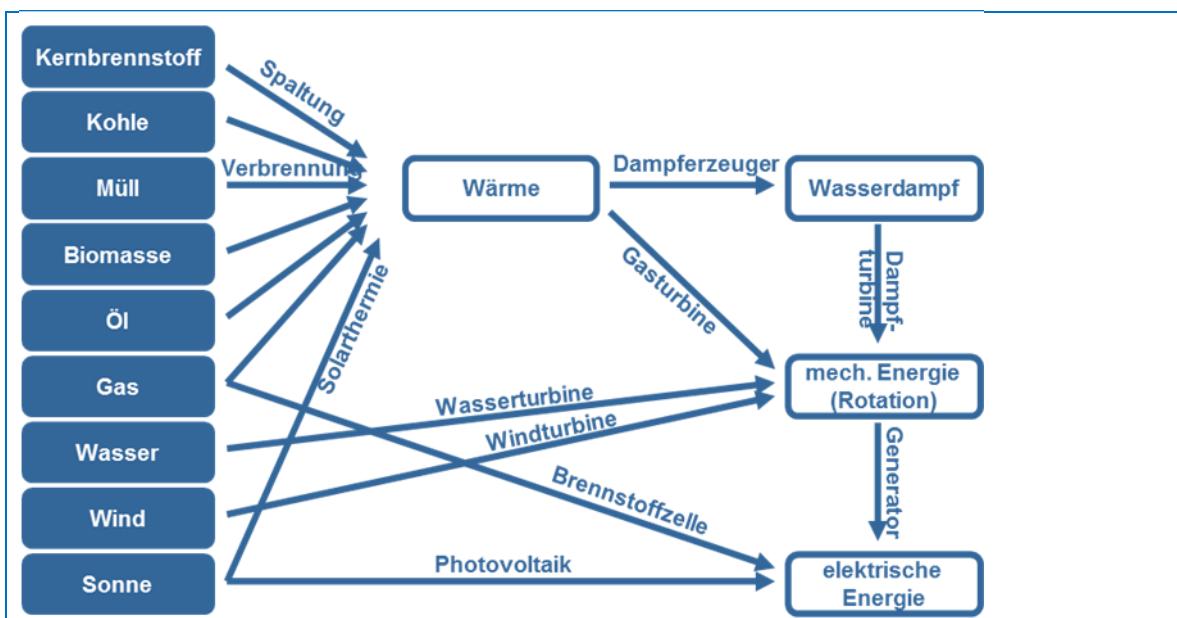


Abbildung 5-1: Wege der Energiewandlung

Diese Wärme wird z.B. in einer Gasturbine direkt in Rotationsenergie, also mechanische Energie umgesetzt oder zum Verdampfen eines Arbeitsmediums, meist Wasser, verwendet und der Dampf

in einer Dampfturbine entspannt, wobei ebenfalls mechanische Energie erzeugt wird. Die Wandlung von thermischer Energie in Bewegung („Dynamik“) wird durch das Fachgebiet der Thermodynamik beschrieben. Gas- oder Dampfturbine treiben einen Generator an, in dem die mechanische Arbeit in elektrische Energie gewandelt wird.

Das Antriebsmoment für den Generator kann aber auch durch Wandlung der kinetischen Energie eines strömenden Mediums, z.B. Luft („Wind“) in einer **Windkraftanlage** oder Wasser in einem **Wasserkraftwerk** in einer Turbine in Rotationsenergie erzeugt werden. Der überwiegende Anteil der elektrischen Energieerzeugung erfolgt über rotierende elektrische Maschinen.

In einer **Brennstoffzelle** kann die chemische Bindungsenergie eines „Brennstoffs“ direkt in elektrische Energie gewandelt werden. Bei der **Photovoltaik** wird Licht direkt in elektrische Energie umgesetzt.

Um die unterschiedlichen Wege der Energiewandlung miteinander vergleichen und bewerten zu können, können unterschiedliche Bewertungskriterien für das Dargebot an Energie angewendet werden:

- **Wertigkeit**

Die Wertigkeit drückt die Verfügbarkeit des Dargebots an Primärenergie aus, da die Speicherbarkeit der erzeugten elektrischen Energie nur in begrenztem Maße (z.B. über Pumpspeicherkraftwerke) gegeben ist. Deshalb muss bei wechselndem Verbrauch auch immer ein entsprechend großes Dargebot verfügbar sein und vorgehalten werden. Entsprechend Tabelle 5-1 haben von erneuerbaren Energien nur Wasserkraft und Biomasse eine hohe Wertigkeit, da das Wasserdargebot in Flüssen relativ zeitlich gleichmäßig und mittelfristig prognostizierbar ist. Bei der Biomasse ist ebenfalls eine Prognose der Stromerzeugung einfacher möglich, da die meisten Anlagen wärmegeführt sind.

- **Leistungsdichte**

Das mittlere Dargebot beschreibt die im Jahresmittel verfügbare Leistungsdichte in W/m². Regenerative Energien haben eine niedrige mittlere Leistungsdichte. Es sind daher große Kollektorflächen in Form von z.B. Rotorflächen oder Solarflächen erforderlich. Anlagen mit hohem Dargebot benötigen nur kleine Kollektorflächen und sind durch die große mittlere Leistungsdichte besonders wirtschaftlich, da weniger Anlagen erforderlich sind.

Bei Laufwasserkraft ist die Leistungsdichte hoch, da die Gerinne (Bach, Fluss) eine Dargebotsverdichtung und gleichzeitig eine Speicherwirkung zur Vergleichmäßigung des Dargebots erbringen.

Besonders ungünstig stellt sich die Biomasse dar mit einer niedrigen Leistungsdichte von im Jahresmittel nur etwa 1 W/m². Es sind große Agrar- oder Waldflächen erforderlich, die dann für andere Nutzung z.B. zur Nahrungsmittelproduktion verloren gehen.

Bei nicht-erneuerbaren Energieträgern wird die mittlere Leistungsdichte ebenfalls maßgeblich davon geprägt, ob man den Flächenverbrauch für die Gewinnung und Verarbeitung des (fossilen) Energieträgers berücksichtigt. Bei Tagebau (Braunkohle, Uran) werden erhebliche Flächen beeinträchtigt.

- **Erntefaktor**

Der Erntefaktor beschreibt das Verhältnis der über die Lebensdauer mit dieser Anlage gewonnenen Nutz-Energie zu der für den Bau und die Erhaltung einer Anlage aufgebrachten Energie. Hohe Erntefaktoren bedeuten eine lange Nutzungsdauer wie bei Wasserkraft bzw. geringe Investitionskosten bei mittleren Lebensdauern wie bei Windkraft. Kraftwerke mit nichterneuerbaren Energieträgern haben einen Erntefaktor < 1, wenn man den Energieinhalt des Brennstoffs mit in die aufgebrachte Energie hineinrechnet.

- **Stromgestehungskosten**

Als Stromgestehungskosten (umgangssprachlich auch Stromerzeugungskosten) werden die Kosten bezeichnet, die bei der Energiewandlung in elektrische Energie entstehen. Sie

werden in Kosten pro Energieeinheit, meist €/MWh, angegeben. Die Stromgestehungskosten hängen ganz erheblich davon ab, welche Aufwendungen (z.B. CO₂-Zertifikate, indirekte Subventionen) und externe Effekte („Externalitäten“, z.B. Umweltbeeinträchtigungen) tatsächlich in die Kosten eingerechnet werden und sind deshalb auch Gegenstand der gesellschaftlichen Diskussion. Abgeschriebene Kraftwerke, bei denen keine Brennstoffkosten (z.B. Wasserkraft) und nur geringe Betriebskosten entstehen, können deutlich geringere Stromgestehungskosten aufweisen und deshalb wirtschaftlich sein.

- **Vollaststunden**

Die Vollaststunden geben die Zeit in Stunden an, in der unter Vollast das Regelarbeitsvermögen (die mittlere Jahresenergieproduktion) rechnerisch erbracht werden könnte. Die Vollaststunden sind abhängig von Energiedargebot (z.B. Wind, Sonne), aber auch von den Betriebs- und Brennstoffkosten (z.B. Gas). Die Anzahl der Vollaststunden ist beispielsweise bei Windkraftanlagen oder Photovoltaik hauptsächlich durch die Wetterverhältnisse am Aufstellungsort (d.h. die geringe Wertigkeit) beeinflusst, während die Betriebskosten praktisch keine Rolle spielen. Gaskraftwerke werden dagegen wegen der relativ hohen Brennstoffkosten oft als Spitzentaktkraftwerke eingesetzt, was die rechnerischen Vollaststunden trotz hoher Wertigkeit reduziert. Anlagen mit sehr hohen Investitionskosten, aber sehr geringen Brennstoffkosten (z.B. Kernkraftwerke) werden häufig als Grundlastkraftwerke eingesetzt und weisen deshalb eine hohe Zahl von Vollaststunden auf (Tabelle 5-2).

$$\begin{aligned} \text{Vollaststunden} = \\ = \text{Regelarbeitsvermögen [Wh, kWh, MWh,...]} / \text{Nennleistung [W, kW, MW,...]} \end{aligned} \quad (5-1)$$

	Wertigkeit	Mittlere Leistungsdichte in W/m²	Erte-faktor	Stromgestehungskosten in €/MWh
Kernenergie	100%	1000...100.000	< 1	35...100
Kohle	100%	100...100.000	< 1	30...70
Erdgas	100%	100.000	< 1	40
Biomasse	100%	0,5...1	10...30	100
Wasserkraft	100%	10.000-20.000	200...300	20...100
Windenergie	20%	100...200	100...200	40...90
Photovoltaik	12%	10...15	10...25	100...600

Tabelle 5-1: Vergleich unterschiedlicher Energiequellen

Energiträger	Vollaststunden
Kernenergie	7710
Braunkohle	6640
Biomasse	ca. 5000
Steinkohle	3550
Lauf- und Speicherwasser	3510
Erdgas	3170
Mineralöl	1640
Wind	1550
Pumpspeicher	970
Photovoltaik	910

Tabelle 5-2: Vollaststunden verschiedener Kraftwerkstypen (D, 2007)

5.2 Gasturbinenkraftwerke

5.2.1 Gasturbinen

In Gasturbinen wird, wie in Abbildung 5-2 erwähnt, flüssiger oder gasförmiger Brennstoff verbrannt und die im Brennstoff enthaltene Energie in mechanische Rotationsenergie umgewandelt. Als Brennstoffe für Gasturbinen dienen:

- flüssig: Öl
- gasförmig: Naturgas, Gichtgas, ...

Die Nutzleistung heutiger Gasturbinen geht bis etwa 400 MW (elektrisch). Weil mehr als 60% der Leistung für den Verdichter benötigt wird, bedeutet das Arbeitsleistungen der Turbine bis zu 1.000 MW.

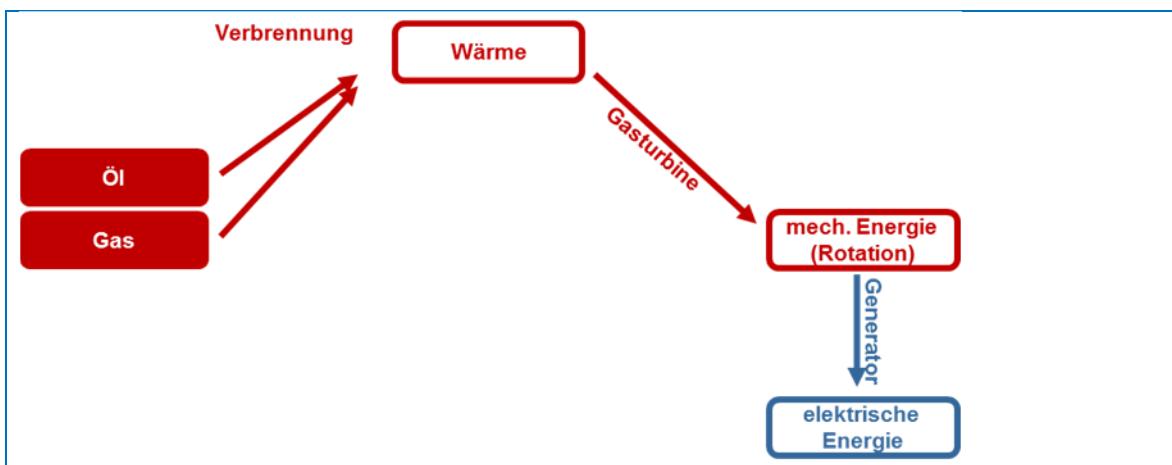


Abbildung 5-2: Energiewandlung in Gasturbinen

Der Wirkungsgrad von Gasturbinen liegt bei 32% bis 38%, die modernsten Gasturbinen erreichen bis zu 40% Wirkungsgrad. Wirkungsgradverbesserungen erfordern eine Erhöhung der Arbeitstemperatur, die durch die Festigkeit der verwendeten Werkstoffe und die Entstehung von unerwünschten Verbrennungsprodukten begrenzt ist. Daher wird versucht, durch eine Optimierung der dreidimensionalen Schaufelprofile, der intensiven Kühlung durch in den Schaufeln verlaufenden Kühlkanäle und neuartige Werkstoffe (keramische Überzüge, monokristalline Schaufeln) den möglichen Wirkungsgrad auszureißen (Abbildung 5-5 bis Abbildung 5-8).

Eine weitere Möglichkeit der besseren Ausnutzung des Energieinhalts des Brennstoffs besteht in der Kombination von Gas- und Dampfturbinenprozess. Dabei werden die immer noch vergleichsweise heißen Abgase der Gasturbine (ca. 550°C) genutzt, um Wärme für einen Dampfprozess bereitzustellen. Solche kombinierten Gas- und Dampfprozesse (GuD bzw. CC, „Combined Cycle“) erreichen Gesamt-Wirkungsgrade bis und über 60%. Besteht die Möglichkeit der Fernwärmeauskopplung, lässt sich der Wirkungsgrad noch weiter steigern.

Die Optimierung des Wirkungsgrades z.B. durch Reduzierung der Spaltmaße zwischen Rotor und Stator erfordert aber auch besonderes Augenmerk für die thermische Ausdehnung der einzelnen Komponenten und schränkt die Leistungsgradienten, d.h. die Schnelligkeit der Leistungsänderung der Gasturbinen ein. Trotzdem eignen sich Gasturbinenkraftwerke, weil sie nicht wie Dampfkraftwerke über einen Kessel verfügen und damit nicht so große thermische Zeitkonstanten aufweisen, zur Bereitstellung kurzfristig benötigter Energie (Anfahrzeiten aus dem Kalten ca. 30 min, kann durch vorgewärmtes Standby weiter reduziert werden).

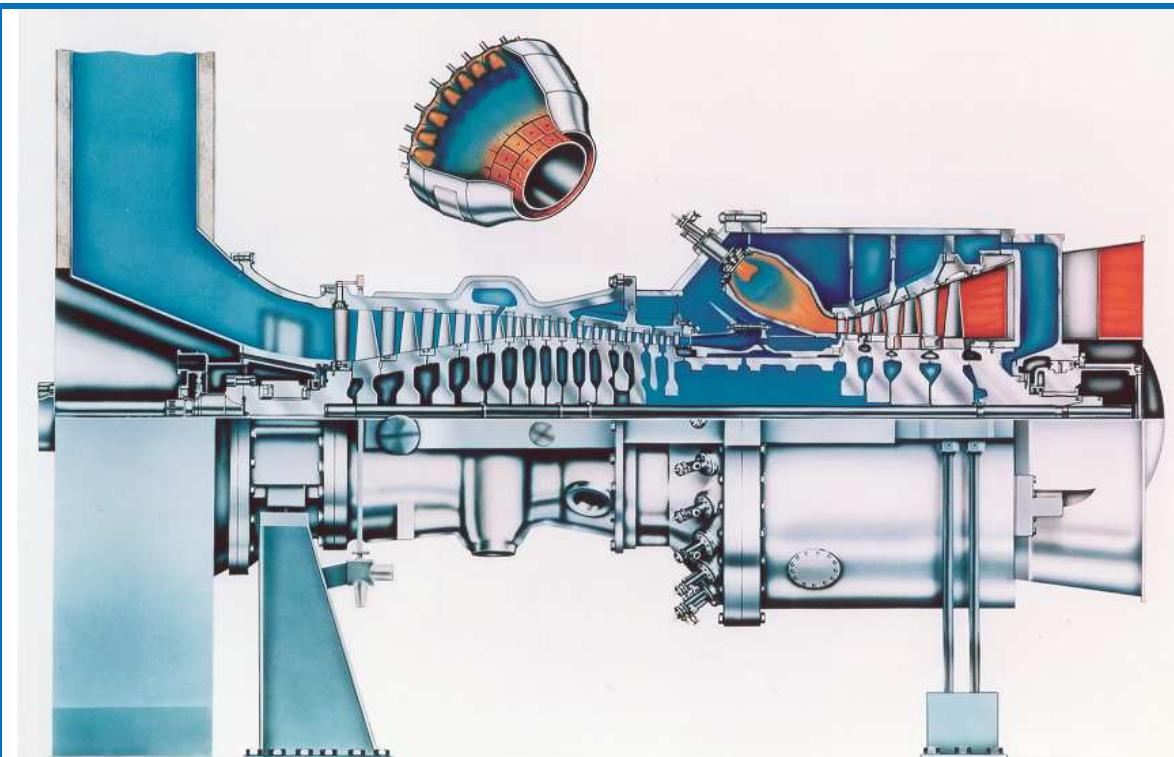


Abbildung 5-3: Schnitt durch eine Gasturbine, Modell V94.3A / V84.3A [Quelle: Siemens]

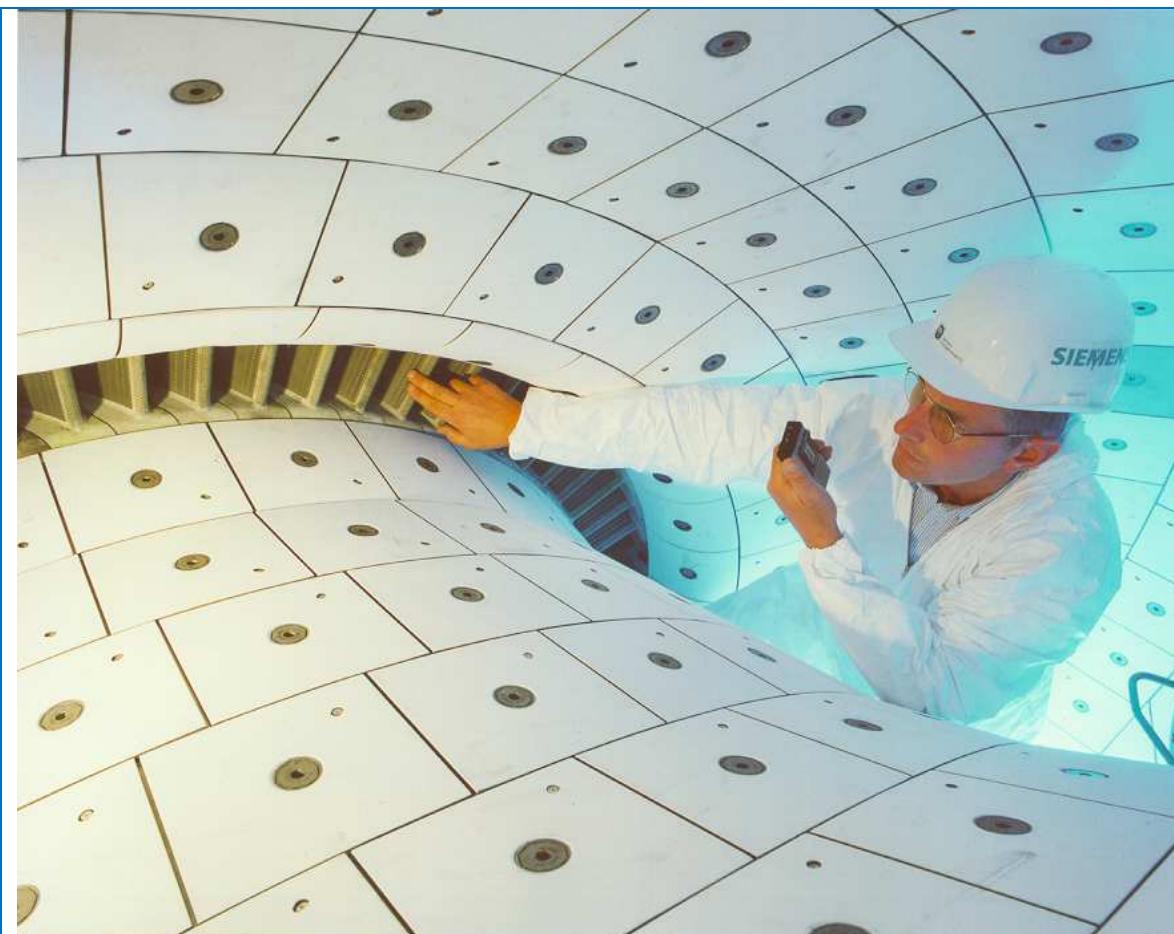


Abbildung 5-4: Gasturbine, Model V94.3A, mit inspizierbarer Ringbrennkammer und Hybridbrennern [Quelle: Siemens]

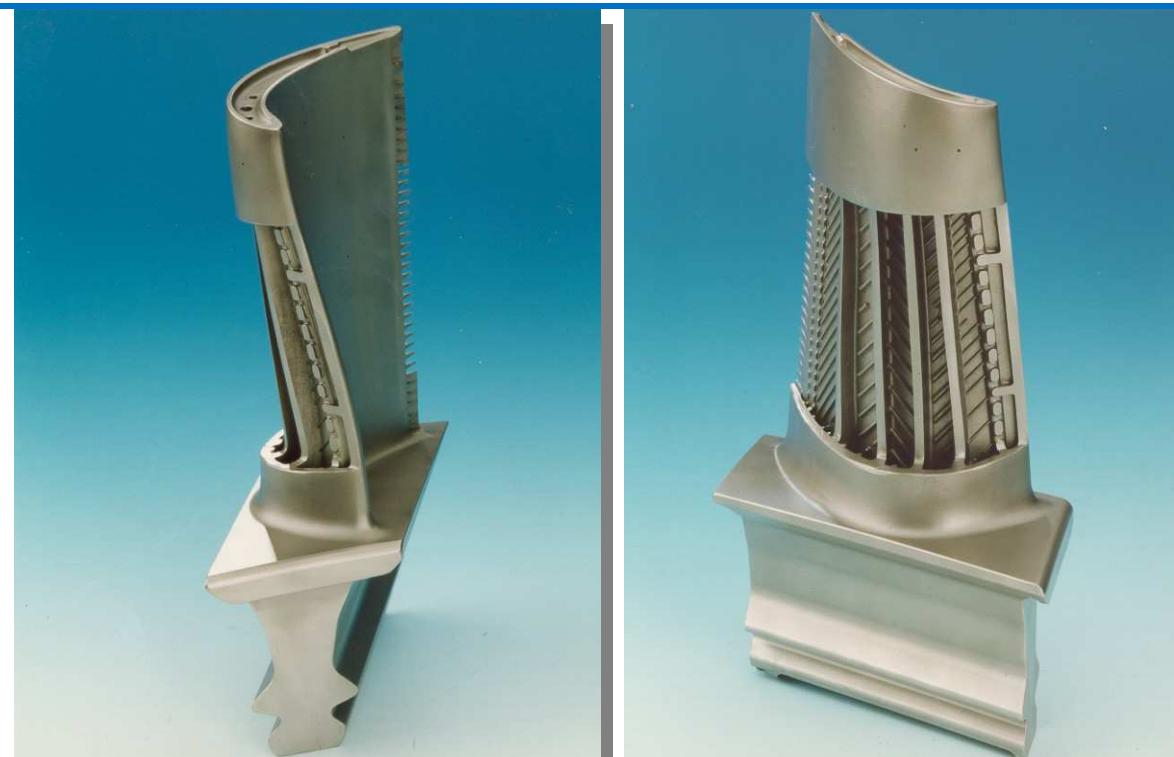


Abbildung 5-5: Einkristalline Rotorschaufeln (erste Turbinenstufe) einer Gasturbine (Modell V84.3A) mit innenliegenden Kühlkanälen [Quelle: Siemens]



Abbildung 5-6: Rotorschaufelreihen einer Gasturbine (Modell V84.3A) [Quelle: Siemens]

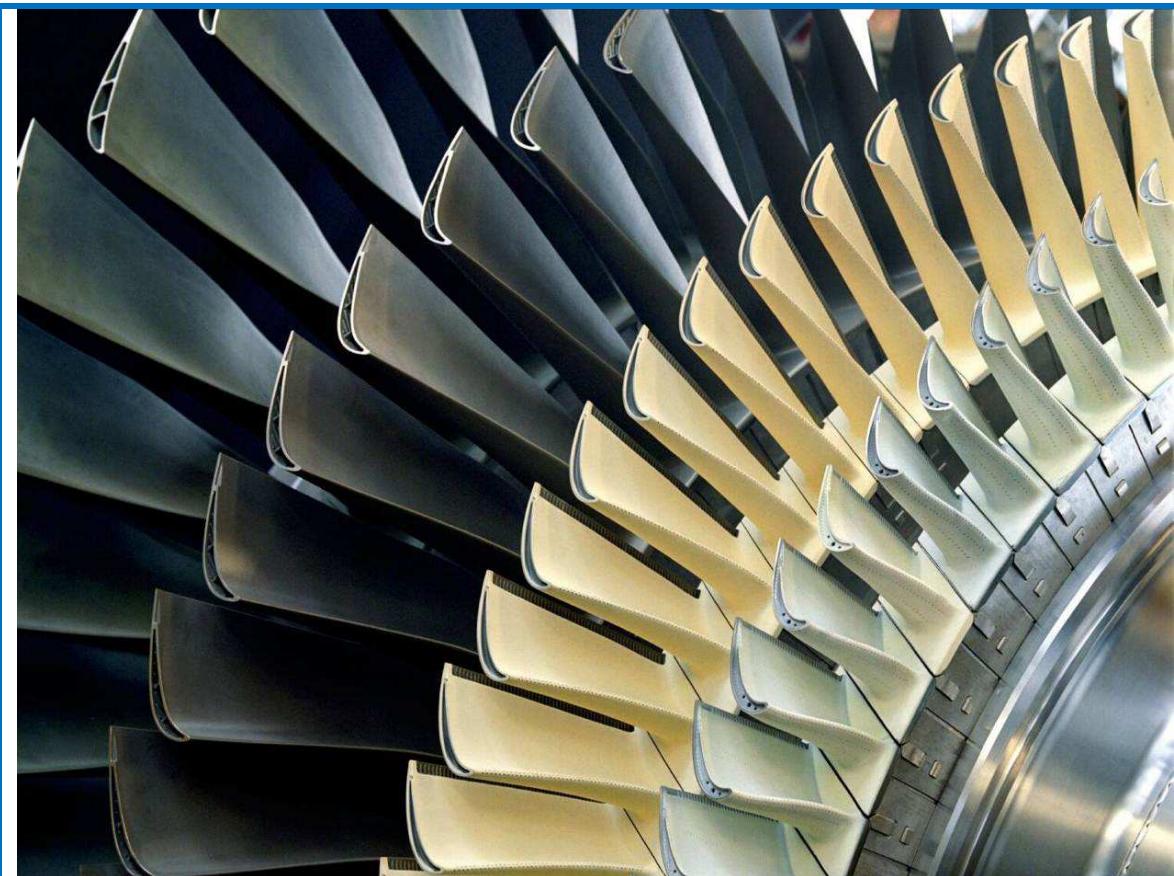


Abbildung 5-7: Turbinenschaufeln [Quelle: Siemens]



Abbildung 5-8 (links): Statorschaufel (erste Turbinenstufe) einer Gasturbine (Modell V84.3A) und (rechts): Verdichterschaufel einer Gasturbine [Quelle: Siemens]

5.2.2 Funktionsprinzip der Gasturbinen

Eine Gasturbinenanlage besteht in der Regel aus einem Verdichter, einer Gasturbine, einer Brennkammer sowie einen Generator (Abbildung 5-9).

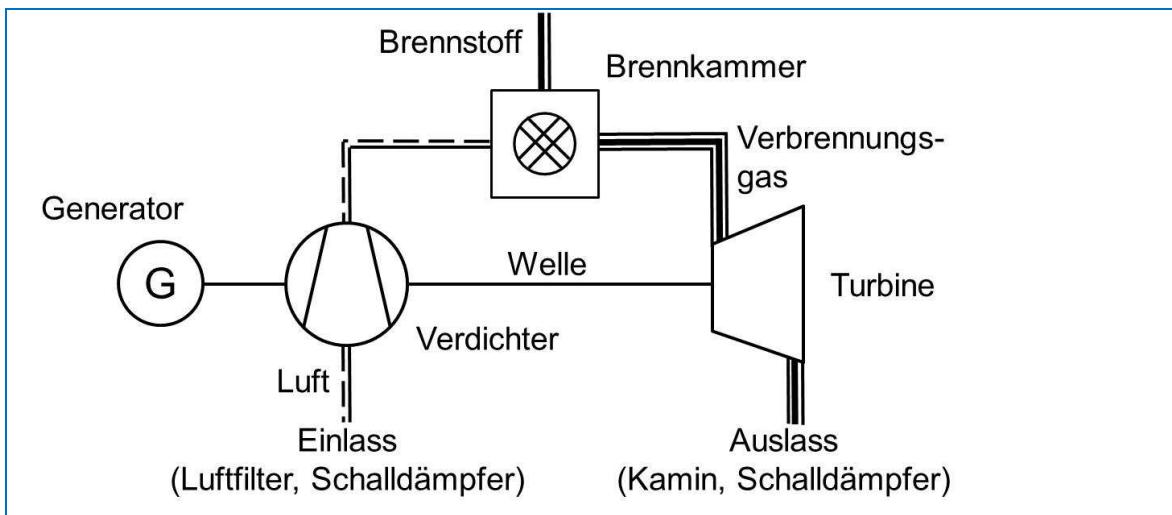


Abbildung 5-9: Offen betriebene Gasturbinenanlage

In einer offenen Anlage wird die Luft angesaugt und in einem Verdichter auf den Arbeitsdruck komprimiert. In der Brennkammer wird Brennstoff eingesetzt, z.B. Erdgas oder Heizöl, und verbrannt. Durch die Verbrennung expandiert das Gas bei konstantem Vordruck in der Brennkammer und wird in der angeschlossenen Gasturbine isentrop entspannt. Die Gasturbine treibt über die gemeinsame Welle sowohl den Verdichter wie auch den Generator an.

Ein Anwurfmotor bringt den Verdichter und die Turbine auf die Startdrehzahl, bei der ein Mindestwert des Kompressionsdrucks aufgebaut wird. Danach wird Brennstoff eingesetzt und gezündet und die Anlage läuft selbstständig auf die Nenndrehzahl hoch.

Erst anschließend wird der Generator mit dem Netz synchronisiert und die Generatorleistung allmählich bis zur Nennleistung gesteigert. Diese so genannte Lastaufnahme ist mit einer Erhöhung der Brennstoffzufuhr und damit der thermischen Leistung verbunden. Dies kann nicht plötzlich erfolgen, da eine allmähliche Durchwärmung der Turbine erforderlich ist, um Wärmespannungen zu vermeiden, die zu einer Verminderung der Lebensdauer der Turbine führen würden. Insbesondere muss dabei sichergestellt werden, dass sich Rotor und Stator gleichermaßen thermisch ausdehnen.

Je nach Ausführung des Generators kann auch der Generator selber im motorischen Betrieb zum Anfahren des Gasturbinensatzes verwendet werden; der Anwurfmotor kann dann entfallen.

5.2.3 Bauformen von Gasturbinen

Abbildung 5-10 zeigt ein Beispiel für eine kleinere ausgeführte Gasturbinenanlage im Bereich weniger Megawatt. Auch hier wird die Frischluft zunächst vom Verdichter komprimiert und anschließend in der Brennkammer mit dem Brennstoff vermischt. Die bei der Verbrennung freiwerdende Energie treibt die Turbine an.

Moderne größere Gasturbinenanlagen sind in der Regel mit einer Ringbrennkammer ausgestattet (Abbildung 5-11). Ringbrennkammern erlauben eine höhere Energiedichte und kompaktere Bauform der Gasturbinenanlage. Dabei sind ringförmig um die Welle herum radial einzelne Brenner verteilt.

Ältere Ausführungen weisen noch monolithische tonnenförmige Einzelbrennkammern auf.

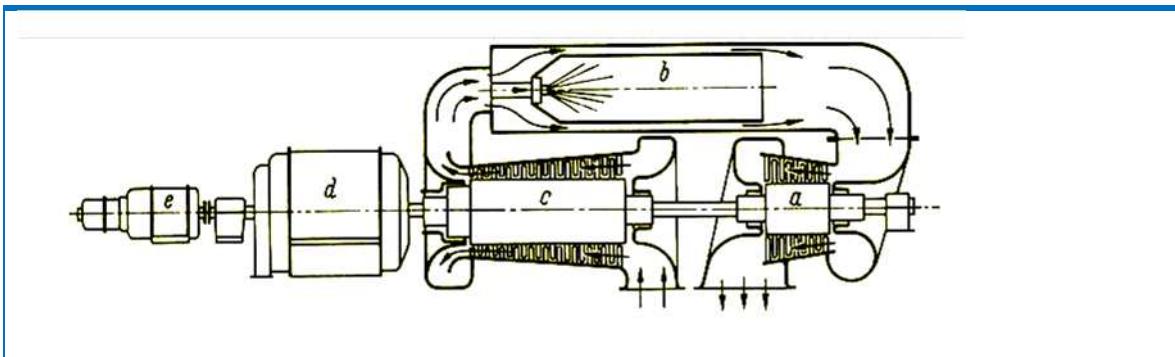


Abbildung 5-10: Gasturbinenanlage kleinerer Leistung
a Gasturbine, b Brennkammer, c Verdichter, d Generator, e Anwurfmotor

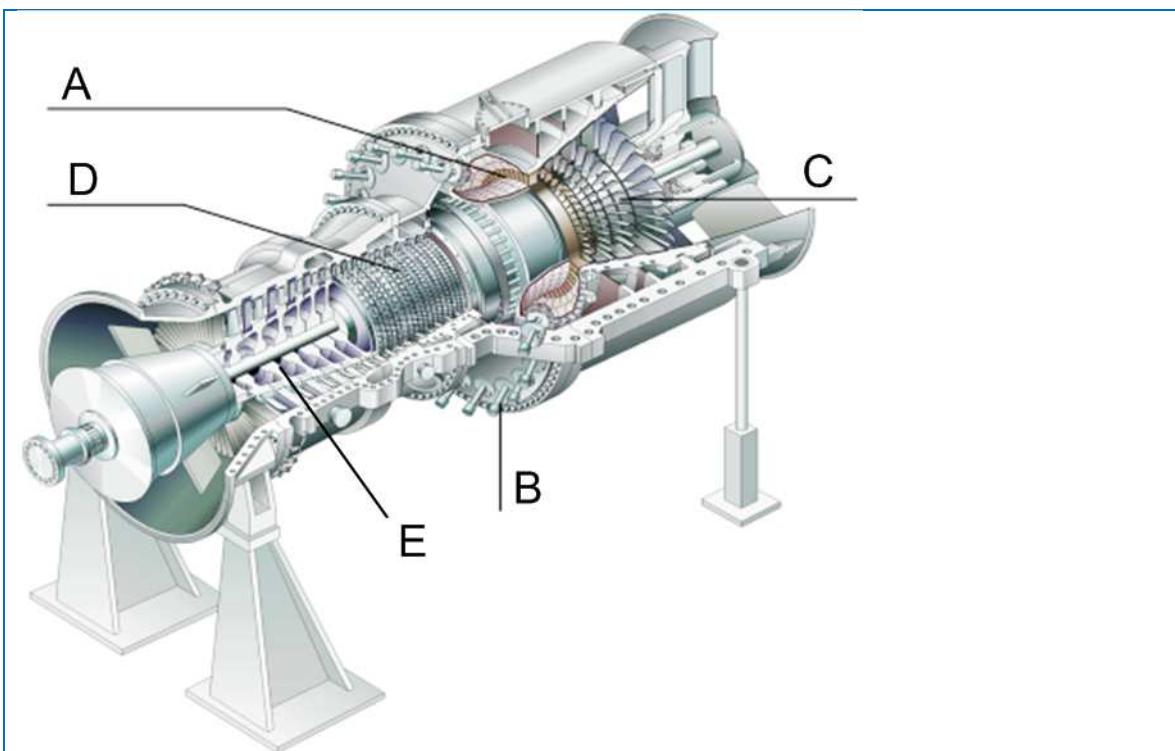


Abbildung 5-11: Gasturbine von etwa 350 MW Typ V84.3A (Siemens)
A Ringbrennkammer, B Gaszufuhr, C Gasturbine, D Verdichter, E Verstellbare Vorleitschaufelreihe

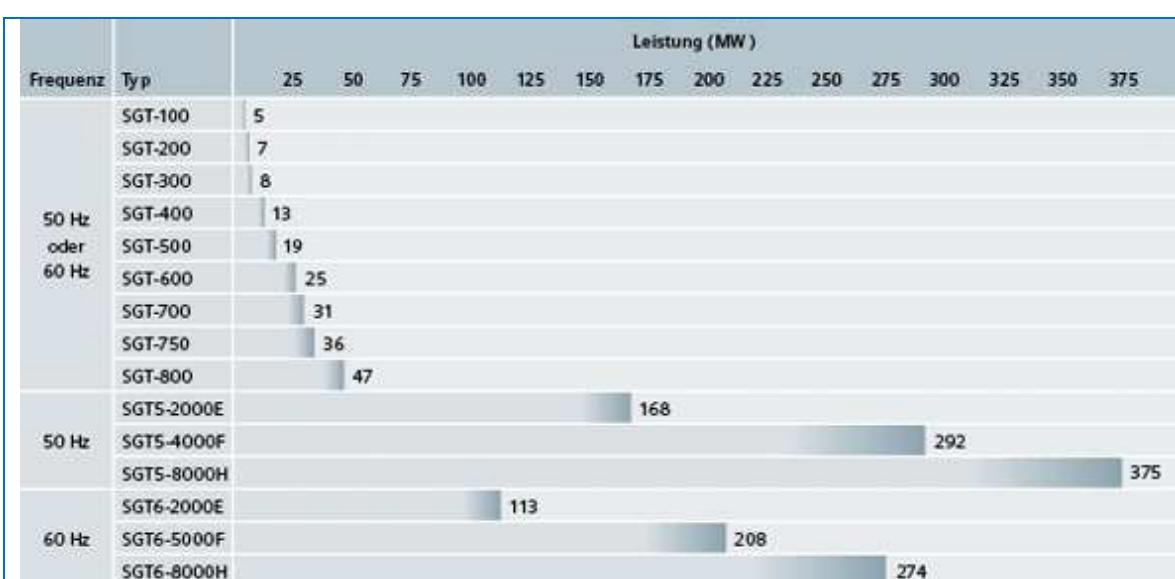


Abbildung 5-12: Gasturbinen-Portfolio von Siemens, für 50Hz und 60Hz-Netze [Quelle: Siemens]

5.2.4 Einsatz von Gasturbinenkraftwerken

Die Startzeit eines Gasturbinenkraftwerks aus dem Stillstand bis zum Nennbetrieb ist kurz im Vergleich zu der eines Dampfkraftwerks. Deshalb kommt Gasturbinenkraftwerken nach (hydraulischen) Speicherwerkten eine besondere Bedeutung bei der Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie zu. Darüber hinaus ist ihre Einsatzzeit gegenüber Speicherwerkten nicht durch die Größe des Speichers begrenzt. Die zulässigen Leistungsgradienten von Gasturbinen werden durch die zulässigen Temperaturgradienten begrenzt.

Die Investitionskosten für Gasturbinenkraftwerke sind kleiner als bei Dampfkraftwerken vergleichbarer Größe. Dafür sind die Brennstoffkosten größer. Gasturbinenkraftwerke machen einen Großteil der Energieerzeugung in Ländern mit hohen Öl- und Gas-Ressourcen aus, weil dort die Brennstoffkosten eine untergeordnete Rolle spielen.

Die nutzbare Turbinenleistung hängt vom Massenstrom und der Temperatur innerhalb der Gasturbine ab. Die Temperatur lässt sich oft durch eine verstellbare Vorleitschaufelreihe („Adjustable inlet/ intake guide vanes“ IGV) beeinflussen. Je nach Gasturbine variiert die Abgastemperatur mit Leistung und Massenstrom oder wird über einen weiten Bereich konstant gehalten (Abbildung 5-13).

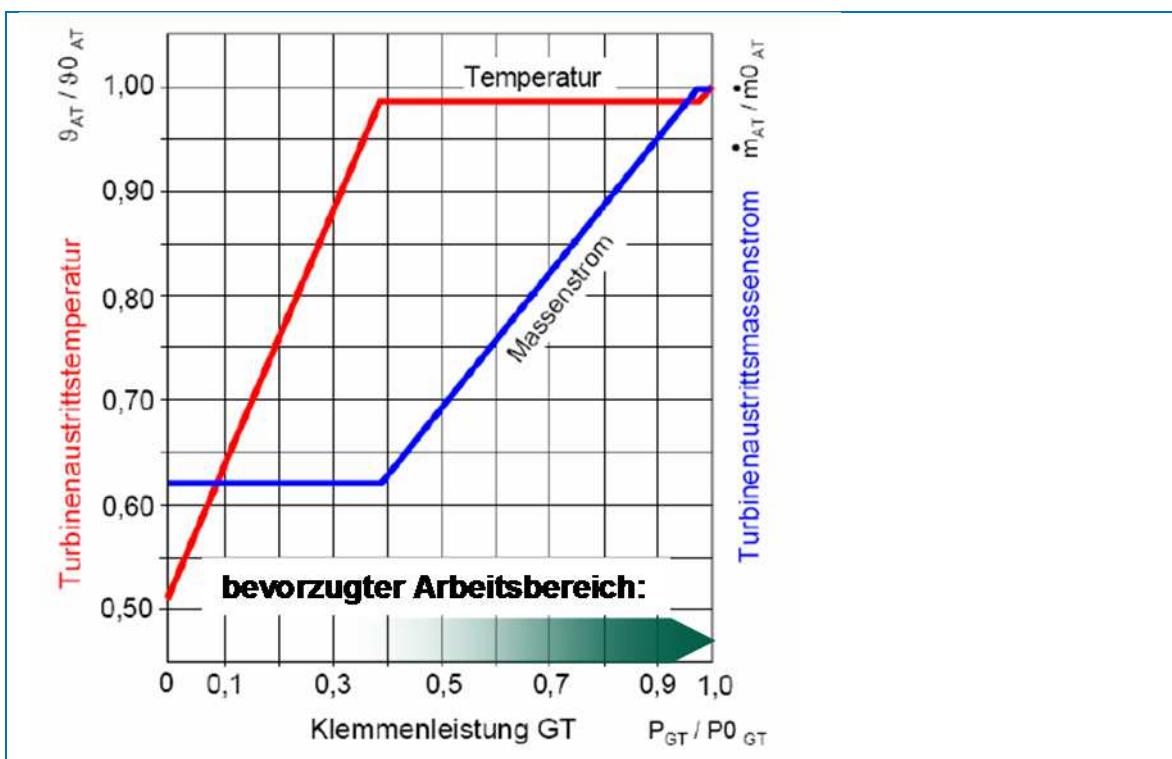


Abbildung 5-13: Abgastemperatur und Massenstrom von Gasturbinen (Temperatur konstant)

Insbesondere bei zunehmender Einbindung (nicht vollständig steuerbarer) regenerativer Energieerzeuger wie Windkraftanlagen können Gasturbinenkraftwerken neue Regelfunktionen zukommen, indem sie z.B. als relativ schnell verfügbare Reserve Prognosefehler ausgleichen.

5.3 Dampfkraftwerke

In Dampfkraftwerken wird, wie in Abbildung 5-14 dargestellt, in der Regel die im Brennstoff chemisch gespeicherte Energie durch Verbrennung freigesetzt und die dabei entstehende Wärme genutzt, um Wasser in einem Kessel zu verdampfen. Der Wasserdampf wird dann in einer Dampfturbine entspannt, die einen Generator antreibt.

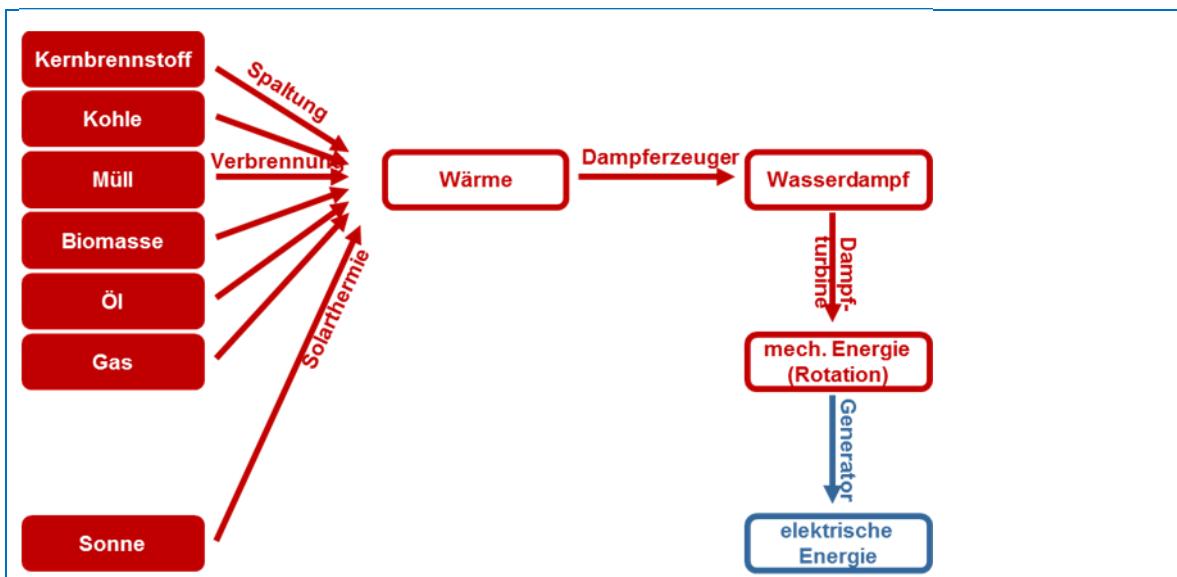


Abbildung 5-14: Energiewandlung in Dampfkraftwerken

Als Brennstoffe werden überwiegend Kohle (Stein- und Braunkohle) sowie Öl und Biomasse eingesetzt. In einer Solarthermischen Anlage kann der Dampf aber auch durch konzentriertes Sonnenlicht erzeugt werden. In Kernkraftwerken wird eine kontrollierte Kernspaltung zur Wärmeerzeugung genutzt.

Dampfkraftwerke (Abbildung 5-17 bis Abbildung 5-18) erreichen Wirkungsgrade bis und über 45%. Abbildung 5-15 zeigt die Komponenten eines Dampfkreisprozesses.

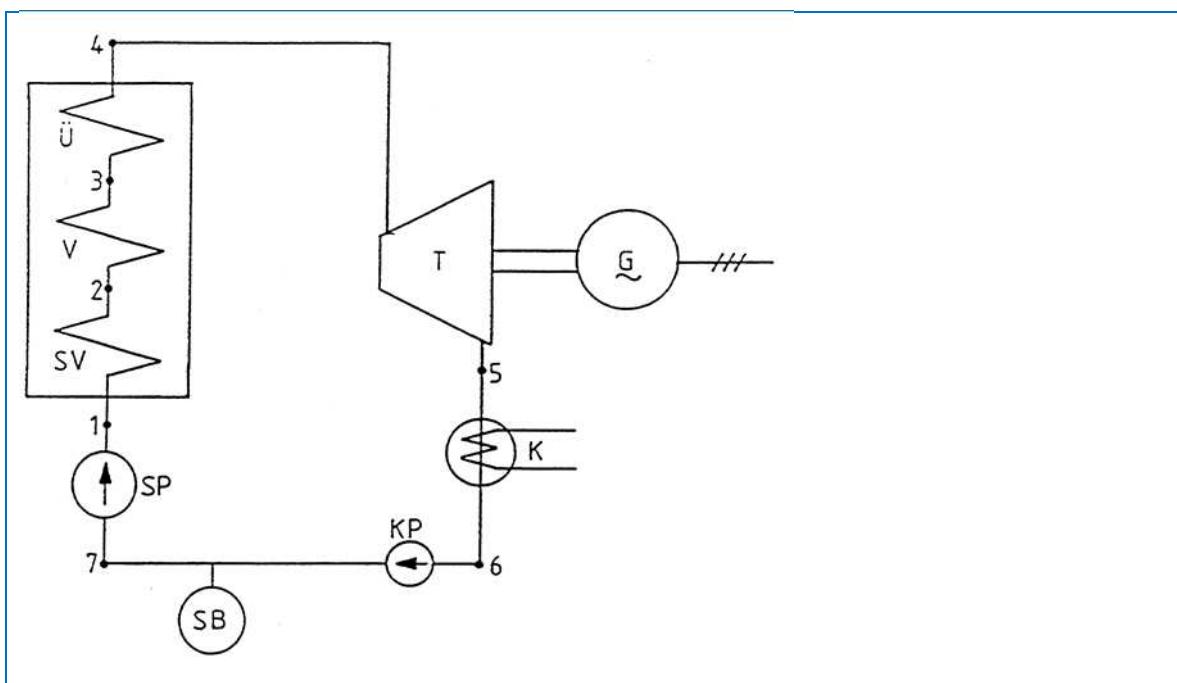


Abbildung 5-15: Dampfkreisprozess

Die **Speisepumpe** speist das Arbeitsmedium Wasser in den aus **Vorwärmer**, **Verdampfer** und **Überhitzer** bestehenden Kessel. Im Kessel verdampft das Wasser, und es entsteht Wasserdampf von hoher Temperatur und Druck. Der Wasserdampf wird in der **Turbine** entspannt und im **Kondensator** wieder zu Wasser kondensiert, das als **Speisewasser** wieder dem Dampfkreislauf zugeführt wird. Tabelle 5-3 zeigt typische Zustände des Wassers / Wasserdampfs nach Durchlauf durch die jeweiligen Komponenten.

Nr.	Komponente	Abkürzung	Temperatur dahinter	Druck dahinter
1	Speisepumpe	SP	35 °C	200 bar
2	Vorwärmer	SV	350 °C	200 bar
3	Verdampfer	V	350 °C	200 bar
4	Überhitzer	Ü	550 °C	200 bar
5	Turbine	T	30 °C	0,04 bar
6	Kondensator	K	30 °C	0,04 bar

Tabelle 5-3: Komponenten und typische Zustände im Dampfkreisprozess

Abbildung 5-16 zeigt die historische Entwicklung der Größenordnung von Dampfkraftanlagen und der maximal erreichten Zustände innerhalb des Dampfkreisprozesses.

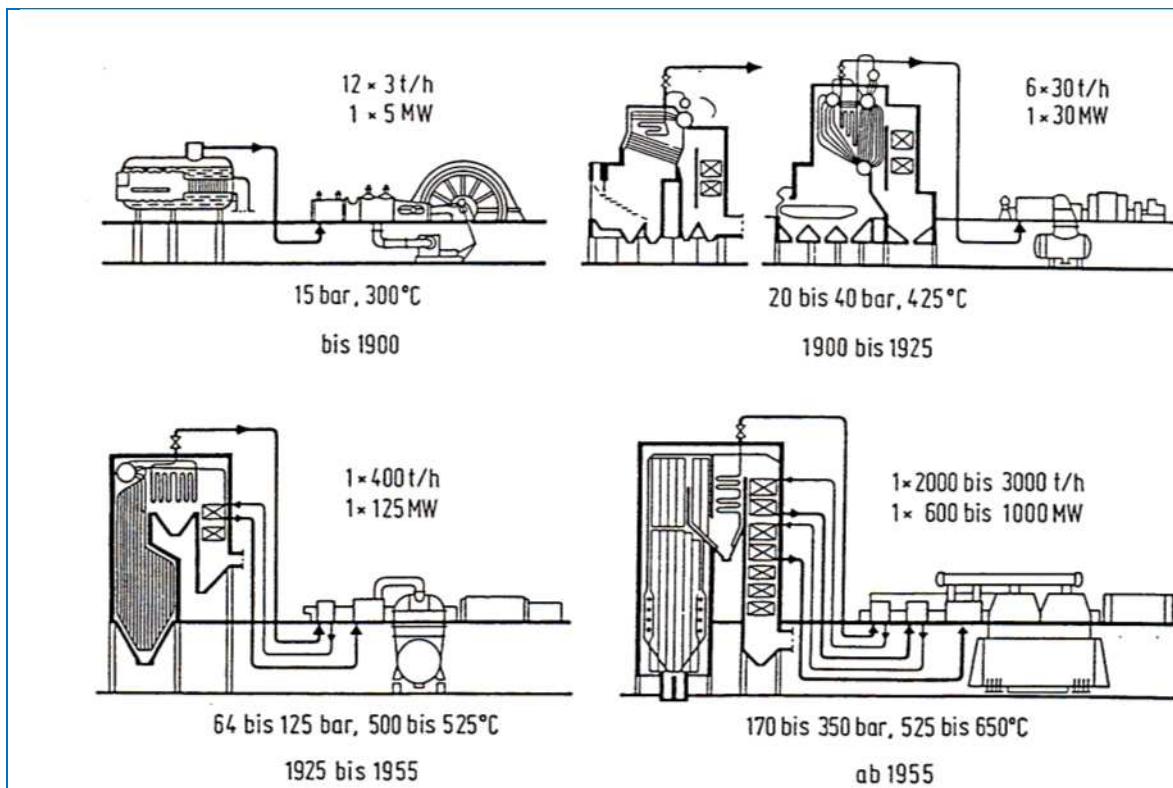


Abbildung 5-16: Historische Entwicklung

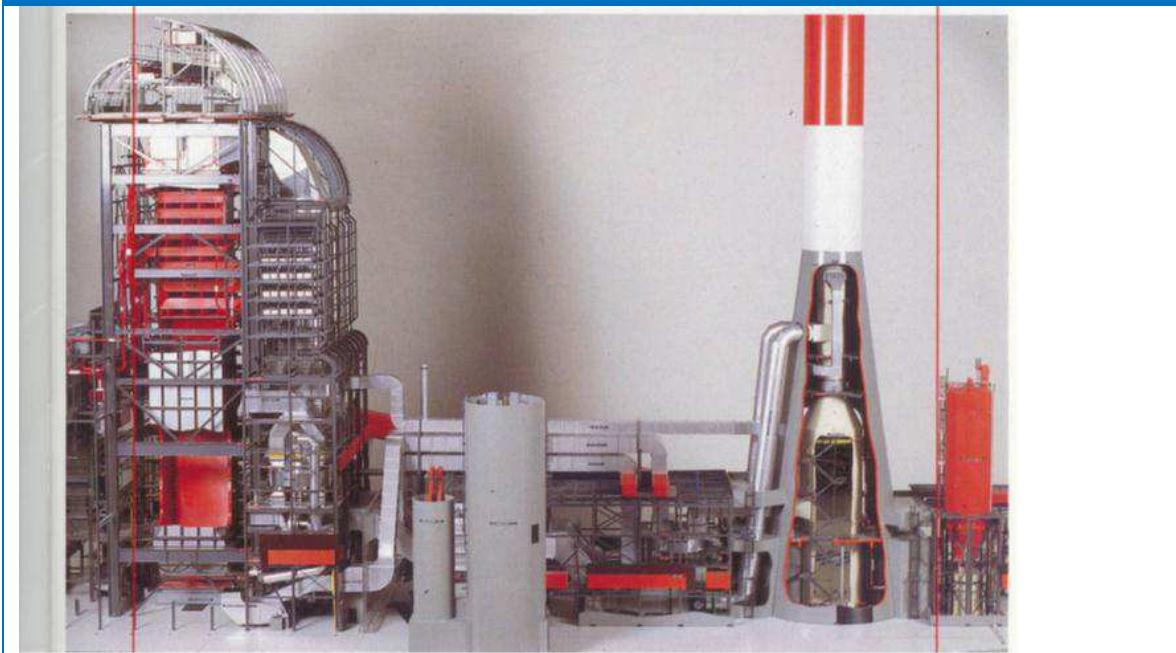


Abbildung 5-17: HKW Mellach



Abbildung 5-18: Niederdruck-Dampfturbine beim Einsetzen der Schaufeln

Gasturbinen erlauben mit bis zu 1200°C wesentlich höhere Eintrittstemperaturen als Dampfturbinen. Wegen der hohen Austrittstemperaturen und der hohen Verdichtungsarbeit ist der Wirkungsgrad von Gasturbinen auf etwa 38 bis 40 % beschränkt. Die Temperatur der Abgase von Gasturbinen liegt bei 550°C bis 700°C.

Dampfturbinen nutzen die Energie von etwa 550°C bis zu einem niedrigen Temperaturniveau von 30°C. Sie haben ein hohes Arbeitsverhältnis, das nahe bei Eins liegt und damit einen guten Wirkungsgrad.

Wenn beide Prozesse kombiniert werden, kann von einer Temperatur von 1200°C bis auf ein Niveau von 30°C abgearbeitet werden. Damit sind sehr hohe Wirkungsgrade möglich. Das Anlagentheoriebild ist in Abbildung 5-19 dargestellt. Die Abwärme der Gasturbine wird einem Dampfkessel zugeführt. Gas- und Dampfprozess (GuD) bilden hier getrennte Einheiten mit getrennten Generatoren.

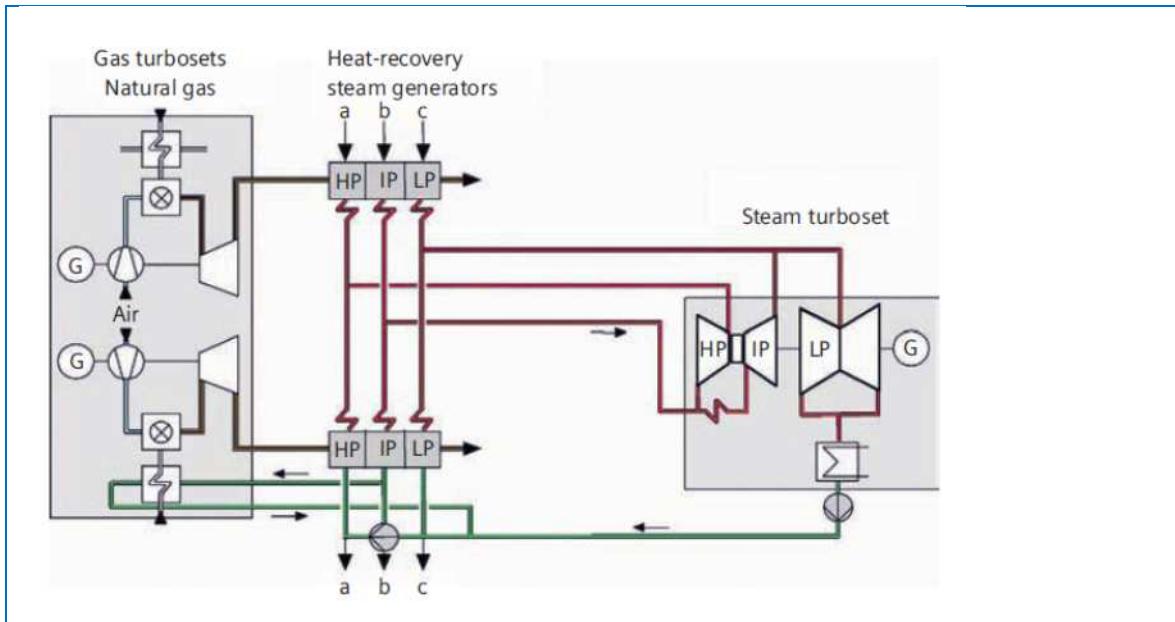


Abbildung 5-19: Kombinierter Gas-Dampfturbinenprozess [Quelle: Siemens]

Heute werden häufig die Gas- und die Dampfturbine auf eine gemeinsame Welle gesetzt, an die ein gemeinsam genutzter Generator angebunden ist. Beim Anfahren wird zunächst die Gasturbine mit dem Generator aktiviert. Die Abwärme heizt den Dampfkessel auf und der Nassdampf wird zum Vorwärmen der noch nicht angekoppelten Dampfturbine verwendet. Wenn die Solltemperatur des Dampfkessels erreicht ist, wird die Dampfturbine hochgefahren. Sie ist mit einer Überholkupplung an die gemeinsame Welle geschaltet. Wenn sie die Nenndrehzahl erreicht hat, wird sie mit der Welle gekuppelt und liefert einen weiteren Teil des Antriebsmomentes.

5.4 Kernkraftwerke

In Kernkraftwerken (KKWs) wird als Wärmequelle für einen Dampfkreisprozess die bei der kontrollierten Kernspaltung spaltbarer Materialien, oft ^{235}U , freiwerdende Energie genutzt.

Die Nutzung der Kernspaltung (Fission) in Kernkraftwerken (oder gleichbedeutend Atomkraftwerken, AKWs) ist umstritten. Das einzige in Zwentendorf errichtete Kernkraftwerk Österreichs wurde nach einer Volksabstimmung 1978 nie in Betrieb genommen und dient heute als internationales Trainingszentrum für bauähnliche Kraftwerke sowie als Testanlage für Photovoltaikanlagen²⁷.

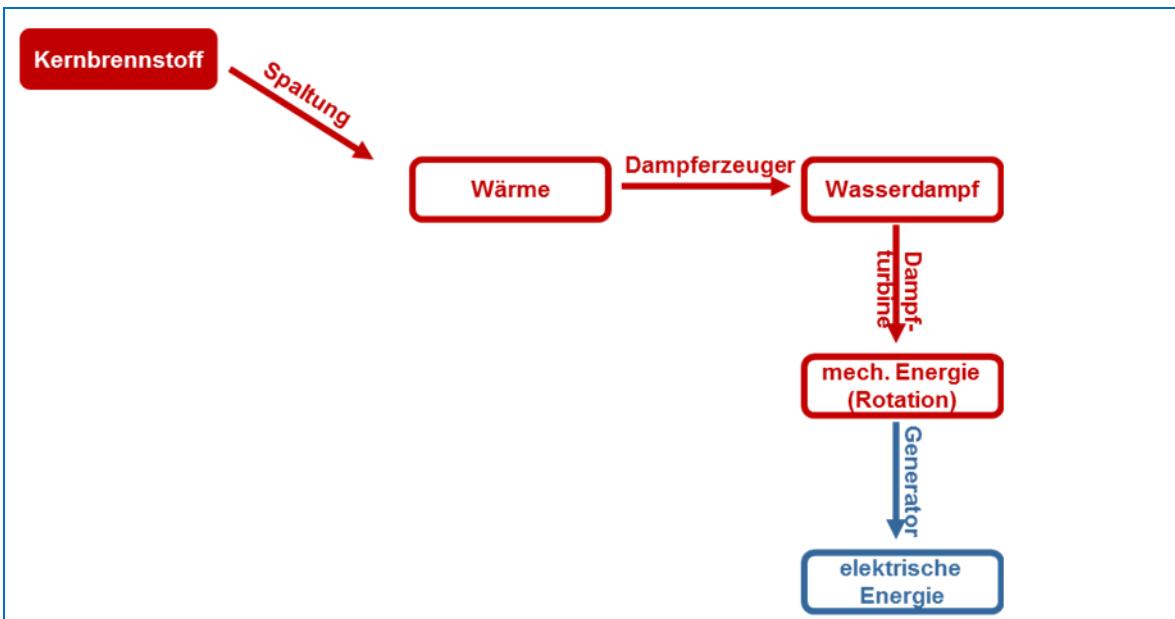


Abbildung 5-20: Energiewandlung im Kernkraftwerk

Das Uran-Isotop ^{235}U , das zu etwa 0,8% in natürlich vorkommendem Uran enthalten ist, ist mit thermischen Neutronen spaltbar. Mit „thermischen Neutronen“ werden dabei im Gegensatz zu „schnellen Neutronen“ solche Neutronen bezeichnet, deren Geschwindigkeit im Bereich der Brown'schen Molekularbewegung bei Temperaturen weniger hundert Grad °C liegt. Thermische Neutronen können beispielsweise durch Abbremsen der bei einer Kernspaltung freiwerdenden schnellen Neutronen mittels eines Moderators erzeugt werden. Als Moderator kann beispielsweise im Wasser enthaltener Wasserstoff oder Kohlenstoff (Graphit) verwendet werden.

In Siedewasser- und Druckwasserreaktoren übernimmt Wasser neben der Rolle des Moderators auch die Funktion des Wärmetransports. Beim **Siedewasserreaktor** (Abbildung 5-21) verdampft das Wasser zu Wasserdampf und treibt direkt die Dampfturbine an. Das bedeutet, dass das „Turbine Island“ des Kraftwerks von leicht radioaktivem, weil aktiviertem Wasser durchströmt wird. Beim **Druckwasserreaktor** (Abbildung 5-22) trennt dagegen ein Wärmetauscher den Primärkreislauf vom Sekundärkreislauf.

Der European Pressurized Water Reactor (EPR) von Areva basiert auf dem Prinzip des Druckwasserreaktors.

²⁷ Die wissenschaftliche Begleitforschung für die Photovoltaikanlagen in Zwentendorf wird vom Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien durchgeführt.

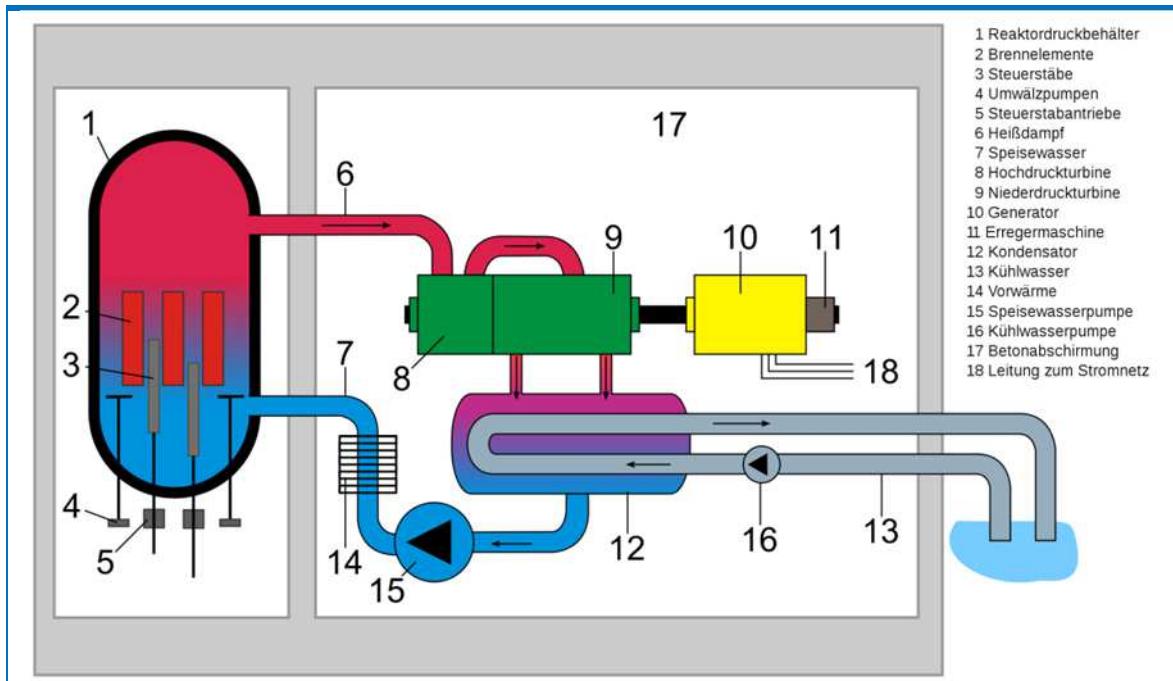


Abbildung 5-21: Schematische Darstellung eines Siedewasserreaktors (SWR) [Quelle: Wikipedia]

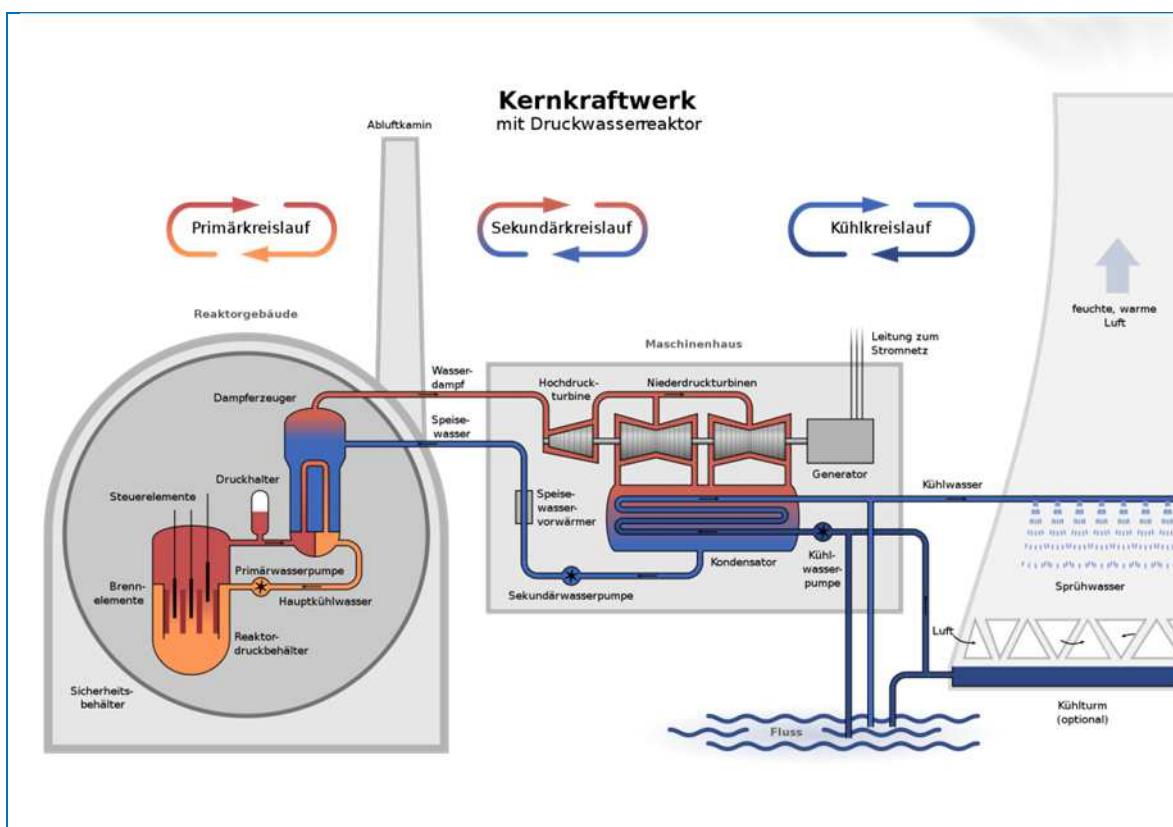


Abbildung 5-22: Schematische Darstellung eines Druckwasserreaktors (DWR) [Quelle: Wikipedia]

5.5 Wasserkraftwerke

5.5.1 Einleitung

Wasserkraftwerke wandeln die potentielle Energie von stehenden oder fließenden Gewässern in elektrische Energie um, indem das strömende Wasser eine Turbine antreibt, die mit einem Generator zur elektrischen Energieerzeugung gekoppelt ist.

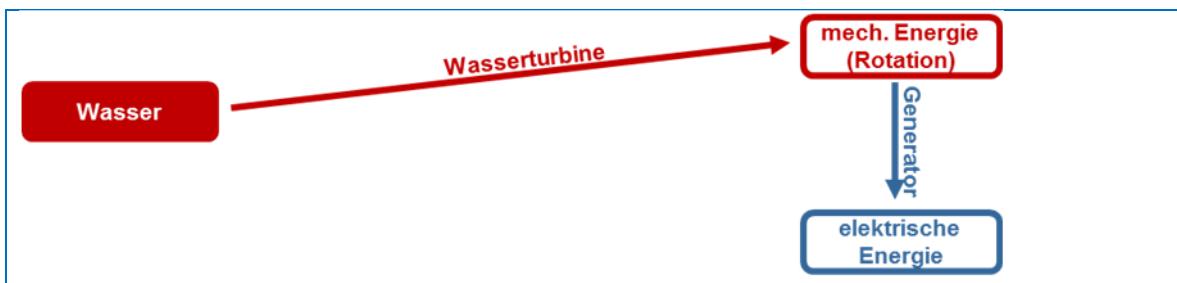


Abbildung 5-23: Energiewandlung mit Wasserkraft

Wasserkraft ist eine regenerative Energieform. Solare Einstrahlung bewirkt eine Verdunstung von Wasser und den Transport in die Atmosphäre, wo der Wasserdampf kondensiert und das Wasser als Regen auf die Erdoberfläche zurückfällt. Die potentielle Energie, die das Wasser durch Verdunstung in niedrigeren Lagen (z.B. auf Meereshöhe) und Niederschlag in höheren Lagen (z.B. im Gebirge) gewonnen hat, wird in **Fluss- oder Laufwasserkraftwerken** oder Speicherkraftwerken zur Energiewandlung verwendet. **Gezeitenkraftwerke**, **Wellenkraftwerke** und **Meeresströmungskraftwerke** nutzen direkt die Energie des strömenden Wassers.

Das theoretische Potential von Wasserkraft ist sehr groß, allerdings nur zum Teil technisch und wirtschaftlich erschließbar. In Österreich wird das technisch und wirtschaftlich nutzbare Potential zu einem hohen Grad (ca. 75%) bereits verwertet.

Potential von Wasserkraft:

- | | |
|--|--------------|
| • Theoretisches Potenzial weltweit: | 44.000 TWh/a |
| • Technisch nutzbares Potential weltweit: | 13.000 TWh/a |
| • Wirtschaftlich nutzbares Potential weltweit: | 9.000 TWh/a |
| • Erschlossenes Potential weltweit: | 3.500 TWh/a |
| • davon in Österreich: | 48 TWh/a |

Prinzipielle Bauformen von Wasserkraftanlagen:

- Niederdruck-Kraftwerke (Fluss-, Laufwasserkraftwerke, Abbildung 5-24)
- Hochdruck-Kraftwerke (Pumpspeicher-, Speicherkraftwerke, Abbildung 5-25)
- Gezeiten-Kraftwerke (Abbildung 5-26)
- Wellenkraftwerke
- Meeresströmungs-Kraftwerke (Abbildung 5-27)



Abbildung 5-24: Laufwasserkraftwerk Abwinden-Asten, Fallhöhe 9,3 m, Engpassleistung 168 MW, 9 Kaplan-Turbinen [Quelle: Verbund]

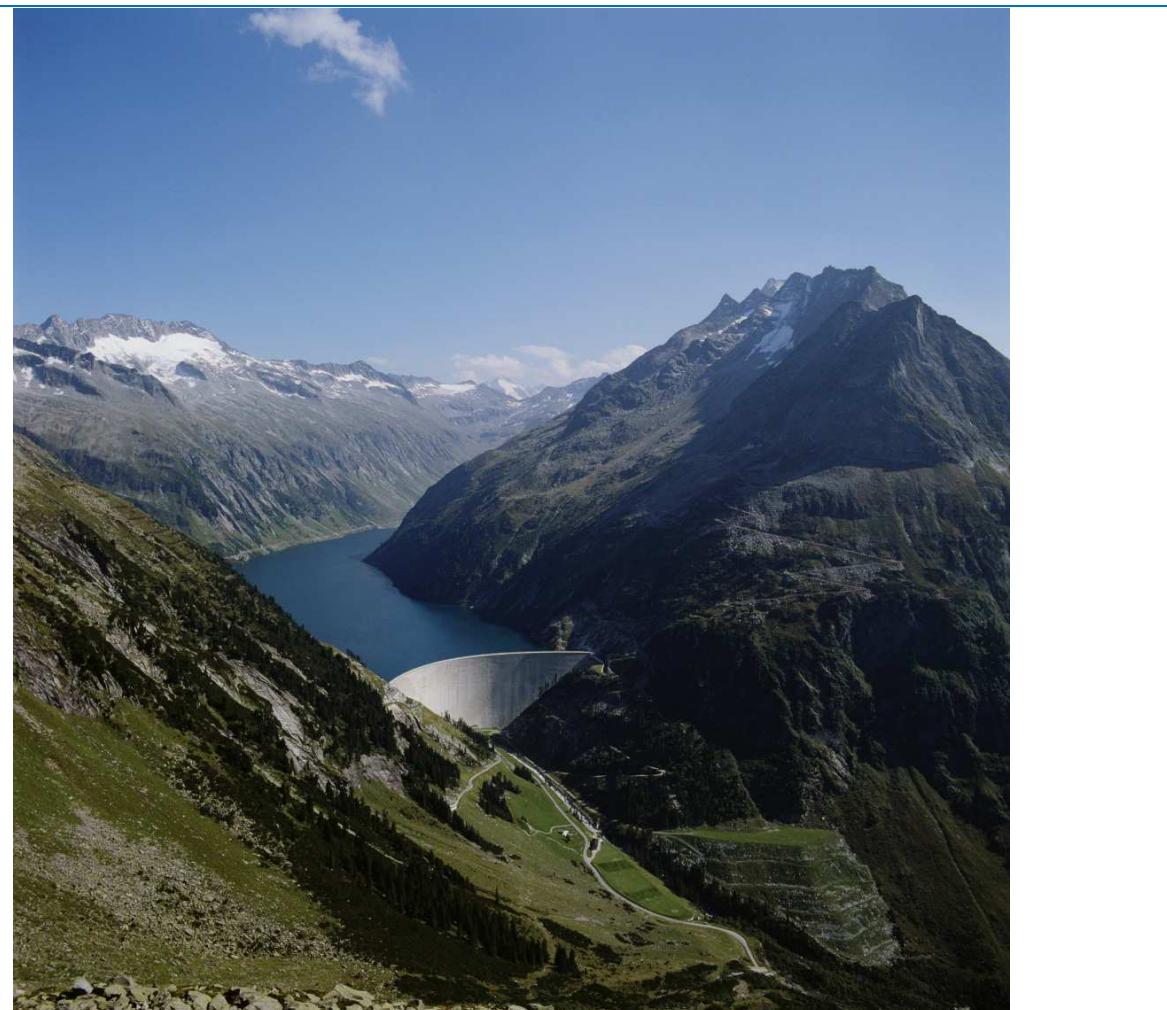


Abbildung 5-25: Pumpspeicherwerk Häusling, Fallhöhe 696 m, Engpassleistung 360 MW, 2 Francis-Turbinen [Quelle: Verbund]



Abbildung 5-26: Gezeitenkraftwerk La Rance, Frankreich, Tidenhub 8m, Engpassleistung 240 MW, 24 Kaplan-Turbinen



Abbildung 5-27: Meereströmlings-Kraftwerk Seaflow (angehoben), Engpassleistung 300kW [Quelle: Wikipedia/Flundy]

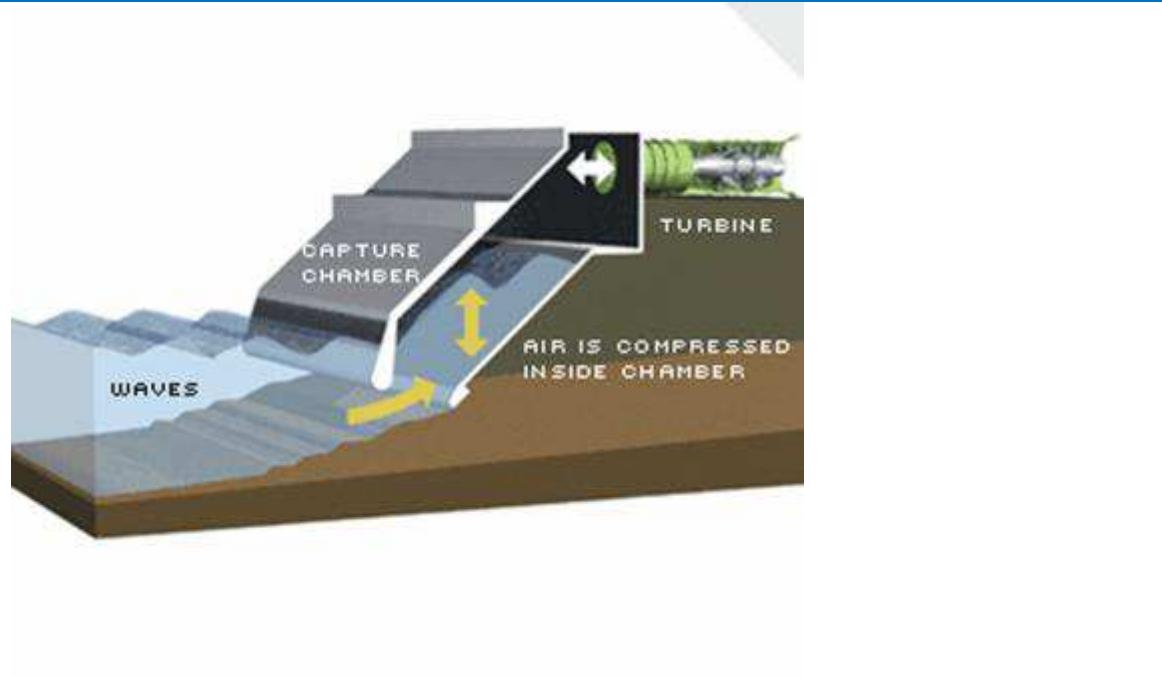


Abbildung 5-28: Schnitt durch ein Wellenkraftwerk

Die potentielle Energie einer Masse m , die über eine Fallhöhe Δh abgegeben werden kann, ist

$$E = m \cdot g \cdot \Delta h = \rho \cdot V \cdot g \cdot \Delta h \quad (5-2)$$

mit

m	Masse
g	Erdbeschleunigung ($9,81 \text{ m/s}^2$)
Δh	Fallhöhe
ρ	Dichte
V	Volumen

Beispiel: Potentielle Energie

Welche potentielle Energie kann freigesetzt werden, wenn eine Masse von 1 kg über eine Fallhöhe von 1000m abgelassen wird? Um wie viel $^\circ\text{C}$ würde die Temperatur von 1 kg Wasser ansteigen, wenn diese Energie zugeführt wird?

Die potentielle Energie ist

$$E = m \cdot g \cdot \Delta h = 1 \text{ kg} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 1000 \text{ m} = 9810 \frac{\text{kgm}^2}{\text{s}^2} = 9,81 \text{ kWs}$$

Der Temperaturanstieg berechnet sich mit

$$E = m \cdot c \cdot \Delta T \Rightarrow \Delta T = \frac{E}{m \cdot c} = \frac{9,81 \text{ kWs}}{1 \text{ kg} \cdot 4,18 \text{ kWs/kgK}} = 2,3 \text{ K}$$

Die Leistung, die mit einem Massen- bzw. Volumenstrom über diese Fallhöhe umgesetzt wird, ist

$$\begin{aligned} P &= \frac{dE}{dt} = \dot{m} \cdot g \cdot \Delta h = \rho \cdot \dot{V} \cdot g \cdot \Delta h = \rho \cdot Q \cdot g \cdot \Delta h \\ P_{el} &= \eta \cdot P \end{aligned} \quad (5-3)$$

mit

- | | |
|--------|--|
| Q | Volumenstrom (Durchflussmenge) |
| η | Wirkungsgrad der Wandlung in elektrische Energie |

Stellt man den Wirkungsgrad der Energiewandlung als

$$\eta = \eta_H \eta_T \eta_G (1 - \varepsilon) \quad (5-4)$$

dar mit

- | | |
|---------------|--|
| η_H | Hydraulischer Wirkungsgrad (0,90...0,95) |
| η_T | Turbinen-Wirkungsgrad (0,90...0,95) |
| η_G | Generator-Wirkungsgrad (0,95...0,98) |
| ε | Eigenbedarfsfaktor (0,005...0,025), |

dann kann man die Leistungsgleichung für Wasser vereinfachen zu

$$P_{el} \approx 8 \frac{kW}{m^3/s \cdot m} \cdot Q \cdot \Delta h \quad (5-5)$$

Beispiel: Leistungsabschätzung eines Wasserkraftwerks

Ein Wasserkraftwerk mit einer Fallhöhe von 100 m hat einen Wasservolumenstrom von 50 m³/s. Wie groß ist die elektrische Leistung?

$$P_{el} \approx 8 \frac{kW}{m^3/s \cdot m} \cdot Q \cdot \Delta h = 8 \frac{kW}{m^3/s \cdot m} \cdot 50 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 100 \text{ m} = 40 \text{ MW}$$

Das Einzugsgebiet eines Speicherkraftwerkes erstreckt sich über die Flächen, aus denen natürliche Zuläufe zum Speicherbecken existieren. Diese sind üblicherweise ausschließlich durch die geographischen Gegebenheiten bestimmt (Abbildung 5-29, Abbildung 5-31)

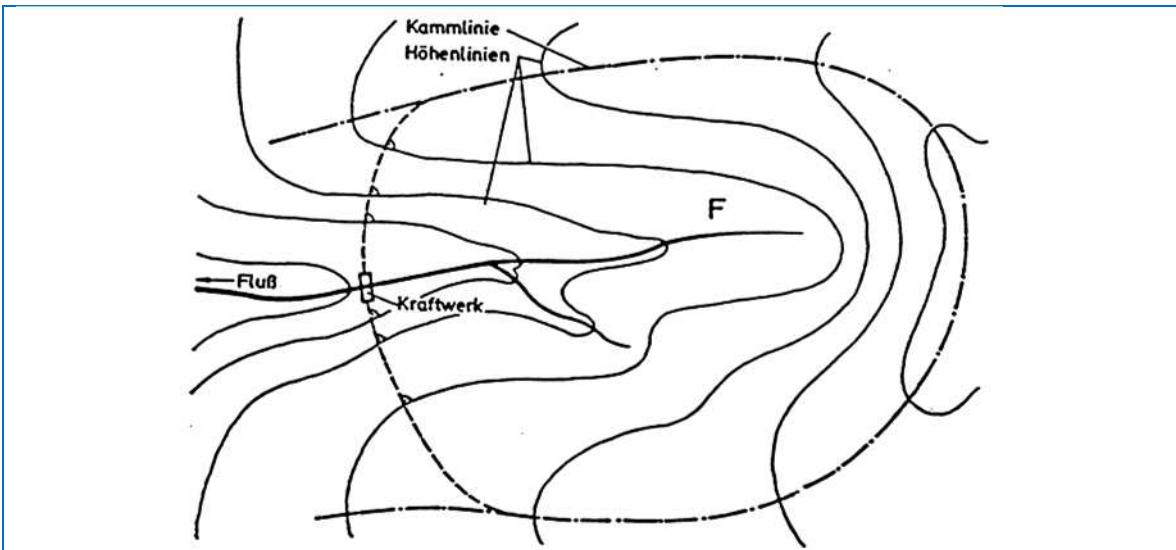


Abbildung 5-29: Einzugsgebiet eines Wasserkraftwerkes

Das Jahresspeichervolumen V_a kann man abschätzen mit

$$V_a = R \cdot F \quad (5-6)$$

mit

- | | |
|---|---|
| R | Jahresniederschlagsmenge in mm (Abbildung 5-30) |
| F | Einzugsgebiet in m ² |

Beispiel: Jahresspeichervolumen eines Speicherwerkwerkes

Ein Speicherwerk mit natürlichen Zuflüssen liegt in einem Gebiet mit einer Jahresniederschlagsmenge von 2.000 mm/m² und hat ein Einzugsgebiet von 10 km². Wie groß ist das Jahresspeichervolumen?

$$V_a = R \cdot F = 2000 \text{ mm} \cdot 10 \text{ km}^2 = 2m \cdot 10^7 \text{ m}^2 = 2 \cdot 10^7 \text{ m}^3$$

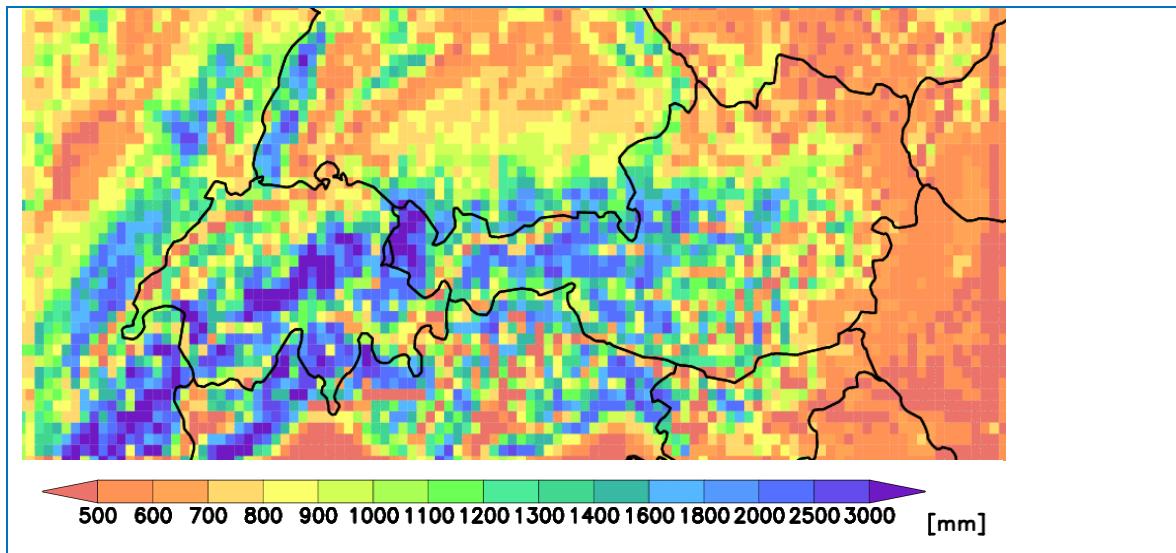


Abbildung 5-30: Jahresniederschlagsmenge

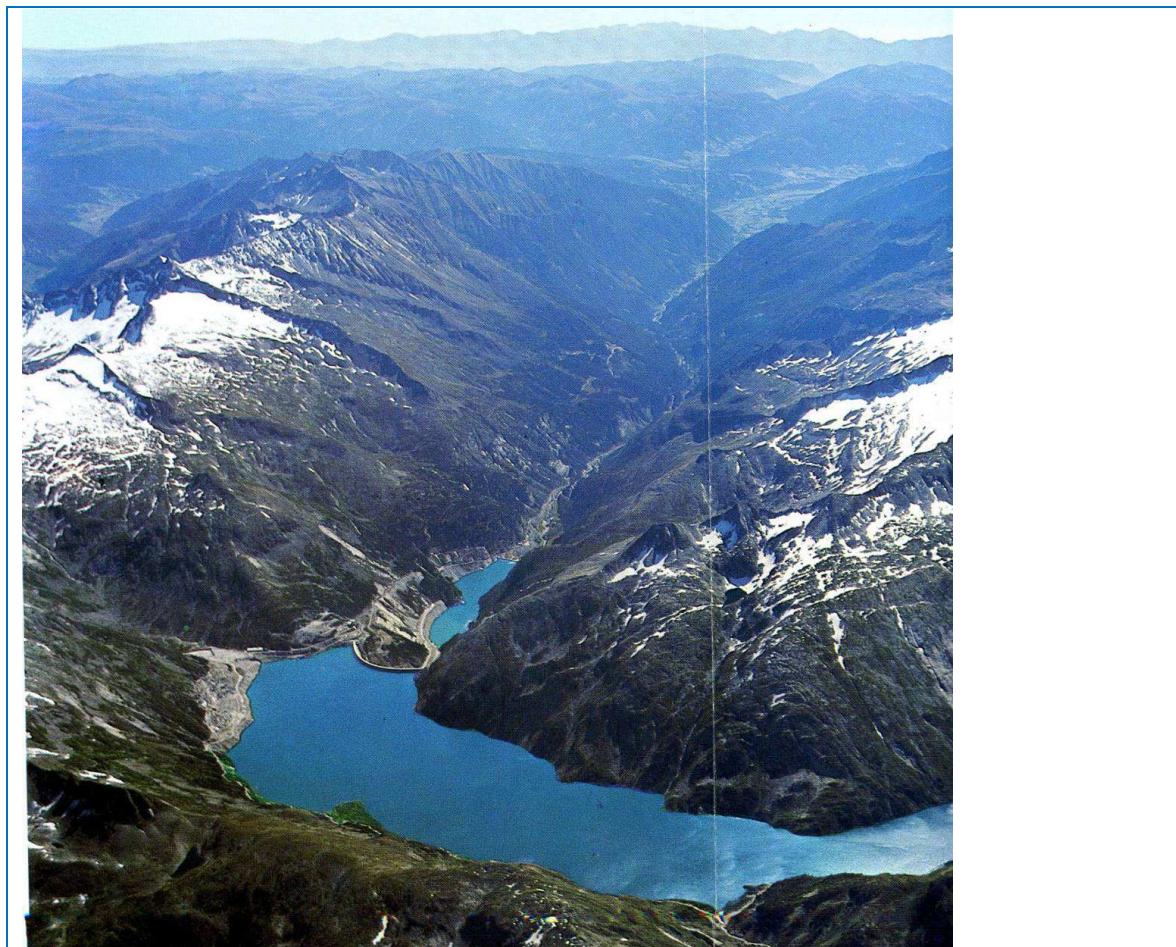


Abbildung 5-31: Einzugsgebiet des Speicherbeckens Malta

Der Inhalt eines Speicherbeckens V , d.h. sein Speichervolumen, ist eine nichtlineare Funktion der Stauhöhe y , weil die Oberfläche des Speichers $F(y)$ von seinem Füllstand abhängt:

$$dV(y) = F(y)dy \quad (5-7)$$

Der Energieinhalt des Speicherbeckens ist nach (5-2) deshalb

$$E(y) = \int_{h_1}^{h_2} \rho \cdot g \cdot y \cdot F(y) dy \quad (5-8)$$

Unter der Annahme einer konstanten Fläche F , d.h. senkrechter Talwände im Speicherbecken, kann das Integral einfach gelöst werden:

$$\begin{aligned} E &= \rho \cdot g \cdot F \cdot \frac{h_2^2 - h_1^2}{2} = \rho \cdot g \cdot F \cdot (h_2 - h_1) \frac{h_2 + h_1}{2} \\ E &= \rho \cdot g \cdot V \cdot h_m \end{aligned} \quad (5-9)$$

Die potentielle Energie, die im Speicherbecken gesammelt ist, hängt also vom Volumen und der mittleren Speicherhöhe $h_m = (h_2 + h_1)/2$ ab.

Beispiel: Energieinhalt Speicher Kaprun

Das Speicherkraftwerk Kaprun hat ein Stauziel von 2036 m und ein Absenziel von 1960 m. Der Auslauf befindet sich auf 1672 m. Das Arbeitsvolumen ist 85,4 Mio m³. Wie groß ist der Energieinhalt des Speichersees?

$$\begin{aligned} E &= \rho \cdot g \cdot V \cdot h_m = \\ &= 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 85400000 \text{ m}^3 \frac{(2036 \text{ m} - 1672 \text{ m}) + (1960 \text{ m} - 1672 \text{ m})}{2} = \\ &= 27,3 \cdot 10^{12} \text{ Ws} = 75900 \text{ MWh} \end{aligned}$$

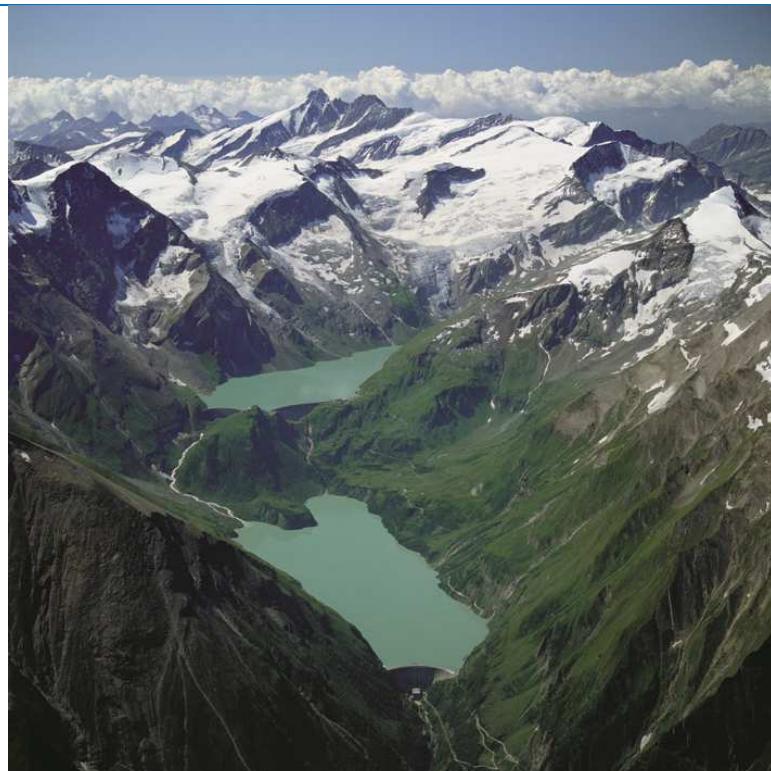


Abbildung 5-32: Kaprun Oberstufe, Mooserboden Wasserfallboden Hohe Tauern [Quelle: Verbund]

5.5.2 Bauformen von Wasserkraftmaschinen

Die Nutzung von Wasserkraft mit Wasserrädern hat eine lange Geschichte. Bei der historischen Nutzung von Wasserkraft unterscheidet man oberschlächtige und unterschlächtige Wasserräder.

Das **oberschlächtige Wasserrad** (Abbildung 5-33) nutzt die potentielle Energie des Wassers. Das Wasserrad ist maximal so hoch wie die Fallhöhe. Die nutzbare Höhe und damit der Wirkungsgrad des Wasserrads ergibt sich als

$$h_2 \approx 0,7 h_1 \Rightarrow \eta \approx h_2/h_1 \approx 0,7 \quad (5-10)$$

Das unterschlächtige Wasserrad nutzt die kinetische Energie des Wassers. Diese kann nicht vollständig gewandelt werden, weil das Wasser noch abfließen muss, um dem nachströmenden Wasser Platz zu machen. Unter der Annahme $v_2 = v_1/2$ gilt

$$\eta \approx \frac{v_1^2 - v_2^2}{v_1^2} = 0,75 \quad (5-11)$$

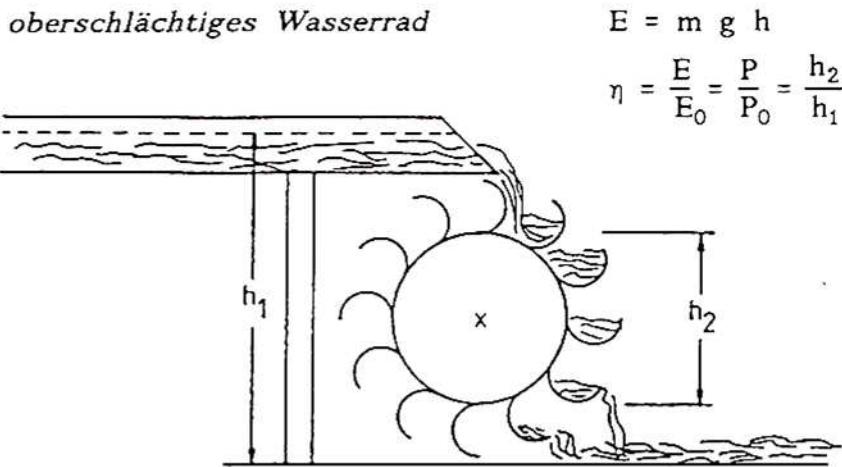


Abbildung 5-33: Oberschlächtiges Wasserrad

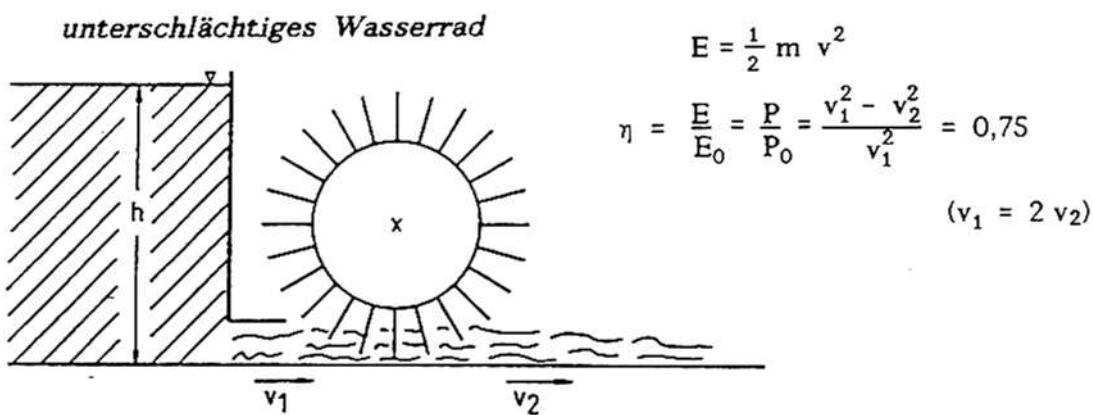


Abbildung 5-34: Unterschlächtiges Wasserrad

Moderne Wasserturbinen werden als Pelton-, Francis- oder Kaplan-Turbinen ausgeführt. Weil sie idealerweise für sehr große, mittlere und kleine Fallhöhen geeignet sind (Abbildung 5-35), werden sie auch als Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Turbinen bezeichnet.

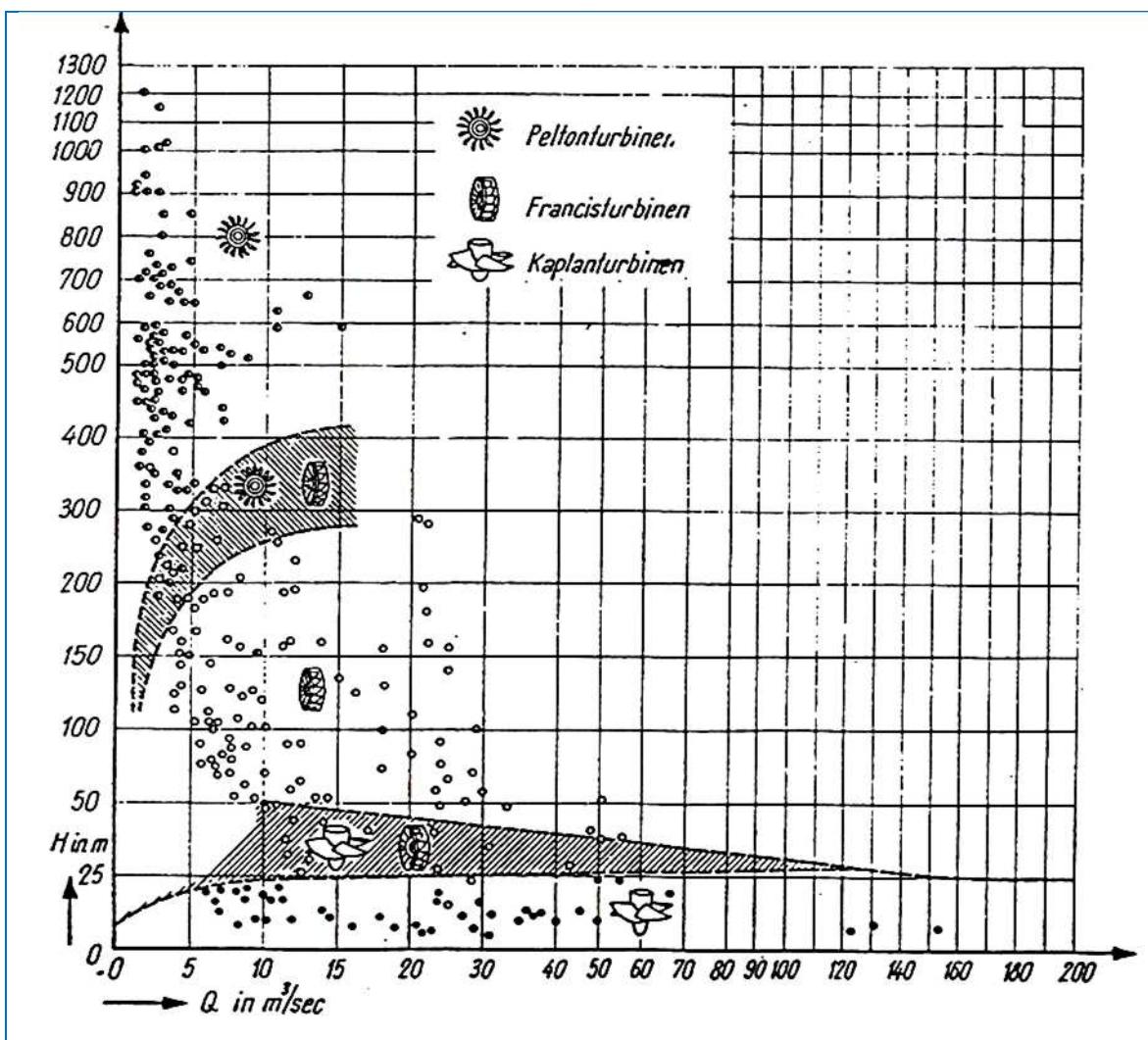


Abbildung 5-35: Bauformen (Fallhöhe und Durchfluss) [Quelle: Mosonyi]

5.5.2.1 Pelton-Turbine

Die Pelton-Turbine (Hochdruck-Turbine) wird auch als Gleichdruck-Turbine oder Freistrahl-Turbine bezeichnet. Sie ist insbesondere für große und sehr große Fallhöhen (300...2.000 m) geeignet.

Die Pelton-Turbine nutzt wie das unterschlüchtige Wasserrad die kinetische Energie des Wassers, das unter hohem, gleichbleibendem Druck durch eine oder mehrere Düsen (Abbildung 5-36, Abbildung 5-37) auf das Laufrad der Turbine gestrahlt wird. Dort wird es in den **becherförmigen Turbinenschaufeln** (Abbildung 5-38) umgelenkt und gibt dabei seine kinetische Energie an das Laufrad ab.

Die Wassermenge und damit die Leistung der Turbine werden durch **Düsennadeln** geregelt, die die Öffnungsfläche der Düse und damit die Durchflussmenge des Wassers (bei gleichbleibendem Druck) regeln. Um die Leistung schnell reduzieren zu können, werden **Strahlablenker** eingesetzt, die den Wasserstrahl ablenken, bevor er auf die Turbine trifft. Ein schlagartiges Schließen der Düsen würde wegen des hohen Drucks zu einem Bersten der Zuleitungsrohre führen.

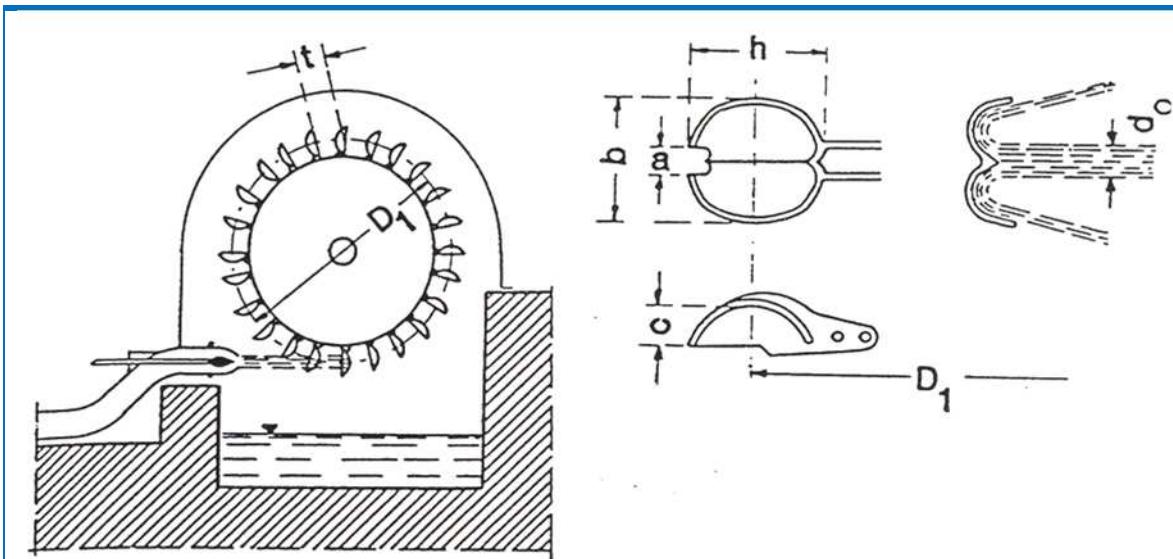


Abbildung 5-36: Pelton-Turbine

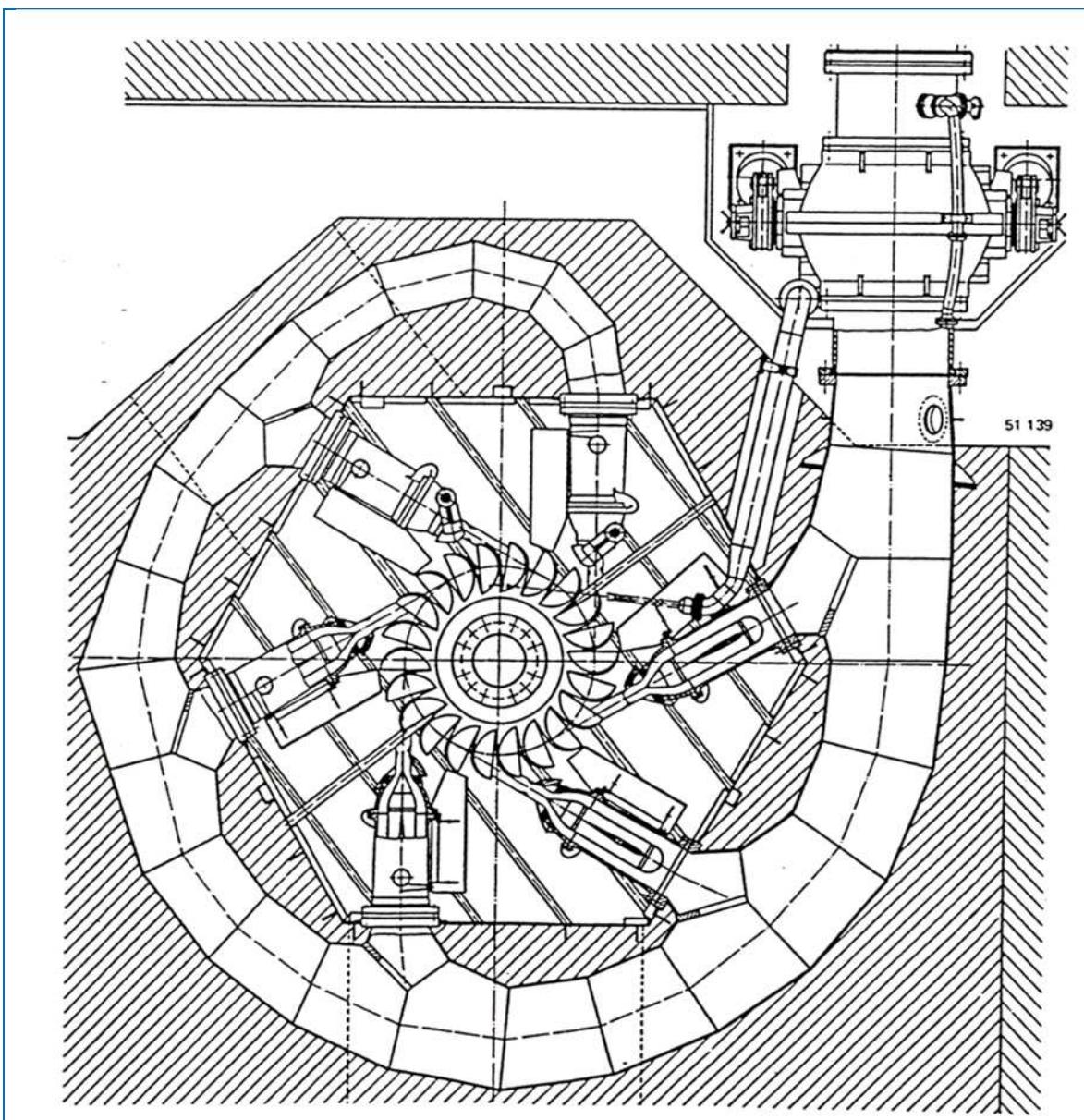


Abbildung 5-37: Pelton-Turbine



Abbildung 5-38: Pelton-Turbine: Laufrad mit Bechern



Abbildung 5-39: Maschinenhalle des Wasserkraftwerks Reißeck (Kärnten), Fallhöhe 1772 m, Leistung 70 MW

5.5.2.2 Francis-Turbine

Die Francis-Turbine ist eine Überdruck-Turbine, die besonders für mittlere Fallhöhen (50...300 m) geeignet ist. Im Gegensatz zur Pelton-Turbine kann sie allerdings nicht nur als Turbine betrieben werden, sondern auch als Pumpe. Deshalb wird sie häufig auch bei Pumpspeicherkraftwerken mit größeren Fallhöhen eingesetzt, wo der Turbine-Generator-Satz gleichzeitig auch als Pumpe-Motor-Satz wirken kann. Bei Pumpspeicherkraftwerken mit Pelton-Turbinen ist dagegen eine zusätzliche Pumpe für den Pumpbetrieb notwendig.

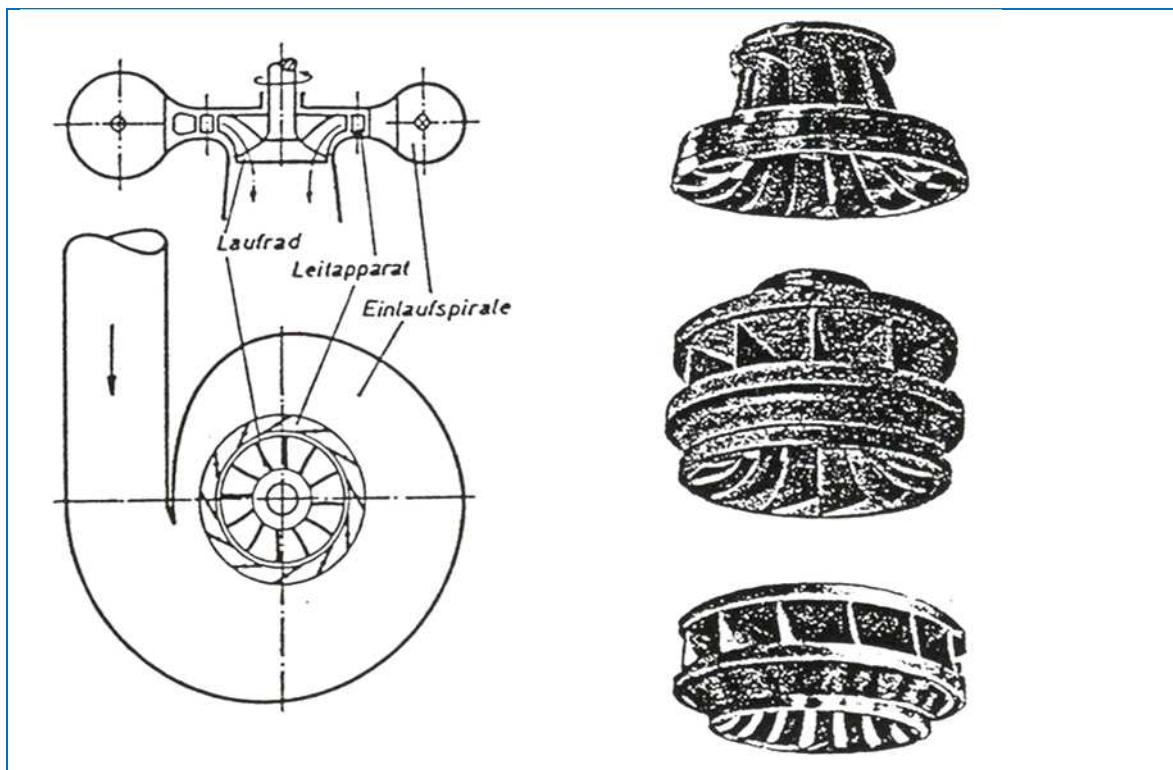


Abbildung 5-40: Francis-Turbine



Abbildung 5-41: Francis-Turbinen [Quelle: Wikipedia/ Netnet]

5.5.2.3 Kaplan-Turbine

Die Kaplan-Turbine ist ebenfalls eine Überdruck-Turbine, die besonders für niedrige Fallhöhen z.B. in Flusskraftwerken geeignet ist. Im Gegensatz zur Francis-Turbine lässt sich bei der Kaplan-Turbine die Schaufelstellung teilweise ändern und damit auf unterschiedliche Arbeitspunkte anpassen.



Abbildung 5-42: Kaplan-Turbine [Quelle: Wikipedia/ Softeis]

5.5.3 Wirkprinzip der Wasserturbinen

Das Wirkprinzip der Wasserturbinen beruht auf der Entnahme der kinetischen Energie der Wasserströmung durch das Laufrad. Dazu wird der Wasserstrahl bei der Pelton-Turbine direkt auf das Laufrad gerichtet. Bei der Francis- und Kaplan-Turbine wird die Wasserströmung zunächst in einem Leitapparat mit (meist feststehenden) Schaufeln umgelenkt und damit eine zum Laufrad tangentiale Geschwindigkeitskomponente erzeugt. Im Laufrad erfolgt dann eine weitere Umlenkung und Abbremsung, wobei die kinetische Energie idealerweise fast vollständig übertragen wird.

Das Wirkprinzip der Pelton-Turbine kann anschaulich mit dem Modell nach Abbildung 5-43 beschrieben werden. Der Wasserstrahl trifft mit der Absolut-Geschwindigkeit c_1 auf das Laufrad, das sich mit der Umfangsgeschwindigkeit u bewegt. Der Wasserstrahl wird umgelenkt und abgebremst und tritt mit der kleineren Absolut-Geschwindigkeit c_2 wieder aus den Bechern des Laufrades aus.

Unter der Voraussetzung, dass der Wasserstrahl an den Bechern reibungsfrei umgelenkt wird, bleibt die Relativgeschwindigkeit des Wasserstrahls v zum Becher dabei konstant, d.h. es gilt $v_2 = v_1$.

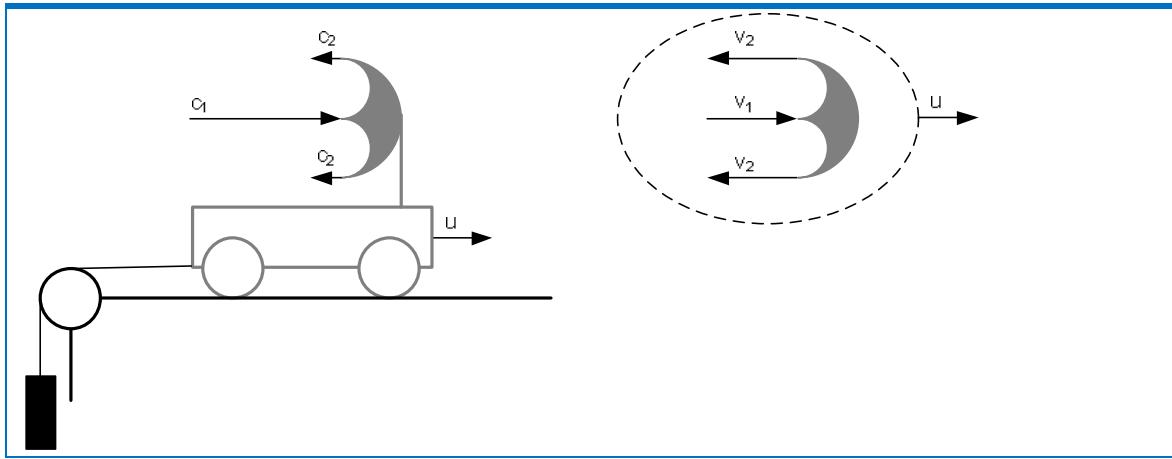


Abbildung 5-43: Wirkprinzip der Pelton-Turbine

c: Absolutgeschwindigkeit Wasserstrahl

u: Absolutgeschwindigkeit Becher

v: Relativgeschwindigkeit Wasserstrahl zum Becher

Bei reibungsfreier Umsetzung der potentiellen Energie über die Fallhöhe Δh in kinetische Energie gilt

$$\frac{1}{2} m \cdot c_1^2 = m \cdot g \cdot \Delta h \quad (5-12)$$

$$c_1 = \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta h}$$

Für die Absolutgeschwindigkeiten des Wasserstrahls gilt

$$c_1 = v_1 + u \quad (5-13)$$

$$c_2 = v_2 - u = v_1 - u$$

Die kinetische Energie des Wasserstrahls ist vollständig gewandelt (größter Wirkungsgrad), wenn $c_2 = 0$ gilt. Dann ist

$$v_1 = u \quad (5-14)$$

$$u = c_1/2$$

Die untere Zeile von (5-14) heißt Turbinenhauptgleichung. Sie gilt in gleicher Weise auch für die tangentiale Komponente der Strömungsgeschwindigkeit des Wassers in Francis- und Kaplan-Turbinen (Abbildung 5-44).

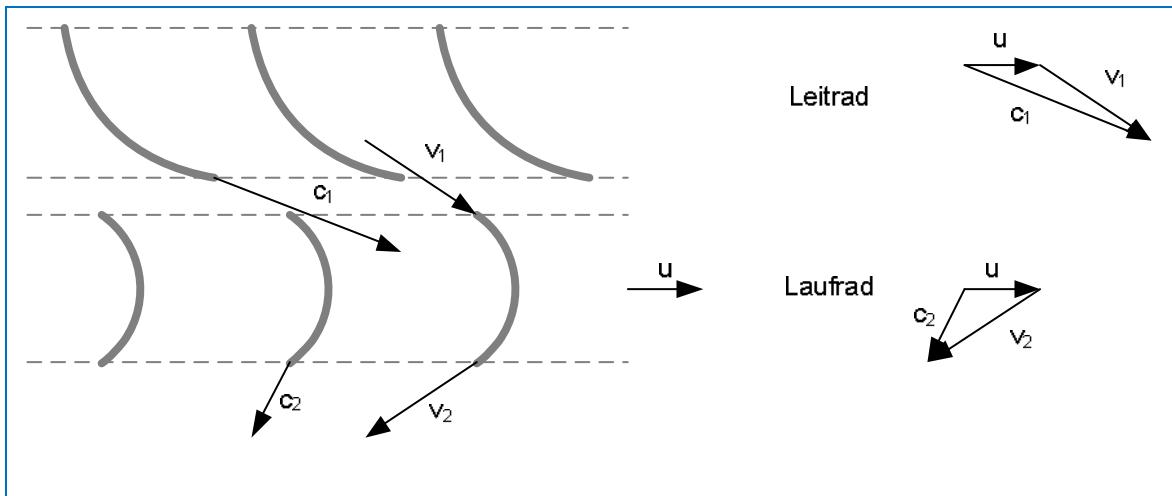


Abbildung 5-44: Francis-Turbine in abgewickelter Darstellung

Die dem Wasserstrom maximal zu entnehmende Energie und damit die Leistung entsprechen also

$$\begin{aligned} E &= \frac{1}{2} m \cdot c_1^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot V \cdot c_1^2 \\ P &= \frac{1}{2} \rho \cdot \dot{V} \cdot c_1^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot Q \cdot c_1^2 \end{aligned} \quad (5-15)$$

Die optimale Umfangsgeschwindigkeit u und die Fallhöhe stehen wegen (5-13) und (5-14) in einem festen Verhältnis zueinander:

$$u = c_1/2 = \sqrt{2g\Delta h}/2 \quad (5-16)$$

Damit ergibt sich mit der Drehzahl n in U/min der Turbine und ihrem Durchmesser D der Zusammenhang

$$\begin{aligned} u &= \omega r = 2\pi \frac{n}{60 \text{ s/min}} r = \pi \frac{n}{60 \text{ s/min}} D \\ n &= 60 \text{ s/min} \frac{u}{\pi D} = 60 \text{ s/min} \frac{\sqrt{2g\Delta h}}{2\pi D} \end{aligned} \quad (5-17)$$

Beispiel: Durchmesser einer Wasserturbine

Eine Pelton-Turbine soll in einem Wasserkraftwerk mit der Fallhöhe $\Delta h = 300 \text{ m}$ eingesetzt werden, um einen Synchrongenerator mit 12 Polpaaren anzutreiben, der in ein 50 Hz-Netz einspeist. Wie groß ist der Durchmesser der Wasserturbine?

Die synchrone Drehzahl des Generators ist

$$n = \frac{50 \text{ s}^{-1} \cdot 60 \text{ s/min}}{12} = \frac{3000}{12} \text{ min}^{-1} = 250 \text{ min}^{-1}$$

Damit wird

$$D = 60 \text{ s/min} \frac{\sqrt{2g\Delta h}}{2\pi n} = 60 \text{ s/min} \frac{\sqrt{2 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 300 \text{ m}}}{2\pi 250 \text{ min}^{-1}} = 2,93 \text{ m}$$

5.5.4 Bau und Betrieb von Wasserkraftwerken

Niederdruck-Kraftwerke (Laufwasserkraftwerke) können als Flusskraftwerk oder Umgehungskraftwerk gebaut werden (Abbildung 5-45).

Das **Flusskraftwerk** wird direkt im Fluss errichtet. Die Staumauer mit Wehrfeldern enthält auch das Krafthaus mit den Maschinensätzen. Auf der Oberwasserseite müssen Dämme aufgeschüttet werden. Eine Schifffahrt ist mittels Schleusen möglich. Diese Bauform ist heute üblich.

Ein **Umgehungskraftwerk** schneidet einen Flussabschnitt ab. Eine Mindestwassermenge, die über das Wehr fließt, um den abgekürzten Flussabschnitt nicht austrocknen zu lassen, geht für die Energieerzeugung verloren. Das Kraftwerk kann im Umgehungskanal im Trockenen errichtet werden. Unter anderem aufgrund der Wasserrahmenrichtlinie der Europäischen Union können solche Kraftwerke kaum noch gebaut werden.

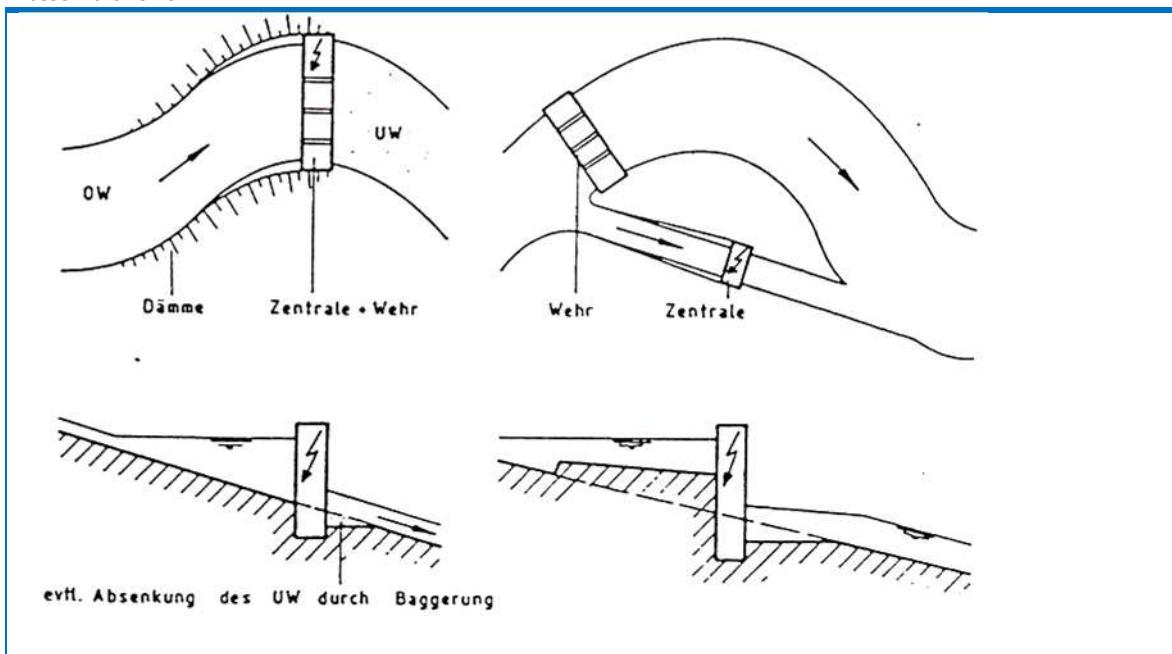


Abbildung 5-45: Niederdruck-Kraftwerke (Laufwasserkraftwerke)

Die großen Fließgewässer Europas sind auf ihrer Länge bereits weitgehend mit Laufwasserkraftwerken erschlossen (Abbildung 5-46).

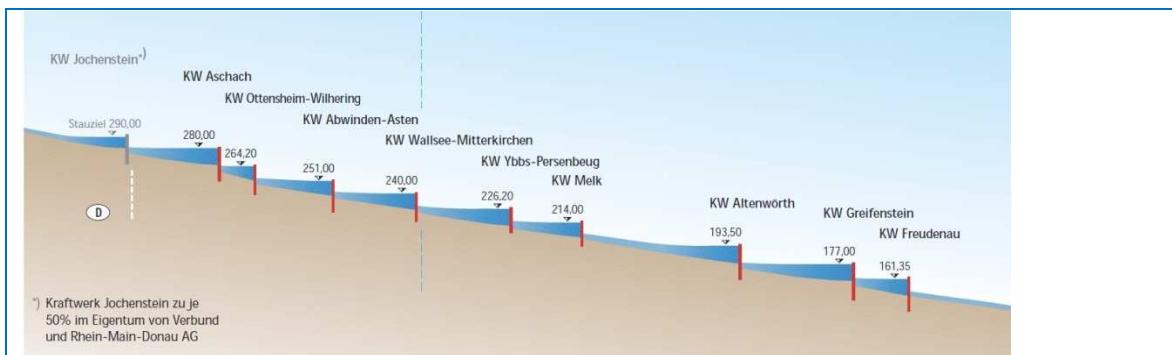


Abbildung 5-46: Donau-Kraftwerke

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke benötigen ein Oberbecken, in dem die potentielle Energie des gespeicherten Wassers „gelagert“ werden kann, Pumpspeicherwerke darüber hinaus ein Unterbecken, dem in Zeiten schwacher Netzlast und überschüssiger Energieerzeugung zur Energiespeicherung Wasser entnommen und ins Oberbecken gepumpt werden kann.

Zum Anlegen von Ober- und Unterbecken werden üblicherweise bereits vorhandene Gegebenheiten (z.B. Taleinschnitte) mit einer Staumauer abgeschlossen. Die Staumauer kann als Bogen- oder Schweremauer errichtet werden (Abbildung 5-47 und Abbildung 5-48).

Das Oberbecken kann auch auf einer Bergkuppe errichtet werden, die dazu abgetragen wird. Das Material des Abtrags wird dann auch als Damm für das Oberbecken verwendet (Abbildung 5-49 und Abbildung 5-50).

Pumpspeicherkraftwerke werden eingesetzt, um den Lastgang eines Netzes zu vergleichmäßigen (Abbildung 5-52) und Prognosefehler in der Erzeugung dargebotsgeführter Energieerzeugung auszugleichen. Laufwasserkraftwerke decken die Grundlast eines Netzes ab.



Abbildung 5-47: Doppel-Bogenmauer des Hongrin-Stausees [Quelle: Office du Tourisme Les Mosses - La Lécherette]



Abbildung 5-48: Schweremauer am Ederstausee [Quelle: Wikipedia, Dirk Schmidt]



Abbildung 5-49: Tagesspeicher auf Bergkuppe



Abbildung 5-50: Ober- und Unterbecken des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal [Quelle: Vattenfall]

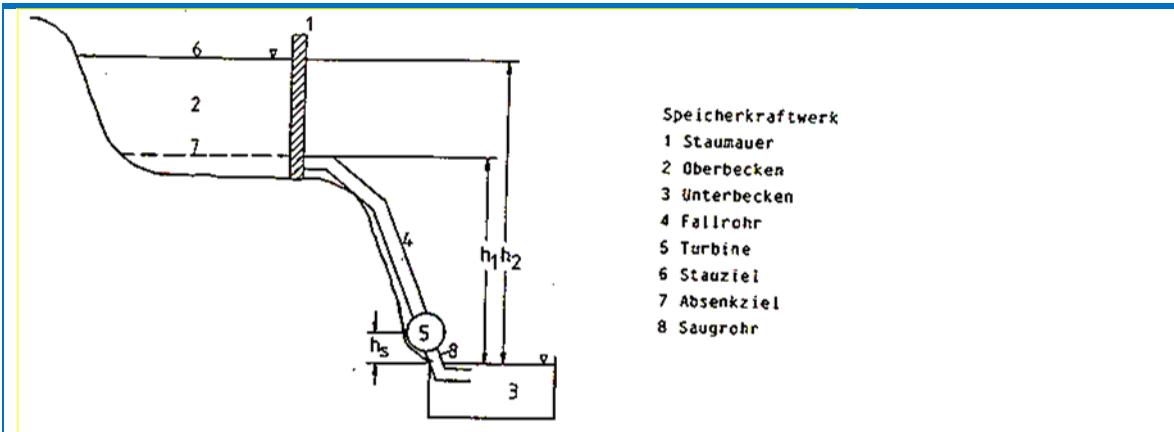


Abbildung 5-51: Komponenten im Pumpspeicherwerk

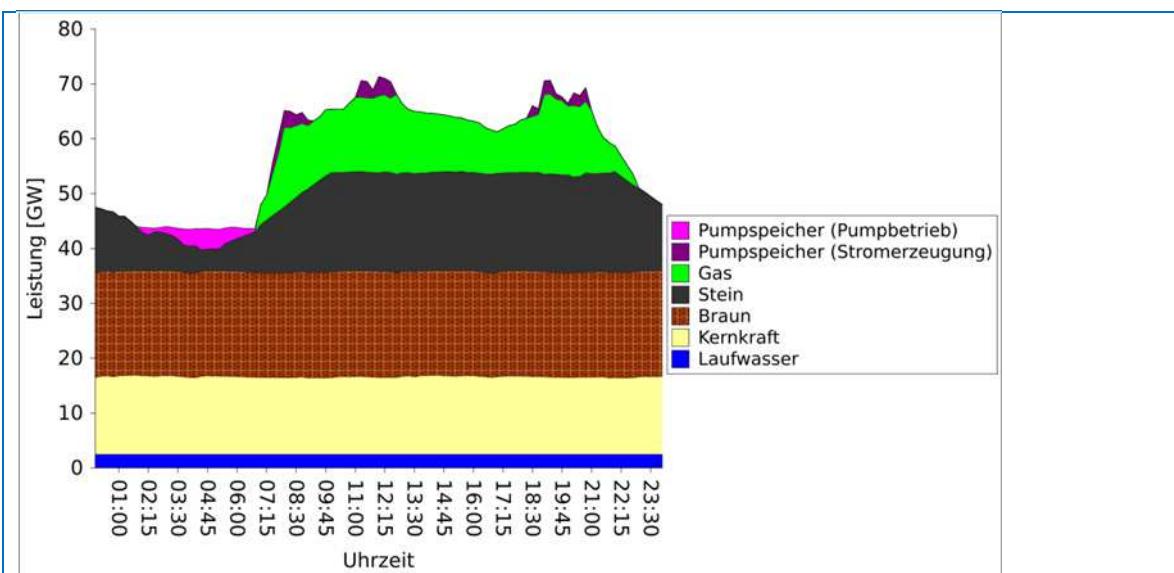


Abbildung 5-52: Schematischer Lastgang eines Netzes (ohne Erneuerbare Energien) und Einsatz von Pumpspeicherwerk [Quelle: Wikipedia, Seisofrei]

5.6 Windkraft

5.6.1 Historische Entwicklung [6]

Die Nutzung der Energie des Windes fand bereits zu den frühesten Zeitpunkten der Menschheitsgeschichte statt. Ein naheliegendes Beispiel hierzu ist die Verwendung von Segeln, um damit Schiffe anzutreiben.

Relativ früh wurde jedoch aus der Windströmung auch mechanische Energie für den Antrieb von Mühlen oder Pumpen gewonnen. Manche Quellen gehen von ersten derartigen Nutzungen um 3.000 v.Chr. in Ägypten aus. Die erste wirklich belegbare Erwähnung einer Windmühle stammt aus dem Jahr 644 n.Chr. im persisch-afghanischen Grenzgebiet.

In Europa wurden anfänglich die Windmühlen nur zur Getreideverarbeitung eingesetzt, im 17. Jahrhundert wurden sie aber (insbesondere in den Niederlanden) auch vermehrt für andere Zwecke verwendet, um industrielle Arbeitsgänge mit Antriebenergie zu versorgen. Ihre Blütezeit erreichten die Windmühlen im 19. Jahrhundert, in dem der Bestand an Windmühlen in Europa auf geschätzte 200.000 Stück anwuchs.

Mit dem vermehrten Einsatz von Dampfmaschinen setzte jedoch ein Mühlensterben ein, das durch die Elektrifizierung der ländlichen Gebiete endgültig besiegt wurde.

Durch eine Energiekrise, beginnend in den 70er Jahren des letzten Jahrhunderts, bekam die Entwicklung von Windkraftanlagen, speziell von Großanlagen, neue Schubkraft, was sich auch in der Errichtung vieler Experimentalanlagen in größeren Maßstäben wiederspiegelt.

Mit dem zunehmenden Bewusstsein von Umweltfragen in der Energieerzeugung (Emissionen, Klimawandel, Nachteile der nuklearen Kraftwerke) wurden die Windkraftanlagen mittlerweile zu einem fixen Bestandteil der elektrischen Energieversorgung und großtechnische Anlagen sowohl an Land („On Shore“) als auch in Küstengewässern („Off Shore“) sind Standard geworden.



Abbildung 5-53: Enercon E126 mit 7,5 MW Nennleistung, Rotordurchmesser 126 m, Nabenhöhe 135 m (Foto: Enercon)

5.6.2 Dargebot der Windenergie

Windkraftanlagen nutzen die kinetische Energie strömender Luftmassen, die zumeist natürlichen Ursprungs sind. Die kinetische Energie einer Luftmasse mit der Masse m , welche sich mit der Geschwindigkeit v (gleichförmig und konstant) bewegt, lässt sich allgemein als

$$E_W = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad \left[\text{kg} \cdot \left(\frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 = \frac{\text{kg} \cdot \text{m}}{\text{s}^2} \cdot \text{m} = \text{Nm} = \text{Ws} = \text{J} \right] \quad (5-18)$$

angeben, bzw. über das Luftvolumen V_L und der Dichte ρ_L der betrachteten Luftmasse:

$$E_W = \frac{1}{2} \rho_L \cdot V_L \cdot v^2 \quad (5-19)$$

Die Leistung ergibt sich über die Ableitung nach der Zeit (Achtung: $v = \text{konst.}!$):

$$P_W = \dot{E}_W = \frac{1}{2} \rho_L \cdot \dot{V}_L \cdot v^2 \quad (5-20)$$

Betrachtet man eine bestimmte Querschnittsfläche A (z.B. die „Kollektorfläche“ von einem Windenergiekonverter), die von der Luftmasse mit deren Geschwindigkeit v durchströmt wird, lässt sich der für die Leistung benötigte Volumenstrom \dot{V}_L einfach angeben zu:

$$\dot{V}_L = v \cdot A \quad [m/s \cdot m^2 = m^3/s] \quad (5-21)$$

Damit ergibt sich die an der Querschnittsfläche A verfügbare Windleistung zu

$$P_W = \frac{1}{2} \rho_L \cdot A \cdot v^3 \quad (5-22)$$

Daraus lässt sich bereits erkennen, dass die verfügbare Leistung für Windkraft sehr stark nichtlinear von der Windgeschwindigkeit abhängt. So bedeutet eine doppelte Windgeschwindigkeit bereits ein achtfaches Dargebot an Leistung.

Die primäre Komponente einer Windkraftanlage ist ein Energiewandler, der die kinetische Energie der bewegten Luft, des Windes, in mechanische Arbeit umsetzt. Wie dieser Energiewandler im Detail beschaffen ist, ist zunächst noch gleichgültig.

Die ersten grundlegenden Arbeiten zur Energie- und Leistungsausbeute von Windkraftanlagen gehen auf Albert Betz zurück. In seinen 1922–1925 erschienenen Schriften konnte er durch die Anwendung elementarer physikalischer Gesetze erste grundlegende Zusammenhänge zwischen Windgeschwindigkeiten vor und nach dem Wandler und dabei entnehmbare Leistungen erarbeiten.

Obwohl die Betz'sche Theorie, die einen verlustlos arbeitenden Energiewandler und reibungsfreie Strömung voraussetzt, Vereinfachungen enthält, sind die Ergebnisse durchaus für praktische Überschlagsberechnungen brauchbar. Im Folgenden soll daher diese Theorie hergeleitet und genauer untersucht werden.

Zunächst gehen wir von keinem speziellen Windenergiekonverter aus und bleiben allgemein. Für die folgenden Betrachtungen müssen aber einige Vereinfachungen getroffen werden [7], nämlich:

- reibungsfreie, stationäre Windströmung
- gleichförmige, scherungsfreie Windströmung (d. h. an jedem Punkt der energieentziehenden Fläche A hat der Wind die gleiche Geschwindigkeit und wirkt in Achsrichtung)
- drallfreie Strömung (d. h. keine Ablenkung des Winds in Umfangsrichtung)
- inkompressible Strömung ($\rho_L \approx \text{const.}$)
- frei umströmter Windenergiekonverter (keine äußeren Strömungsbeeinflussungen)

Der Wind wird als ein Paket von Luftteilchen modelliert, das von einer Strömungsrohre umschlossen ist, welche an drei bestimmten Querschnittsflächen (A_1 – weit vor dem Konverter, A – Fläche des Konverters und A_2 – weit hinter dem Wandler) genauer betrachtet werden wird. In der Strömungsrohre selbst gilt somit die Massenerhaltung, womit auch der Massenstrom \dot{m} überall in der Röhre gleich sein muss, wodurch sich sofort eine Kontinuitätsgleichung angeben lässt:

$$\dot{m} = \rho_L \cdot A_i \cdot v_{W,i} = \text{const} \quad (5-23)$$

Der Windenergiekonverter entnimmt dem Luftstrom kinetische Leistung (die potenzielle Leistung soll hier vernachlässigt werden, da der Beitrag sehr gering ist), was sich einerseits in einer Reduktion der Windgeschwindigkeit äußert. Aufgrund der Kontinuitätsgleichung (5-23) führt dies andererseits auch zu einer Erhöhung des Querschnitts der Strömungsrohre nach dem Konverter (vergl. Abbildung 5-54).

Mit Hilfe von Gleichung (5-22) kann nun die entnommene Leistung als Leistungsdifferenz des Luftstroms angegeben werden zu

$$P_W = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho_L \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_2 \cdot v_2^3) \quad (5-24)$$

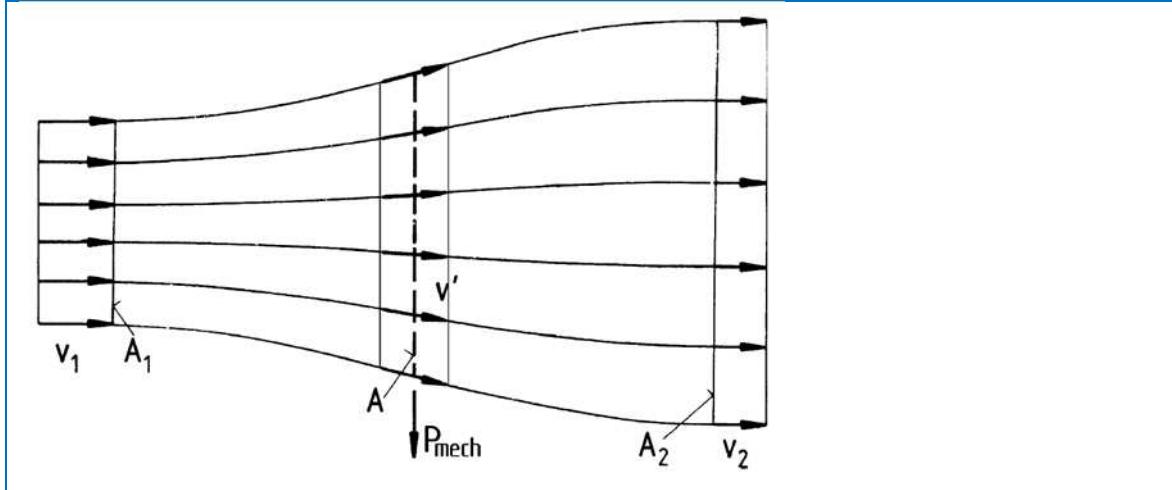


Abbildung 5-54: Strömungsverhältnisse beim Entzug von mechanischer Leistung aus einem Luftstrom [6]

und mit

$$\dot{m} = \rho_L \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho_L \cdot A_2 \cdot v_2. \quad (5-25)$$

ergibt sich

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A_1 \cdot v_1 \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (5-26)$$

Betrachtet man nun dieses erste Ergebnis, würde man glauben, eine maximale Leistungsausbeute würde dann stattfinden, wenn die Geschwindigkeit v_2 auf null gebremst würde. Dies wäre aber unsinnig, da gemäß (5-23) dann auch v_1 null werden müsste (bei endlichen Flächen), was bedeutet, dass überhaupt keine Strömung stattfinden würde!

Es muss daher noch ein weiteres Geschwindigkeitsverhältnis existieren, bei dem die maximale Leistungsentnahme stattfindet. Dazu wird ein weiterer Ansatz für die entnommene Leistung benötigt. Mit Hilfe des Impulssatzes (Gesamtmpuls in einem geschlossenen System bleibt konstant) wird zu diesem Zweck die Kraft berechnet, die auf den Konverter wirkt, der so genannte Schub:

$$F = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \quad (5-27)$$

Dieser Kraft muss aufgrund des fundamentalen Prinzips „Aktion bedingt Reaktion“ eine gleich große Kraft vom Wandler dem Luftstrom entgegenwirken, welche die Leistung

$$P_W = F \cdot v' = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \cdot v' \quad (5-28)$$

erfordert. v' ist dabei die Geschwindigkeit der Luftmenge in der Konverterebene A.

Die mechanische Leistung, die dem Luftstrom entzogen wird, kann also einmal aus der Energie- bzw. Leistungsdifferenz vor und hinter dem Wandler und zum anderen aus der Schubkraft und der Durchströmgeschwindigkeit abgeleitet werden.

Durch Gleichsetzen dieser beiden Ansätze folgt die Beziehung für die Durchströmgeschwindigkeit v'

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) &= \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \cdot v' \\ v' &= \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \end{aligned} \quad (5-29)$$

Die Durchströmgeschwindigkeit durch den Wandler beträgt also das arithmetische Mittel aus v_1 und v_2 . Der Massendurchsatz wird damit

$$\dot{m} = \rho_L \cdot A \cdot v' = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \quad (5-30)$$

und damit die entnommene Leistung des Wandlers

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{4} \cdot \rho_L \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (5-31)$$

Durch ein paar Umformungen kann man diese Leistung auch durch

$$P_W = P_0 \cdot c_P = \underbrace{\frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot v_1^3}_{P_0} \cdot \underbrace{\frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)}_{c_P} \quad (5-32)$$

ausdrücken, wobei P_0 die Leistung des Luftstroms durch die Fläche A darstellt, ohne dass ihm Leistung entzogen würde. c_P wird als *Leistungsbeiwert* bezeichnet. Der Leistungsbeiwert, das heißt das Verhältnis der entziehbaren mechanischen Leistung zu der im Luftstrom enthaltenen Leistung, ist also nur noch vom Verhältnis der Luftgeschwindigkeit vor und hinter dem Konverter abhängig.

Nun stellt sich die Frage, bei welchem Wert des Verhältnisses der Windgeschwindigkeiten der Leistungsbeiwert und damit die erzielbare Leistung maximal werden. Dazu wird für das Verhältnis

$$\frac{v_2}{v_1} = a \quad (5-33)$$

gesetzt und c_P danach abgeleitet und für die Extremwertsuche Null gesetzt:

$$\begin{aligned} \frac{dc_P}{da} &= \frac{d}{da} \left[\frac{1}{2} \cdot (1 - a^2) \cdot (1 + a) \right] = \frac{1}{2} \cdot (-2a \cdot (1 + a) + (1 - a^2))' = 0 \\ -3a^2 - 2a + 1 &= 0 \Rightarrow a^2 + \frac{2}{3}a - \frac{1}{3} = 0 \\ a_{1,2} &= -\frac{2}{6} \pm \sqrt{\frac{4}{36} + \frac{1}{3}} = -\frac{1}{3} \pm \frac{2}{3} \Rightarrow a_1 = \frac{1}{3}, a_2 = -1 \end{aligned} \quad (5-34)$$

Der negative Extremwert ist nicht realistisch, weil er bedeuten würde, dass eine der Windgeschwindigkeiten negativ wird, d.h. die Strömungsrichtung ändert, was wiederum der Kontinuitäts-Gleichung (5-23) widersprechen würde.

Ein plausibles Maximum wird dagegen bei $a = \frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$ gefunden. Das heißt, dass die maximale

Leistungsausbeute aus dem Luftstrom dann erreicht wird, wenn dieser auf ein Drittel der Geschwindigkeit vor dem Konverter abgebremst wird. Der Leistungsbeiwert hat bei diesem Verhältnis den Wert

$$c_P = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) = \frac{1}{2} \cdot \frac{8}{9} \cdot \frac{4}{3} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (5-35)$$

Dieser Wert bedeutet, dass maximal knapp 60% der in einem Windstrom enthaltenen kinetischen Leistung durch einen Konverter entnommen werden können. Diagramm 5-1 zeigt den Verlauf des Leistungsbeiwertes für unterschiedliche Geschwindigkeitsverhältnisse.

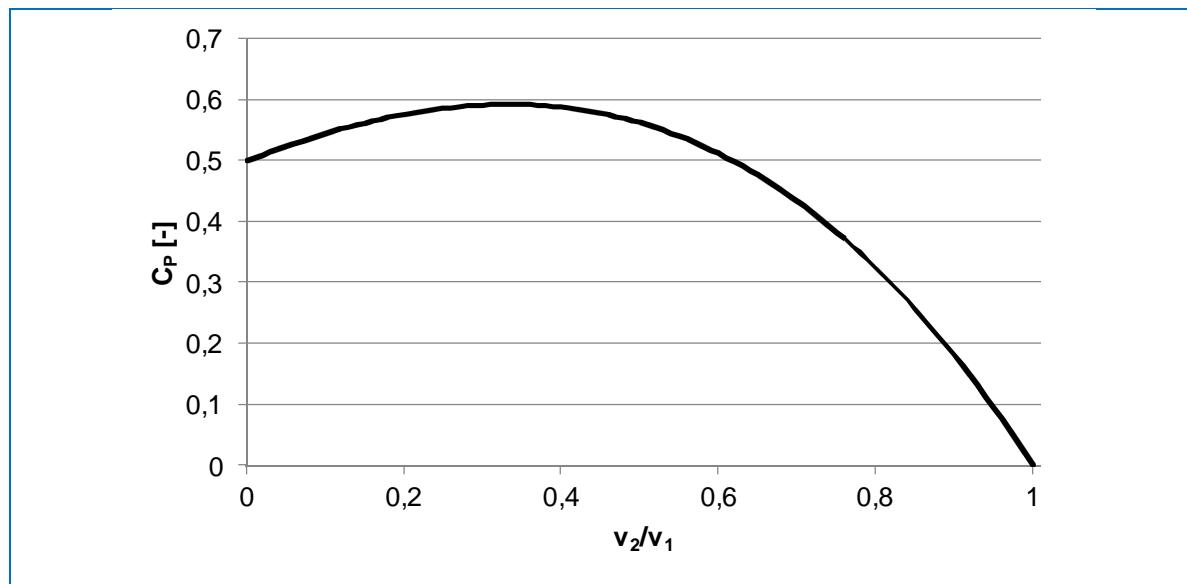


Diagramm 5-1: Verlauf des Leistungsbeiwertes über dem Geschwindigkeitsverhältnis vor und hinter dem Energiewandler

Dieser wichtige Zahlenwert wurde zum ersten Mal von Betz abgeleitet und wird deshalb auch häufig als „Betz-Faktor“ oder „Betz’scher Wert“ bezeichnet und stellt einen idealen Grenzwert dar, unabhängig von der Bauart des Wandlers. Die real erzielbaren Leistungen hängen aber sehr wohl von der Ausführung des Konverters ab.

Die erste grundlegende Unterscheidung der Konverter ergibt sich nach der Art der Luftkräfte, die für die Leistungsentnahme herangezogen werden. Jeder angestromte Körper erfährt eine Luftkraft, deren Komponenten in Strömungsrichtung definitionsgemäß als Luftwiderstand und senkrecht zur Anströmrichtung als aerodynamischer Auftrieb bezeichnet werden.

Daher kann man so genannte **Widerstandsläufer** (Nutzung des Luftwiderstandes einer Fläche) und **Auftriebsläufer** (Nutzung der Auftriebskraft eines Flügelprofils) unterscheiden. Zum Teil sind sogar Kombinationen beider Prinzipien denkbar.

5.6.2.1 Widerstandsläufer

Der Widerstandsläufer ist die einfachste Art der Windenergienutzung, da er nur den Luftwiderstand einer Fläche zur Energiewandlung verwendet. Auch die ersten bekannten Windräder beruhten auf diesem Prinzip. Ein Widerstandsläufer mit bereits optimierter Widerstandsfläche, wie sie ein Schalenkreuz in Abbildung 5-55 darstellt, erreicht einen maximalen Leistungsbeiwert von 0,2 und damit gerade ein Drittel des idealen Wertes.

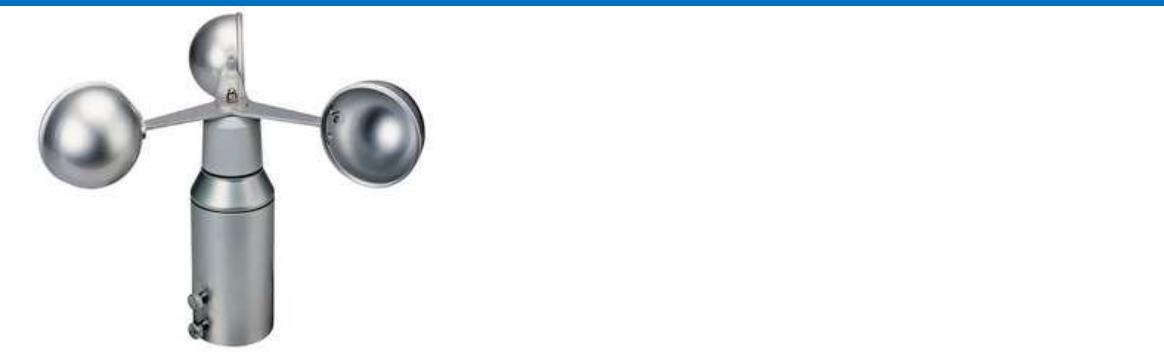


Abbildung 5-55: reale Anwendung für einen Widerstandsläufer: Schalenkreuz-Anemometer zur Messung der Windgeschwindigkeit (Quelle: www.directindustry.de)

Widerstandsläufer werden daher eher selten zur energetischen Nutzung von Windenergie verwendet, als Messgeräte finden sie aber verbreiteten Einsatz.

5.6.2.2 Auftriebsnutzender Rotor

Ist die Form der Rotorblätter so gestaltet, dass der aerodynamische Auftrieb genutzt werden kann, lassen sich erheblich höhere Leistungsbeiwerte erzielen. Die Ausnutzung des aerodynamischen Auftriebes, analog den Verhältnissen an einem Flugzeugtragflügel, steigert den Wirkungsgrad beträchtlich.

Alle modernen Bauformen von Windrotoren zielen auf diesen Effekt ab. Am besten hierzu geeignet ist der sogenannte Propellertyp mit horizontaler Drehachse (Abbildung 5-56). Die Windgeschwindigkeit v_w überlagert sich vektoriell mit der Umfangsgeschwindigkeit u des Rotorblattes zur Anströmgeschwindigkeit \bar{u} .

Diese verursacht eine Luftkraft, die wiederum in eine Komponente in Richtung der Anströmgeschwindigkeit, den Widerstand F_W und in eine Komponente senkrecht zur Anströmgeschwindigkeit, den Auftrieb F_A , zerlegt werden kann. Die Auftriebskraft hat wiederum Komponenten in (F_{AT}) und senkrecht (F_{AS}) zur Rotorebene. Die Tangentialkomponente F_{AT} bildet das Antriebsmoment, F_{AS} den Schub und F_W den Luftwiderstand des Rotors.

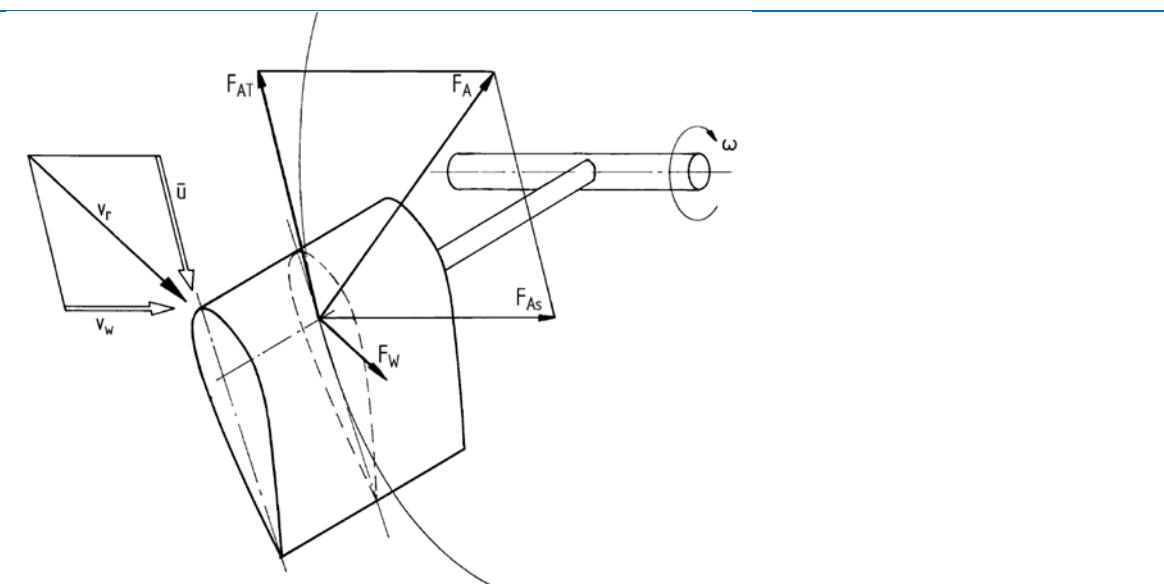


Abbildung 5-56: Anströmgeschwindigkeit und Luftkräfte an einem propellerartigen, auftriebsnutzenden Rotor (Proportionen nicht realistisch) [6]

Ziel bei Windkraftanlagen ist also maximales Antriebsmoment bei geringem Schub und Luftwiderstand. Moderne Profile, die für Flugzeugtragflügel entwickelt wurden und ebenso Anwendung für Windrotoren finden, weisen ein extrem günstiges Verhältnis von Auftrieb zu Widerstand auf. Dieses Verhältnis, als Gleitzahl E bezeichnet, kann Werte bis zu 200 erreichen. Hier sieht man den Vorteil der Nutzung des Auftriebsprinzips für die Windenergienutzung.

Eine quantitative Berechnung der erzielbaren Leistungsbeiwerte ist bei auftriebsnutzenden Rotoren nicht mehr mit Hilfe elementarer physikalischer Beziehungen möglich. Hierzu sind aufwendigere theoretische Modellvorstellungen erforderlich, auf die hier aber nicht näher eingegangen werden kann.

5.6.2.3 Einschränkungen der Theorie nach Betz

Ausgehend von der vorgestellten „Betz'schen Theorie“ können die gemachten Idealisierungen und Annahmen in erweiterten Theorien genauer berücksichtigt werden, was zu einer sukzessiven Verbesserung der Beschreibung realer Verhältnisse führt (vergl. Abbildung 5-57 und Abbildung 5-58). Beispielsweise kann der Einfluss der Drallverluste (nicht nutzbare kinetische Energie durch Verwirbelung der Strömung) berücksichtigt werden, welche sich insbesondere bei niedrigen Schnelllaufzahlen leistungsmindernd auswirken.

Unter der Schnelllaufzahl λ ist dabei das Verhältnis der Geschwindigkeit der Rotorblattspitze ($u = d_{Rot} \cdot \pi \cdot n$; mit Rotordrehzahl n und Rotordurchmesser d_{Rot}) zur Windgeschwindigkeit v_w in der Rotorebene zu verstehen:

$$\lambda = \frac{u}{v_w} \quad (5-36)$$

Abbildung 5-57 zeigt, wie sich durch Ergänzungen der Theorie von Betz die Verläufe der Leistungsbeiwerte den realen Verläufen annähern (z.B. zu sehen in Abbildung 5-58).

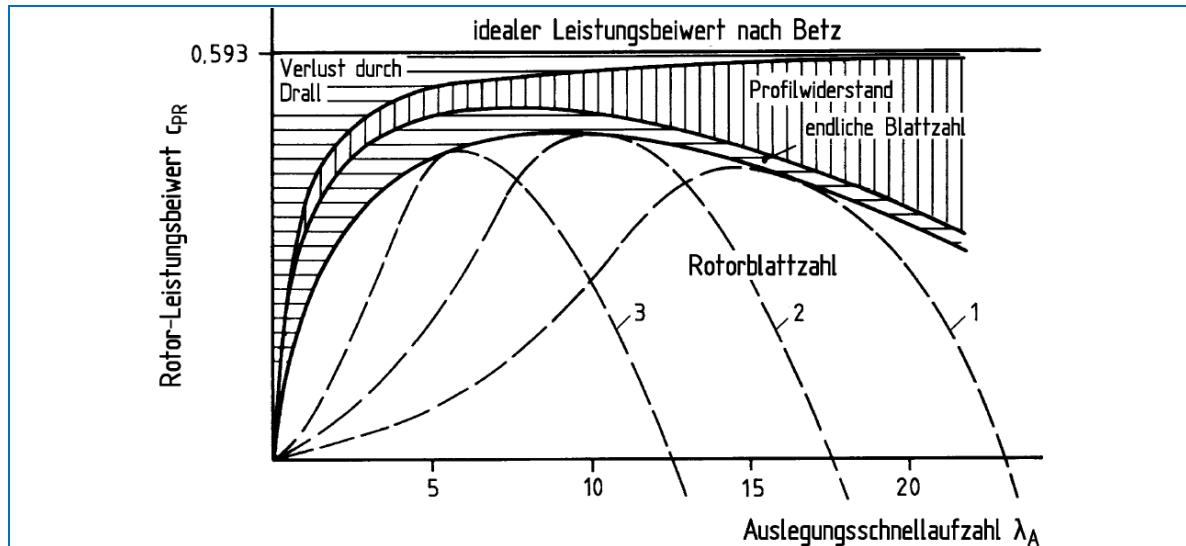


Abbildung 5-57: Stufenweise Annäherung der realen Rotorleistungskennlinie durch Ergänzungen der Theorie [6]

Je geringer die Rotorblattanzahl ist, desto höher wird die Schnelllaufzahl. Außerdem wird der Leistungsbeiwert insbesondere bei modernen Windenergiekonvertern mit geringer Rotorblattanzahl (sogenannte Schnellläufer) von den Strömungsverlusten durch Drall und Reibung des Rotorblatts bestimmt.

Der reale Leistungsbeiwert c_P moderner Dreiblattwindkraftanlagen, welche sich aufgrund der besten Ausnutzung der dargebotenen Windleistung durchgesetzt haben, erreicht heute im optimalen Betriebsbereich Werte bis zu 0,47.

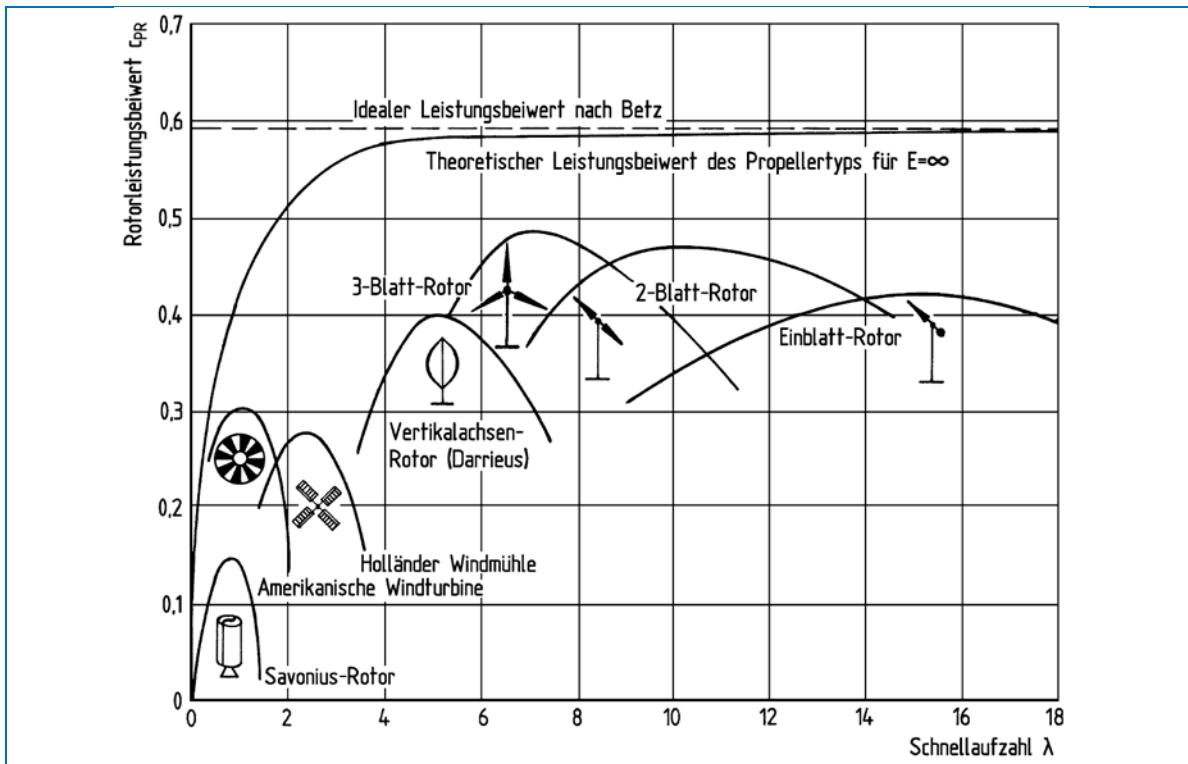


Abbildung 5-58: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart [6]

5.6.3 Windkraftkonverter

Wie bereits am Ende des vorhergehenden Kapitels deutlich wurde, sind die Bauform und die Ausführung eines Windkraftkonverters für dessen Funktionalität von entscheidender Bedeutung. Aus diesem Grund haben sich bei Großwindkraftanlagen dreiblättrige Horizontalachsenkonverter durchgesetzt, da sie die beste Nutzung des Windangebots bieten und sich daher schneller rentieren.

Dennoch gab und gibt es andere Entwicklungen, die aufgrund spezieller Eigenschaften auch ihre Einsatzmöglichkeiten haben. Im Folgenden soll daher kurz auf die unterschiedlichen Arten von Windkraftanlagen eingegangen und diese klassifiziert werden.

5.6.3.1 Bauformen

Tabelle 5-4 gibt einen Versuch der Einteilung von bekannten Anlagenprinzipien wieder. Manche davon sind bereits vorgestellt worden. Es wird nicht auf alle Punkte dieser Tabelle eingegangen, die wichtigsten Typen werden aber kurz vorgestellt.

Auftriebsprinzip horizontale Achse	Auftriebsprinzip vertikale Achse	Konzentrierende Maschinen	Widerstands-prinzip
<ul style="list-style-type: none"> - Schnellläufer <ul style="list-style-type: none"> ▸ Einblattrotor ▸ Zweiblattrotor ▸ Dreiblattrotor - Langsamläufer <ul style="list-style-type: none"> ▸ historische Windmühle ▸ amerikanische Windmühle ▸ gegenläufiger Doppelrotor - Mehrfachrotor - Flettner - Segelrotor - Schlepperturbine 	<ul style="list-style-type: none"> - Schnellläufer <ul style="list-style-type: none"> ▸ Darrieus ▸ H-Rotor ▸ Giromill - Langsamläufer <ul style="list-style-type: none"> ▸ Savoniusläufer mit Auftriebsprinzip 	<ul style="list-style-type: none"> - Einfachmantelturbine - quasi-Mantel - Tornadotyp - Windturbine mit Diffusor - Delta-Konzentrator - Berwian 	<ul style="list-style-type: none"> - Savonius - Schalenkreuz - umklappende Flächen - hälftig abgeschirmt

Tabelle 5-4: Klassifizierung von Windkraftanlagen [7]

5.6.3.1.1 Auftriebsprinzip mit horizontaler Achse

Das Auftriebsprinzip ist der am häufigsten verwendete Effekt zur Windenergienutzung, wie in Abschnitt 5.6.2.2 bereits erläutert wurde. Die horizontale Ausrichtung der Rotorachse war und ist die verbreitetste Anordnung (vergl. Kapitel 5.6.1). Neben der Achsausrichtung wird auch noch nach der Schnellläufigkeit unterschieden.

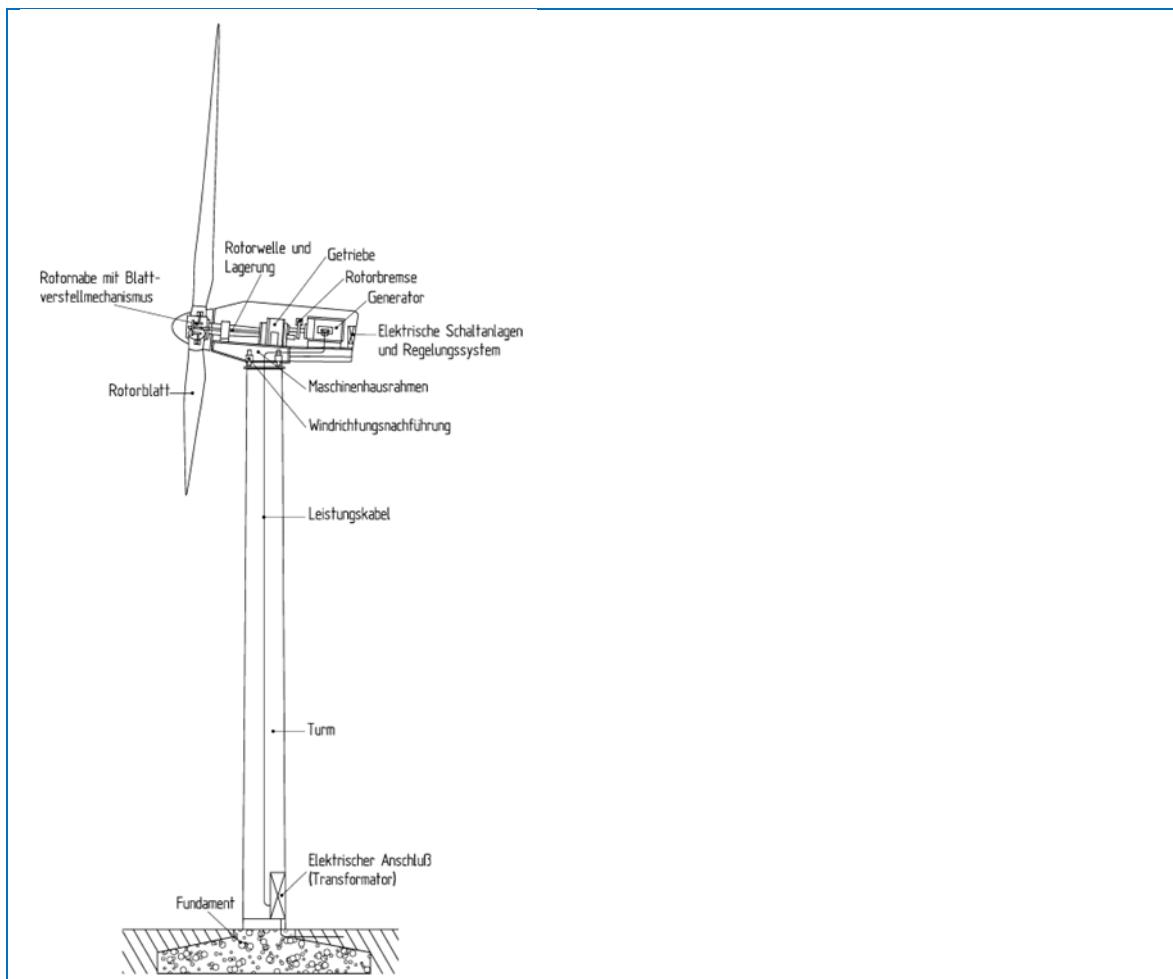


Abbildung 5-59: Horizontalachsen-Windkraftanlage, 3-Blatt (Schnellläufer), Schema [6]

Schnellläufer sind Anlagen mit Schnelllaufzahlen, die größer als ca. 3 sind und haben eine geringe Blattanzahl (vergl. Abbildung 5-58). Diese Typen weisen die beste Ausnutzung des Windangebots auf, da mit Ihnen die höchsten Leistungsbeiwerte erzielt werden können. Abbildung 5-59 zeigt schematisch eine heute übliche Anlage.

Langsamläufer weisen hingegen ein höheres Drehmoment auf, wodurch sie sich sehr gut als Antrieb für Pumpen („Western Mill“) oder historisch für Mühlen eignen. Es können aber nur Leistungsbeiwerte bis max. 0,3 erreicht werden.

5.6.3.1.2 Auftriebsprinzip mit vertikaler Achse

Windkraftanlagen mit vertikaler Achse gehören zwar zu den ältesten Typen, aber anfangs nutzen diese nur das Widerstandsprinzip (vergl. Abschnitt 5.6.2.1 und 5.6.3.1.4). Erst in neuerer Zeit wurden auch Vertikalachsenrotoren entwickelt, die den aerodynamischen Auftrieb auch wirklich nutzen.

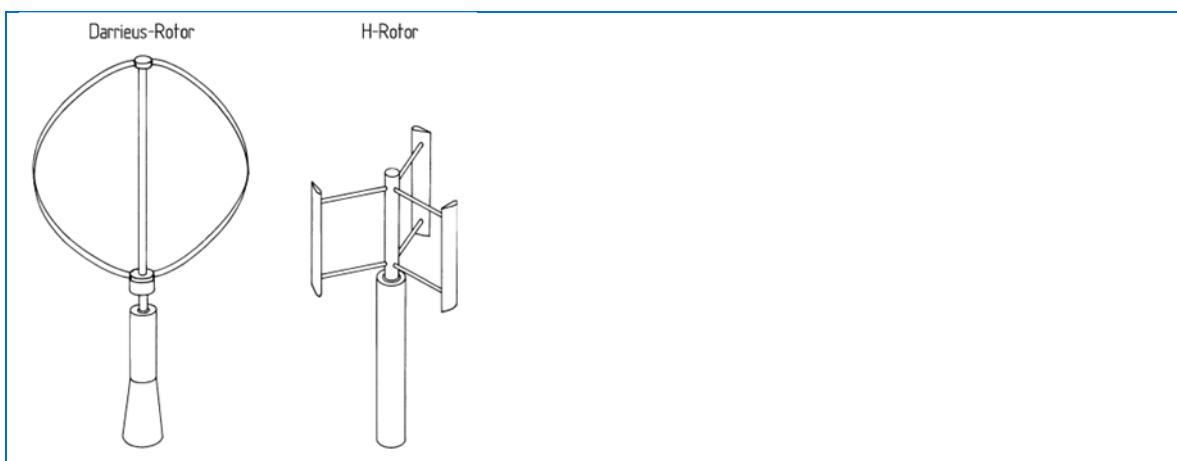


Abbildung 5-60: Rotorformen mit vertikalen Achsen und Nutzung des Auftriebsprinzips [6]

Der H-Rotor wird auch gerne gekrümmmt als so genannter Darrieus-Helix-Rotor ausgeführt und findet in dieser Form teilweise Anwendung in verbauten Gebieten, da dieser Typ weniger Geräusche verursachen soll als konventionelle Windräder. So wurde im Februar 2012 auf dem Bürogebäude „ENERGYbase“ im 21. Wiener Gemeindebezirk ein 5 kW Windrad dieses Typs installiert. Künftig soll dieser Typ dann im Stadtgebiet häufiger zu finden sein.

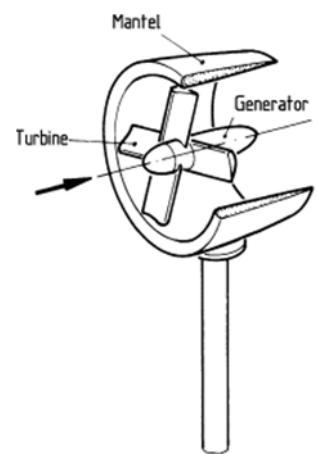
5.6.3.1.3 Konzentrierende Maschinen

Die jetzt vorgestellten Typen sind erst im Experimentierstadium und kommerziell noch nicht im Einsatz, auch ist fraglich, in wie weit diese Typen in Zukunft eine Rolle spielen werden.

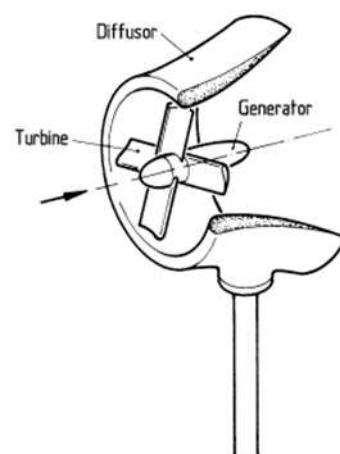
Allen Anlagen ist der Grundgedanke zugrunde gelegt, die Leistungsausbeute bezogen auf die Rotorkreisfläche durch zusätzliche, starre Baumaßnahmen durch Erhöhung der Anströmgeschwindigkeit oder Wirblerzeugung zu erhöhen.

Auch gibt es so genannte Turmkonzepte. Beim **Wirbelturm** wird der Windströmung ein stationärer Wirbel überlagert, so dass dessen Geschwindigkeit antreibend auf den Rotor wirkt.

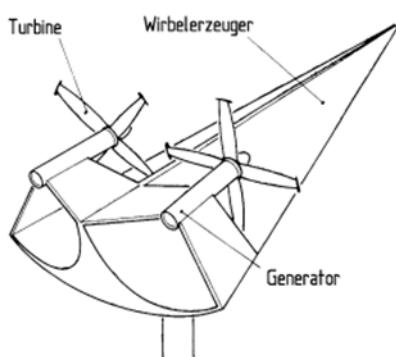
Das **Aufwindkraftwerk** stellt streng genommen kein Windkraftwerk mehr dar, da nicht der natürliche Wind genutzt wird, sondern mit Hilfe solarer Einstrahlung und einem hohen Kamin Aufwinde künstlich erzeugt werden.



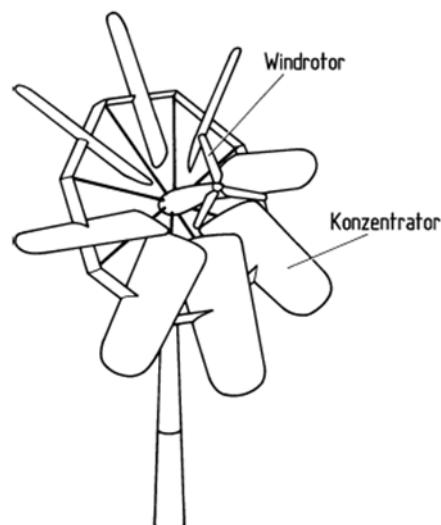
Mantelturbine



Mantelturbine mit Diffusor



Delta-Konzentrator



Konzentrator „Berwian“

Abbildung 5-61: Windrotoren mit statischen Bauwerken zur Konzentration der Windenergie [6]

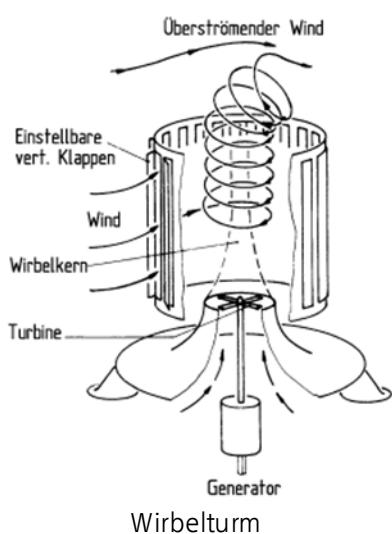
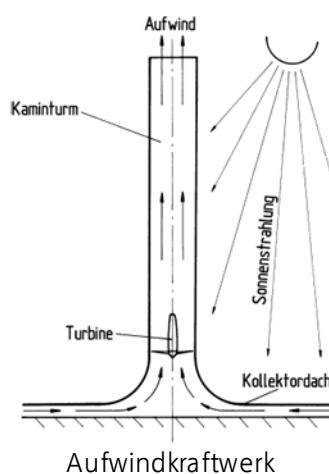


Abbildung 5-62: Turmkonzepte für Windkraftanlagen [6]



5.6.3.1.4 Widerstandsprinzip

Wie bereits erwähnt, stellen Windkraftanlagen nach dem Widerstandsprinzip die ältesten Anlagen dar. Auch hier gibt es unterschiedliche Ausführungsformen, meist jedoch mit vertikaler Achsrichtung.

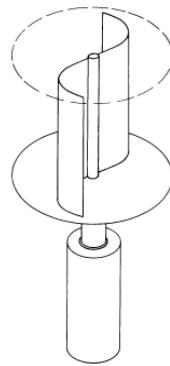


Abbildung 5-63: Savonius Widerstandsläufer

Bekanntestes Beispiel ist, neben dem Schalenkreuz (Abbildung 5-55), der Savoniusrotor (früher auf Zügen und heute teilweise auf Lieferwagen zur Belüftung). Frühere Anwendungen hatten einfach gerade Widerstandsflächen, die einfach umklappen oder eine Hälfte des Rotors wurde einfach vom Wind abgeschirmt.

5.6.3.2 Netzanbindung

Um die dem Wind entnommene Energie in Form von elektrischer Energie der Nutzung zuführen zu können, muss der mechanische Windkonverter (der Rotor) über eine geeignete elektromechanische Umwandlungskette an das elektrische Netz angeschlossen werden. In Abbildung 5-65 bzw. Abbildung 5-64 sind die einzelnen Komponenten dieser Kette dargestellt.

Diese nachfolgende Wandlung ist natürlich wieder mit Verlusten behaftet, wodurch sich entsprechend die erzielbare Energieausbeute verringert. Abbildung 5-64 zeigt ein Energieflossbild, in dem die Verluste der einzelnen Stufen angeführt sind (inkl. Rotor). Bei modernen Windkraftanlagen sind durchaus Gesamtwirkungsgrade der elektromechanischen Wandlungskette im Bereich von bis zu 90% (ohne Rotor) erzielbar [6].

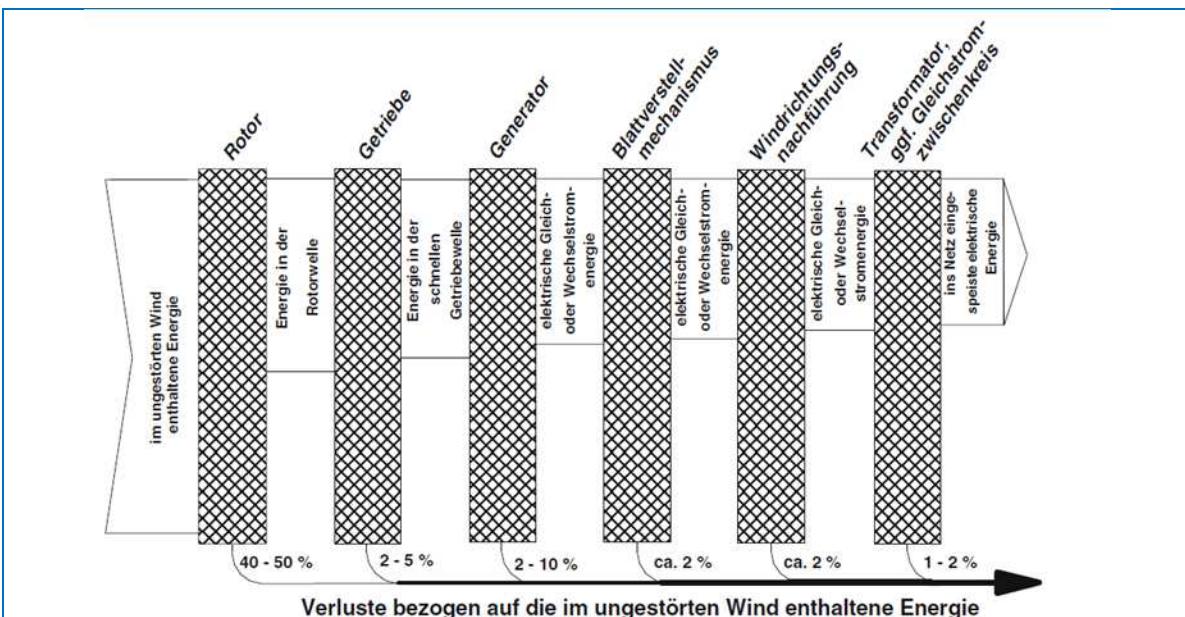


Abbildung 5-64: Energieflossbild einer Windkraftanlage [7]

Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Konzepte, wie eine Windkraftanlage an das Netz angebunden wird. Diese unterscheiden sich

- im Vorhandensein eines mechanischen Getriebes zur Drehzahlumsetzung oder eines getriebelosen Aufbaus,
- in der direkten Anbindung des Generators (über einen Trafo) ans Netz (drehzahlvariabel) oder die Verwendung von zusätzlichen Stromrichtern (drehzahlvariabel),
- im Typ des Generators (Synchron-, Asynchron-, Gleichstromgeneratoren).

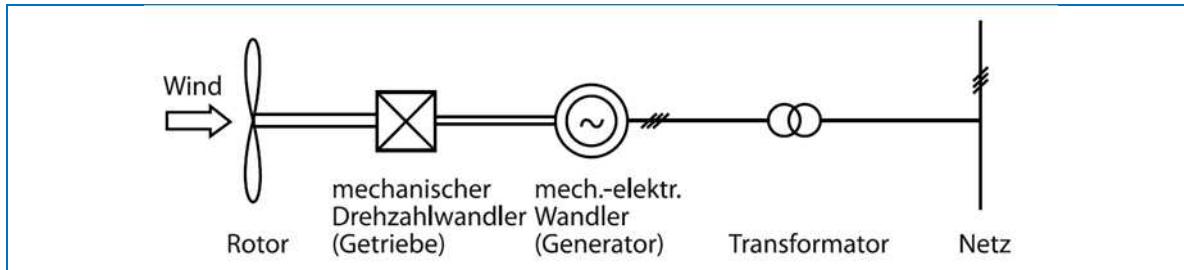


Abbildung 5-65: Schmema der mechanisch-elektrische Wirkungskette einer Windkraftanlage [6]

Bei der Verwendung von Asynchronmaschinen (ASM) ist eine direkte Netzkopplung möglich, da dieser Maschinentyp wegen seines Schlupfs eine „weiche“ Drehzahlcharakteristik aufweist. In Kombination mit der so genannten „Stall-Regelung“ (siehe Abschnitt 5.6.3.3.2) findet dieses Anlagenkonzept Anwendung. Vorteile sind hierbei die Verwendung wartungsarmer und kostengünstiger Komponenten (ASM, Rotor ohne Blatteinstellung), größter Nachteil sind die geringen Regelungsmöglichkeiten und der Blindleistungsbedarf des Generators, der zusätzliche Netzbelastungen verursacht.

Moderne Windkraftanlagen werden daher heute hauptsächlich drehzahlvariabel mit Rotordrehzahlen von 14 bis 25 U/min ausgeführt.

Besonders geeignet und oft angewendet werden doppelt gespeiste ASM (siehe Abbildung 5-66), in denen dem Läuferfeld ein drehzahlvariables Feld (über Schleifringe und Rotorwicklung) überlagert wird, so dass die abgegebene Frequenz unabhängig von der Läuferdrehzahl wird. Vorteil ist hier, dass die Leistung, die in den Rotor eingespeist wird, relativ klein ist im Vergleich zur Nennleistung der Anlage, wodurch der Umrichter entsprechend kostengünstig ist.

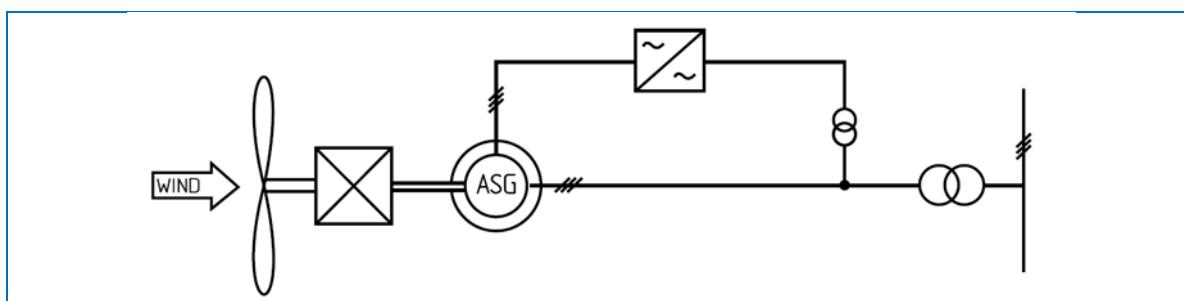


Abbildung 5-66: Doppelt gespeister Asynchrongenerator (ASG) mit Direktumrichter [6]

Gerne werden auch Synchronmaschinen (SM) als Generatoren eingesetzt, da sie eine ausgezeichnete Regelbarkeit aufweisen. Der normalerweise drehzahlstarre Betrieb dieser Maschinen wird über die Anbindung über einen Umrichter drehzahlvariabel gemacht. Mit Hilfe eines **viel**poligen Generators können so auch Windkraftanlagen ohne Getriebe realisiert werden (siehe Abbildung 5-67). Durch die hohe Polzahl wird auch der Rotordurchmesser entsprechend groß, zu sehen in Abbildung 5-68.

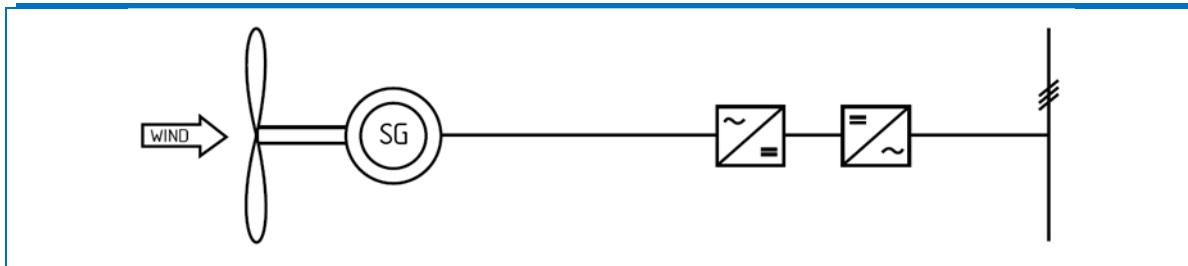


Abbildung 5-67: Direkt vom Rotor angetriebener, drehzahlvariabler Synchrongenerator (SG) mit nachgeschalteten Frequenzumrichter [6]



Abbildung 5-68: Maschinenträger, Generator, Achszapfen und Nabe einer Enercon E66 (getriebe-los) (Quelle: Enercon)

Bei diesem Anlagenkonzept entfallen die Kosten und die Verluste des Getriebes. Der Umrichter muss jedoch, sowohl mit und ohne Getriebe, auf die Anlagennennleistung ausgelegt sein!

5.6.3.3 Leistungsregelung [7]

Da die elektromechanische Wandlungskette einer Windkraftanlage bestimmten Einsatzzeinschränkungen unterliegt (mechanisch maximal zulässige Drehzahl, Leistungsbeschränkung des Generators oder Umrichters), muss die dem Wind entnommene Leistung mit entsprechenden Regel- und Steuereinrichtungen bei höheren Windgeschwindigkeiten beschränkt werden, am besten direkt beim Rotor.

5.6.3.3.1 Leistungskennlinie

Eine Leistungskennlinie gibt den Zusammenhang zwischen der abgegebenen elektrischen Leistung einer Windkraftanlage und der Windgeschwindigkeit wieder. Hierin sind auch gut die einzelnen Phasen der Regelung zu erkennen (siehe Abbildung 5-69).

- **Phase I:** (Flautenbereich) Liegt die Windgeschwindigkeit unter einem bestimmten Wert, kommt es zu keinem Anlauf der Windkraftanlage, da die im Wind enthaltene Energie nicht ausreicht, um Trägheits- und Reibungskräfte der Anlage zu überwinden.
- **Phase II:** (Teillastbereich) steigt die Windgeschwindigkeit über die so genannte Anlaufwindgeschwindigkeit, beginnt sich der Rotor zu drehen und die Anlage läuft an. Die am Generatortaustgang abnehmbare elektrische Leistung ist allerdings nicht exakt proportional der theoretisch nutzbaren Leistung, da in diesem Kennlinienbereich Verluste auftreten, die nicht linear von der Geschwindigkeit abhängen (z. B. aerodynamische Reibungsverluste). Diese Phase beginnt bei derzeit marktgängigen Anlagen bei einer Anlaufwindge-

schwindigkeit von rund 3 bis 4 m/s und endet bei der so genannten Nennwindgeschwindigkeit zwischen 12 bis 14 m/s. In diesem Betriebszustand errechnet sich die elektrische Ausgangsleistung aus dem Produkt des aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Wirkungsgrads sowie der gesamten im Wind enthaltenen Leistung.

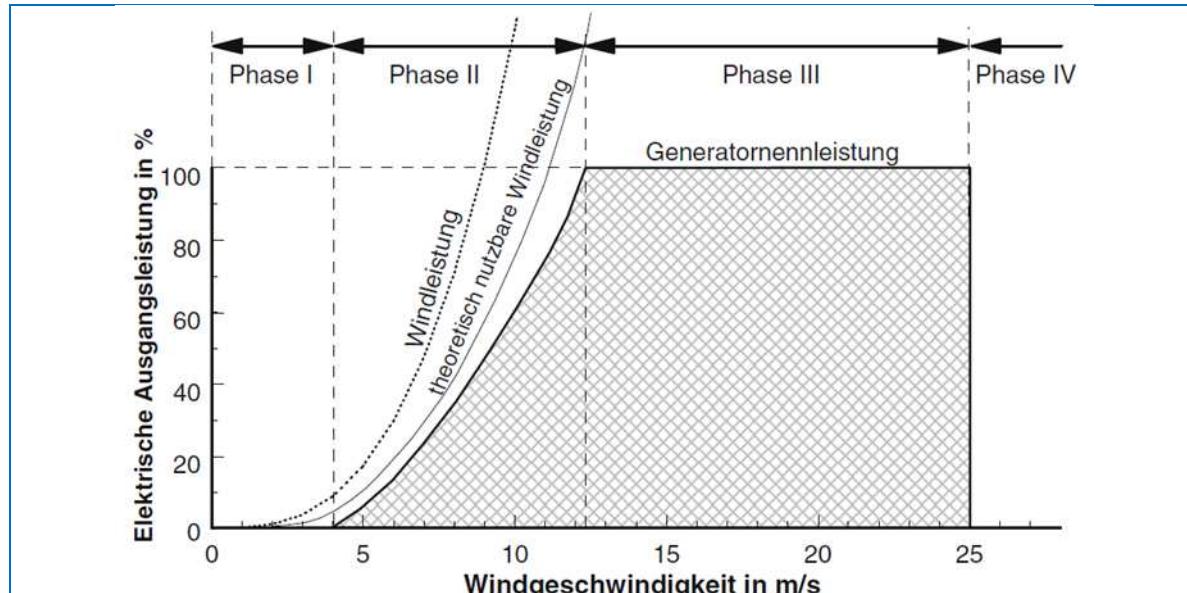


Abbildung 5-69: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung bei typischen Pitch-geregelten Horizontalachsenkonvertern [7]

- **Phase III:** (Vollastbereich) Aufgrund der Leistungsbeschränkung des Generators darf die vom Rotor eines Windenergiekonverters aufgenommene Leistung in einem längeren Zeitraum nicht die installierte Generatorenennleistung übersteigen. Deshalb muss bei einem über der Nennwindgeschwindigkeit und unterhalb der so genannten Abschaltwindgeschwindigkeit des Konverters liegenden Windenergieangebots, das theoretisch eine über die installierte Leistung hinausgehende Energieaufnahme erlauben würde, durch eine entsprechende Regelung sichergestellt werden, dass höchstens die installierte Generatorleistung von der Rotorachse an den Generator abgegeben wird. In diesem Windgeschwindigkeitsbereich entspricht somit die abgegebene elektrische Leistung näherungsweise der installierten Generatorleistung. Die Abschaltwindgeschwindigkeit, die diese Betriebsphase zu höheren Windgeschwindigkeiten hin begrenzt, liegt bei etwa 24 bis 30 m/s.
- **Phase IV:** (Abschaltbereich) Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine von Konverteranlagenbauart und -typ abhängige obere Geschwindigkeitsgrenze, muss die Windkraftanlage zur Vermeidung einer mechanischen Zerstörung abgeschaltet werden (Sturmabschaltung). Unter diesen Witterungsbedingungen wird keine elektrische Leistung abgegeben.

Derzeit kommen bei marktgängigen Windenergiekonvertern zwei Regelungsarten für die Begrenzung der aus dem Wind aufzunehmenden Leistung zum Einsatz. Es handelt es sich um die Stall- und die Pitch-Regelung. Mit beiden Möglichkeiten kann die Leistungsaufnahme des Rotors begrenzt werden.

5.6.3.3.2 Stall-Regelung

Diese Regelung wird insbesondere für direkt ans Netz gekoppelte Anlagen verwendet. Die Leistungsaufnahme aus dem Wind wird hier durch den sogenannten „Stall-Effekt“ (bewusste Strömungsablösung an der Blattrückwand) begrenzt. Voraussetzung dafür ist, dass die Windkraftanlage an ein ausreichend starkes Netz gekoppelt und damit unabhängig von der Windgeschwindigkeit mit konstanter Rotordrehzahl betrieben wird. Dadurch verändern sich bei wechselnden Windgeschwindigkeiten die Anströmverhältnisse am – mit konstanter Drehzahl drehenden – Rotor bzw.

seinen einzelnen Blättern derart, dass die Strömung ab bestimmten (hohen) Windgeschwindigkeiten abreißt (Abbildung 5-70); der Rotor bremst sich infolge der durch einen derartigen Strömungsabriß entstehenden Wirbel (Turbulenz) quasi selbst ab.

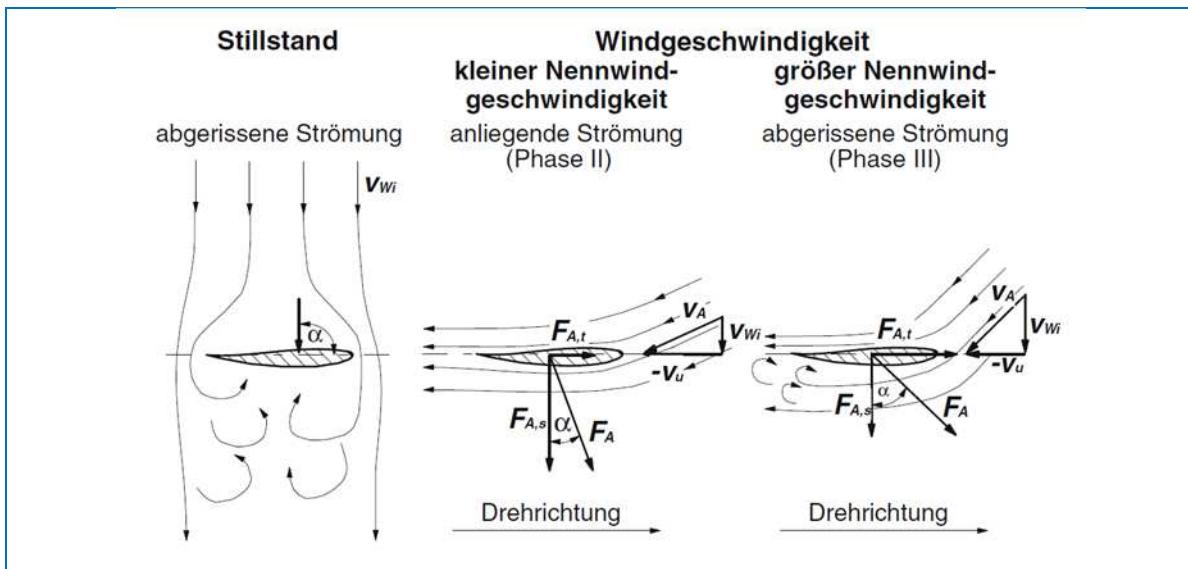


Abbildung 5-70: Strömungsverhältnisse am Rotorblattprofil einer Stall-geregelten Windkraftanlage (die Phasen beziehen sich auf Abbildung 5-69) [7]

Es ergibt sich ein Verlauf der Leistungskennlinie ähnlich Abbildung 5-72 links: aufgrund des nicht vollkommen deterministischen Auftretens des Stall-Effektes kommt es knapp über der Nennwindgeschwindigkeit zu einer Überhöhung der Generatorleistung (planmäßige Generatorüberlast bis rund 110%).

Durch den Wegfall von Blatteinstellvorrichtungen ist diese Art der Regelung günstig und wird daher gerne bei Kleinwindkraftanlagen eingesetzt. Nachteile liegen im Auftreten des so genannten „dynamischen Stalls“ in Folge von starken Böen oder Umströmungen, welche zur Überbeanspruchung der Rotorblätter oder anderer Komponenten der Anlage führen kann. Im schlimmsten Fall kann sich das „Abreissflattern“ der Rotorblätter so weit aufschaukeln, dass es zu einem Bruch dieser kommt.

Neben der „passiven“ Stall-Regelung hat sich auf dem Markt eine sogenannte Aktiv-Stall-Regelung etabliert, bei der mittels einer Blattwinkelverstellung der Rotor kontrolliert in den Stall gefahren wird (d. h. Verstellung der Blattwinkel β in Richtung kleinerer Anstellwinkel). Dadurch wird ein sanfterer Verlauf der Leistungskurve erreicht, deren Form der einer Pitch-geregelten Anlage nahe kommt.

5.6.3.3.3 Pitch-Regelung

Aufgrund der diskutierten Nachteile der Stall-Regelung wird insbesondere bei großen Windkraftanlagen die Verstellung des Blattwinkels (Anstellwinkel = Pitch) zur Regelung der dem Wind entnommenen Leistung eingesetzt (Abbildung 5-71). Hier werden durch eine Verdrehung des Rotorblatts die Anströmverhältnisse und damit wiederum die Luftkräfte auf die Rotorblätter gerade so beeinflusst, dass die Leistungsaufnahme des Rotors aus dem Wind bei Geschwindigkeiten oberhalb der Nenngeschwindigkeit weitgehend konstant ist (Abbildung 5-72).

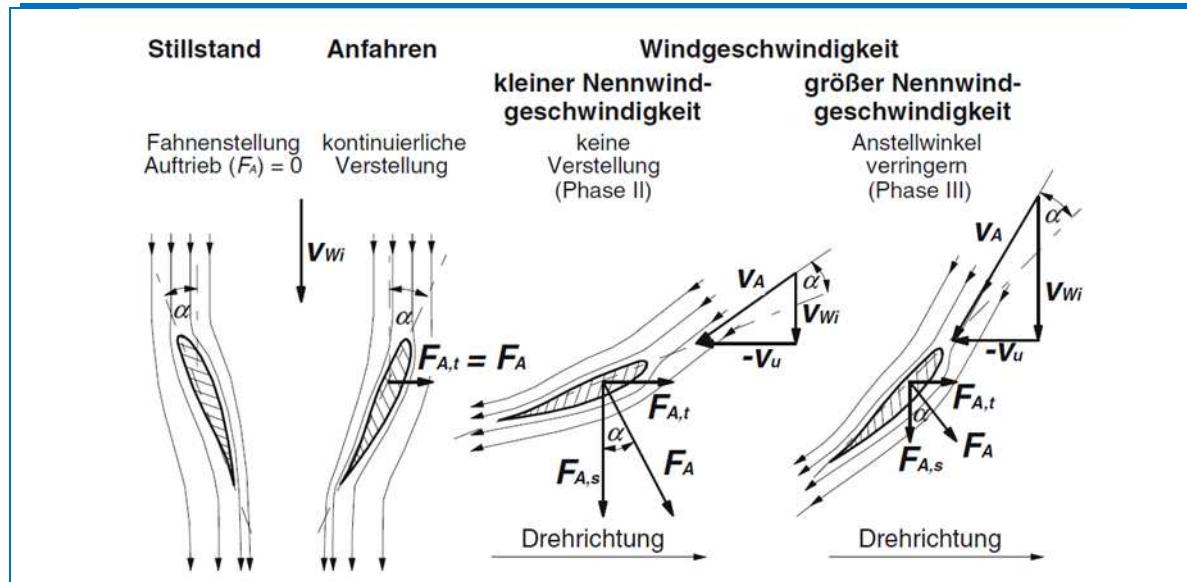


Abbildung 5-71: Strömungsverhältnisse am Rotor einer pitch-geregelten Windkraftanlage (die Phasen beziehen sich auf Abbildung 5-69) [7]

Innerhalb des normalen Betriebsbereichs einer Windkraftanlage liegt die Strömung immer am Blatt an, ein Strömungsabriss und damit die Ausbildung eines Stalls wird bei der Pitch-Regelung vermieden. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn der Blattwinkel zur Leistungsbegrenzung zu kleineren Anstellwinkeln hin verändert wird. Im Stillstand oder bei Windgeschwindigkeiten über der Abschaltgeschwindigkeit wird die sogenannte Fahnenposition eingenommen, bei der das Blatt wie eine Fahne mit dem Wind ausgerichtet ist und deshalb keine oder eine nur sehr kleine Drehzahl des Rotors erzeugen kann.

Die Pitch- hat im Gegensatz zur Stall-Regelung weiters den Vorteil, dass bei einem Überschreiten der Abschaltwindgeschwindigkeit die Anlage gezielt und damit relativ „sanft“ abgefahren werden kann (Übergang Phase III zu Phase IV). Damit wird der abrupte Übergang von der installierten Nennleistung auf null und die damit verbundene hohe mechanische Belastung der Windkraftanlage – und damit auch des Netzes bzw. der konventionellen Regelkraftwerke – vermieden.

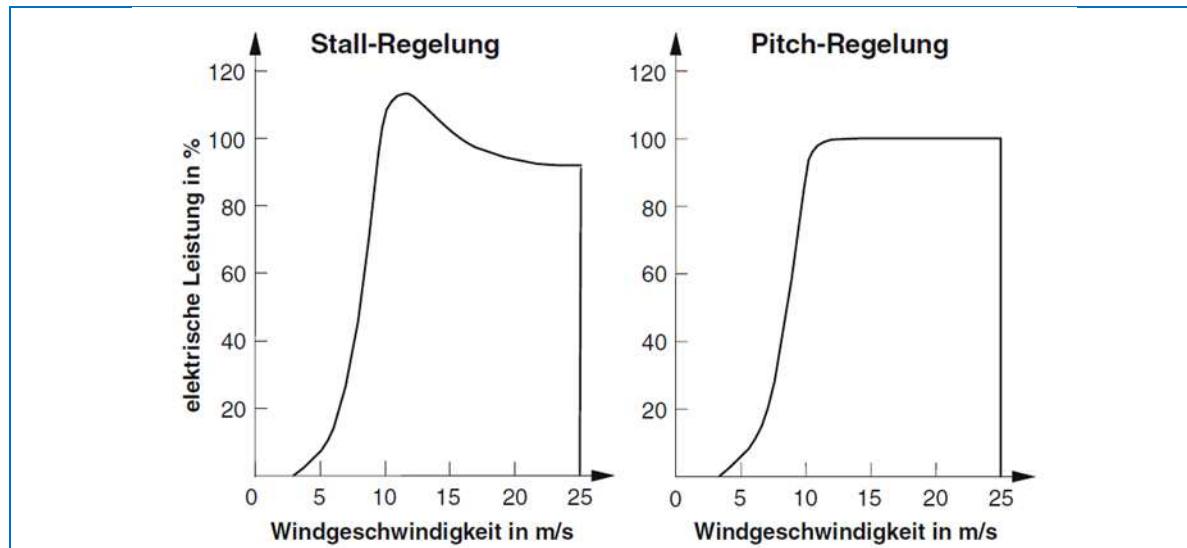


Abbildung 5-72: Leistungskennlinie einer Stall- (links) und einer Pitch-geregelten Windkraftanlage [7]

5.6.3.4 Weitere Komponenten von Windkraftanlagen

Abbildung 5-59 zeigt den schematischen Aufbau einer heute üblichen horizontalen dreiblättrigen Windkraftanlage. Neben den bereits behandelten Komponenten (Rotor, Rotorblatteinstellvorrichtung, elektromechanische Wandlungskette) sind noch weitere für den Aufbau und Betrieb von Windkraftanlagen notwendig.

So stellt eine **Rotorbremse** im Fall von Wartungen sicher, dass sich der Rotor nicht mehr bewegt. Auch ist meist die **Gondel** einer Windkraftanlage drehbar, um den Rotor in die aktuelle Windrichtung drehen zu können. **Messeinrichtungen** vor Ort versorgen die dafür notwendige Regelung der **Windrichtungsnachführung** mit den entsprechenden Informationen.

Die Windgeschwindigkeit nimmt mit steigender Höhe zu. Gerade bei Großanlagen ist es daher von besonderem Interesse, möglichst große Turmhöhen zu erreichen. Dies stellt dann in Bezug auf das **Fundament** und die Konstruktion des **Turms** selbst enorme Ansprüche.

Die Anbindung von Windkraftanlagen und **Windkraftparks** (Zusammenfassung von einzelnen Windkraftanlagen) benötigt entsprechende **Schaltanlagen** und Verkabelung. Im Fall von Off-Shore Windparks ist zumeist noch eine **HGÜ-Anbindung** an das Festland mit den dazugehörigen Umrichter-Stationen zu errichten.

5.6.4 Aufgabe: Betz'sches Gesetz

Die kinetische Energie von bewegten Luftmassen wird über folgenden Zusammenhang beschrieben

$$E_{Kin} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

Die Luftmasse m beschreibt die Luftdichte multipliziert mit dem betrachteten Volumen:

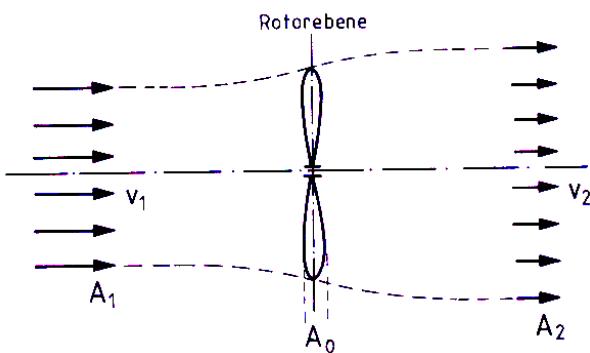
$m = \rho_L \cdot V$. Der Luftstrom \dot{V} kann als Produkt aus dem betrachteten Querschnitt und der Windgeschwindigkeit dargestellt werden: $\dot{V} = A \cdot v$

Ist man an der Leistung interessiert, so muss der Massestrom \dot{m} herangezogen werden.

- a) Berechnen Sie die Leistung P_{Kin} des Windes entsprechend der Energiemenge die pro Zeit durch die Fläche A bewegt wird.

Der Kontinuitätssatz besagt, dass der Luftmassestrom vor dem Windrad gleich jenem nach dem Windrad und jenem durch das Windrad sein muss

$\dot{m}_1 = \rho_L \cdot \dot{V}_1 = \dot{m}_2 = \rho_L \cdot \dot{V}_2 = \dot{m}_0 = \rho_L \cdot A_0 \cdot \frac{v_1 + v_2}{2}$. Nehmen Sie vor dem Windrad die Querschnittsfläche A_1 und nach dem Windrad die Fläche A_2 an, wobei am Windrad selbst die Fläche A_0 vorliegt (vergleiche nachfolgende Abbildung)



- b) Geben Sie einen allgemeinen Ausdruck für die Windleistungen P_1 und P_2 vor und nach dem Windrad an.
 - c) Stellen Sie die entnommene Leistung des Windrotors als Differenz der beiden Leistungen P_1 und P_2 dar.
 - d) Formulieren Sie das Ergebnis aus Punkt (c) in der Form $P_{Windrad} = c_P \cdot P_0$ und geben Sie somit den Ausdruck für den Leistungsbeiwert nach Betz c_P an. HINWEIS: P_0 beschreibt die ankommende Windleistung am Windrotor
- $$a = \frac{v_1}{v_2} = \frac{1}{3}$$
- e) Zeigen Sie, dass der Leistungsbeiwert c_P sein Maximum bei einem Verhältnis der Windgeschwindigkeiten von besitzt. HINWEIS: Ermitteln Sie das Maximum durch Ableiten nach dem Term a.
 - f) Wie groß ist für dieses Windgeschwindigkeitsverhältnis der Leistungsbeiwert c_P ?

5.7 Solare Energieerzeugung

Wie in den beiden vorangegangenen Kapiteln bereits beschrieben, sind Wasserkraft und Windkraft auch (indirekte) Nutzungsformen der Solarenergie. Streng genommen sind auch fossile Energieträger (allerdings erst über Jahrtausende hinweg) nachwachsende Rohstoffe, die Solarenergie speichern und nutzbar machen. Unter Solarer Energieerzeugung versteht man im engeren Sinn aber die direkte Nutzung der solaren Einstrahlung für die Erzeugung (elektrischer) Energie.

Solarthermie bezeichnet dabei die Nutzung der solaren Einstrahlung zur Erzeugung von Wärme, die für Brauchwassererhitzung oder Heizzwecke eingesetzt werden kann, aber auch in einem geschlossenen thermodynamischen Prozess in elektrische Energie gewandelt werden kann. **Photovoltaik** ist die direkte Umwandlung der Sonnenstrahlung in elektrische Energie.

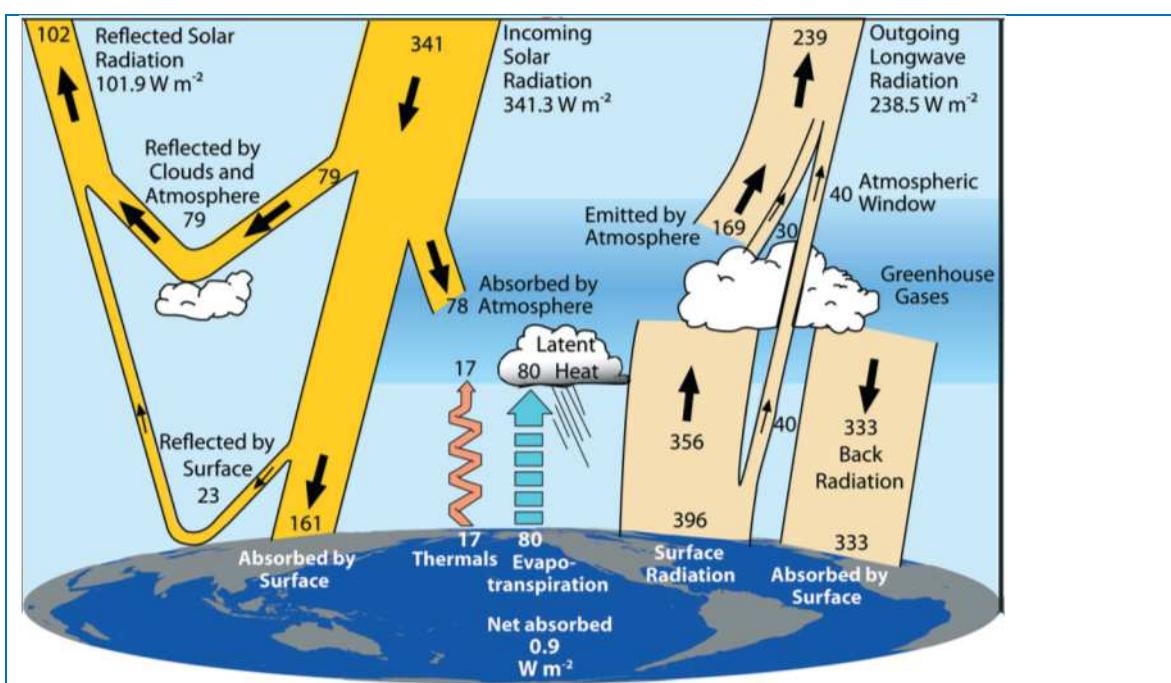


Abbildung 5-73: Globale Energieflüsse in W/m^2 [11]

Mit einer Sonnenleistung von etwa $3,8 \cdot 10^{26} \text{ W}$ und einem mittleren Radius der Erdumlaufbahn (Astronomische Einheit) von $149,6 \cdot 10^6 \text{ km}$ um die Sonne ergibt sich die **Solarkonstante**²⁸ E_0 als extraterrestrische Strahlungsdichte auf einer Kugeloberfläche, auf der auch die Erdumlaufbahn im Mittel verläuft, mit

$$E_0 = \frac{3,8 \cdot 10^{26} \text{ W}}{4\pi(149,6 \cdot 10^6 \cdot 10^3 \text{ m})^2} = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (5-37)$$

Weil die Erde keine Scheibe, sondern fast kugelförmig ist, beträgt die mittlere Strahlungsdichte pro m^2 der Erdoberfläche

$$E_E = \frac{E_0}{4} = 341,7 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (5-38)$$

Der von dieser Strahlungsdichte nicht reflektierte oder in der Atmosphäre absorbierte, sondern auf der Erdoberfläche an kommende Anteil (Abbildung 5-73) hängt von den meteorologischen Gege-

²⁸ Die Berechnung mit den angegebenen gerundeten Zahlenwerten ergibt 1351 W/m^2 . Die Solarkonstante wurde 1982 auf den oben angegebenen Wert festgelegt.

benheiten und dem Breitengrad ab. In Österreich kann man davon ausgehen, dass etwa 100 W/m² solarer Einstrahlung genutzt werden können.

Das bedeutet bei einer Fläche von 83.879 km² einen Energieeintrag von

$$W_A = 100 \frac{W}{m^2} \cdot 83879 \cdot 10^6 m^2 = 8,3879 \cdot 10^{12} \frac{8760h}{a} = \\ = 73478 TWh/a = 264 EJ/a \quad (5-39)$$

auf der Fläche Österreichs. Das entspricht nach Abbildung 2-8 etwa dem 250-fachen des jährlichen Energiebedarfs in Österreich.

5.7.1 Solarthermie

Die Strahlungsenergie wird in Sonnenkollektoren gesammelt und in Wärme umgewandelt.

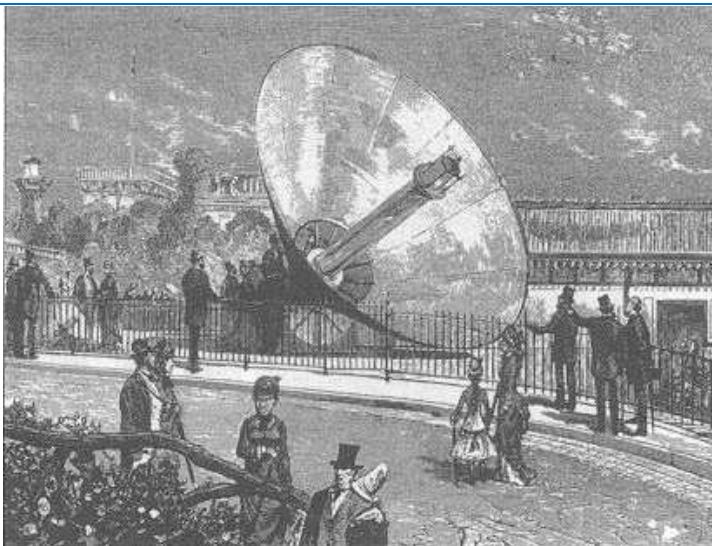


Abbildung 5-74: Solarthermischer Generator von Augustin Mouch auf der Pariser Weltausstellung 1878

Man unterscheidet zwischen nicht-konzentrierenden und konzentrierenden solarthermischen Kollektoren, die deswegen auch Niedertemperatur-Kollektoren und Hochtemperatur-Kollektoren genannt werden:

- **Niedertemperatur-Kollektoren**
 - Flachkollektoren (Abbildung 5-75)
 - Vakuumröhrenkollektor (ohne Konzentrator) (Abbildung 5-77, Abbildung 5-78)
- **Hochtemperatur-Kollektoren**
 - Vakuumröhrenkollektor (mit Konzentrator)
 - Parabol(rinnen)kollektoren (Abbildung 5-79, Abbildung 5-80)
 - Fresnel-Kollektoren (Abbildung 5-82)
 - Solartürme, in denen Einzelspiegel (Heliostate) das Sonnenlicht bündeln (CSP – Concentrated Solar Power), (Abbildung 5-85)

Niedertemperaturkollektoren werden üblicherweise für Heizzwecke eingesetzt. Die Wärme- und Strahlungsströme solcher Anlagen sind in Abbildung 5-75 und Abbildung 5-76 dargestellt.

Nachdem der Energiebedarf von Gebäuden in Mitteleuropa eher durch den Heiz- und Brauchwasserbedarf dominiert wird (Tabelle 5-5), können solche Sonnenkollektoren einen wesentlichen Beitrag zur dezentralen Energieversorgung leisten. Allerdings besteht wegen der relativ niedrigen

Arbeitstemperatur keine Möglichkeit, überschüssige Energie auszuspeisen oder anderweitig zu nutzen.

Energieanwendung	Wohngebäude	Bürogebäude
Heizen	57 %	52 %
Warmwasser	25 %	9 %
Beleuchtung	6 %	14 %
Kochen	8 %	2 %
Kühlen	2 %	7 %
Andere	2 %	16 %

Tabelle 5-5: Energiebedarf von Gebäuden in Mitteleuropa

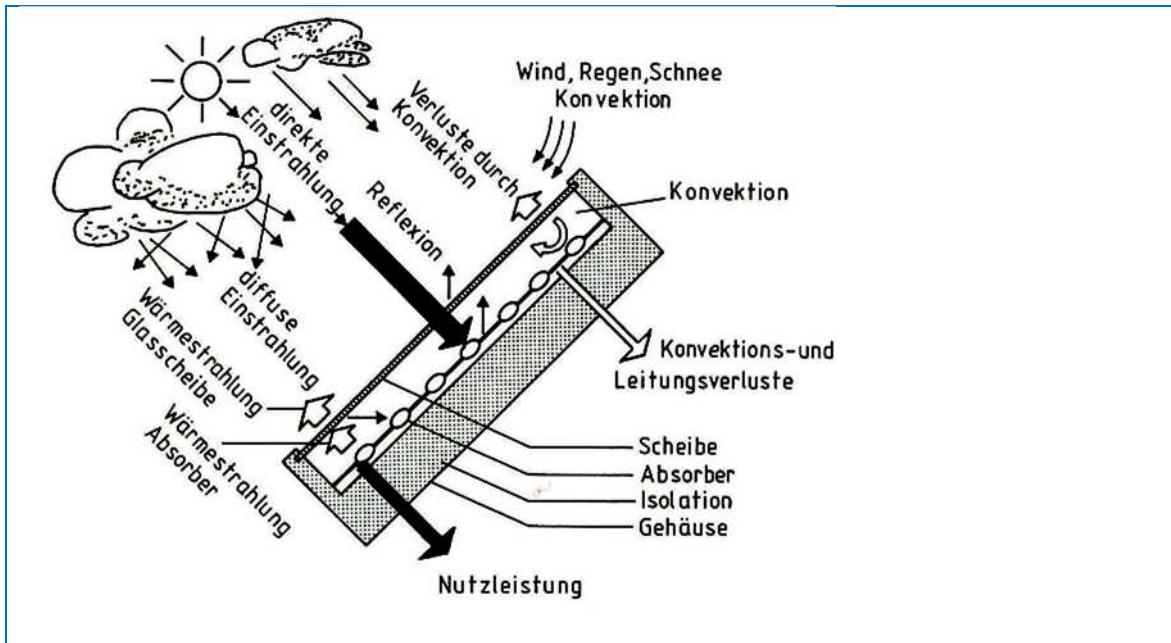


Abbildung 5-75: Niedertemperaturkollektoren (Flachkollektor)

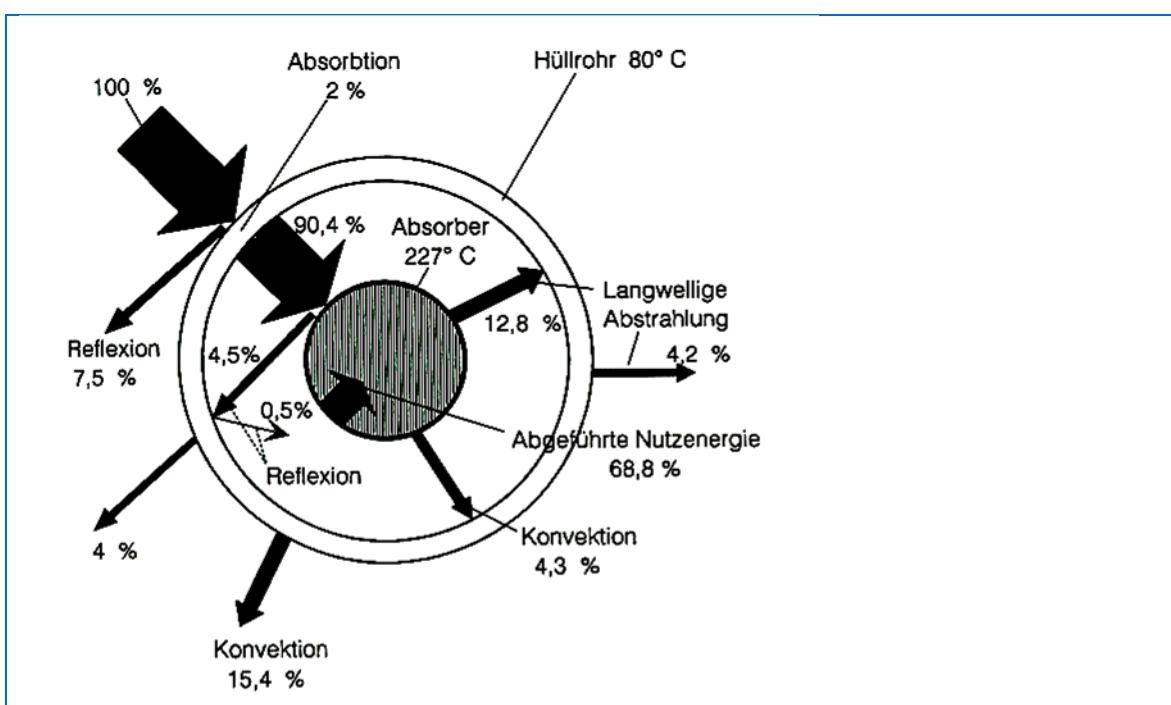


Abbildung 5-76: Wärmeströme eines Vacuum-Absorbers

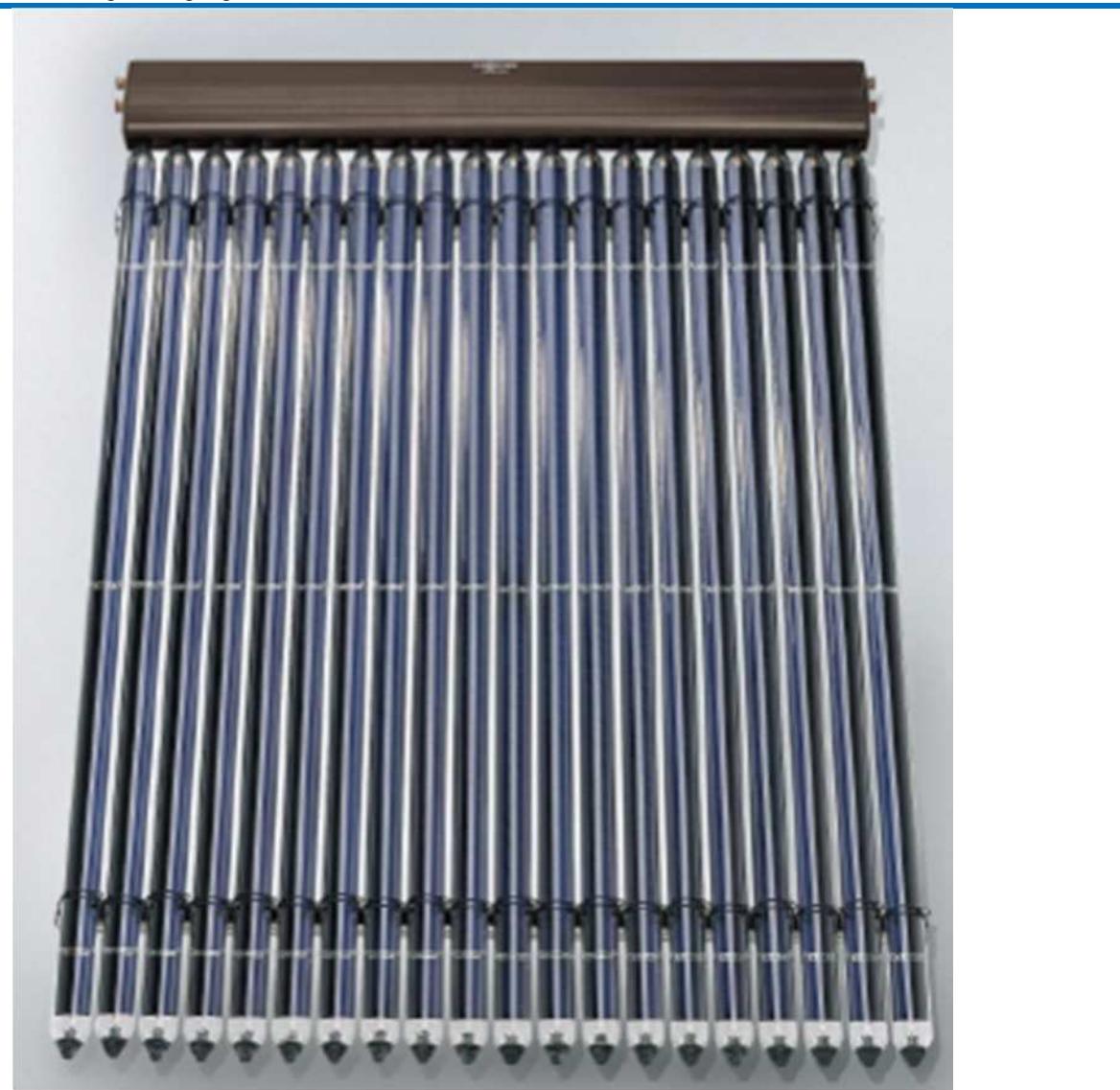


Abbildung 5-77: Röhrenkollektor [Quelle: Schott-Solar/Viessmann]



Abbildung 5-78: Feld mit Röhrenkollektoren [Quelle: Viessmann]

Hochtemperaturkollektoren können dagegen wegen der größeren erzielbaren Temperaturen auch für die solarthermische Stromerzeugung mittels eines thermodynamischen Prozesses (z.B. Gasturbinen-, Dampfturbinen- oder Stirling-Prozess) eingesetzt werden. Die Gesamtwirkungsgrade betragen 15...20%.



Abbildung 5-79: Parabolrinnenkollektoren im Kraftwerk Kramer Junction, CA, USA, 150 MW, Wärmeträger Thermoöl zirkuliert in den Röhren im Brennpunkt)



Abbildung 5-80: Parabol-Konzentrator (mit Stirling-Motoren im Brennpunkt)

Im Brennpunkt der Konzentratoren, die z.B. als Parabolspiegel (Abbildung 5-80), Parabolrinnen oder Fresnel-Linsen bzw. -rinnen (Abbildung 5-81, Abbildung 5-82) oder als Heliostate (Abbildung 5-86) ausgeführt werden können, wird dabei ein Wärmeträger (Salz, Thermoöl, Dampf) erhitzt. Der Wärmeträger gibt seine Energie dann an einen konventionellen Gas- oder Dampfturbinenprozess ab. Der Wärmeträger kann gleichzeitig auch als Energiespeicher wirken. Dadurch kann der solare Energieeintrag in bestimmten Grenzen von der Erzeugung elektrischer Energie zeitlich entkoppelt werden. Im Gegensatz zur Photovoltaik, wo die Energieerzeugung auf wenige Stunden des Tages beschränkt und auch kaum steuerbar ist, können solarthermische Kraftwerke deshalb in engen Grenzen auch Ausgleichs- und Regelenergie bereitstellen.

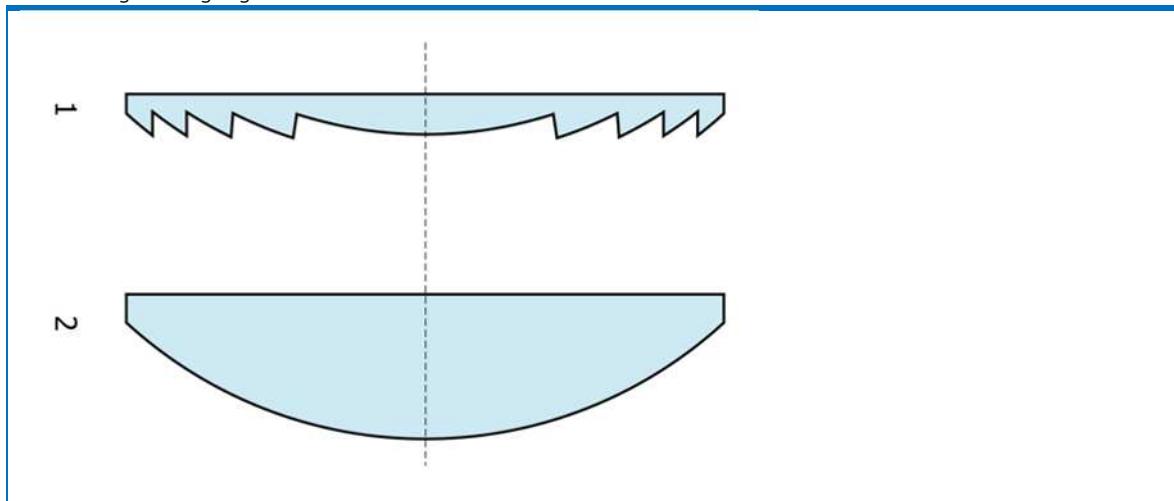


Abbildung 5-81: Fresnel-Linse (1) und vergleichbare konventionelle Linse (2)



Abbildung 5-82: Fresnel-Solar-Kraftwerk [Quelle: Fresdemo Almeria]

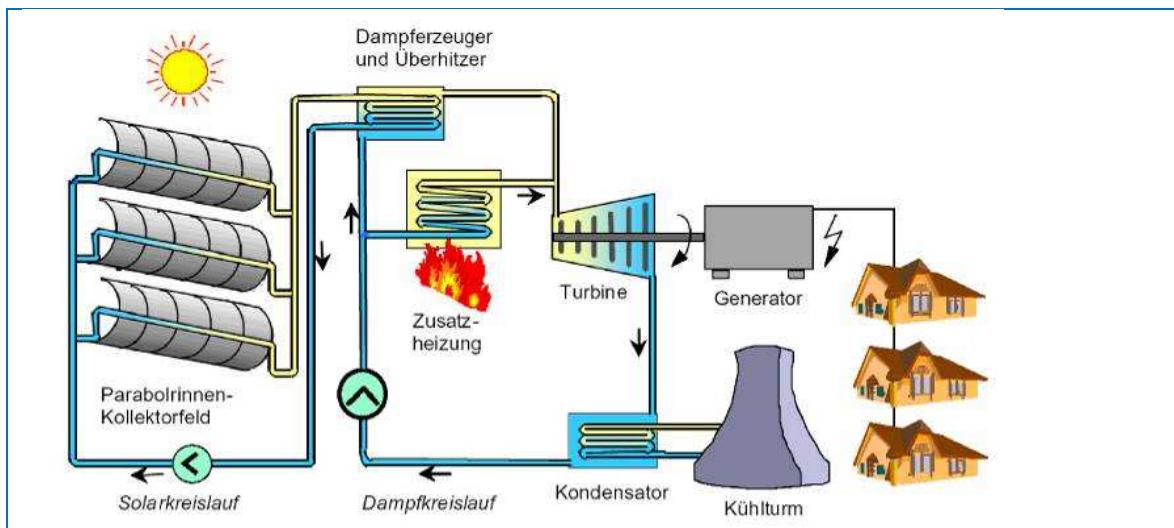


Abbildung 5-83: Prinzip des Parabolrinnen-Kraftwerks

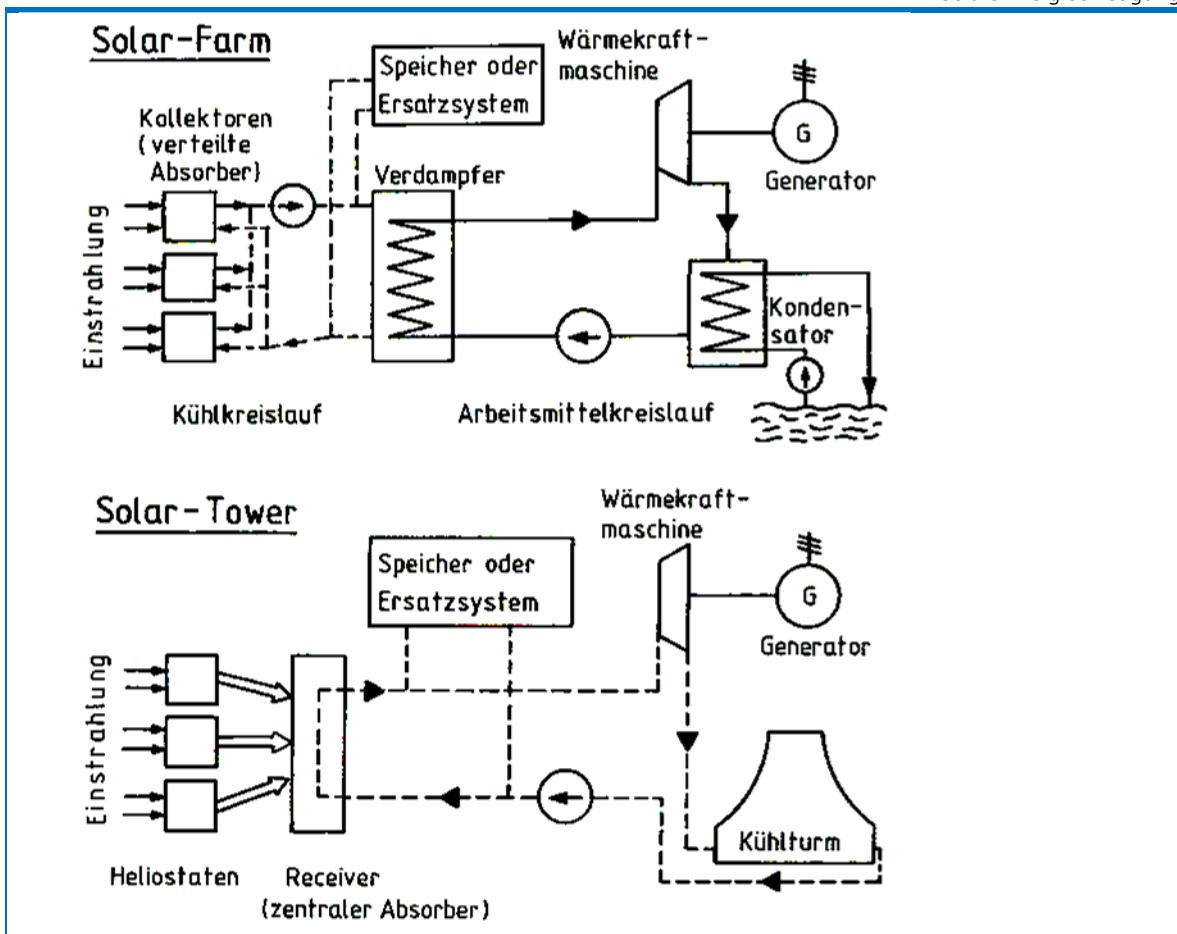


Abbildung 5-84: Prinzip eines solarthermischen Kraftwerks

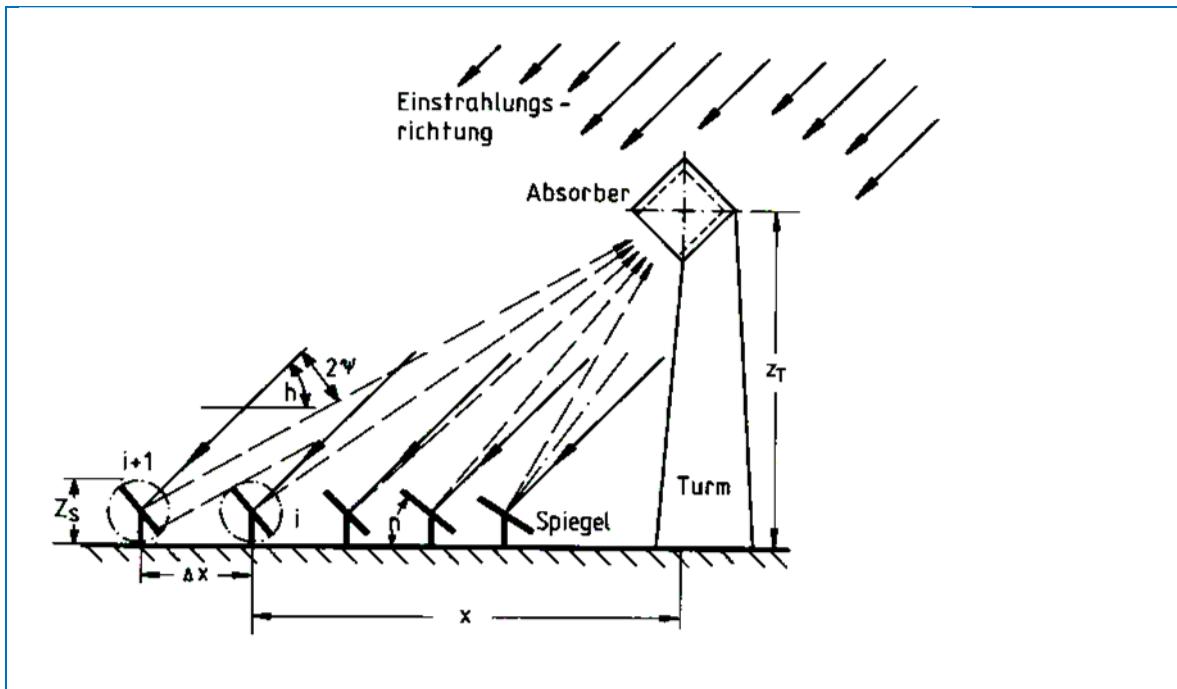


Abbildung 5-85: Solar-Tower-Kraftwerk



Abbildung 5-86: Solarkraftwerk Gemasolar, Spanien, Nennleistung 19,9 MW, 2650 Heliostate auf 1,85 km², Salzschmelze-Energiespeicher für Betrieb über 15 h ohne solaren Energieeintrag

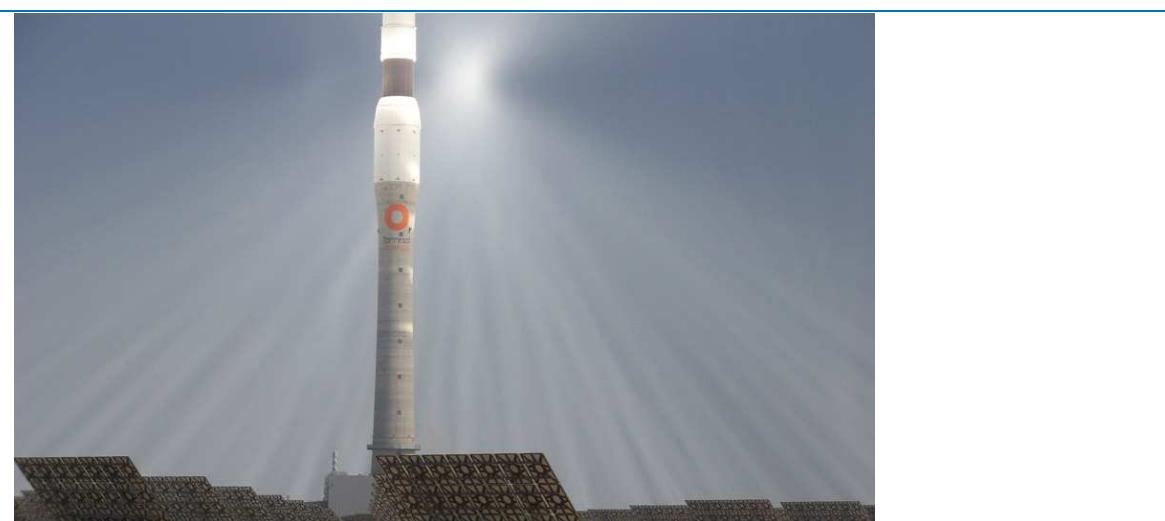


Abbildung 5-87: Turm des Solarkraftwerks Gemasolar, Spanien

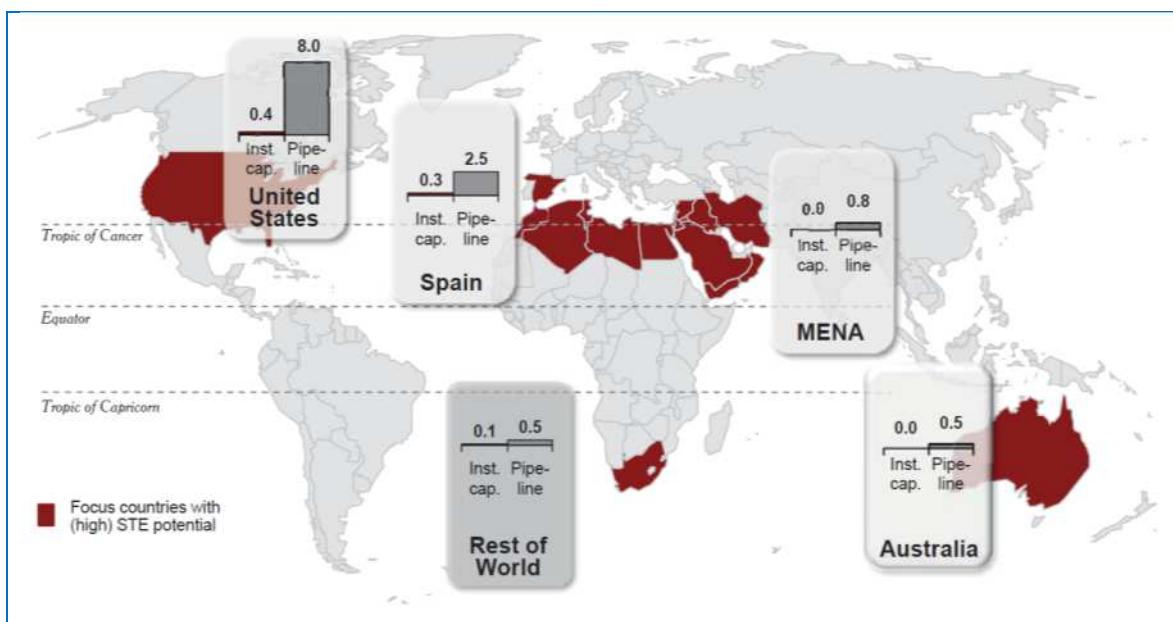


Abbildung 5-88: Installierte (Stand 2010) und für 2015 geplante Solarthermieanlagen zur elektrischen Energieerzeugung in GW [Quelle: A.T. Kearney]

5.7.2 Photovoltaik

Photovoltaik (PV) bezeichnet die direkte Erzeugung von elektrischer Energie durch Solarzellen basierend auf dem photoelektrischen Effekt. Vor Anschluss an ein Wechselstromnetz muss der Gleichstrom, der von den Solarzellen produziert wird, in einem Wechselrichter gewandelt werden (Abbildung 5-89).

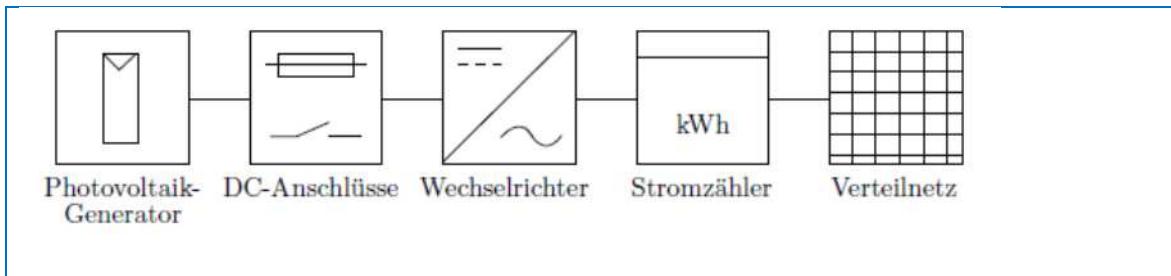


Abbildung 5-89: Komponenten einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage

Der Energieeintrag einer Solarzelle ist wesentlich von der solaren Einstrahlung abhängig, die erheblichen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt (Abbildung 5-90). Generell ist der Energieeintrag im Sommer deutlich größer als im Winter und in den Mittagsstunden am größten. Photovoltaik-Anlagen haben weisen deshalb eine geringe Vollaststundenzahl auf (Tabelle 5-2).

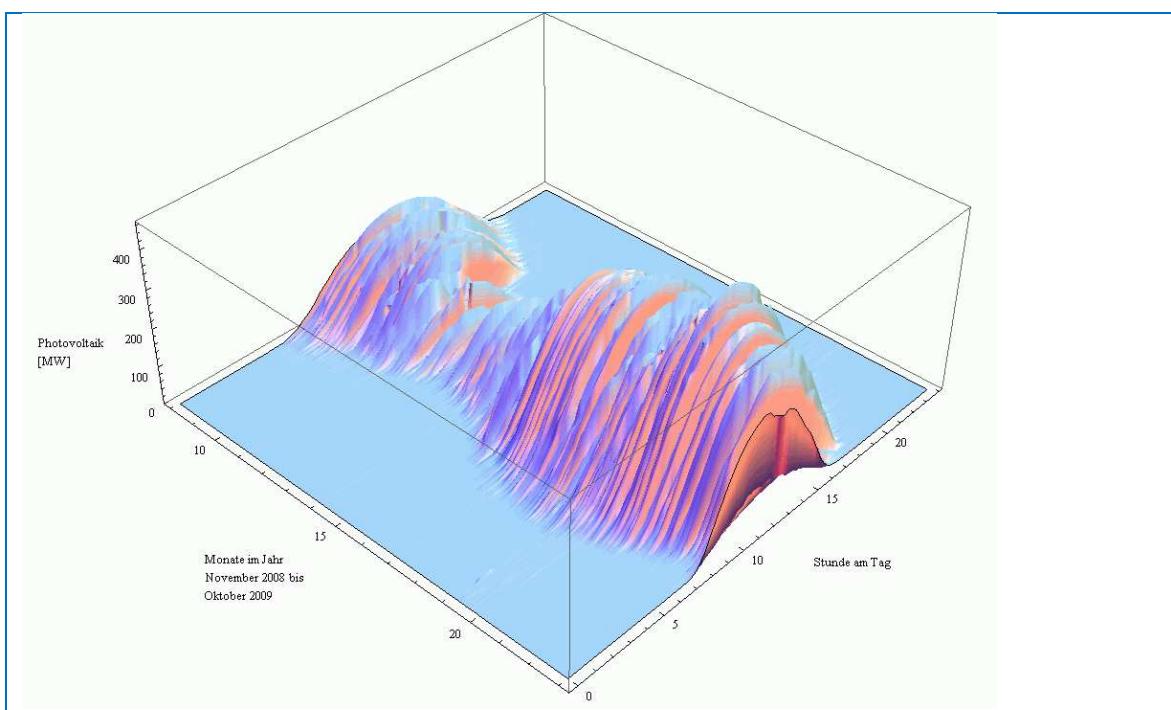


Abbildung 5-90: Tages- und Jahresganglinie von Photovoltaikanlagen [Quelle: Wikipedia]

Für die Nennleistung von Photovoltaikanlagen verwendet man die Bezeichnung W_p („Watt peak“) in Unterscheidung zu anderen Anlagen der Energiewandlung. Die Nennleistung wird bei standardisierten Bedingungen (25°C Modultemperatur, 1000 W/m^2 Bestrahlungsstärke) gemessen. Wegen der geringen Anzahl der Vollaststunden ist bei Photovoltaikanlagen das Regelarbeitsvermögen, d.h. der mittlere jährliche Energieertrag in kWh/a aussagekräftiger.

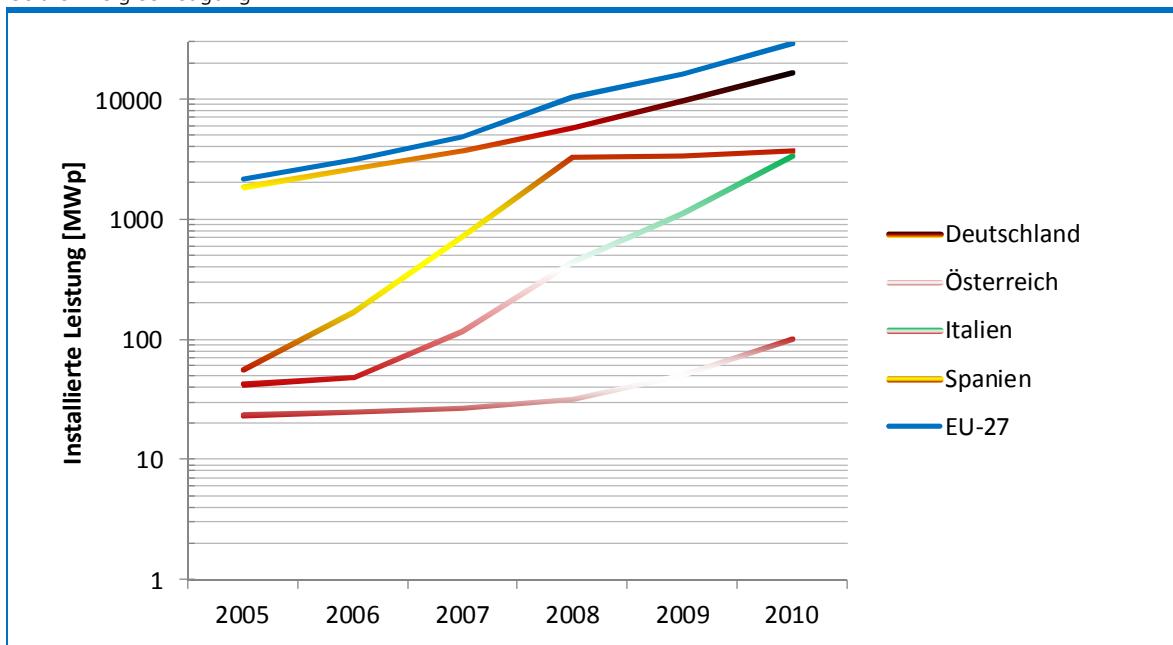


Abbildung 5-91: Installierte Leistung von PV-Anlagen in Europa

Die installierte Leistung hat in den letzten Jahren, insbesondere getrieben durch nationale Förderprogramme und einen Preisverfall bei Solarzellen, rasant zugenommen (Abbildung 5-91). In Deutschland ist über die Hälfte der PV-Leistung der EU-27 installiert.



Abbildung 5-92: Photovoltaikanlage in Südfrankreich

Der Wirkungsgrad von Solarzellen liegt je nach verwendeter Technologie im Bereich 15...20%, teilweise darüber, wobei günstigere polykristalline Solarzellen aus Silizium tendenziell einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen als teurere monokristalline Solarzellen.

Technologie		Wirkungsgrad
Dickschicht-Zellen	Monokristallines Silizium	14...20%
	Polykristallines Silizium	13...15%
Dünnschicht-Zellen	Amorphes Silizium	6...9%
	Cadmium-Tellurid	9...11%
	CIS/ CIGS („Copper“, „Indium“, „Gallium“, „Sulfur“, „Selen“)	10...12%

Tabelle 5-6: Wirkungsgrade marktverfügbarer PV-Module [12]

Weil sich Photovoltaikanlagen sehr gut zur dezentralen und verteilten Installation eignen, speist eine zunehmende Zahl kleiner Anlagen in die Verteilnetze niedriger Spannungsebenen ein. Das stellt die Betreiber der Verteilnetze vor immer größere Herausforderungen und ist ein Treiber des sogenannten „Smart Grid“, in dem an den klassischen Orten des Verbrauchs (z.B. Haushalte, „Consumer“) auch Erzeugung elektrischer Energie („Prosumer“) stattfinden kann.

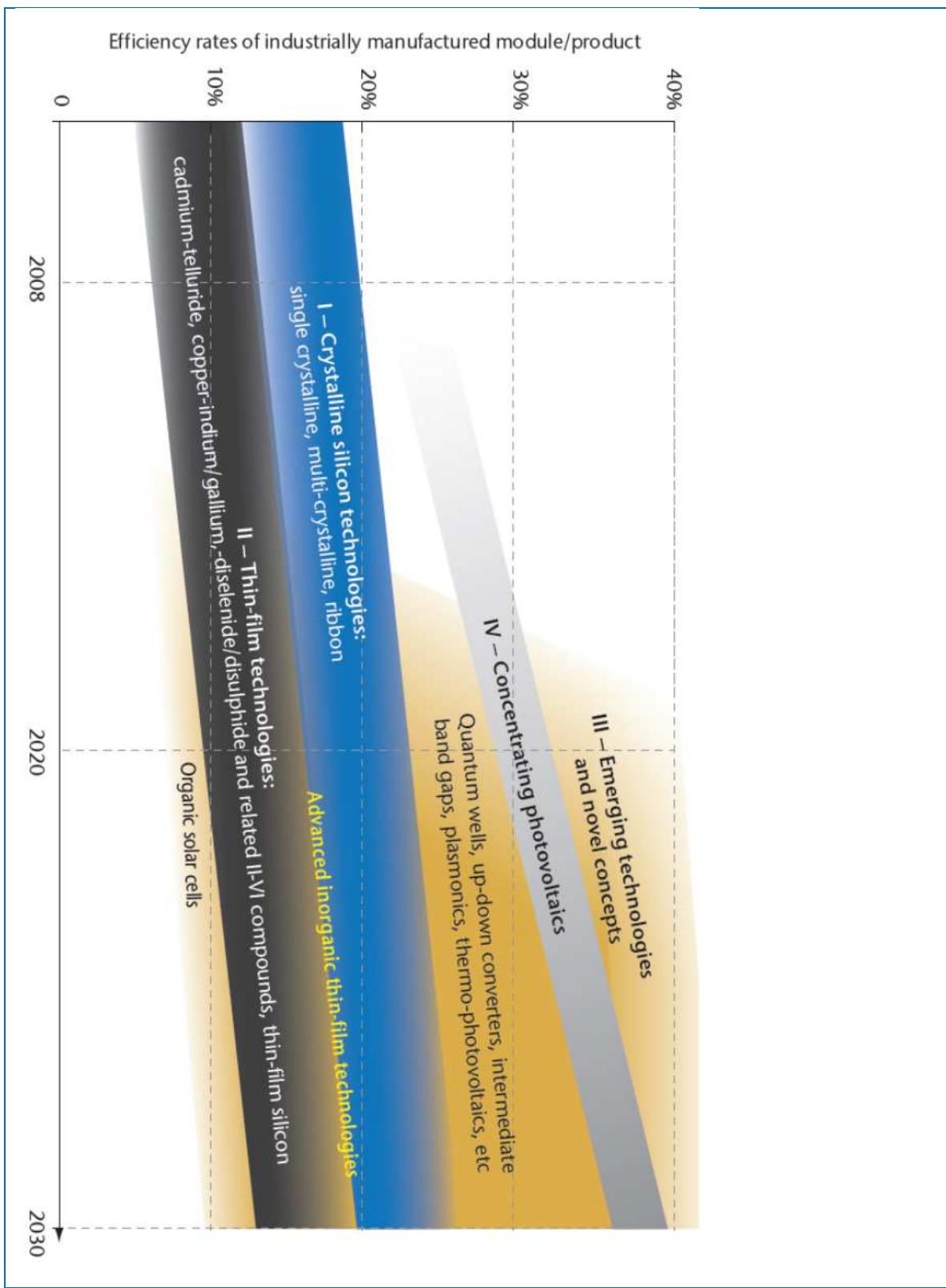


Abbildung 5-93: Status und Entwicklungsprognose unterschiedlicher PV-Technologien [12]

5.8 Literatur

- [6] E. Hau, „Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit“, 4th ed. Berlin: Springer, 2008
- [7] M. Kaltschmitt, „Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“; 4th ed. Berlin, Heidelberg [u.a.]: Springer, 2006
- [8] O. Mayer, Vorlesungsunterlagen "Einführung in die Technik der elektrischen Energieerzeugung: Wandlungsprinzipien, Arten von Windkraftanlagen, Windkraft und Umwelt", <http://www.reg-energien.de/download/kap08.pdf> (zuletzt aufgerufen am 04.04.2012)
- [9] W. Halbhuber, "Betrieb von Kleinwindkraftanlagen: Ein Überblick über Markt, Technik und Wirtschaftlichkeit", Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Wien, 2009, <http://www.ub.tuwien.ac.at/dipl/2009/AC07806512.pdf> (zuletzt aufgerufen am 04.04.2012)
- [10] J. Seidel, „Elektrische Energie aus dem Wind: Basiswissen, Arbeitsvorschläge, Kopiervorlagen“, 2nd ed. Hamburg: Hamburgische Elektrizität-Werke, 1995
- [11] EARTH'S GLOBAL ENERGY BUDGET by Kevin E. Trenberth, John T. Fasullo, and Jeffffrey Kiehl, AMERICAN METEOROLOGICAL SOCIETY, März 2009
- [12] International Energy Agency, Technology Roadmap, Solar photovoltaic energy, 2008

5.9 Verständnisfragen

- Beschreiben Sie die grundsätzlichen Wege der Energiewandlung
- Welche Bewertungsfaktoren für das Dargebot an Energie kennen Sie?
- Erläutern Sie die Begriffe Wertigkeit, Leistungsdichte, Erntefaktor, Stromgestehungskosten und Vollaststunden. Wie unterscheiden sie sich zwischen einem fossil befeuerten thermischen Kraftwerk und einem Kraftwerk mit regenerativem Energieträger?
- Erläutern Sie die wesentlichen Komponenten einer Gasturbine.
- Erläutern Sie die wesentlichen Komponenten einer Dampfturbine.
- Worin unterscheidet sich ein Siedewasserreaktor von einem Druckwasserreaktor?
- Welche prinzipiellen Bauformen von Wasserkraftwerken gibt es?
- Erläutern Sie die Begriffe Einzugsgebiet, Jahresspeichervolumen und Energieinhalt von Speicherkraftwerken.
- Welche unterschiedlichen Bauformen von Wasserturbinen kennen Sie und wie unterscheiden sie sich?
- Erläutern Sie die Funktionsweise einer Wasserturbine anhand der Pelton-turbine.
- Wie hängen Windgeschwindigkeit und verfügbare Leistung bei Windkraftanlagen zusammen?
- Beschreiben Sie charakteristische Größen und Gesetzmäßigkeiten von Windkraftanlagen.
- Was ist der Leistungsbeiwert und welche maximale Größe hat er unter welchen Voraussetzungen?
- Worin unterscheiden sich Widerstandsläufer und Auftriebsläufer bei Windkraftanlagen?
- Welche Bauformen für Windkraftanlagen kennen Sie? Welche haben sich durchgesetzt?
- Welche unterschiedlichen Netzanbindungsvarianten für Windkraftanlagen gibt es und wie unterscheiden sie sich hinsichtlich des verwendeten Generators?
- Erläutern Sie die Leistungsregelung von Windkraftanlagen unter Verwendung der Begriffe Pitchregelung und Stallregelung.
- Welche grundsätzlichen Arten der direkten Nutzung von Solarenergie gibt es?
- Welche unterschiedlichen Kollektorbauformen für Solarthermie kennen Sie?
- Nennen Sie die grundsätzlichen Komponenten einer Photovoltaikanlage.

6 Betriebsvorgänge und Störungen

6.1 Grundlagen der Netzplanung

Der sichere, umweltfreundliche und wirtschaftliche Betrieb von elektrischen Energieversorgungssystemen setzt sorgfältig geplante Netze voraus. Aufgrund der hohen Investitionen und langen Nutzungsdauern der Infrastrukturen für die Energieversorgung muss diese Netzplanung einen sehr langfristigen Planungshorizont haben. Gleichzeitig muss das Energiesystem aber auch kurzfristig auf geänderte Betriebsbedingungen und Störungen reagieren können, um Sicherheit und hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten.

Im Rahmen der Netzplanung werden alle Anlagenteile und das Gesamtsystem im Hinblick auf zu erwartende Betriebsvorgänge und -situationen (Schalthandlungen, prognostizierte Erzeugungs- und Belastungsfälle, ...) und mögliche Störungen (z.B. Ausfall eines Betriebsmittels, Kurzschlüsse, ...) untersucht und ermittelt, ob die Betriebsvorgänge und -situationen innerhalb der zulässigen Betriebsvorgaben bleiben und Störungen auf die fehlerhaften Bereiche begrenzt bleiben und keine anderen Betriebsmittel oder das Gesamtsystem unzulässig beeinträchtigen. Die dafür notwendigen Netzberechnungen werden heute ausnahmslos mit leistungsfähigen digitalen Berechnungsprogrammen ausgeführt.

Zu den Berechnungen gehören:

- Lastflussberechnungen („Load flow calculation“) zur Ermittlung des Blindleistungshaushaltes des Netzes, der Spannungen an allen Knoten des Netzes, der Ströme und damit Auslastung von Leitungen und Transformatoren, der Ermittlung optimaler Stufenschalterstellungen von Transformatoren und zur Verlustermittlung und -minimierung,
- Kurzschlussstromberechnungen (Short circuit calculation“), um maximal und minimal auftretende Kurzschlussströme²⁹ für verschiedene Kurzschlussfälle an verschiedenen Kurzschlussorten zu ermitteln und zu bewerten,
- Probabilistische Zuverlässigkeitberechnungen („Probabilistic reliability calculation“), um durchschnittlich zu erwartende Ausfälle und Versorgungsunterbrechungen zu ermitteln,
- Deterministische Ausfallanalysen („Contingency calculation“), um festzustellen, ob der Ausfall eines Betriebsmittels zu Überlastungen und weiteren Ausfällen führt oder beherrscht werden kann (n-1-Sicherheit),
- Dynamische Stabilitätsberechnungen („Stability analysis“), um z.B. die Auswirkung von transienten Vorgängen und Fehlern auf die Stabilität von Generatoren und des Gesamtsystems zu ermitteln,
- Schutzkonzeption und -koordination („Protection concepts and coordination“), um Schutzprinzipien und Einstellungen für Schutzgeräte festzulegen, die selektiv und schnell fehlerhafte Systemteile vom Gesamtsystem trennen sollen,
- Wirtschaftliche Analysen („economic analysis“), um zu erwartende Investitions- (CAPEX, „capital expenditure“) und Betriebskosten (OPEX, „operational expenditure“) zu ermitteln,
- Regelungs- und Betriebskonzeption („automation and control concepts“), um alle Ressourcen optimal einsetzen und regeln zu können.

Darüber hinaus werden Fragen der Versorgungs- und Spannungsqualität, der Erdung und Beeinflussung, der Isolationskoordination und auftretender Überspannungen behandelt.

²⁹ Maximal auftretende Kurzschlussströme dienen der Auslegung der Betriebsmittel, die diese Kurzschlussströme tragen und ggf. ausschalten können müssen. Minimale Kurzschlussströme werden mit den maximal auftretenden Betriebsströmen verglichen, um festzustellen, ob fehlerhafte und fehlerfreie Betriebszustände voneinander unterschieden werden können.

6.2 Lastflussberechnung

Elektrische Energieversorgungsnetze sind ständigen Änderungen unterworfen. Sie müssen jederzeit in einem Zustand gehalten werden, damit sie die folgenden Aufgaben erfüllen können:

- Verlustarme Energieübertragung
- Einhaltung der Spannungsgrenzen am Kundenanschluss ($\pm 10\%$ bzw. $+6/-10\%$)
- Einhalten der zulässigen Spannungsänderungen bei Belastungsänderungen
- Ausfallsicherheit im Hoch- und Höchstspannungsnetz, d.h. Toleranz gegenüber dem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels ohne Verletzung der Grenzen des Systems ($n-1$ -Sicherheit)
- Wirtschaftliche Energieübertragung und -verteilung, d.h. Minimierung der Verluste im System

Die Lastflussberechnung erlaubt Aussagen über die oben genannten Punkte und beruht auf Planungsansätzen:

- Einspeisungen von Kraftwerken
- Belastungen, diese sind tageszeitlich variabel. Es wird mit den zu erwartenden höchsten Belastungen gerechnet.

Die Lastflussberechnung liefert die folgenden Ergebnisse:

- Spannungen an allen Netzknoten
- Leistungen nach Wirk- und Blindleistung der spannungsabhängigen Lasten
- Leistungsflüsse in allen Netzzweigen
- Verluste in allen Zweigen und im gesamten Netz

6.2.1 Übertragbare Leistung

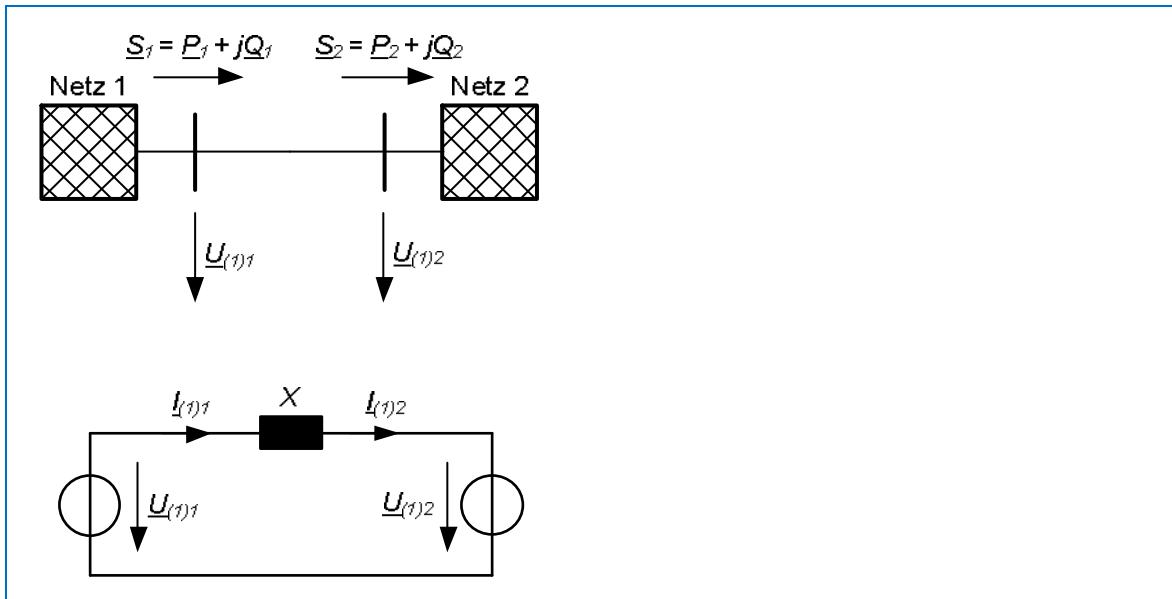


Abbildung 6-1: Zur Bestimmung der übertragbaren Leistung

Abbildung 6-1 zeigt ein sehr einfach gestaltetes Energieversorgungssystem, in dem zwei Netze durch eine Leitung miteinander verbunden sind. Es wird vorausgesetzt, dass die Spannung U_1

durch einen Spannungsregler im Netz 1 konstant gehalten wird. Die Verbindungsleitung zwischen den Punkten 1 und 2 soll vereinfacht durch ihre Reaktanz X darstellbar³⁰ sein.

Betrachtet wird der rein symmetrische Fall, bei dem nur Vorgänge im Mitsystem stattfinden. Der Index (1) wird im Folgenden deshalb der Einfachheit halber weggelassen. Die Spannungen können als $\underline{U}_1 = U_1 e^{j\delta}$ und $\underline{U}_2 = U_2$ dargestellt werden, wenn alle Winkel auf U_2 bezogen werden. Dann gilt

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - jX I_2 \quad (6-1)$$

und

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = 3\underline{U}_2 I_2^* \quad (6-2)$$

Auflösen von Gleichung (6-1) und Einsetzen in (6-2) liefert

$$\begin{aligned} S_2 &= 3\underline{U}_2 \frac{\underline{U}_1^* - \underline{U}_2^*}{(jX)^*} = 3 \frac{j}{X} (\underline{U}_1^* \underline{U}_2 - U_2^2) \\ &= 3j \frac{U_1 U_2}{X} e^{-j\delta} - 3j \frac{U_2^2}{X} = \\ &= 3 \frac{U_1 U_2}{X} [j \cos \delta + \sin \delta] - j3 \frac{U_2^2}{X} \end{aligned} \quad (6-3)$$

unter Verwendung von $e^{j\delta} = \cos \delta + j \sin \delta$.

Der Realteil stellt die Wirkleistung dar, der Imaginärteil die Blindleistung.

$$P_2 = 3 \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta \text{ mit } 3 \frac{U_1 U_2}{X} \text{ als Kippleistung} \quad (6-4)$$

$$\begin{aligned} Q_2 &= 3 \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta - 3 \frac{U_2^2}{X} = \\ &= 3U_2 \frac{U_1 \cos \delta - U_2}{X} \end{aligned} \quad (6-5)$$

Gleichung (6-4) stellt eine wesentliche Gleichung bei Stabilitätsbetrachtungen bei Wechselstromsystemen im Allgemeinen und Drehstromsystemen im Speziellen dar. Die maximal übertragbare Leistung (Kippleistung) wird bei einem Leitungswinkel von 90° übertragen. Höhere Leitungswinkel führen zu keiner höheren übertragenen Leistung. Im Kapitel 6.4 wird noch gezeigt werden, dass das System bei Leitungswinkeln größer als 90° statisch instabil ist.

Für kleine Leitungswinkel gilt $\sin \delta \approx \delta$ und $\cos \delta \approx 1$. Unter dieser Voraussetzung erkennt man aus den Gleichungen (6-4) und (6-5), dass der Wirkleistungstransport zwischen den Punkten 1 und 2 wesentlich vom Winkel zwischen den Spannungen am Anfang und Ende der Leitung abhängt, während der Blindleistungstransport von der Differenz der Beträge der Spannungen am Anfang und am Ende der Leitung bestimmt wird. Die Möglichkeit, Wirk- und Blindleistungsflüsse durch gezielte Beeinflussung des Leitungswinkels und der Spannungsdifferenz zu steuern, macht man sich bei der Schräg Regelung und dem Einsatz von FACTS-Elementen wie dem UPFC („Unified Power Flow Controller“) zunutze.

³⁰ d.h. der ohmsche Anteil der Leitungslängsimpedanz soll vernachlässigbar sein. Querkapazitäten, die als konzentriertes Element am Anfang und am Ende der Leitung berücksichtigt werden könnten, haben keinen Einfluss auf die folgenden Überlegungen.

Durch Elimination des Winkels in Gleichungen (6-4) und (6-5) durch Quadrieren und Summieren ergibt sich:

$$\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$$

$$\left(P_2 \frac{X}{3U_1 U_2} \right)^2 + \left(Q_2 + 3 \frac{U_2^2}{X} \right)^2 \left(\frac{X}{3U_1 U_2} \right)^2 = 1 \quad (6-6)$$

$$P_2^2 + Q_2^2 + 2Q_2 3 \frac{U_2^2}{X} + 9 \frac{U_2^4}{X^2} - \frac{9U_1^2 U_2^2}{X^2} = 0$$

$$(U_2^2)^2 + \left(2Q_2 \frac{X}{3} - U_1^2 \right) U_2^2 + \frac{X^2}{9} (P_2^2 + Q_2^2) = 0$$

Dies ist eine Quadratische Gleichung für U_2^2 , mit der Lösung:

$$U_2 = \sqrt{\frac{U_1^2}{2} - Q_2 \frac{X}{3} \pm \sqrt{\frac{U_1^4}{4} - \frac{X^2}{9} P_2^2 - \frac{X}{3} U_1^2 Q_2}} \quad (6-7)$$

Die Gleichung (6-7) kann für verschiedene Leistungsfaktoren $\cos\varphi = P/S$ ausgewertet werden (Abbildung 6-2):

- Bei ohmsch-induktiver Last ($Q_2 > 0$) nimmt die Spannung am Ende der Leitung bei größer werdender Wirkleistungsübertragung schnell ab. Weitläufige Stromtransite im Liberalisierten Markt „verbrauchen“ deshalb Übertragungskapazität.
- Bei rein ohmscher Belastung ($Q_2 = 0$) erhöht sich die übertragbare Leistung.
- Belastungen mit kapazitivem Charakter ($Q_2 < 0$) ergeben zunächst eine Spannungserhöhung, bevor es zum Spannungszusammenbruch kommt.

Der Blindleistungshaushalt des Netzes ist deswegen wichtig, um die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität möglichst gut auszunutzen.

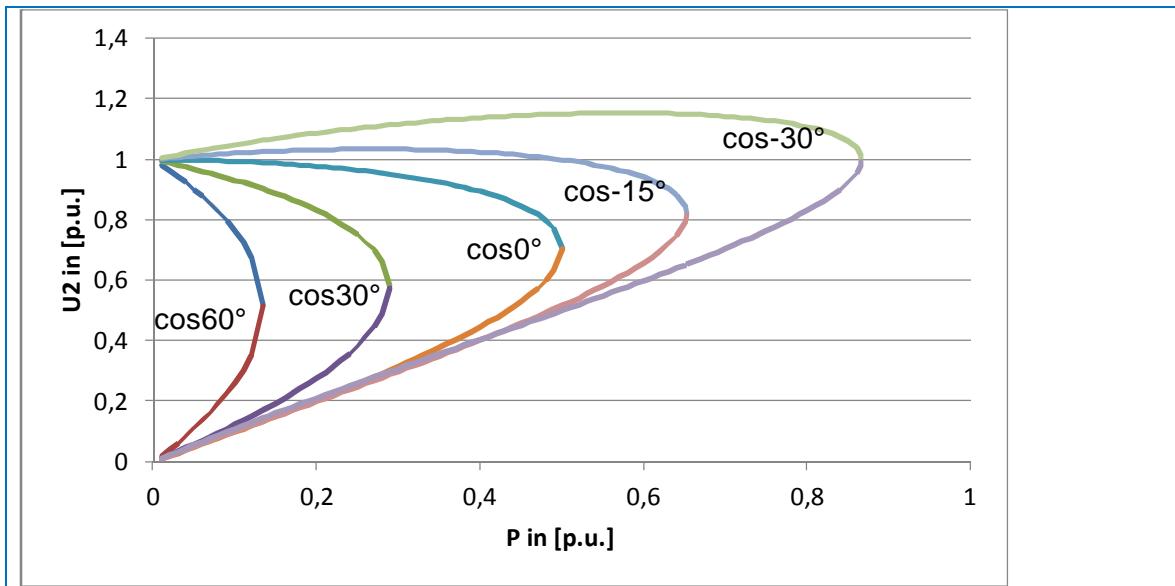


Abbildung 6-2: Spannungsstabilitätskurve (PV-Kurven)

6.2.2 Leistungsfluss in Netzen ohne Spannungsstützung

Verteilungsnetze ohne eigene Erzeugung werden nur über Einspeisungen aus dem überlagerten Netz versorgt. Abbildung 6-3 zeigt vereinfacht diese Netzanbindung. Der Speisetransformator und die Leitungen werden hierbei vereinfachend verlustlos durch eine Induktivität dargestellt.

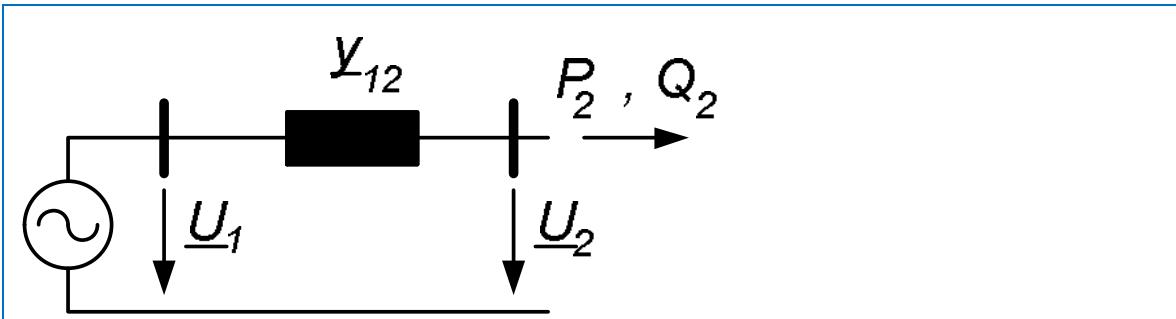


Abbildung 6-3: Prinzip der Leistungsübertragung im Verteilnetzes

Die Wirkleistungsübertragung wird durch die oben abgeleitete Gleichung dargestellt.

$$\begin{aligned} P_2 &= 3U_1U_2y_{12} \sin(\delta_1 - \delta_2) = 3\frac{U_1U_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) = \\ &= 3\frac{U_1U_2}{X} \sin(\delta) \end{aligned} \quad (6-8)$$

In passiven Verteilnetzen (ohne Eigenerzeugung) erfolgt keine weitere Einspeisung auf dieser Seite. Bei rein ohmscher Belastung gilt nach dem Zeigerdiagramm

$$U_2 = U_1 \cos \delta \quad (6-9)$$

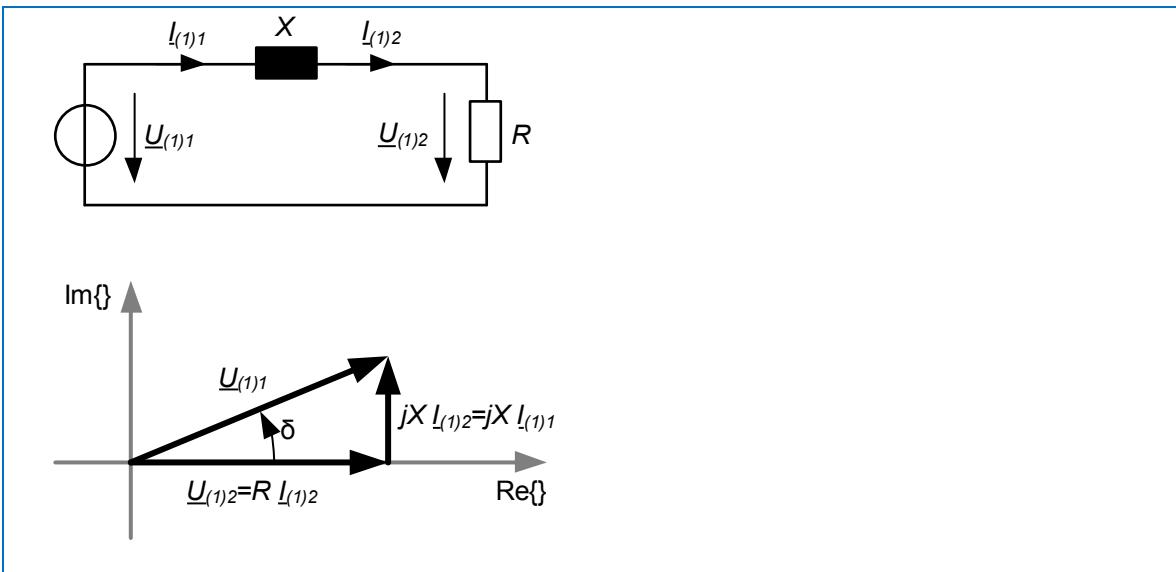


Abbildung 6-4: Zeigerdiagramm bei rein ohmscher Belastung

Damit wird

$$P_2 = 3\frac{U_1U_1}{X} \sin \delta \cos \delta = 3\frac{U_1^2}{2X} \sin 2\delta \quad (6-10)$$

Hieraus folgt für die höchstmöglich übertragbare Leistung

$$P_{\max} = 3 \frac{U_1^2}{2X} \quad (6-11)$$

$$\delta_{\max} = 45^\circ \quad (6-12)$$

$$U_2 = U_1 / \sqrt{2} \quad (6-13)$$

Diese Netzspannung ist nicht zulässig, weil deutlich zu klein. Daher kann nur bis zu einem Übertragungswinkel von $25,8^\circ$ ($U_2 = 0,9 U_1$) übertragen werden.

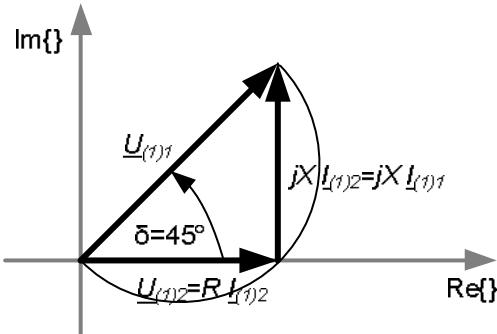


Abbildung 6-5: Spannungszeigerdiagramm

6.2.3 Leistungsfluss in Netzen mit Spannungsstützung

In Verbundnetzen sind mehrere Kraftwerke vorhanden, die eine Stützung der Spannung bewirken. Im Folgenden wird eine Spannungsstützung durch Lieferung von Blindleistung betrachtet. Hierfür kommen z.B. Generatoren im „Phasenschieberbetrieb“ in Frage. Dies sind z.B. Wasserkraftgeneratoren, die im Leerlauf, d.h. ohne Wirkleistungsabgabe, betrieben werden und bei denen über die Erregereinrichtung (Spannungsregelung) die abgegebene Blindleistung vom induktiven bis zum kapazitiven Bereich variiert werden kann.

Weiterhin können Kondensatoren (Kondensatorbatterien) oder Induktivitäten (Drosselspulen) sowie FACTS (Flexible A.C. Transmission Systems) in Form von Thyristor-gestellten Spulen oder Kondensatoren eingesetzt werden.

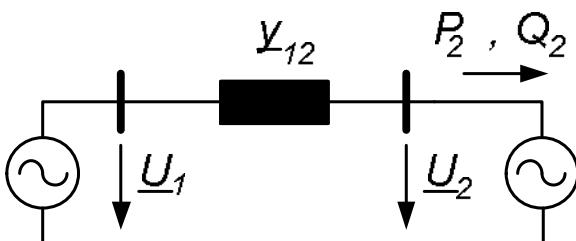


Abbildung 6-6: Prinzip der Leistungsübertragung im Verbundnetz

Unter der Voraussetzung, dass alle Blindleistungsquellen derart geregelt werden, dass die Spannung auf beiden Seiten der Leitung konstant bleibt, gilt für die Wirkleistungs-Übertragung

$$P_2 = 3 \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta \xrightarrow{U_2 = U_1} P_2 = 3 \frac{U_1^2}{X} \sin \delta \quad (6-14)$$

$$P_{\max} = 3 \frac{U_1^2}{X} \quad \delta_{\max} = 90^\circ \quad (6-15)$$

Für die Blindleistungsübertragung gilt unter diesen Voraussetzungen, analog zur Gleichung (6-5)

$$Q_1 = 3 \frac{U_1^2}{X} - 3 \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta \xrightarrow{U_1=U_2, \delta=90^\circ} 3 \frac{U_1^2}{X} \quad (6-16)$$

$$Q_2 = 3 \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta - 3 \frac{U_2^2}{X} \xrightarrow{U_1=U_2, \delta=90^\circ} -3 \frac{U_1^2}{X} \quad (6-17)$$

Eine Energieübertragung an der Stabilitätsgrenze ($\delta = 90^\circ$) ist daher nur möglich, wenn von beiden Seiten eine Blindleistung eingespeist wird, die vom Betrag gleich groß ist wie die Wirkleistung an der Stabilitätsgrenze.

$$U_1 = U_2 \text{ verlangt bei } \delta=90^\circ \quad Q_2 = -Q_1 \quad (6-18)$$

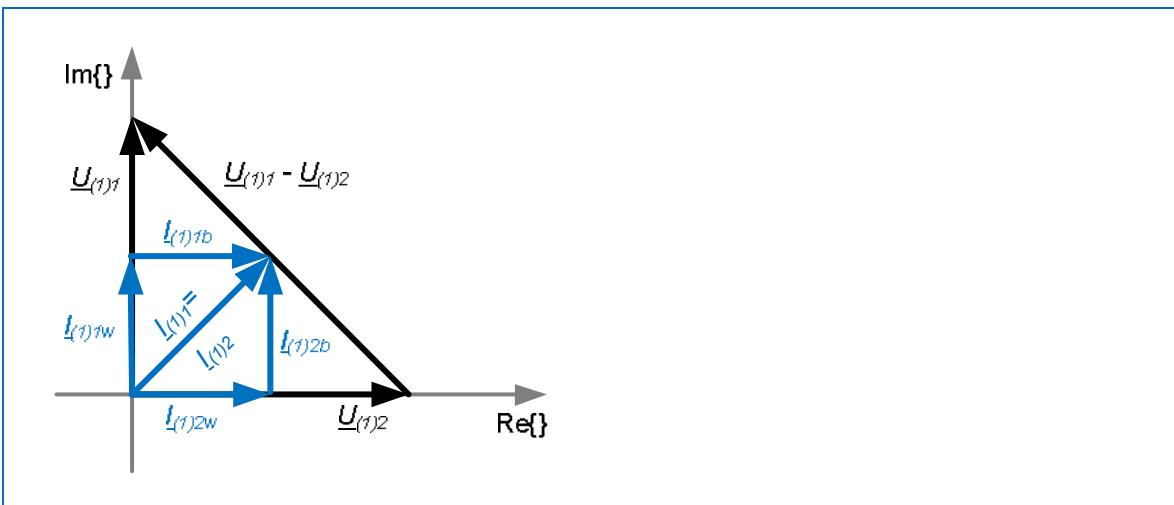


Abbildung 6-7: Zeigerdiagramm bei Spannungsstützung durch Blindleistungseinspeisung am Leistungsende

Dies ist im Zeigerdiagramm Abbildung 6-7 dargestellt. Die Quellen auf beiden Seiten liefern jeweils einen Blindstrom $I_{1b} = I_{2b}$ von der Größe des Wirkstromes $I_{1w} = I_{2w}$.

Da der Wirkstrom I_{2w} senkrecht auf der Eingangsspannung U_1 steht, wäre ohne diese Blindleistungskompensation sonst keine Übertragung möglich.

Bei großen Übertragungsentfernen ist eine Spannungsstützung wesentlich für die Stabilität der Übertragung. FACTS oder Kraftwerke stellen die für die Übertragung benötigte Blindleistung bereit, wodurch erst eine stabile Übertragung möglich wird. Bei Ausfall einzelner Quellen kann das gesamte System instabil werden.

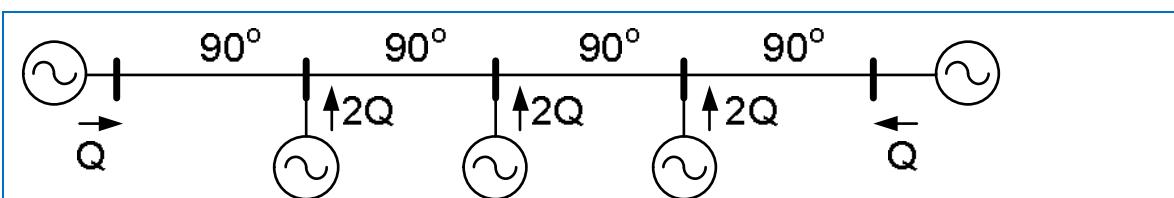


Abbildung 6-8: Leistungsübertragung über große Entfernen mit Spannungsstützung

Abbildung 6-8 zeigt die Möglichkeiten der Übertragungen hoher Leistungen an der Stabilitätsgrenze. Weitläufige Energieübertragungssysteme benötigen daher in regelmäßigen Abständen Kraftwerke zur Spannungsstützung.

Wenn ein Energiesystem wie in Abbildung 6-8 dargestellt derart an der Grenze betrieben wird, sind Instabilitäten bei Kraftwerksausfällen unvermeidlich.

Das Europäische Übertragungsnetz (ENTSO-E-Netz) hatte daher eine regional ausgeglichene Erzeugungsbilanz angestrebt. Es war als Verbundnetz konzipiert, das im Wesentlichen im Falle von Störungen „Nachbarschaftshilfe“ leisten sollte, ist aber eigentlich für weitläufige Übertragungen nur bedingt geeignet.

Im liberalisierten Strommarkt haben die weitläufigen Transite stark zugenommen, was die Stabilität des Verbundnetzes strapaziert. Durch weitere geographische Ausdehnung des Verbundnetzes wird diese Problematik zunehmen. Wenn große Netze durch Gleichstromkupplungen (back-to-back high voltage D.C. transmission, B2B HVDC) verbunden werden, treten diese Effekte nicht auf.

6.2.4 Lastfluss-Berechnungsverfahren

Lastfluss-Berechnungsverfahren basieren auf der Darstellung eines Netzes durch Knoten und Zweige. Zweige verbinden die einzelnen Knoten, an die außerdem Einspeisungen und Lasten als Knotenelemente angeschlossen sind. Das Lastfluss-Berechnungsverfahren erlaubt die Ermittlung

- der Knotenspannungen (Betrag und Winkel)
- der Zu- und Abflüsse in den Knotenelementen (Einspeisungen und Lasten)
- der Zweigflüsse (Wirk-, Blindleistung und damit auch Ströme)

Lastfluss-Berechnungsverfahren sind heutzutage in zahlreichen Programmen zur Netzplanung implementiert und basieren z.B. auf dem Stromiterationsverfahren oder dem Newton-Raphson-Verfahren zur Lösung der nichtlinearen Gleichungen, die sich aus der Bilanzierung der Knoten ergeben.

Für jeden Netzknoten kann eine Leistungsgleichung aufgestellt werden. Wie in Abbildung 6-9 dargestellt sind folgende Elemente je Knoten möglich:

- Kraftwerkseinspeisungen (Generatoren): $S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi}$
- Knotenbelastungen (Belastungen): $S_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li}$
- Zweigflüsse zu Nachbarknoten. $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$

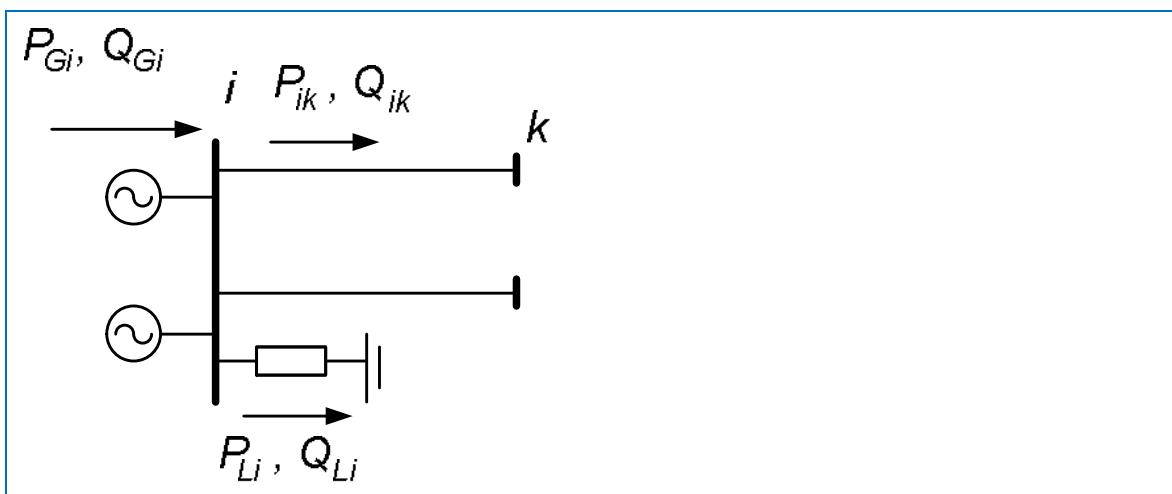


Abbildung 6-9: Leistungsbilanz an einem Netzknoten i

Die Leistungsbilanz an einem Knoten i ist dann:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \sum_n \underline{S}_{Gi,n} - \sum_m \underline{S}_{Li,m} - \sum_k \underline{S}_{i,k} = 0 \quad (6-19)$$

Die komplexe Leistungsgleichung $\underline{S}_i = 0$ muss für jeden Knotenpunkt erfüllt werden.

Generatoren sind im Netzbetrieb mit automatischer Spannungs- und Leistungsregelung ausgestattet. In der Lastflussberechnung kann dies entsprechend berücksichtigt werden. Generatoren werden dann als sogenannte P-V-Knotenelemente („Power-Voltage-Node“) berücksichtigt.

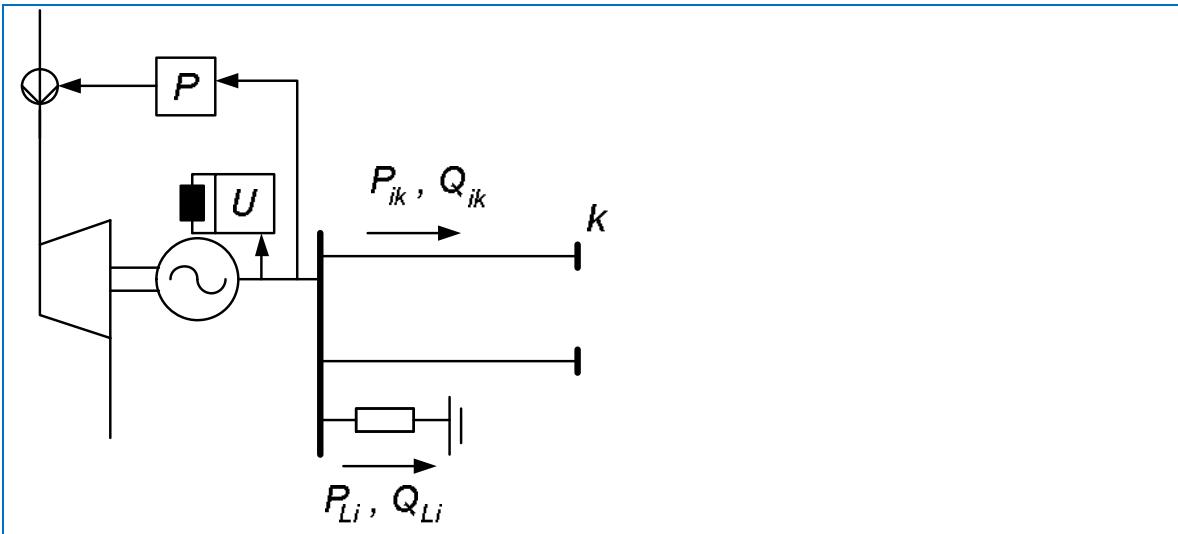


Abbildung 6-10: Generatoren als P-V-Knotenelement (Wirkleistungseinspeisung und Betrag der Spannung vorgegeben)

An einem P-V-Knoten ist die durch den Generator eingespeiste Wirkleistung vorgegeben sowie der Betrag der Spannung. Der Phasenwinkel der Spannung δ_i und die eingespeiste Blindleistung Q_i des Generators sind zu bestimmen.

Lastknotenelemente können z.B. als konstante Belastung (PQ-Last, d.h. konstante Wirk- und Blindleistungsaufnahme) oder als spannungsabhängige Belastung (Impedanzlast) definiert werden.

Die vorgegebenen Leistungen der Generatoren und der Belastungen erlauben noch keine ausgeglichenen Bilanzierung der Leistungsflussrechnung, da die Verluste im Netz erst bei der Berechnung gefunden werden. Außerdem ist die Leistung bei spannungsabhängigen Belastungen variabel.

Um eine ausgeglichene Bilanz zu ermöglichen, wird einem Generator diese noch fehlende Bilanzierungsleistung zugewiesen. Er wird auch als Slack-Generator bezeichnet. An diesem Slack-Knoten wird der Betrag der Spannung und der Bezugswinkel vorgegeben.

Knotenpunkt-bzw. -element-Typ	Gegebene Größen	Gesuchte Größen	Übliche Anzahl
Referenzknoten (Slack)	$U, \delta = 0$	P_{Bilanz}, Q	1
PV-Knoten (Einspeisung)	U, P	δ, Q	5 – 15 %
PQ-Knoten-element (Belastung)	P, Q	U, δ	
Impedanz-Knotenelement (Belastung)	R, X, C	P, Q, U, δ	
Gemischte Belastung	$P(U), Q(U)$	$P, Q, U; \delta$	

Tabelle 6-1: Knotenpunkttypen bei der Leistungsflussrechnung

6.3 Kurz- und Erdschlüsse

6.3.1 Fehlerarten und ihre Ursachen

Kurz- und Erdschlüsse können durch metallische Überbrückungen oder Lichtbogenüberschläge zwischen spannungsführenden Teilen oder zwischen spannungsführenden Teilen und Erde hervorgerufen werden.

Nach der Art der Isolationsfehler wird unterschieden zwischen:

- Leiter-Leiter-Isolation = Kurzschluss
- Leiter-Erd-Isolation = Erd(kurz)schluss³¹
- Windung-Windung (in elektrischen Maschinen oder Transformatoren)
= Windungsschluss
- Wicklung-Erde (in elektrischen Maschinen oder Transformatoren)
= Wicklungsschluss

In Hochspannungsanlagen wird die Art der Isolation unterschieden:

- selbst heilende Isolation, z.B. Luftstrecke in Freiluftanlagen: nach Abschaltung der Versorgungsspannung ist die elektrische Festigkeit wieder hergestellt.
- nicht selbst heilende Isolation, z.B. Feststoffisolation (Kabel, Generator) oder Öl (Transformatoren): Nach Abschaltung der Versorgungsspannung bleibt die Isolation bleibend geschädigt.

Kurzschlussvorgänge sind dadurch gekennzeichnet, dass bei ihnen sehr große Fehlerströme (bis und über 100kA) und entsprechend hohe mechanische (durch Stromkräfte) und thermische Belastungen (bis 20.000 K) auftreten können. Diese hohen thermischen Belastungen heizen Gasvolumina sehr schnell auf, weshalb Kurzschlüsse insbesondere in abgeschlossenen Räumen explosionsartige Wirkung entfalten können.

Wegen der hohen Belastungen sollen Kurzschlüsse sehr schnell (5...100ms) abgeschaltet werden.

Ursachen von Kurz- und Erdschlussvorgängen:

- atmosphärische Einwirkungen (Blitz, Sturm, Eis)
- Schaltüberspannungen
- Alterung der Isolation
- Fremde Einwirkungen (Baumfall, Bauarbeiten)
- Fehlbedienung (Trenner unter Last, Schalten auf Erdung)

Fehlerarten (Abbildung 6-11):

- einpoliger Erd(kurz)schluss
- zweipoliger Kurzschluss
- zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung
- dreipoliger Kurzschluss
- Abstandskurzschluss
- Einpoliger Erdschluss mit Leiterunterbrechung (Leiterseil reißt und fällt zu Boden)

³¹ Je nach Sternpunktbehandlung fließen beim Erdschluss mehr oder weniger große Ströme. Bei niederohmig oder starr geerdeten Netzen mit hohen Fehlerströmen bei einpoligem Erdschluss spricht man vom Erdkurzschluss.

Die Kurzschlussstromberechnung ist in der internationalen Norm IEC 71 (International Electrotechnical Commission) und in der Europäischen Norm festgelegt, die in nationale Normen umgesetzt wurden z.B. in DIN EN 60909-9 (VDE 0102) 2002-07.

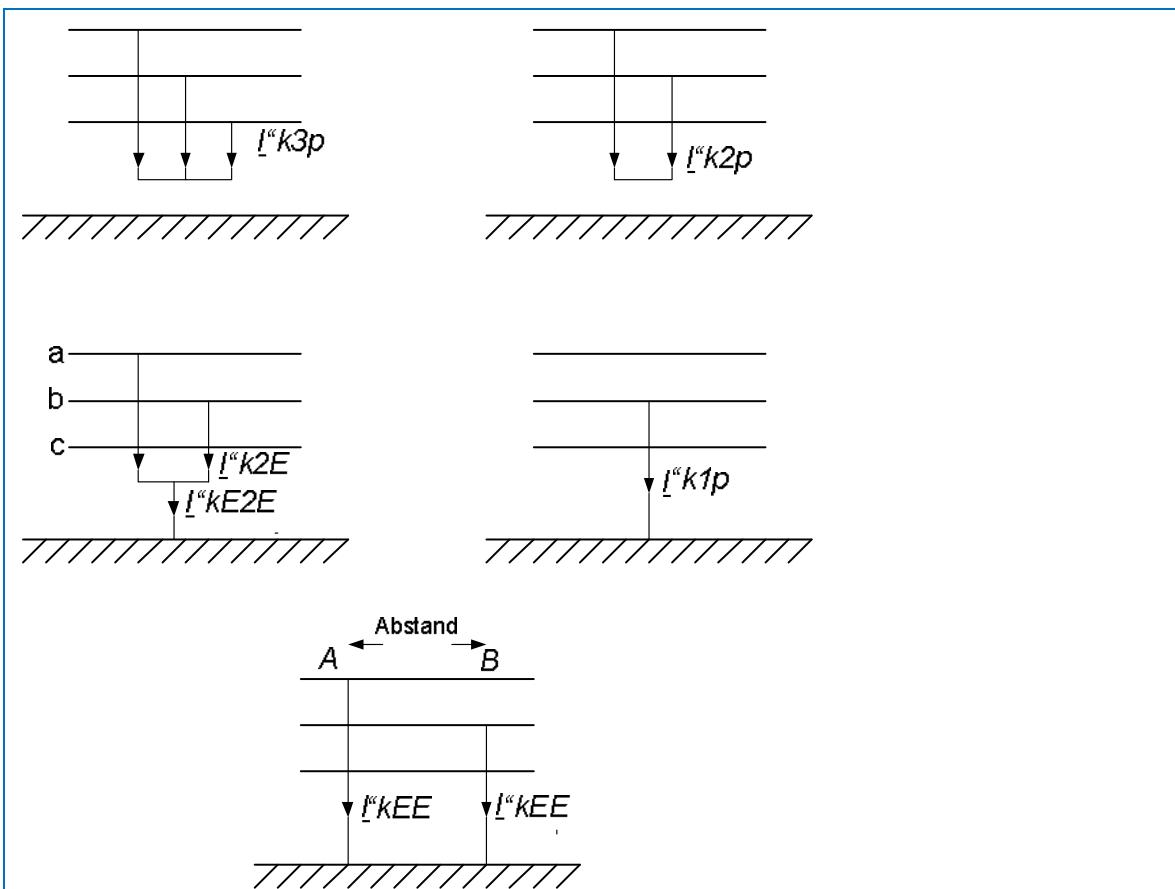


Abbildung 6-11: Fehlerarten (VDE 0102)

6.3.2 Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes in Wechselstromsystemen

Wechsel- und Drehstromsystem haben überwiegend ohmsch-induktive Innenwiderstände. In einem einphasigen Wechselstromsystem lässt sich der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstromes mit einem Modell entsprechend Abbildung 6-12 berechnen.



Abbildung 6-12: Kurzschlussvorgang in einem Wechselstromsystem

Der Kurzschlussvorgang wird durch Schließen des Schalters S zum Zeitpunkt $t=0$ beim Schaltwinkel α der Wechselspannung eingeleitet.

Differentialgleichung des Wechselspannungskreises:

$$L \frac{di}{dt} + Ri = \sqrt{2}U \sin(\omega t + \alpha) \quad (6-20)$$

Der Kurzschlussstrom kann durch einen stationären Wechselstrom i' und ein abklingendes Gleichstromglied i'' beschrieben werden.

$$i = i' + i'' \quad (6-21)$$

Die Lösung für den Effektivwert des stationären Wechselstromanteils lautet wie in Kapitel 3.1.2:

$$I = \frac{U}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \quad (6-22)$$

$$\tan \varphi = \frac{\omega L}{R} \quad (6-23)$$

Die Zeitfunktion des stationären Wechselstromanteils ist deshalb:

$$i' = \sqrt{2} I \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \quad (6-24)$$

$$i' = \frac{\sqrt{2} U}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \quad (6-25)$$

Die allgemeine Lösung für ein abklingendes Gleichstromglied ist

$$i'' = K e^{-(R/L)t} \quad (6-26)$$

Die Konstante K kann aus der Anfangsbedingung ermittelt werden:

$$t=0: \quad i = i' + i'' = 0 \quad (6-27)$$

$$i = \frac{\sqrt{2} U}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \sin(\alpha - \varphi) + K = 0 \quad (6-28)$$

und es ergibt sich der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstromes

$$i = \frac{\sqrt{2} U}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-t/T} \right] \quad (6-29)$$

mit der Abklingzeitkonstanten

$$T = L/R \quad (6-30)$$

Folgende Fälle sind zu unterscheiden (Abbildung 6-13):

- $\alpha - \varphi = 0$:
Es tritt kein Gleichstromglied sondern nur ein stationärer Wechselstrom auf. Der stationäre Wechselstrom hat im Augenblick des Einschaltens gerade einen Nulldurchgang.
- $\alpha - \varphi = 90^\circ$:
Das Gleichstromglied ist maximal. Der stationäre Wechselstrom erreicht im Einschaltmoment gerade seinen Scheitelwert.

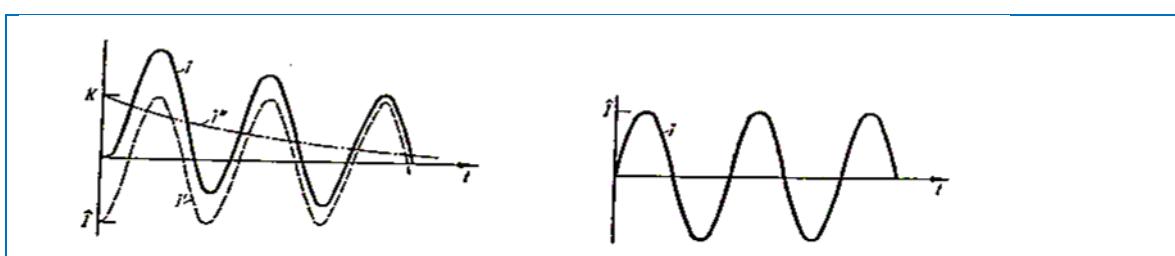


Abbildung 6-13: Größtes Gleichstromglied (links) bzw. kein Gleichstromglied (rechts)

6.3.3 Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstromes in Drehstromsystemen

Im Drehstromsystem ist ein gleichzeitiger Kurzschluss mit größtmöglichen Gleichstromglied in allen drei Phasen nicht möglich, da die drei Spannungen zeitlich um jeweils 120° (oder $20\text{ms}/3 = 6,67 \text{ ms}$) versetzt sind. Der Stromverlauf ist daher in den drei Phasen wegen der drei unterschiedlichen Schaltwinkel unterschiedlich.

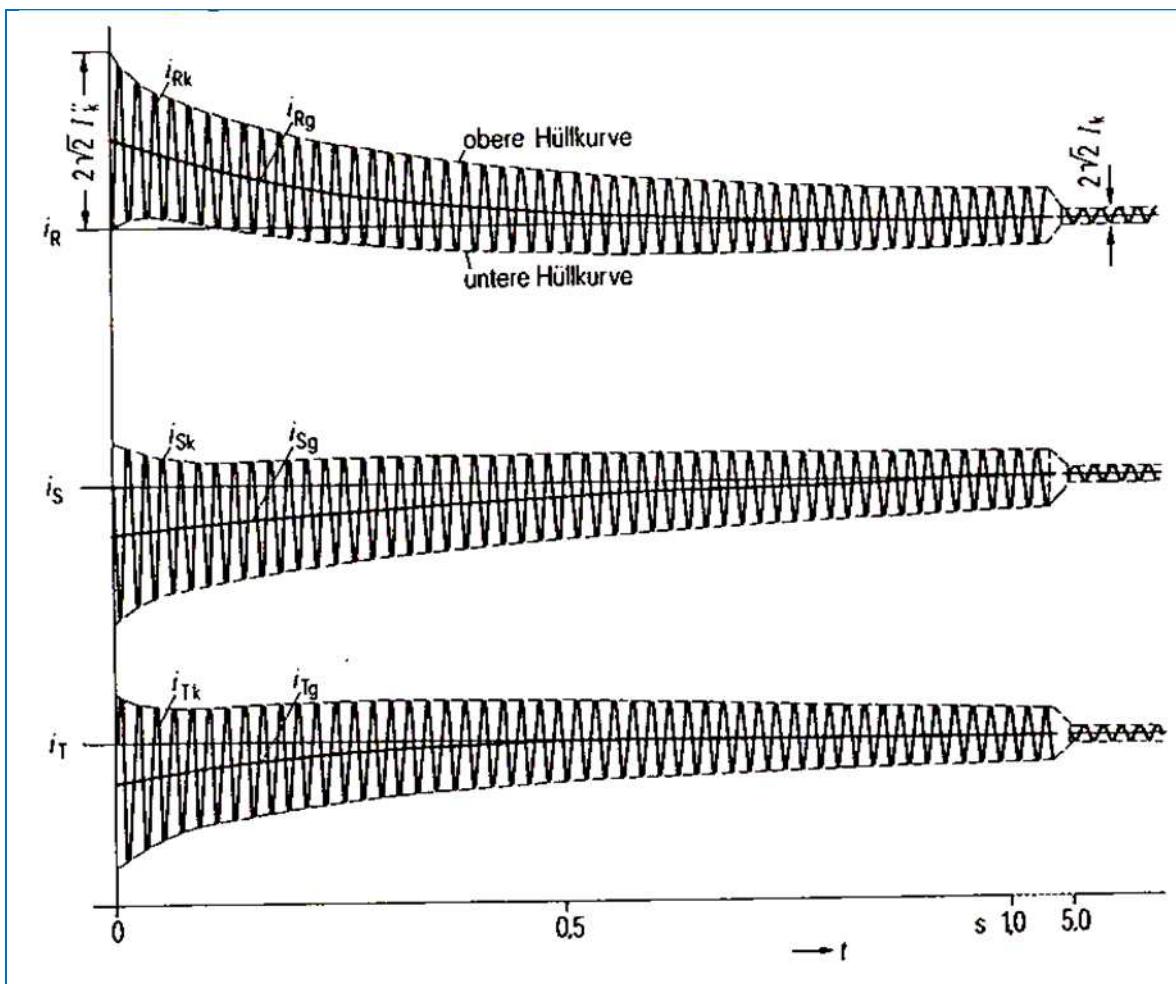


Abbildung 6-14: Stromverlauf beim dreipoligen Kurzschluss eines Synchrongenerators (Beispiel)

Abbildung 6-14 zeigt einen Kurzschlussvorgang an einem Synchrongenerator, der an den Klemmen dreipolig kurzgeschlossen wird. Der Kurzschlussvorgang bewirkt im Generator eine Gegenerregung, durch den die magnetischen Flüsse abklingen. Der in Abbildung 6-14 dargestellte Verlauf des Kurzschlussstromes tritt bei generatornahen Kurzschlägen auf. Gemäß Kurzschlussnorm ist das der Fall, wenn der Kurzschlussstrom mindestens den zweifachen Nennstrom eines Synchrongenerators ausmacht.

Abbildung 6-15 zeigt den Verlauf eines generatornahen Kurzschlussstromes mit der Bezeichnung der charakteristischen Stromwerte. Der Wechselstromanteil des Kurzschlussstromes klingt beim generatornahen Kurzschluss, ebenso wie der Gleichstromanteil, deutlich ab.

Bei generatorfernem Kurzschluss (Abbildung 6-16) tritt der Fehler am Ende einer langen Leitung oder auf der Unterspannungsseite eines Transformators in einem Verteilnetz auf. Der Wechselstromanteil des Kurzschlussstromes klingt hierbei nicht ab. Ein derartiger Verlauf ist auch in Niederspannungsnetzen (Steckdose) zu erwarten.

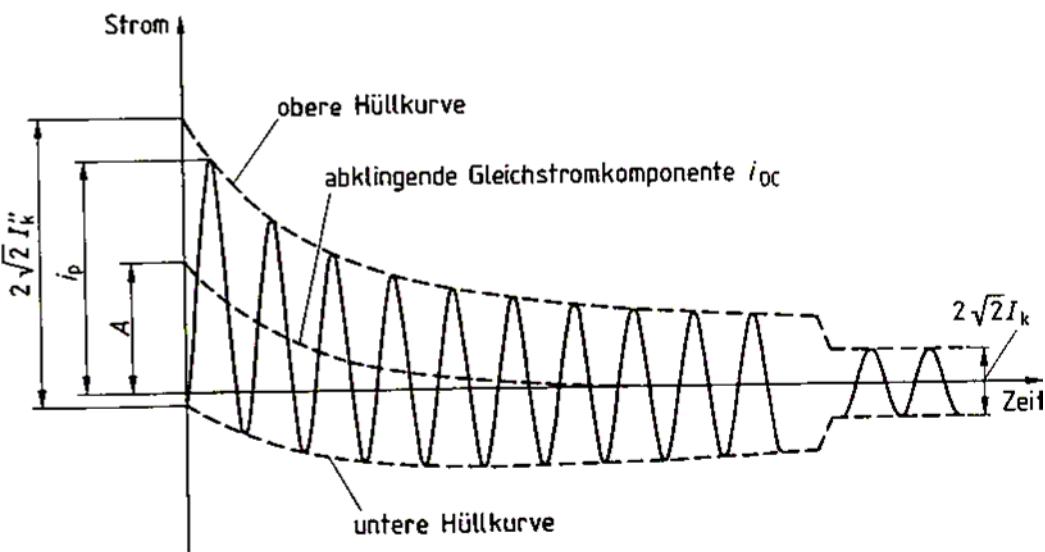


Abbildung 6-15: Stromverlauf bei generatornahem Kurzschluss

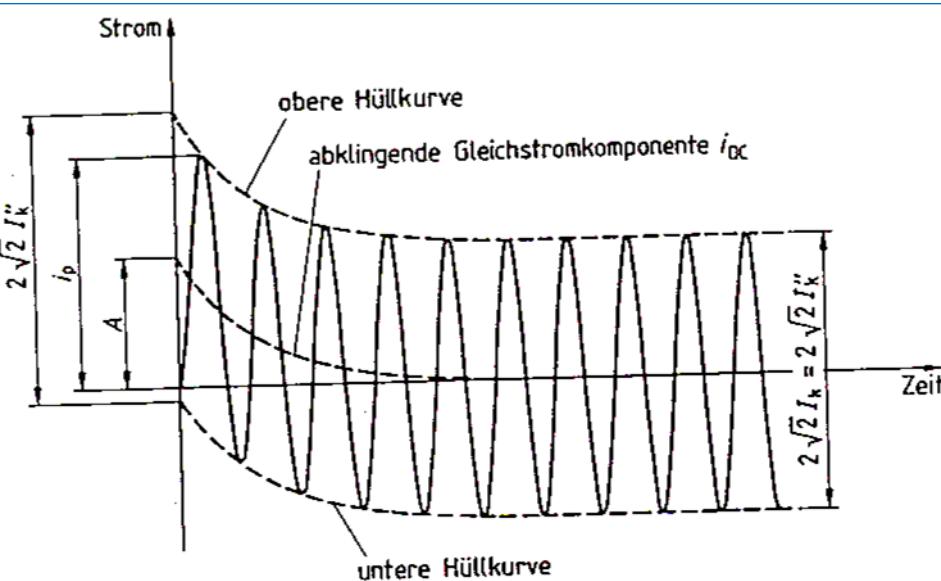


Abbildung 6-16: Stromverlauf bei generatorfernem Kurzschluss

Zur Beschreibung dieser Kurzschlussstromverläufe werden die folgenden Kenngrößen verwendet:

- **I''_k Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom**

Dies ist der Effektivwert des Wechselstromes (von der gestrichelten Mittellinie A des Gleichstromanteils aus). Es wird die obere Hüllkurve zum Zeitnullpunkt des ersten Maximums betrachtet. Dies stellt den theoretisch höchsten Wert dar. Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom bestimmt die Spannungsverlagerung oder den Spannungseinbruch im Netz. Er wird auch zur thermischen Dimensionierung von Kabeln und Wicklungen in Generatoren und Transformatoren verwendet. Hierbei kann das Abklingen des Kurzschlussstromes berücksichtigt werden.

- **i_p Stosskurzschlussstrom**

Der Stosskurzschlussstrom hängt vom Schaltwinkel ab. Er stellt den Scheitelwert der höchstmöglichen Stromverlagerung dar. Der Stoßstrom kann große Stromkräfte in Wicklungen von Maschinen und Transformatoren bewirken, des Weiteren an Strom führenden Schienen und in Schaltern. Hierdurch können die Wickelköpfe von Maschinen oder Transformatorkwicklungen beschädigt werden, bzw. Isolatoren von Sammelschienen umbre-

chen. Durch die Stromkräfte können Schalter wieder geöffnet werden, wenn sie nicht „einschaltfest“ sind.

- **I_a Ausschaltstrom**

Der Ausschaltstrom ist für die Dimensionierung der Leistungsschalter verantwortlich. Da die neue Generation von Hochleistungsschaltern ein sehr großes Abschaltvermögen hat und damit auch den Anfangskurzschlusswechselstrom unterbrechen kann, hat der Ausschaltstrom an Bedeutung verloren.

- **I_{kmax} Größter Dauerkurzschlussstrom**

Dieser Kurzschlussstrom ist für die Dimensionierung von Sicherungen und Schutzgeräten mit Überstromauslösung von Bedeutung, um eine thermische Überlastung von Betriebsmitteln bei langen Kurzschlussdauern zu vermeiden.

- **I_{kmin} Kleinster Dauerkurzschlussstrom**

Dieser Stromwert dient zur Auslegung der Empfindlichkeit von Schutzeinrichtungen, um eine sichere Abschaltung von Fehlern zu ermöglichen. Zur Berechnung des kleinsten Dauerkurzschlussstromes werden Schwachlastsituationen mit geringster Anzahl von speisenden Generatoren, z.B. bei Nachtlast vorausgesetzt.

6.3.4 Prinzipielle Vorgehensweise bei der Kurzschlussstromberechnung

Die Kurzschlussstromberechnung dient zur Auslegung von Anlagen und Schutzeinrichtungen. Sie ist wichtig für eine sichere Behandlung von Störungen. Daher werden die folgenden vereinfachenden Annahmen gemacht:

- In allen drei Phasen tritt gleichzeitig das größtmögliche Gleichstromglied auf (ist physikalisch nicht möglich, dient einer sicheren Dimensionierung).
- Es wird nur der anfängliche (subtransiente) Vorgang mit dem größten Wechselstrom betrachtet und das Abklingen des Wechselstromes vernachlässigt.
- Es wird vorausgesetzt, dass alle Generatoren die gleiche innere treibende Spannung haben. Es wird für eine sichere Dimensionierung vorausgesetzt, dass die inneren Spannungen der Generatoren im Hochspannungsnetz einheitlich sind. Im Hochspannungsnetz wird eine um 10% höhere Spannung für eine sichere Dimensionierung angenommen (Sicherheitsfaktor c).

Niederspannungsnetz (0,4 kV): $c=1,05$ (1,05-fache Nennspannung)

Mittelspannungs- und Hochspannungsnetz (>1 bis 380 kV): $c=1,1$ (1,1-fache Nennspannung)

- Die Lastimpedanzen der Verbraucher im Netz werden vernachlässigt, da sie wesentlich höhere Impedanzen als die Netzinnensimpedanzen aufweisen.
- Beim dreipoligen Kurzschluss entsprechen die Innenimpedanzen den Mitimpedanzen.

Unter diesen Voraussetzungen kann eine einfache Kurzschlussstromberechnung durchgeführt werden (Abbildung 6-17), die auf dem Überlagerungssatz basiert. Dabei werden alle Quellen, die auf den Kurzschluss speisen, kurzgeschlossen und stattdessen an der Fehlerstelle eine Spannungsquelle angenommen, die genau den Fehlerstrom an der Fehlerstelle verursacht. Um den maximalen Fehlerstrom zu berechnen, müssen die kleinstmöglichen Impedanzen des Systems verwendet werden, für den minimalen Fehlerstrom die größtmöglichen Impedanzen.

Zusätzlich wird ein Sicherheitsfaktor c verwendet, um Ungenauigkeiten in den Modellannahmen zu berücksichtigen:

- Spannungen können im Normalbetrieb von der Netznennspannung abweichen
- Lasten sind vernachlässigt
- Leitungskapazitäten sind vernachlässigt
- Transformatormitwirkung in Mittelstellung angenommen
- Generatoren im Bemessungsbetrieb angenommen

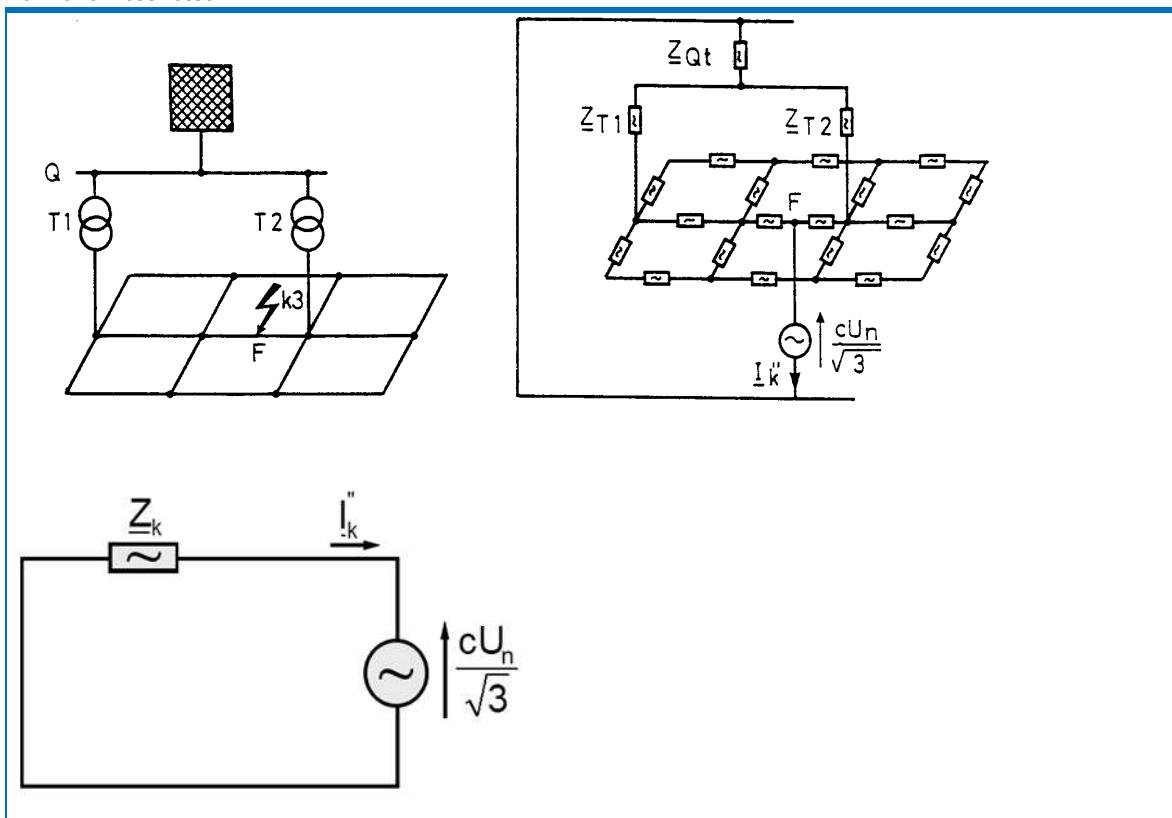


Abbildung 6-17: Prinzipielle Vorgehensweise zur Berechnung des dreipoligen Kurzschlussstromes nach DIN VDE 0102

Der Kurzschlussstrom ergibt sich dann als

$$I_{k3}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (6-31)$$

Nennspannung	Spannungsfaktor c zur Berechnung des	
	größten	kleinsten
	Kurzschlussstromes	
	cmax	cmin
100 V – 1000 V Toleranz +6 %	1,05	0,95
100 V – 1000 V Toleranz +10 %	1,10	0,95
größer als 1 kV	1,10	1,00

Tabelle 6-2: Spannungsfaktor c

Die Impedanz Z_k ergibt sich aus der Reihen- und Parallelschaltung der Impedanzen der einzelnen Betriebsmittel, die im Pfad des Kurzschlussstromes liegen. Für Leitungen und Transformatoren wurden diese Impedanzen bereits in den Kapiteln 4.1.4 und 4.2.3 beschrieben.

Netzeinspeisungen:

Die Ersatzreaktanze von Netzen kann aus der angegebenen Kurzschlussleistung bestimmt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, mit welchem Faktor c der Kurzschlussstrom I_k'' und damit die Kurzschlussleistung der Netzeinspeisung berechnet worden ist.

$$Z_N = c_{S_k''} \frac{U_n^2}{S_k''} \quad (6-32)$$

Die Impedanz der Netzeinspeisung wird üblicherweise noch in einen Real- und Imaginärteil (R und X) zerlegt. Dabei wird die Netzzeitkonstante verwendet, für die Werte aus Tabelle 6-3 angesetzt werden können, wenn keine anderen Angaben vorliegen.

Generatoren:

Bei Generatoren wird die subtransiente Reaktanz für den Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom verwendet. Diese wird meistens nicht in Ω , sondern als auf die Nennspannung und Nennleistung des Generators bezogene Größe angegeben, z.B. $x_d'' = 35\%$. Bezogene Größen werden üblicherweise durch kleine Buchstaben, Originalgrößen durch Großbuchstaben dargestellt.

Das so genannte „per unit System“ (p.u.) ist international sehr gebräuchlich. Hierbei werden alle Größen auf Nenngrößen bezogen.

$$u[\text{p.u.}] = \frac{U}{U_B} \quad i[\text{p.u.}] = \frac{I}{I_B} \quad z[\text{p.u.}] = \frac{Z}{Z_B} \quad (6-33)$$

Bei Bezugssystemen sind die Abhängigkeiten zu beachten, d.h. nur zwei Größen können frei vorgegeben werden. Wenn z.B. die Bezugsspannung und der Bezugstrom vorgegeben sind, dann sind auch die Bezugsimpedanz und die Bezugslast $S_B = U_B \cdot I_B$ festgelegt.

Mit der Bezugsimpedanz können die Impedanzwerte umgerechnet werden.

$$X_d'' = \frac{x_d''(\text{pu}\%)}{100\%} Z_B \quad (6.34)$$

Beispiel: Bezogene subtransiente Generatorreaktanz

Generator mit $S_B=S_n=80 \text{ MVA}$ und $U_B=U_n=20 \text{ kV}$, $x_d'' = 0,25 \text{ pu} = 25\%$

$$X_d'' = \frac{x_d''(\text{pu}\%)}{100\%} Z_B = \frac{25\%}{100\%} \frac{(20 \text{ kV})^2}{80 \text{ MVA}} = 1,25 \Omega$$

6.3.5 Berechnung des Stossstromes

Der Stossstrom kann näherungsweise aus dem Zeitverlauf des Kurzschlusswechselstromes bei voller Verlagerung bestimmt werden.

$$i(t) = \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} [\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi)e^{-t/T_g}] \quad (6-35)$$

Bei generatornahen Kurzschlussvorgängen ist die innere Spannung des Generators (subtransiente Spannung E'') wirksam und die Gleichstromzeitkonstante T_g bestimmt das Abklingen.

$$i_k''(t) = \frac{\sqrt{2}E''}{\sqrt{R^2 + (x_d'')^2}} [\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi)e^{-t/T_g}] \quad (6-36)$$

Die Gleichstromzeitkonstante ist näherungsweise gegeben durch

$$T_g = \frac{L''}{R_a} = \frac{X_d''}{\omega R_a} \quad (6-37)$$

Bei verlustlosem Kurzschlusskreis gilt

$$R_a \approx 0 \quad \varphi = 90^\circ$$

$$i_k''(t) = -\frac{\sqrt{2}E''}{\sqrt{R^2 + (x_d'')^2}} [\cos(\omega t + \alpha) - \cos\alpha \cdot e^{-t/T_g}] \quad (6-38)$$

Für $t=0$ und unter der Voraussetzung, dass der Gleichstrom nicht abklingt (T_g unendlich), gilt.

$$i_k''(t=0) = -\frac{\sqrt{2}E''}{\sqrt{R^2 + (x_d'')^2}} [\cos(\omega t + \alpha) - \cos\alpha \cdot e^{-t/T_g}] = 0 \quad (6-39)$$

Der Scheitelwert des Stossstromes tritt nach 10 ms (180°) auf, wenn der Schaltwinkel (bezogen auf die Spannung) $\alpha=0$ ist.

$$\begin{aligned} i_p &= i_k''(t=10ms) = \\ &= -\frac{\sqrt{2}E''}{\sqrt{R^2 + (x_d'')^2}} [\cos(\omega t + \alpha) - \cos\alpha \cdot e^{-t/T_g}] \end{aligned} \quad (6-40)$$

$$i_p = \frac{2\sqrt{2}E''}{\sqrt{R^2 + (x_d'')^2}} = 2\sqrt{2}I_k''$$

Die Gleichung (6-40) gilt unter der Voraussetzung, dass das Gleichstromglied nicht abklingt. In Wirklichkeit ist durch die Verlustwiderstände des Kurzschlusskreises eine endliche Gleichstromzeitkonstante gegeben.

$$T_g = \frac{L}{R} = \frac{X}{2\pi f R} \quad (6-41)$$

Für den Stossstrom gilt unter dieser Voraussetzung

$$i_p = \sqrt{2}I_k'' + \sqrt{2}I_k'' \cdot e^{-t/T_g} = \sqrt{2}(1 + e^{-tR/X}) \cdot I_k'' \quad (6-42)$$

Der Stossstrom kann daher aus dem Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom bestimmt werden für $t=10$ ms und für einen Schaltwinkel von $\alpha=0$, wenn das R/L -Verhältnis des Kurzschlusskreises bekannt ist.

$$i_p = \sqrt{2}(1 + e^{-tR/X})I_k'' = \sqrt{2} \cdot \kappa \cdot I_k'' \quad (6-43)$$

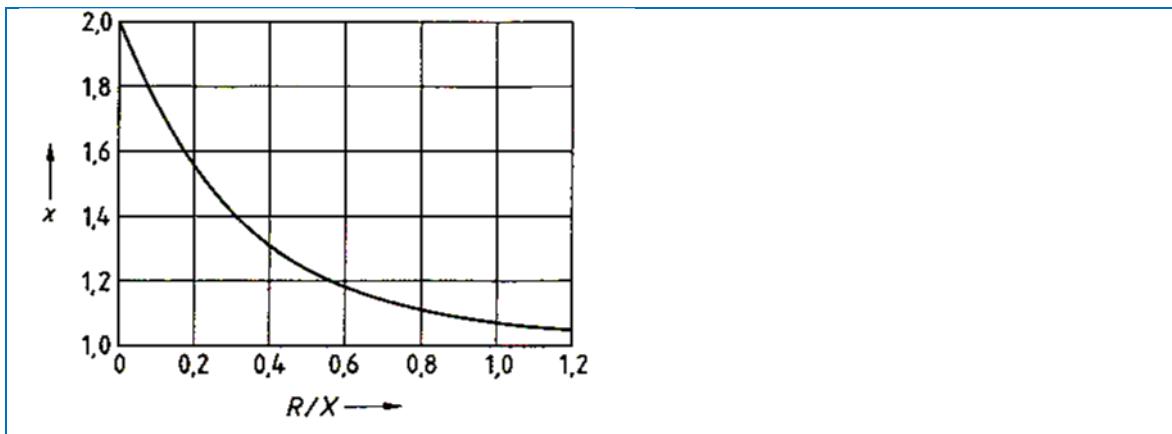


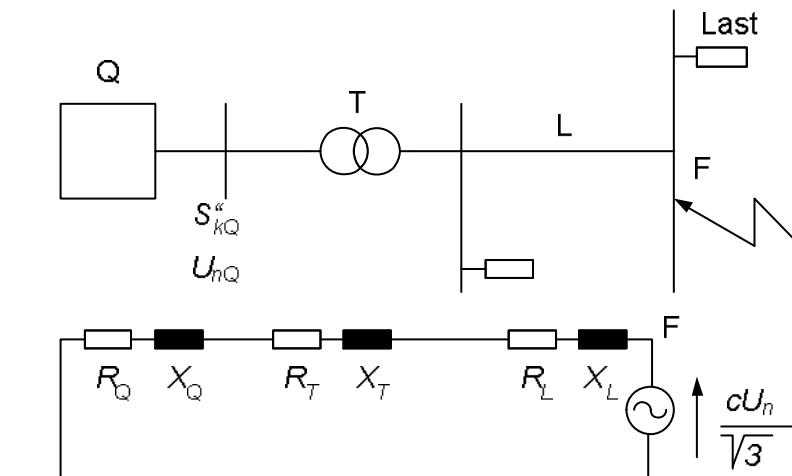
Abbildung 6-18: Bestimmen des Stossfaktors κ aus dem R/X -Verhältnis der Kurzschlussbahn

	R/X	R/L	Tg=L/R	k
Verlustfreies Netz	0	0	Unendlich	2,0
Freileitungsnetz	0,1	31,4 [1/s]	32 ms	1,73
Kabelnetz	1,0	314 [1/s]	3,2 ms	1,043

Tabelle 6-3: Stossfaktor für verschiedene Netzarten

Im Kabelnetz ist das Gleichstromglied stärker gedämpft. Wegen der kleineren Kabelreaktanz $X'_{kabel} = 0,1 - 0,2 \Omega/\text{km}$, $X'_{freileitung}=0,3-0,4 \Omega/\text{km}$ ist aber der Anfangskurzschlusswechselstrom größer.

Beispiel: Berechnung des dreipoligen Kurzschlussstromes in einem Netz



Hinweis: Alle Impedanzen sind auf die Spannung an der Fehlerstelle zu beziehen. Die Impedanzen hinter dem Transistor sind mit \tilde{u}^2 umzurechnen.

An der Fehlerstelle wird eine einzige Spannung (Ersatzspannung) angenommen und alle anderen Spannungsquellen, die einen Kurzschlussstrom treiben, (Generatoren, Motoren, Netzeinspeisungen) werden kurzgeschlossen.

Daten des Netzbeispiels:

Netzeinspeisung: $U_{nQ}=110 \text{ kV}$, $S''_{kQ} = 5 \text{ GVA}$ ($c=1,1$), $R_Q/X_Q = 0,1$

Berechnen der Netzimpedanz, bezogen auf die 30-kV-Seite, da dort der Kurzschluss stattfindet.

$$Z_Q = 1,1 \frac{U_n^2}{S''_k} = 1,1 \frac{30 \text{ kV}^2}{5.000 \text{ MVA}} = 0,198 \Omega$$

$$X_Q^2 + R_Q^2 = X_Q^2 (1 + 0,1^2) = Z_Q^2 \Rightarrow X_Q = Z_Q / \sqrt{1 + 0,01} = 0,197 \Omega$$

$$R_Q = 0,0197 \Omega$$

Transformator: $U_1/U_2=110/30\text{kV}$, $S_n=31 \text{ MVA}$, $u_k=0,12$, $P_k=0,14 \text{ MW}$

$$Z_T = u_k \frac{U_n^2}{S_n} = 0,12 \frac{30 \text{ kV}^2}{31 \text{ MVA}} = 3,48 \Omega$$

$$R_T = \frac{P_k U_n^2}{S_n^2} = \frac{0,14 \text{ MW} \cdot 30 \text{ kV}^2}{31 \text{ MVA}^2} = 0,13 \Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 3,48 \Omega$$

Leitung: $R' = 0,12 \Omega/km$, $X' = 0,35 \Omega/km$, $l = 40 \text{ km}$

$$X_L = X' l = 0,35 \Omega/km \cdot 40 \text{ km} = 14 \Omega$$

$$R_L = R' l = 0,12 \Omega/km \cdot 40 \text{ km} = 4,8 \Omega$$

Gesamtimpedanz:

$$R_k = R_Q + R_T + R_L = 0,0197 \Omega + 0,13 \Omega + 4,8 \Omega = 4,95 \Omega$$

$$X_k = X_Q + X_T + X_L = 0,197 \Omega + 3,48 \Omega + 14 \Omega = 17,68 \Omega$$

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} = 18,36 \Omega$$

Berechnen des dreiphasigen Anfangs-Kurzschlussstromes aus der Nennspannung mit Sicherheitsfaktor c und aus der Gesamtimpedanz:

$$I''_{k3p} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_k} = \frac{1,1 \cdot 30 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 18,36 \Omega} = 1,038 \text{ kA}$$

Berechnen des dreiphasigen Stoßstromes:

$$i_p = \sqrt{2} \kappa \cdot I''_{k3p}$$

Bestimmen von k aus dem Verhältnis von R_k/X_k

$$R_k / X_k = 4,95 / 17,68 = 0,28$$

Aus Abbildung 6-18 oder (6-43) folgt $k = 1,4$

6.3.6 Symmetrische und unsymmetrische Fehler

Im vorangegangenen Beispiel wurde ein dreipoliger Kurzschlussvorgang berechnet. Dabei wurde zunächst ohne weitere Erklärung angenommen, dass der Kurzschlussstrom unter Verwendung der Daten des Mitsystems berechnet werden kann. Nach Tabelle 3-4 und den in Kapitel 3.3.4 angestellten Überlegungen kommt es beim dreipoligen Fehler zu keiner Kopplung der Komponentensysteme, und deshalb kann der Fehlerstrom bei reiner Erregung durch eine Mitsystemspannung (d.h. wenn sich das System vor Fehlereintritt im symmetrischen Betrieb befand) auch unter ausschließlicher Verwendung des Mitsystems berechnet werden.

Bei unsymmetrischen Fehlern, d.h. bei einpoligen oder zweipoligen Fehlern, bei denen nicht alle drei Phasen betroffen sind, oder bei dreipoligen Fehlern mit unterschiedlichen Fehlerimpedanzen, erzeugt die Fehlerstelle aber eine Unsymmetrie, die nach Tabelle 3-4 und den in Kapitel 3.3.4 angestellten Überlegungen zu einer Kopplung der Komponentensysteme führt, die bei der Berechnung des Fehlerstromes berücksichtigt werden muss.

6.3.6.1 Dreipoliger Kurzschluss bei symmetrischer Speisung

Bei symmetrischer Speisung kann das symmetrische Drehstromsystem an der Fehlerstelle mit den drei Komponentensystemen nach Abbildung 6-19 dargestellt werden. Die treibende Spannungsquelle im Mitsystem wird im Folgenden mit $E_{(1)} = cU_n/\sqrt{3}$ bezeichnet³².

³² Dabei wird der Faktor c und die Nennspannung verwendet.

Im Gegen- und Nullsystem gibt es im symmetrischen Betrieb keine Spannungsquelle.

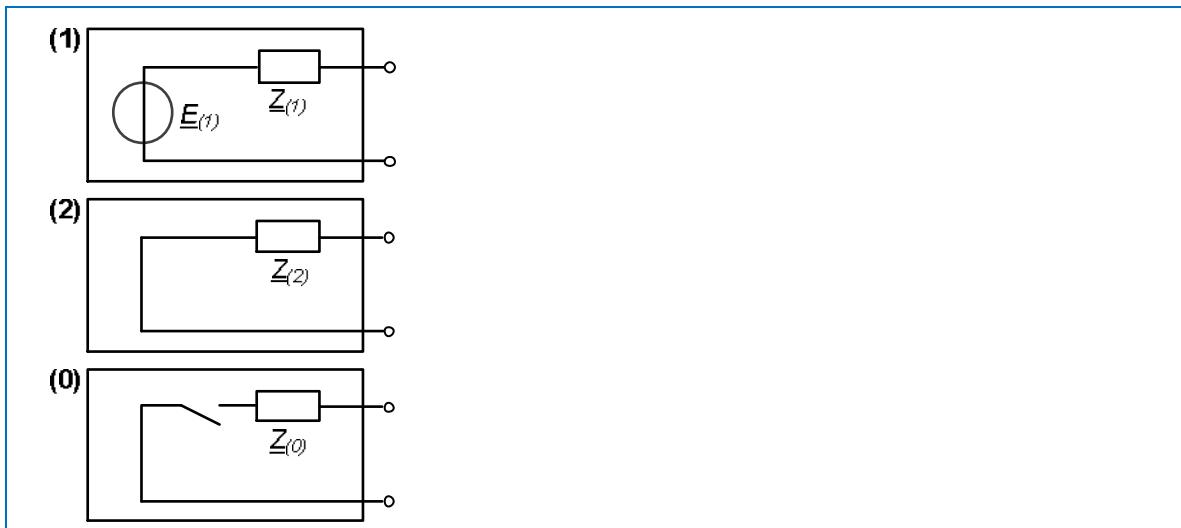


Abbildung 6-19: Symmetrisches Drehstromsystem mit symmetrischer Einspeisung

Die Fehlerbedingungen bei dreipoligem Kurzschluss lauten, je nachdem ob der Kurzschluss mit oder ohne Erdberührung erfolgt:

Mit Erdberührung:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{aN,F} &= \underline{U}_{(0)} = 0 \\ &= \underline{U}_{bN,F} = \quad \leftrightarrow \quad \underline{U}_{(1)} = 0 \\ &= \underline{U}_{cN,F} = 0 \quad \quad \quad \underline{U}_{(2)} = 0 \end{aligned} \tag{6-44}$$

Ohne Erdberührung:

$$\begin{aligned} I_{a,F} + I_{b,F} + I_{c,F} &= 0 \quad \quad \quad I_{(0)} = 0 \\ \underline{U}_{aN,F} = \underline{U}_{bN,F} &= \quad \leftrightarrow \quad \underline{U}_{(1)} = 0 \\ &= \underline{U}_{cN,F} \quad \quad \quad \underline{U}_{(2)} = 0 \end{aligned} \tag{6-45}$$

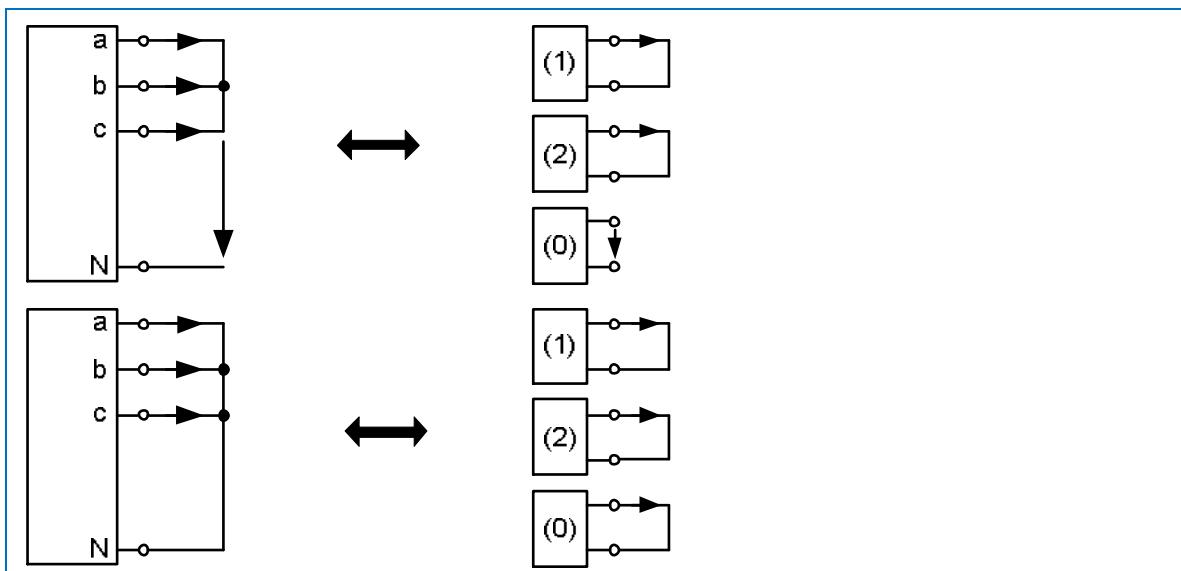


Abbildung 6-20: Dreipoliger Fehler ohne (oben) und mit (unten) Erdberührung

In beiden Fällen werden Mit- und Gegensystem an der Fehlerstelle kurzgeschlossen. Das Nullsystem bleibt entweder offen oder wird ebenfalls kurzgeschlossen³³.

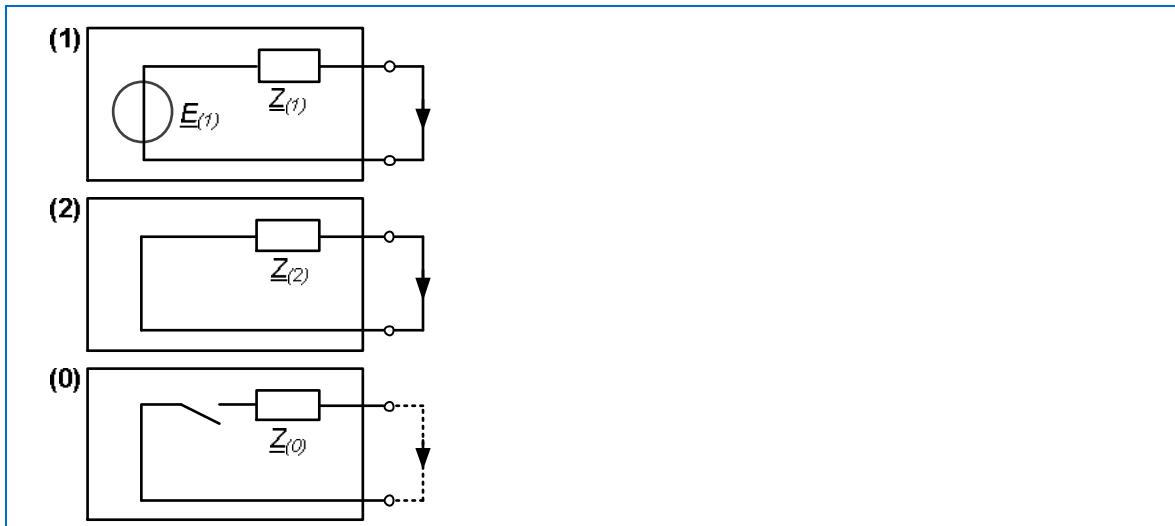


Abbildung 6-21: Dreipoliger Kurzschluss (gestrichelt: mit Erdberührung) im Mit-, Gegen- und Nullsystem

Der Fehlerstrom im symmetrisch gespeisten Netz im Komponentensystem errechnet sich nach Abbildung 6-21 dann als

$$\begin{aligned} I_{(1)} &= \underline{I}_{k3p} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{(1)}} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{(1)}} \\ I_{(2)} &= I_{(0)} = 0 \end{aligned} \quad (6-46)$$

Er entspricht wegen

$$\begin{aligned} I_a &= [I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)}] = I_{(1)} = \underline{I}_{k3p} \\ I_b &= [I_{(0)} + \underline{a}^2 I_{(1)} + \underline{a} I_{(2)}] = \underline{a}^2 I_{(1)} = \underline{a}^2 \underline{I}_{k3p} \\ I_c &= [I_{(0)} + \underline{a} I_{(1)} + \underline{a}^2 I_{(2)}] = \underline{a} I_{(1)} = \underline{a} \underline{I}_{k3p} \end{aligned} \quad (6-47)$$

auch (ggf. phasenverschoben) den Fehlerströmen im Ursprungssystem.

Nach (6-46) bedeutet das, dass alleine die Mitsystemimpedanz die Höhe des dreipoligen Fehlerstromes bestimmt. Der dreipolare Kurzschlussstrom ergibt i.A. die größten Fehlerströme. Daher wird er für die Dimensionierung der Schaltgeräte und der Kurzschlussfestigkeit der Anlagen verwendet.

6.3.6.2 Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührungs

Der zweipolige Kurzschluss ohne Erdberührungs tritt z.B. beim Zusammenschlagen von zwei Leiterseilen auf. Im Folgenden wird ein Kurzschluss zwischen den Phasen b und c angenommen. Die Fehlerbedingungen lauten:

³³ Bei symmetrischer Speisung und symmetrischem Drehstromsystem hat das Nullsystem keine Auswirkungen auf die Höhe des Fehlerstromes. Im unsymmetrischen System ist es aber durchaus von Bedeutung, ob der dreipolare Fehler mit oder ohne Erdberührungs erfolgt.

$$\begin{aligned} I_{a,F} &= 0 & I_{(0)} &= 0 \\ I_{b,F} + I_{c,F} &= 0 \leftrightarrow I_{(2)} = -I_{(1)} & & \\ U_{bN,F} &= U_{cN,F} & U_{(2)} &= U_{(1)} \end{aligned} \quad (6-48)$$

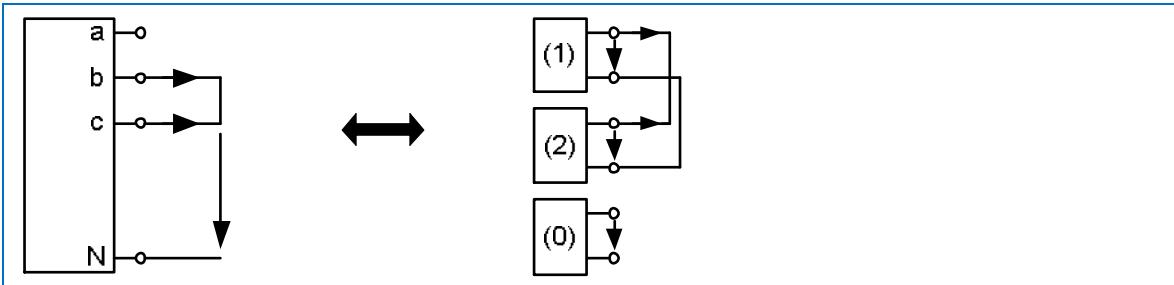


Abbildung 6-22: Zweipoliger Fehler ohne Erdberührung

Der Fehlerstrom im symmetrisch gespeisten Netz im Komponentensystem errechnet sich nach Abbildung 6-23 dann als

$$I_{(1)} = \frac{E_{(1)}}{Z_{(1)} + Z_{(2)}} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}(Z_{(1)} + Z_{(2)})} = -I_{(2)} \quad (6-49)$$

Die Rücktransformation in Phasengrößen ergibt

$$\begin{aligned} I_b &= (I_{(0)} + a^2 I_{(1)} + a I_{(2)}) = ((a^2 - a) I_{(1)}) = -j\sqrt{3} I_{(1)} = -I_c \\ I''_{k2p} &= \frac{-jc \cdot U_n}{Z_{(1)} + Z_{(2)}} = I_b = -I_c \end{aligned} \quad (6-50)$$

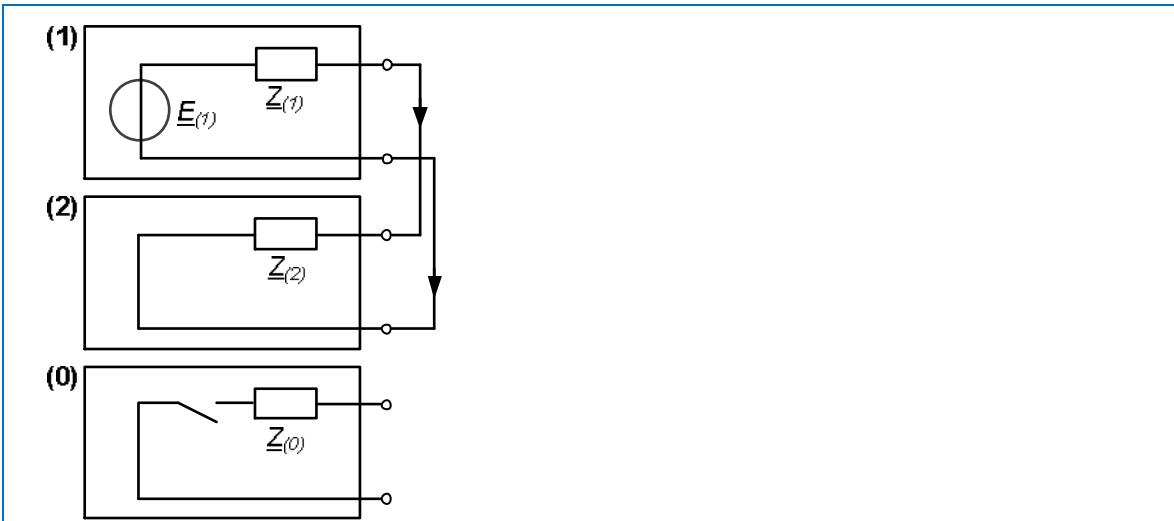


Abbildung 6-23: Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung im Mit-, Gegen- und Nullsystem

Meist wird nur der Betrag des Kurzschlussstromes betrachtet und die Impedanz des Mit- und Gegensystems im passiven Netz gleichgesetzt:

$$I''_{k2p} = \frac{c \cdot U_n}{|Z_{(1)} + Z_{(2)}|} \approx \frac{c \cdot U_n}{2|Z_{(1)}|} \quad (6-51)$$

Ein Vergleich von Gleichungen (6-46) und (6-51) zeigt:

$$\frac{I''_{k2p}}{I''_{k3p}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,866 \quad (6-52)$$

Der zweipolige Kurzschluss ohne Erdberührung hat im passiven Netz einen Kurzschlussstrom, der sich unmittelbar aus dem dreipoligen Wert ableiten lässt. Er ist immer kleiner. Daher werden die elektrischen Anlagen in ihrer Kurzschlussfestigkeit für den dreipoligen Kurzschlussstrom ausgelegt.

6.3.6.3 Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Die Fehlerbedingungen für den zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung lauten:

$$\begin{aligned} I_{a,F} &= 0 & I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)} &= 0 \\ U_{bN,F} = U_{cN,F} &= 0 & U_{(0)} &= U_{(1)} = U_{(2)} \end{aligned} \quad (6-53)$$

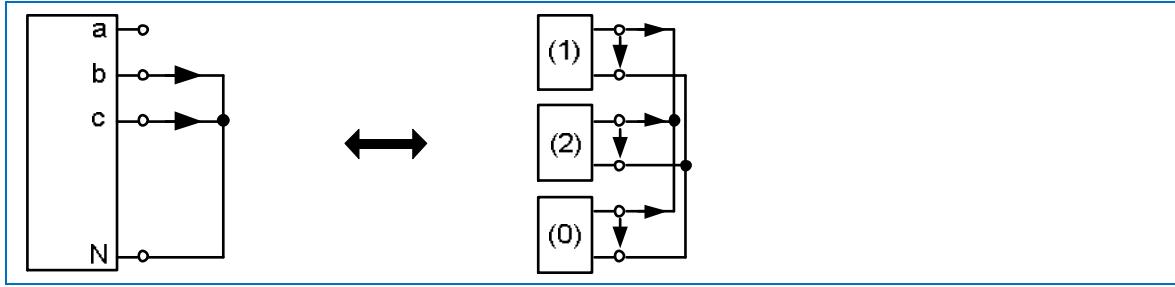


Abbildung 6-24: Zweipoliger Fehler mit Erdberührung

Der Fehlerstrom im symmetrisch gespeisten Netz im Komponentensystem errechnet sich dann nach Abbildung 6-25. Dabei wird an der Fehlerstelle das Nullsystem dem Gegensystem parallelgeschaltet. Dadurch, dass bei dieser Fehlerart nun auch das Nullsystem einbezogen ist, wird die Art der Sternpunktbehandlung im System wichtig. Je nachdem, ob keine, einige oder alle Sternpunkte im System herausgeführt und geerdet sind, kann auch ein Strom im Nullsystem fließen. Der Fehlerstrom bei zweipoligem Fehler mit Erdberührung ist deswegen in der Regel etwas größer als der bei zweipoligem Fehler ohne Erdberührung.

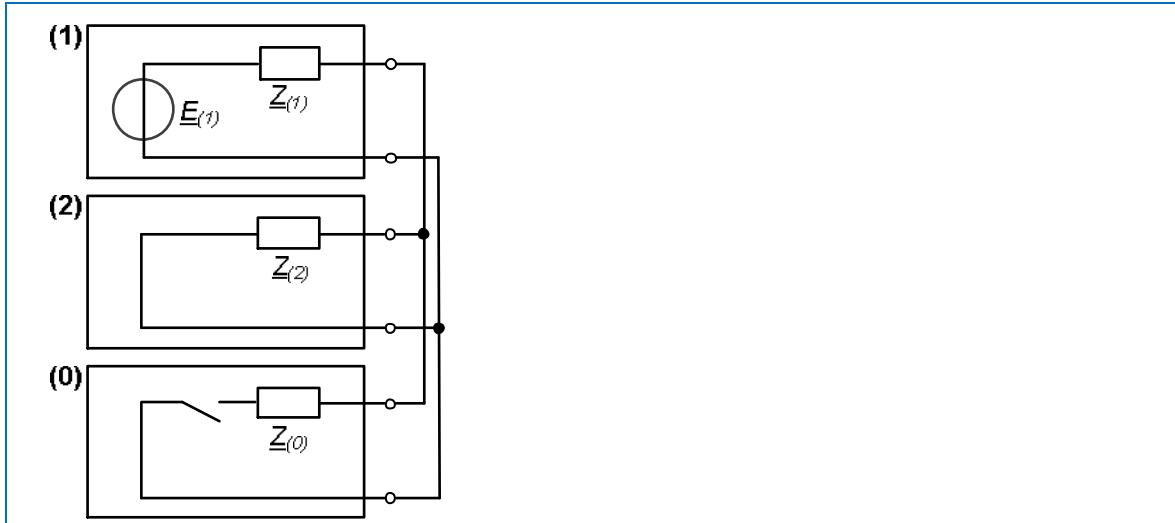


Abbildung 6-25: Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung im Mit-, Gegen- und Nullsystem

6.3.6.4 Einpoliger Kurzschluss (Erdschluss) im starr geerdeten Netz

Der einpolige Kurzschluss (Erdschluss) ist mit 75 bis 85 % aller Fehler am häufigsten. Ein derartiger Fehler in der Phase a wird durch die folgenden Fehlerbedingungen beschrieben:

$$\begin{aligned} I_{b,F} &= 0 \\ I_{c,F} &= 0 \quad \leftrightarrow \quad I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)} \\ U_{aN,F} &= 0 \quad \leftrightarrow \quad U_{(0)} + U_{(1)} + U_{(2)} = 0 \end{aligned} \quad (6-54)$$

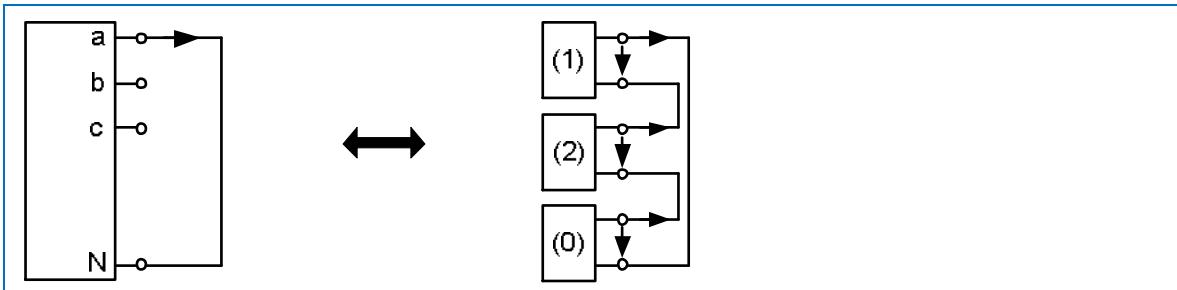


Abbildung 6-26: Einpoliger Fehler im Bildbereich der symmetrischen Komponenten

Nach Abbildung 6-26 führt die Fehlerbedingung im Bildbereich der symmetrischen Komponenten zu einer Reihenschaltung von Mit-, Gegen- und Nullsystem. Die Höhe des Fehlerstroms hängt also wesentlich von den Eigenschaften des Nullsystems ab.

Wenn wie in 3.3.2 beschrieben die Sternpunkte an den Quellen herausgeführt und geerdet sind, dann ist der Schalter in Abbildung 6-27 geschlossen und es kann ein Strom im Nullsystem fließen.

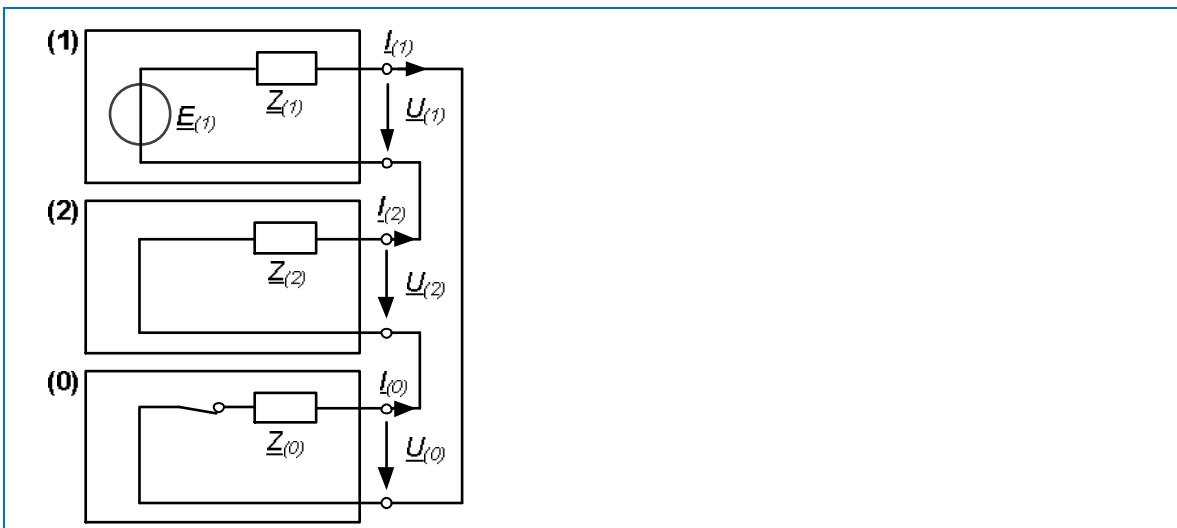


Abbildung 6-27: Einpoliger Kurzschluss im starr geerdeten Netz

Der Fehlerstrom im Komponentensystem ist

$$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)} = \frac{E_{(1)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \quad (6-55)$$

Rücktransformation der Komponentenströme in Originalgrößen ergibt

$$I_a = I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)} = \frac{3E_{(1)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \quad (6-56)$$

$$I_b = I_{(0)} + \underline{a}^2 I_{(1)} + \underline{a} I_{(2)} = 0 \quad (6-57)$$

$$I_c = I_{(0)} + \underline{a} I_{(1)} + \underline{a}^2 I_{(2)} = 0 \quad (6-58)$$

Der Kurzschlussstrom der Phase a kann auch durch die Nennspannung ausgedrückt werden (VDE 0102):

$$I''_{k1p} = \frac{\sqrt{3}c \cdot U_n}{|\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}|} \approx \frac{\sqrt{3}c \cdot U_n}{|\underline{Z}_{(0)} + 2\underline{Z}_{(1)}|} \quad (6-59)$$

Ein Vergleich von Gleichungen (6-46) und (6-59) zeigt:

$$\frac{I''_{k1p}}{I''_{k3p}} = \frac{\frac{\sqrt{3}c \cdot U_n}{|\underline{Z}_{(0)} + 2\underline{Z}_{(1)}|}}{\frac{cU_n}{\sqrt{3}\underline{Z}_{(1)}}} = \frac{3\underline{Z}_{(1)}}{|\underline{Z}_{(0)} + 2\underline{Z}_{(1)}|} \quad (6-60)$$

An den meisten Fehlerstellen im Netz ist die Nullimpedanz größer als die Impedanz im Mit- und Gegensystem. Deshalb ist der einpolige Fehlerstrom an diesen Fehlerstellen kleiner als der dreipolige Fehlerstrom. Gleichung (6-60) zeigt aber auch, dass für kleine oder verschwindende Nullimpedanzen an der Fehlerstelle der einpolige Fehlerstrom größer sein kann als der dreipolige Fehlerstrom.

Mit dem Modell nach Abbildung 6-27 können auch die Spannungen an der Fehlerstelle berechnet werden:

$$\underline{U}_{(0)} = -\underline{Z}_{(0)} I_{(0)} = -\frac{\underline{E}_{(1)} \underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \quad (6-61)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \underline{E}_{(1)} - \underline{Z}_{(1)} I_{(1)} = \frac{\underline{E}_{(1)} (\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \quad (6-62)$$

$$\underline{U}_{(2)} = -\underline{Z}_{(2)} I_{(2)} = -\frac{\underline{E}_{(1)} \underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \quad (6-63)$$

Rücktransformation der Komponentenspannungen in Originalgrößen ergibt:

$$\underline{U}_a = 0 \quad (6-64)$$

$$\begin{aligned} \underline{U}_b &= \underline{U}_{(0)} + \underline{a}^2 \underline{U}_{(1)} + \underline{a} \underline{U}_{(2)} \\ &= \frac{-\underline{E}_{(1)} \underline{Z}_{(0)} + \underline{a}^2 \underline{E}_{(1)} (\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}) - \underline{a} \underline{E}_{(1)} \underline{Z}_{(1)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \\ &= j\sqrt{3} \underline{E}_{(1)} \frac{\underline{a} \underline{Z}_{(0)} - \underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \end{aligned} \quad (6-65)$$

$$\underline{U}_c = j\sqrt{3} \underline{E}_{(1)} \frac{\underline{Z}_{(2)} - \underline{a}^2 \underline{Z}_{(0)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \quad (6-66)$$

6.3.6.5 Einpoliger Kurzschluss im isolierten Netz

Im isolierten Netz, d.h. wenn keine Sternpunkte geerdet sind, ist der Schalter im Nullsystem von Abbildung 6-27 geöffnet. In diesem Fall ist wegen der Reihenschaltung von Mit-, Gegen- und Nullsystem durch den einpoligen Fehler kein Stromfluss möglich – es würde kein Fehlerstrom fließen.

Das Modell nach Abbildung 6-27 berücksichtigt aber keine Querleitwerte, wie sie z.B. durch den Kapazitätsbelag von Leitungen gegeben sind.

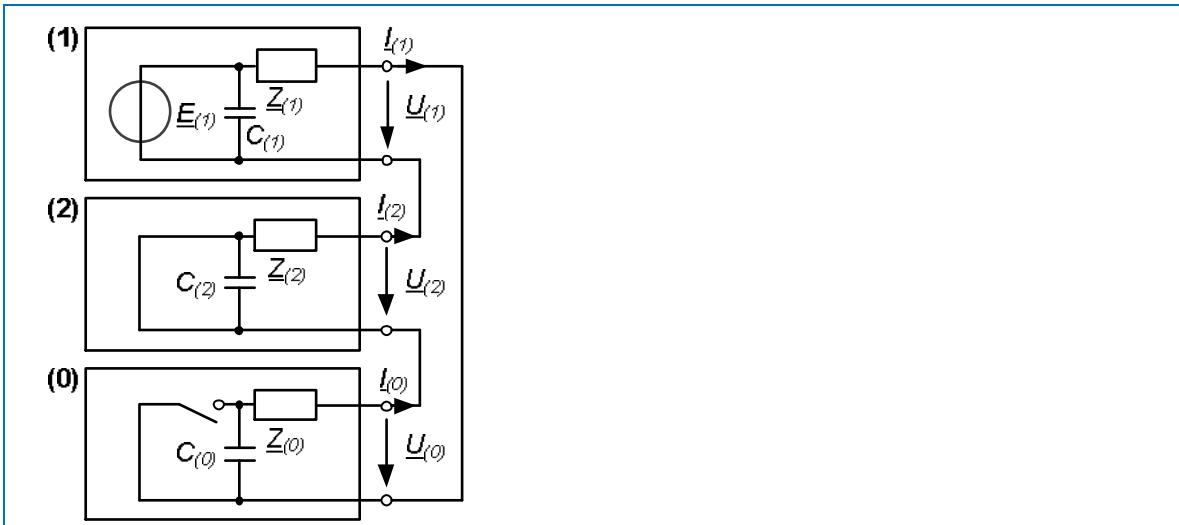


Abbildung 6-28: Berücksichtigung der Kapazitäten beim einpoligen Fehler

Das war bisher auch nicht notwendig, weil diese Kapazitäten im Modell praktisch kurzgeschlossen waren. Nach Abbildung 6-28 ist die Kapazität im Nullsystem für den Fall des einpoligen Fehlers im isolierten Netz aber der einzige verbleibende Strompfad und muss daher berücksichtigt werden.

Die Nullkapazität entspricht der Summe der Erdkapazitäten aller Leitungen und Kabel im betrachteten Netz. Die durch die Erdkapazitäten C_0 gebildete Nullimpedanz ist groß gegen die Längsimpedanzen Z_0 , Z_1 und Z_2 . Näherungsweise wird daher der Erdschlussstrom allein durch die Erdkapazitäten begrenzt:

$$\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} \ll \frac{1}{j\omega C_{(0)}} \quad (6-67)$$

$$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}}} \approx j\omega C_{(0)} \underline{E}_{(1)} \quad (6-68)$$

$$I_a = I_{(0)} + I_{(1)} + I_{(2)} = 3 \cdot j\omega C_{(0)} \underline{E}_{(1)} \quad (6-69)$$

$$I_{k1p} = I_a = j3\omega C_{(0)} \underline{E}_{(1)} = j\sqrt{3}\omega C_{(0)} \cdot cU_n \quad (6-70)$$

Mit dem Modell nach Abbildung 6-28 können auch wieder die Spannungen an der Fehlerstelle berechnet werden:

$$\underline{U}_{(0)} = -\left[\underline{Z}_{(0)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}}\right] \cdot I_{(0)} = -\frac{\underline{E}_{(1)}\left[\underline{Z}_{(0)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}}\right]}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}}} \approx -\frac{\underline{E}_{(1)} \frac{1}{j\omega C_{(0)}}}{\frac{1}{j\omega C_{(0)}}} \approx -\underline{E}_{(1)} \quad (6-71)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \underline{E}_{(1)} - \underline{Z}_{(1)}I_{(1)} = \frac{\underline{E}_{(1)}(\underline{Z}_{(0)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}} + \underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}}} \approx \underline{E}_{(1)} \quad (6-72)$$

$$\underline{U}_{(2)} = -\underline{Z}_{(2)}I_{(2)} = -\frac{\underline{E}_{(1)}\underline{Z}_{(2)}}{\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}}} \approx 0 \quad (6-73)$$

Rücktransformation der Komponentenspannungen in Originalgrößen ergibt:

$$\underline{U}_a = \underline{U}_{(0)} + \underline{U}_{(1)} + \underline{U}_{(2)} = -\underline{E}_{(1)} + \underline{E}_{(1)} = 0 \quad (6-74)$$

$$\underline{U}_b = \underline{U}_{(0)} + \underline{a}^2 \underline{U}_{(1)} + \underline{a} \underline{U}_{(2)} = -\underline{E}_{(1)} + \underline{a}^2 \underline{E}_{(1)} = (\underline{a}^2 - 1) \cdot \underline{E}_{(1)} \quad (6-75)$$

$$\underline{U}_c = \underline{U}_{(0)} + \underline{a} \underline{U}_{(1)} + \underline{a}^2 \underline{U}_{(2)} = -\underline{E}_{(1)} + \underline{a} \underline{E}_{(1)} = (\underline{a} - 1) \cdot \underline{E}_{(1)} \quad (6-76)$$

Beim isolierten Netz stellt sich im symmetrischen Betrieb der Neutralpunkt N auf das Potenzial Null ein. Falls ein einpoliger Erdschluss auftritt, verlagert sich die Spannung der gesunden Phasen gegen Erde um den Faktor $|\underline{a}^2 - 1| = |\underline{a} - 1| = \sqrt{3}$.

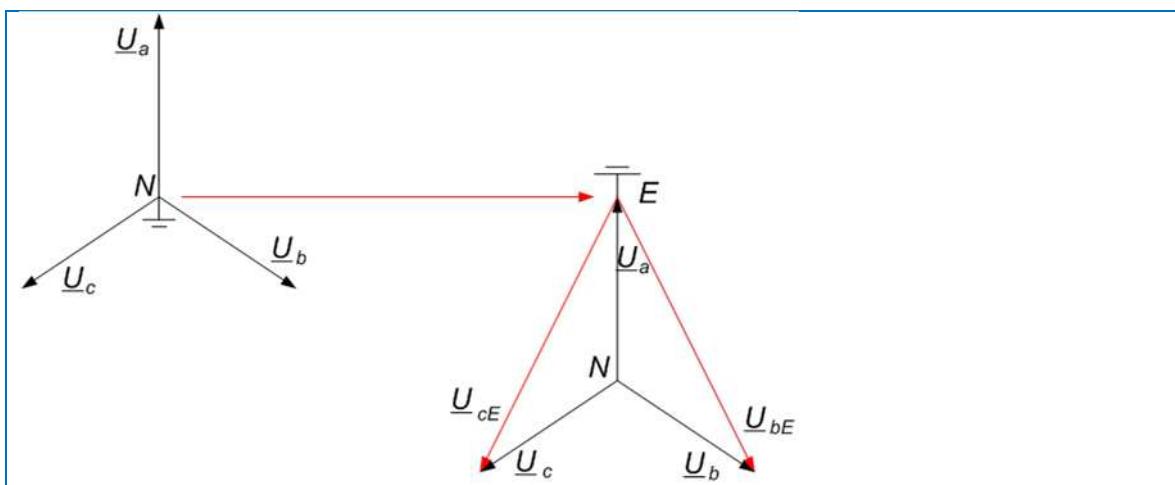


Abbildung 6-29: Spannungsverlagerung bei einpoligem Erdschluss

Isoliert betriebene Netze sind nur bei kleiner Ausdehnung zulässig. Ursache hierfür ist, dass der kapazitive Strom gegenüber der Spannung an der Fehlerstelle um 90° voreilend ist. Im Stromnull-durchgang ist das Löschen des Lichtbogens erschwert, da die Spannung in diesem Augenblick gerade den Scheitelwert hat und im Lichtbogen daher weiterhin Stossionisationsvorgänge stattfinden können. Der kapazitive Fehlerstrom darf daher etwa 30 A nicht überschreiten. Aus Gleichung (6-70) kann hieraus die zulässige Größe der Netzkapazität und damit die zulässige Ausdehnung eines Netzes berechnet werden.

Der einpolige Kurzschlussstrom wird, wie oben beschrieben, durch die Serienschaltung der drei Komponentensysteme bestimmt.

$$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)} = \frac{cU_n / \sqrt{3}}{\underline{Z}_{(0)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \approx \frac{cU_n / \sqrt{3}}{\underline{Z}_{(0)} + \frac{1}{j\omega C_{(0)}} + 2\underline{Z}_{(1)}} \quad (6-77)$$

Bei überwiegend kapazitivem Nullsystem ist eine Serienresonanz mit dem überwiegend induktiven Mit- und Gegensystem möglich.

$$\frac{1}{j\omega C_{(0)}} = -(\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}) \approx -2\underline{Z}_{(1)} \quad (6-78)$$

Dies kann in Netzen mit isoliertem Sternpunkt und hohen Anteil an Kabeln eintreten. Es können dann sehr hohe Ströme auftreten, die größer als der dreipolare Kurzschlussstrom werden können. Außerdem entstehen dann entsprechend große Spannungsverlagerungen.

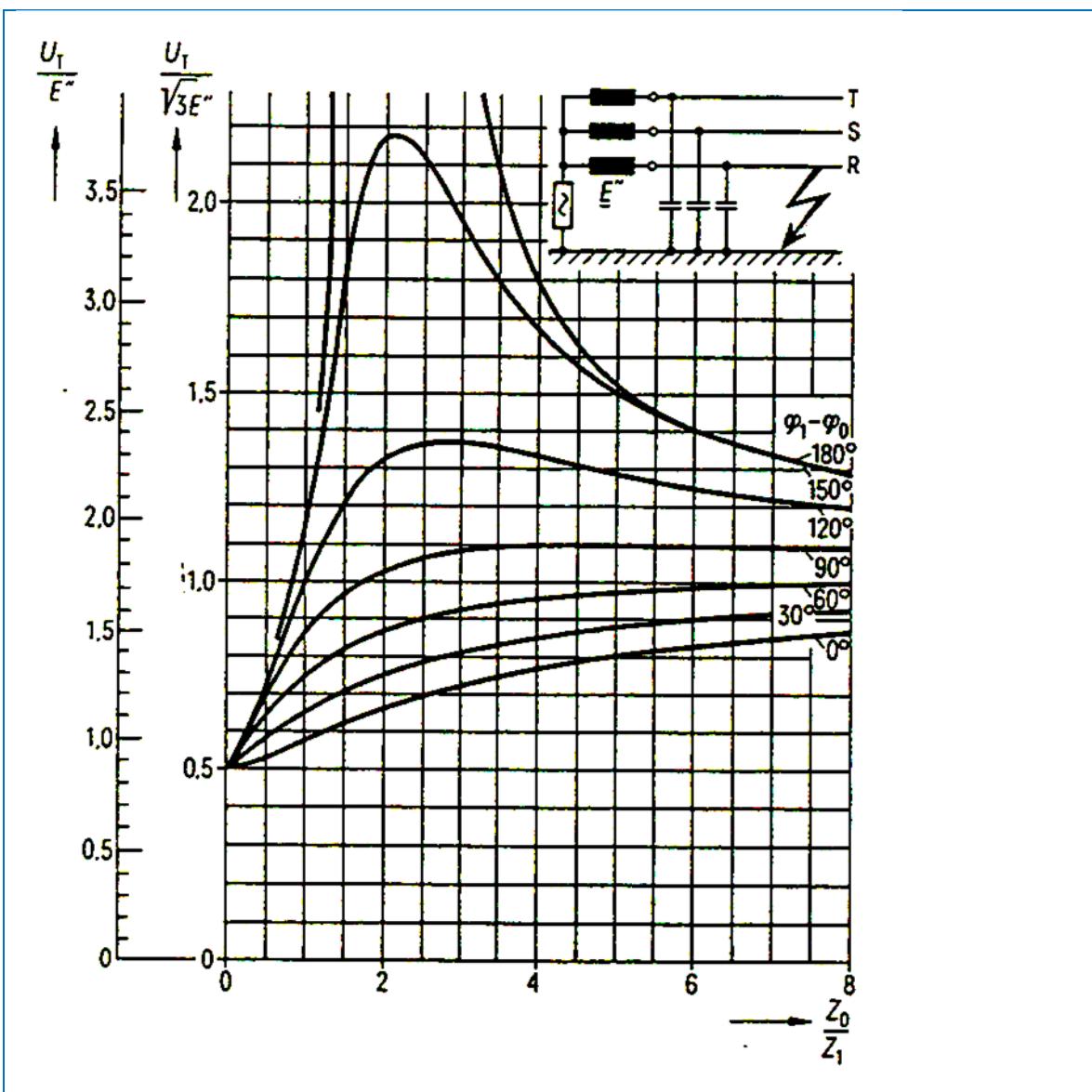


Abbildung 6-30: Betriebsfrequente Spannungserhöhung der Phase c bei einpoligem Fehler mit Serienresonanz, Parameter: $\varphi_1 - \varphi_0$: Winkeldifferenz zwischen Z_1 und $Z_0 + 1/j\omega C_{(0)}$

6.3.6.6 Erdschlusslöschung im kompensierten Netz

Die Erdschlusslöschung wurde von Waldemar Petersen entdeckt. Hierbei wird in den Sternpunkt des speisenden Transformators eine Spule gegen Erde geschaltet, die in ihrem Induktivitätswert verändert werden kann. Die Spule wird in Parallelresonanz mit der Nullkapazität des Netzes gebracht.

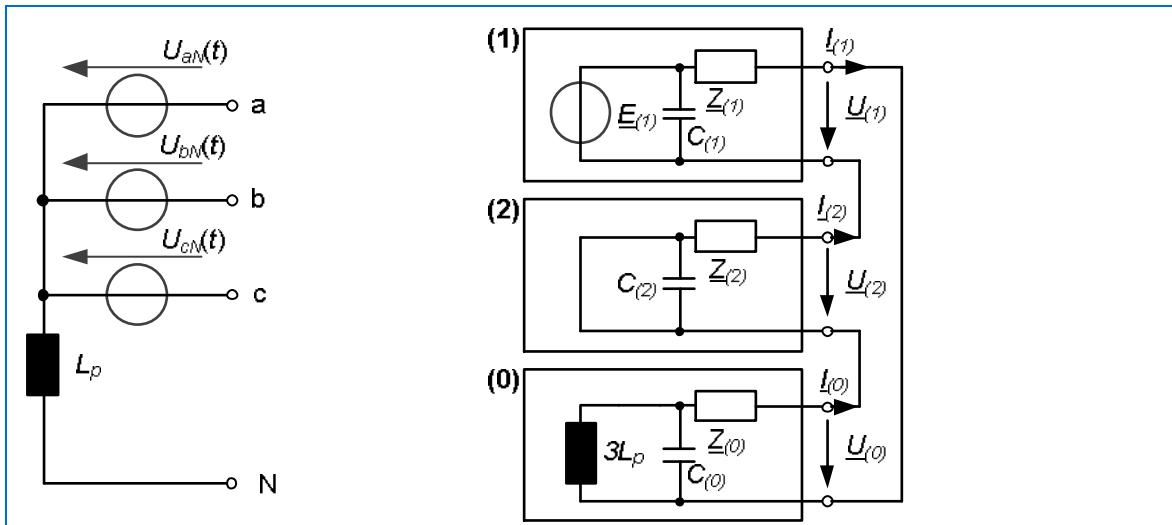


Abbildung 6-31: Prinzip der Erdschlusskompensation

Vergleichlich Abbildung 3-15 taucht die Induktivität der Petersen-Spule mit ihrem dreifachen Wert im Nullsystem auf. Die Resonanzbedingung lautet daher

$$-j3\omega L_p = \frac{1}{j\omega C_{(0)}} = \frac{1}{j\omega C_E} \quad (6-79)$$

Im verlustfreien Netz wird daher der über die Fehlerstelle fließende Erdschlussstrom Null und der Lichtbogen verlischt von selbst. Dies gilt nur für Fehler, die z.B. durch einen Überschlag der Isolation nach einem Blitzeinschlag eingeleitet wurden. Fehler aufgrund z.B. einer Baumberührungen verlöschen nicht von selbst. Aber auch hier bleiben die Fehlerauswirkungen geringer, da der Erdschlusslichtbogen durch die Kompensation in seiner Stromstärke begrenzt wird.

Erdschlusskompensation wird nur im Mittel- und Hochspannungsnetz (bis 110 kV) angewendet. Der Vorteil ist, dass etwa 80% aller Fehler von selbst verlöschen. Da der Spannungsstern entsprechend Abbildung 6-29 nur verlagert wird, aber in seiner Form erhalten bleibt, können alle im Dreieck angeschlossenen Verteilungstransformatoren weiterhin ein symmetrisches Spannungssystem übertragen. Die angeschlossenen Verbraucher registrieren daher keinen Spannungseinbruch.

Würden die Netze starr geerdet werden, hätte jeder einpolige Fehler den Ausfall einer Phase zur Folge. Die angeschlossenen Transformatoren müssten dann wegen des entstehenden Gegensystems abgeschaltet werden.

Die deutlich geringere Unterbrechungshäufigkeit in diesen Netzen hat dazu geführt, dass einige Länder Europas auf die Erdschlusskompensation umgestellt haben (z.B. Deutschland, Österreich, Schweiz, Norwegen, Schweden, Finnland und Frankreich, Italien).

Durch Verlustwiderstände in der Erdschlussspule und Ableitungsverluste der Isolatoren sowie Erdungs-Übergangswiderstände ist eine ideale Resonanz nicht möglich. Dadurch fließen ohmsche und induktive Restströme über die Fehlerstelle. Diese dürfen Grenzwerte nicht überschreiten, die experimentell gefunden wurden.

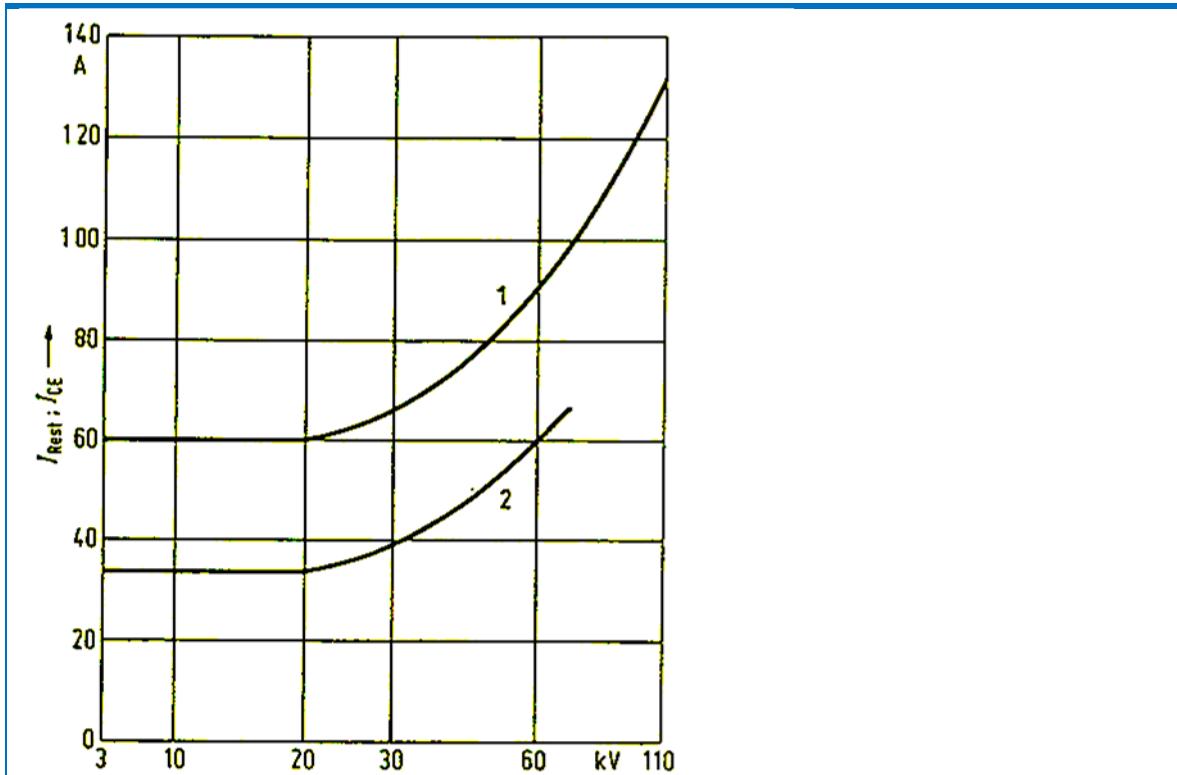


Abbildung 6-32: Löschgrenze bei Erdschlusskompenstation nach VDE 0228, Teil 2 - 1: zulässiger Reststrom bei Erdschlusskompenstation - 2: zulässiger Reststrom bei isoliertem Sternpunkt

6.3.7 Aufgaben und Auslegung von Erdungsanlagen

Bei unsymmetrischen Fehlern mit Erdberührungen, wie einpoliger Erdschluss oder zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührungen schließt sich der Kurzschlussstrom über den Sternpunkt des Transfomers, wenn dieser wirksam geerdet ist. Je nach Ausführung des Erders können dabei hohe Spannungsgradienten an der Erdoberfläche auftreten, die zu Elektro-Unfällen führen können.

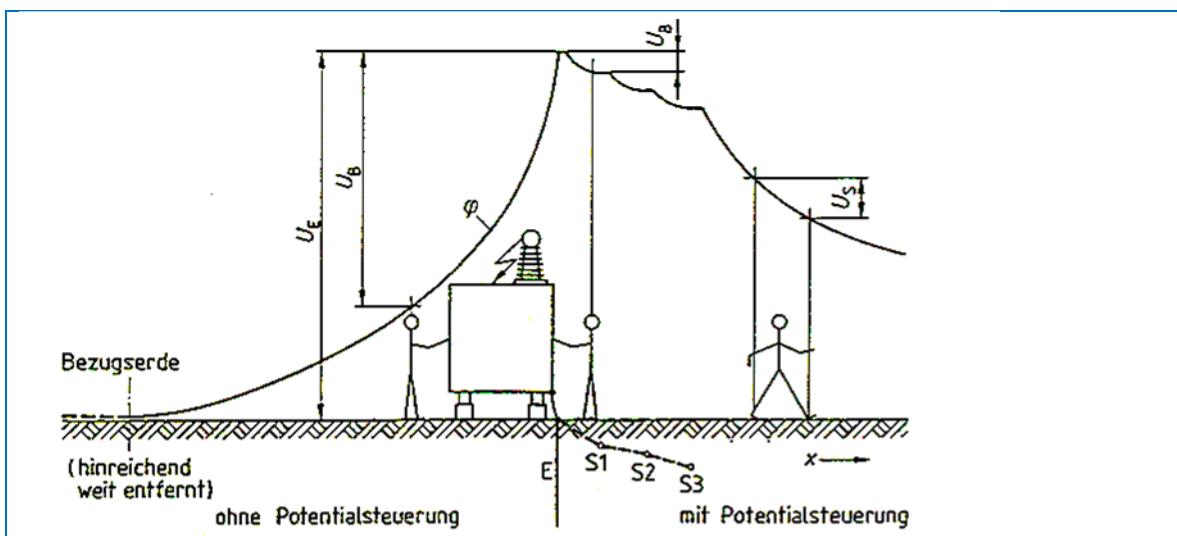


Abbildung 6-33: Schritt- und Berührspannung nach VDE 0102

Folgende Spannungspotenziale werden unterschieden:

- Schrittspannung: Potenzialdifferenz, die bei einer Schrittweite von einem Meter abgegriffen werden kann
- Berührspannung: Potenzialdifferenz, die bei einem Abstand von einem Meter von einem leitenden Gegenstand gegen Erde entstehen kann.

Tiefenerder (E) (Einschlagen eines leitenden Stabes in das Erdreich) haben eine ungünstigere Potenzialverteilung an der Erdoberfläche (Potenzialtrichter) als Maschenerder (S1, S2, S3).

Generell sollte bei der Begehung von Hochspannungsanlagen eine Berührung von metallischen Gegenständen (Metallstrukturen, Kessel usw.) vermieden werden.

Die höchstzulässige Berührspannung hängt von der zu erwartenden Einwirkungsdauer ab. Die Einwirkungsdauer wird durch die Reaktionszeit der Schutzeinrichtungen bestimmt. Für lange Einwirkungsdauern darf die zulässige Schritt- und Berührspannung 65 V nicht überschreiten (Abbildung 6-34).

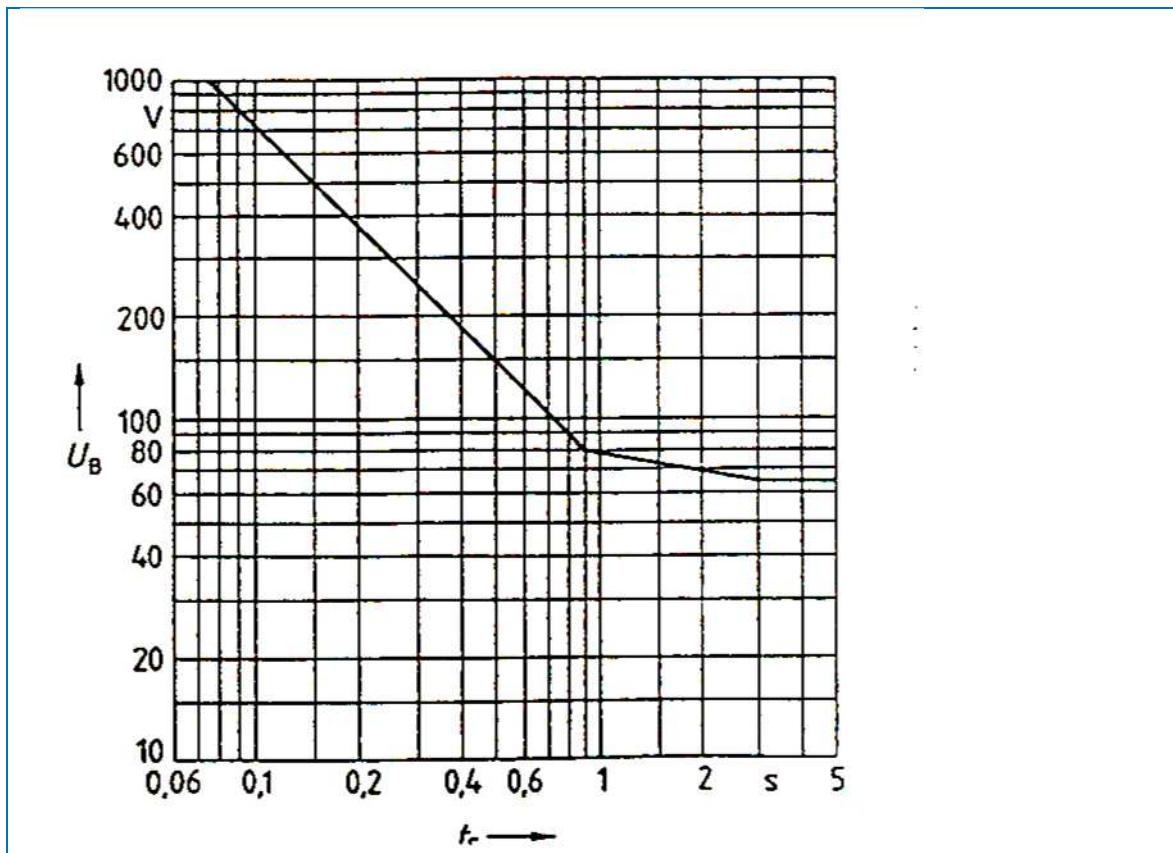


Abbildung 6-34: Zulässige Schritt und Berührspannung in Abhängigkeit von der Fehlerdauer t_F

6.4 Stabilität

Unter Stabilität im Kontext der elektrischen Energiesysteme versteht man, dass das Energiesystem und seine Komponenten nach einer Störung oder Änderung des Betriebszustandes wiederum einen Zustand erreichen, in dem die Versorgung dauerhaft aufrecht erhalten werden kann. Im engeren Sinn muss dabei die **Spannungsstabilität** und die **Winkelstabilität** betrachtet werden. In Kapitel 6.2 haben wir gesehen, dass in elektrischen Energiesystemen die Spannung sehr stark an den Blindleistungshaushalt gekoppelt ist, während die Winkel stark von den Wirkleistungsflüssen abhängen. Deshalb ist ein Verständnis der Spannungsregelung (Abbildung 6-35) notwendig, mit der die Blindleistungsabgabe von Generatoren abhängt, und der Leistungs-/Frequenzregelung, mit der die Wirkleistungsabgabe von Generatoren abhängt, um die Stabilität von Energiesystemen beurteilen zu können.

6.4.1 Übersicht der Generatorregelung

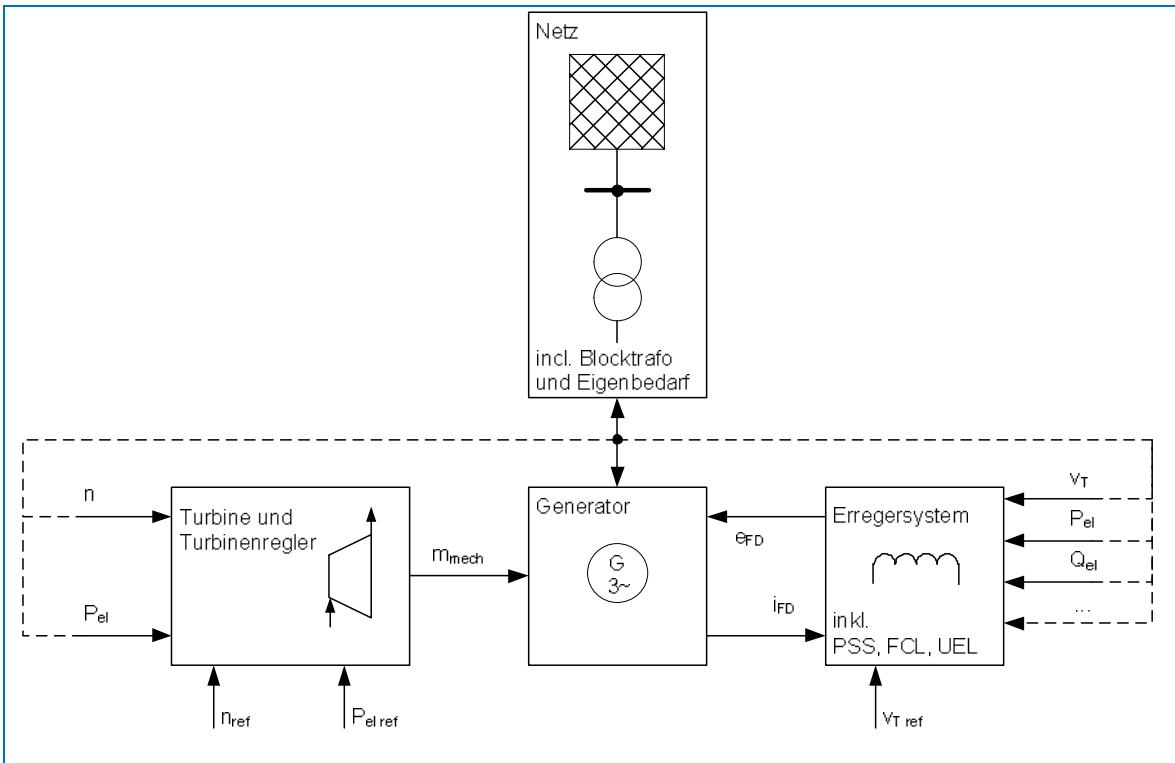


Abbildung 6-35: Generator am Netz und Schnittstellen zum Turbinenregler und Erregersystem

Die mechanische Arbeit, die im Generator in elektrische Energie gewandelt wird, wird durch die antreibende Turbine zur Verfügung gestellt. Sie entspricht nach dem Energieerhaltungssatz abzüglich der Verluste im Generator und der in den rotierenden Massen gespeicherten Rotationsenergie genau der abgegebenen elektrischen Energie. Die elektrische Energie, die im Generator erzeugt wird, hängt also vom antreibenden mechanischen Moment ab, das die Turbine aufbringt. Dieses mechanische Moment wird vom Turbinenregler so beeinflusst, dass die gewünschte Wirkleistung vom Generator abgegeben wird. Dazu werden die tatsächliche Drehzahl und die tatsächlich abgegebene Leistung gemessen und mit der Solldrehzahl und der Sollleistung verglichen. Ist die Drehzahl und/oder die Leistung zu klein, dann wird das mechanische Moment erhöht, z.B. durch Öffnen von Dampfventilen und Erhöhen der Brennstoffzufuhr.

Das Generatorprinzip beruht darauf, dass ein rotierendes magnetisches Feld in den Wicklungen im Ständer des Generators die Spannungen des Drehstromsystems induziert. Das magnetische Feld kann bei kleineren Generatoren durch Permanentmagneten erzeugt werden. Üblicherweise wird es aber durch eine von Gleichstrom durchflossene Spule erzeugt. Dieser Erregerstrom i_{FD} fließt, weil eine Erregerspannung e_{FD} an die Feldwicklung des Generators angelegt wird. Der Erregerstrom ist an die innere Spannung des Generators und damit eng an die Klemmenspannung des Generators gekoppelt. Das Erregersystem des Generators stellt die Erregerspannung und den Erregerstrom bereit und beeinflusst die beiden Größen so, dass die Klemmenspannung des Generators einem vorgegebenen Sollwert entspricht.

Wichtig für das Verständnis der Energiewandlung im Generator ist die Erkenntnis, dass die zu wandelnde Energie von der antreibenden Turbine geliefert wird und nicht vom Erregersystem. Das Erregersystem sorgt lediglich für den Aufbau und die Regelung des rotierenden magnetischen Feldes.

6.4.2 Erregersysteme

Für den Fall, dass das magnetische Feld des Läufers durch eine rotierende Wicklung erzeugt wird, muss diese Erregerwicklung von einem Gleichstrom, dem Erregerstrom, durchflossen werden. Es ist Aufgabe des Erregersystems, diesen Strom zu erzeugen und gezielt zu regeln. Prinzipiell sind dazu statische und bürstenlose Erregersysteme in Anwendung.

Beim statischen Erregersystem (Abbildung 6-36) wird der Erregerstrom I_{FD} über Kohlebürsten und Schleifringe auf die Generatorwelle geführt.

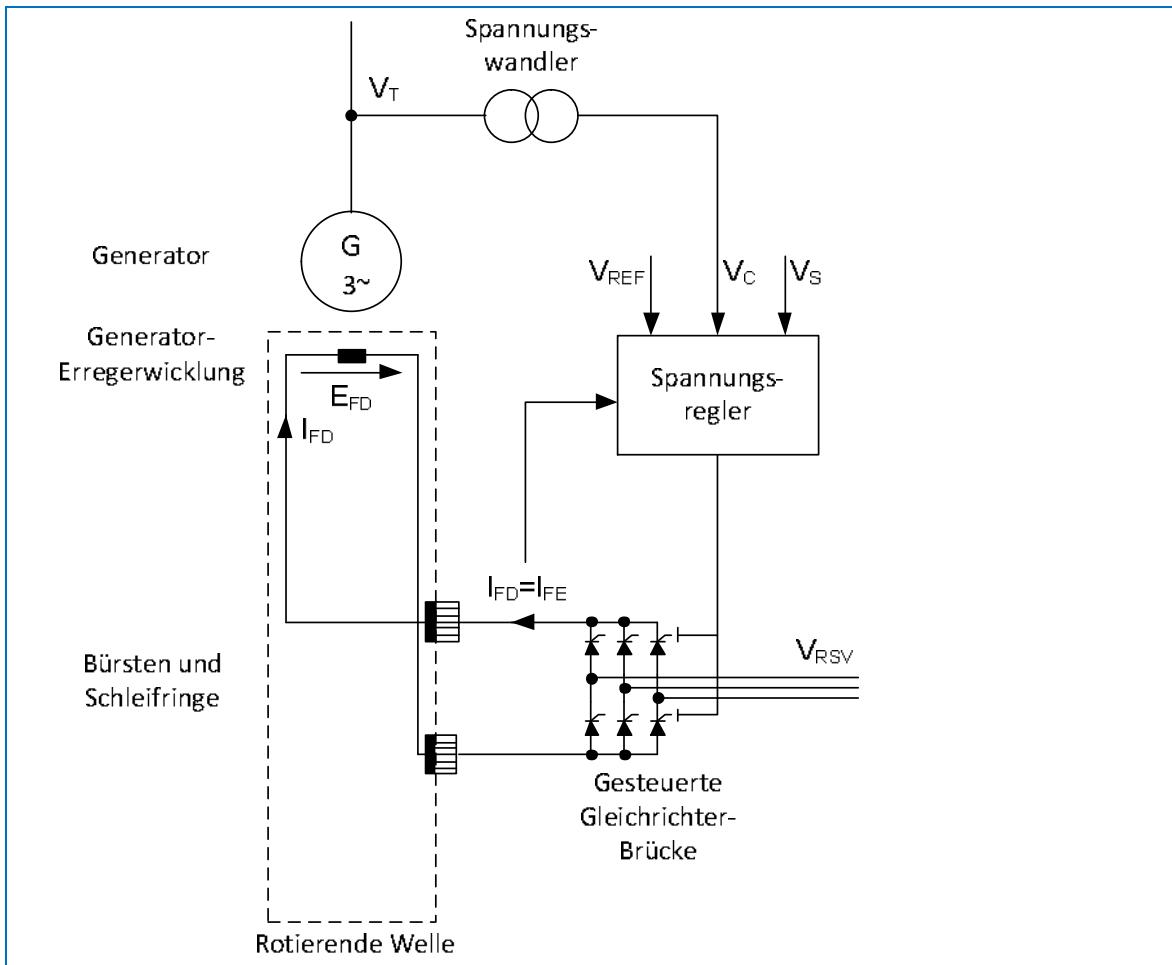


Abbildung 6-36: Statisches Erregersystem

Die Erregerspannung E_{FD} , die den Erregerstrom durch die Erregerwicklung treibt, wird über eine gesteuerte Gleichrichterbrücke erzeugt und geregelt, die z.B. aus dem Eigenbedarf über einen Erregertransformator mit einem Drehstromsystem V_{RSV} versorgt wird. Die Steuersignale für die Gleichrichterbrücke kommen vom Spannungsregler, der die gemessene Klemmenspannung des Generators V_T mit einem vorgegebenen Sollwert V_{REF} vergleicht und die Erregung entsprechend anpasst, damit der Sollwert erreicht wird. Der Spannungsregler kann auch noch weitere Signale V_S berücksichtigen und auch den Erregerstrom selber als Regelgröße verwenden.

Beim bürstenlosen Erregersystem (Abbildung 6-37) entfallen die Schleifringe³⁴. Stattdessen wird der Erregerstrom des Generators von einer Haupterregermaschine erzeugt, die als Außenpolmaschine³⁵ ausgeführt ist und deren Drehstromsystem durch eine ebenfalls auf der Welle mitrotierende ungesteuerte Gleichrichterbrücke gleichgerichtet wird. Der Spannungsregler kann deshalb

³⁴ Bei sehr hohen Strömen ist der Betrieb von Kohlebürsten zunehmend problematisch.

³⁵ D.h. die Erregerwicklung („Pol“) der Haupterregermaschine ist außen angebracht und steht still.

nicht direkt die Erregerspannung des Generators steuern, sondern nur die Erregerspannung der Haupterregermaschine E_{FE} . Häufig wird bei großen Generatoren die gesteuerte Gleichrichterbrücke von einer permanenterregten Hilfsreerregermaschine gespeist.

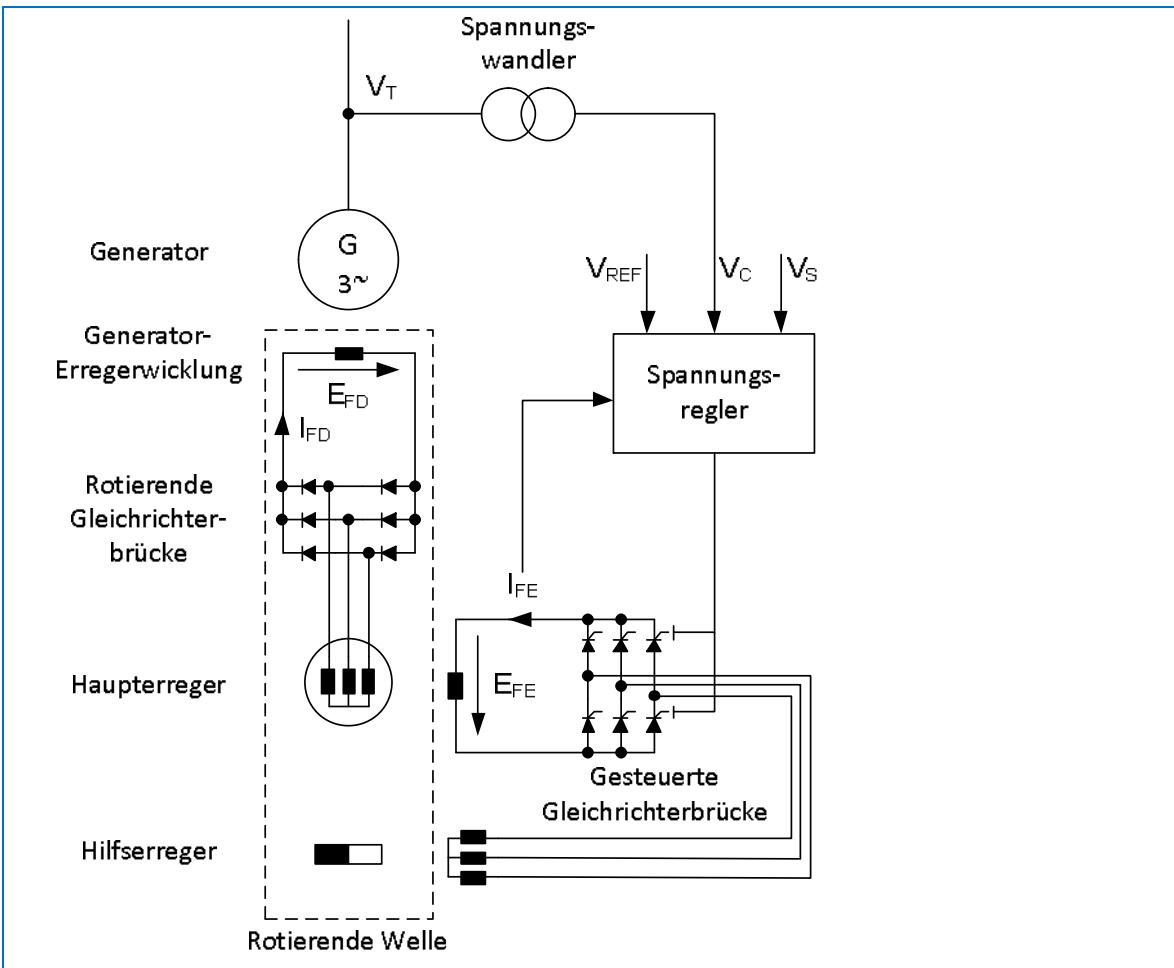


Abbildung 6-37: Bürstenloses Erregersystem

6.4.3 Spannungsregelung

Die Spannungsregelung des Generators über das Erregersystem beeinflusst gezielt die Blindleistungsabgabe des Generators, indem die Höhe der Erregung entsprechend eingestellt wird.

Dadurch kann sich der Generator gegenüber dem Netz, zusätzlich zu seiner Funktion als Wirkleistungsquelle, in Abhängigkeit von der Erregung wie eine Kapazität („Blindleistungsquelle“) oder eine Induktivität („Blindleistungssenke“) verhalten.

Rein kapazitives und induktives Verhalten im Erzeugerzählpfeilsystem zeigt Abbildung 6-38. Dem kapazitiven bzw. induktiven Verhalten sind beim Generator aber in der Regel eine Wirkleistungsabgabe und damit entsprechende Wirkströme (siehe auch 3.1.3) überlagert (Abbildung 6-39). Zusätzlich zur Wirkstromkomponente, die in Richtung des Spannungszeigers liegt und deren Größe durch das von der Turbine gelieferte mechanische Moment gegeben ist, verhält sich der Generator bezüglich seiner Blindstromkomponente im **übererregten Betrieb** zusätzlich wie ein Kondensator und im **untererregten Betrieb** wie eine Induktivität.

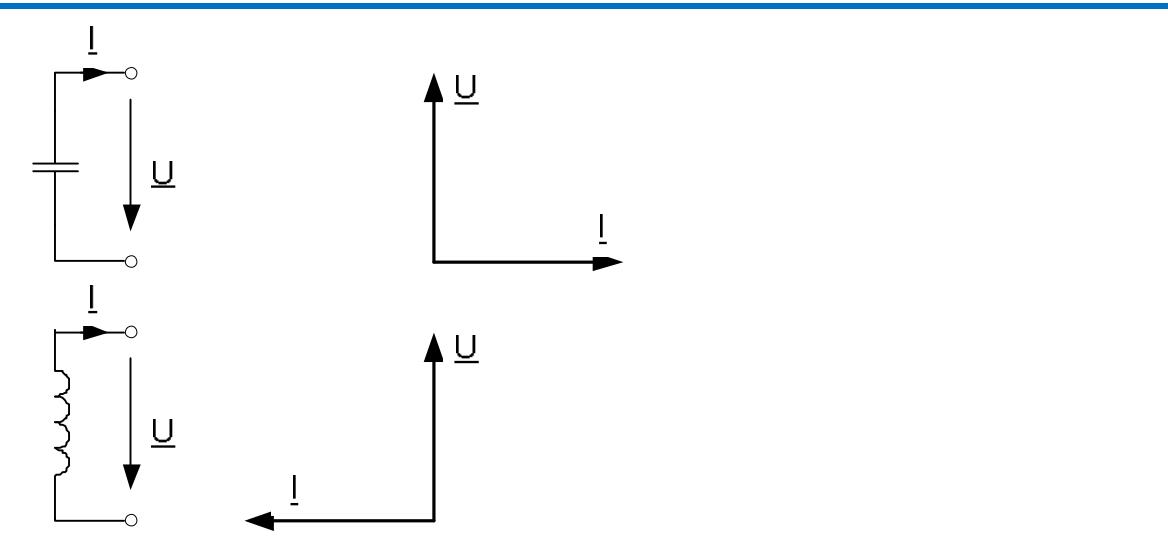


Abbildung 6-38: Kapazitives (oben) und induktives (unten) Verhalten im Erzeugerzählfeilsystem

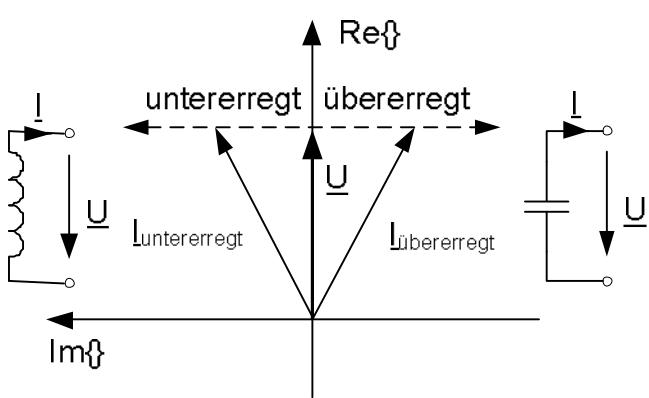


Abbildung 6-39: Über- und untererregter Betrieb eines Generators

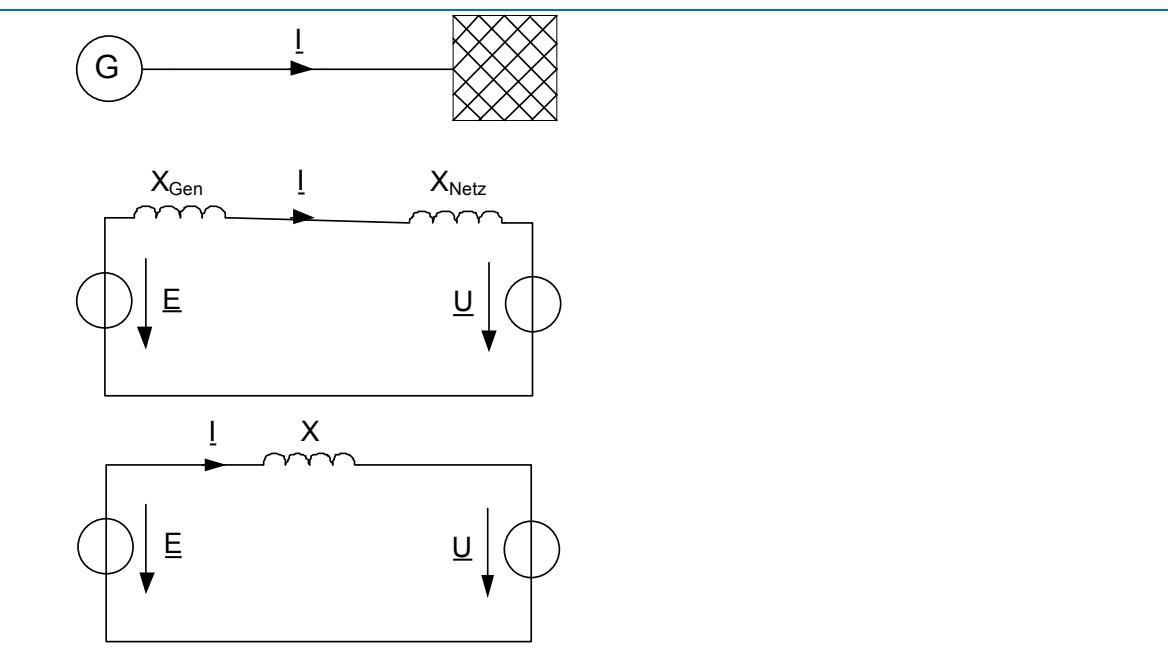


Abbildung 6-40: Betrieb eines Generators am Netz

Um den Zusammenhang zwischen Blindleistungsabgabe und Erregung verstehen zu können, betrachten wir ein einfaches Modell für den Betrieb eines Generators nach Abbildung 6-40. Der Generator ist als innere Spannungsquelle E dargestellt, die über die Generatorimpedanz X_{Gen} mit dem Netz verbunden ist, das ebenfalls als Spannungsquelle U mit Impedanz X_{Netz} modelliert ist.

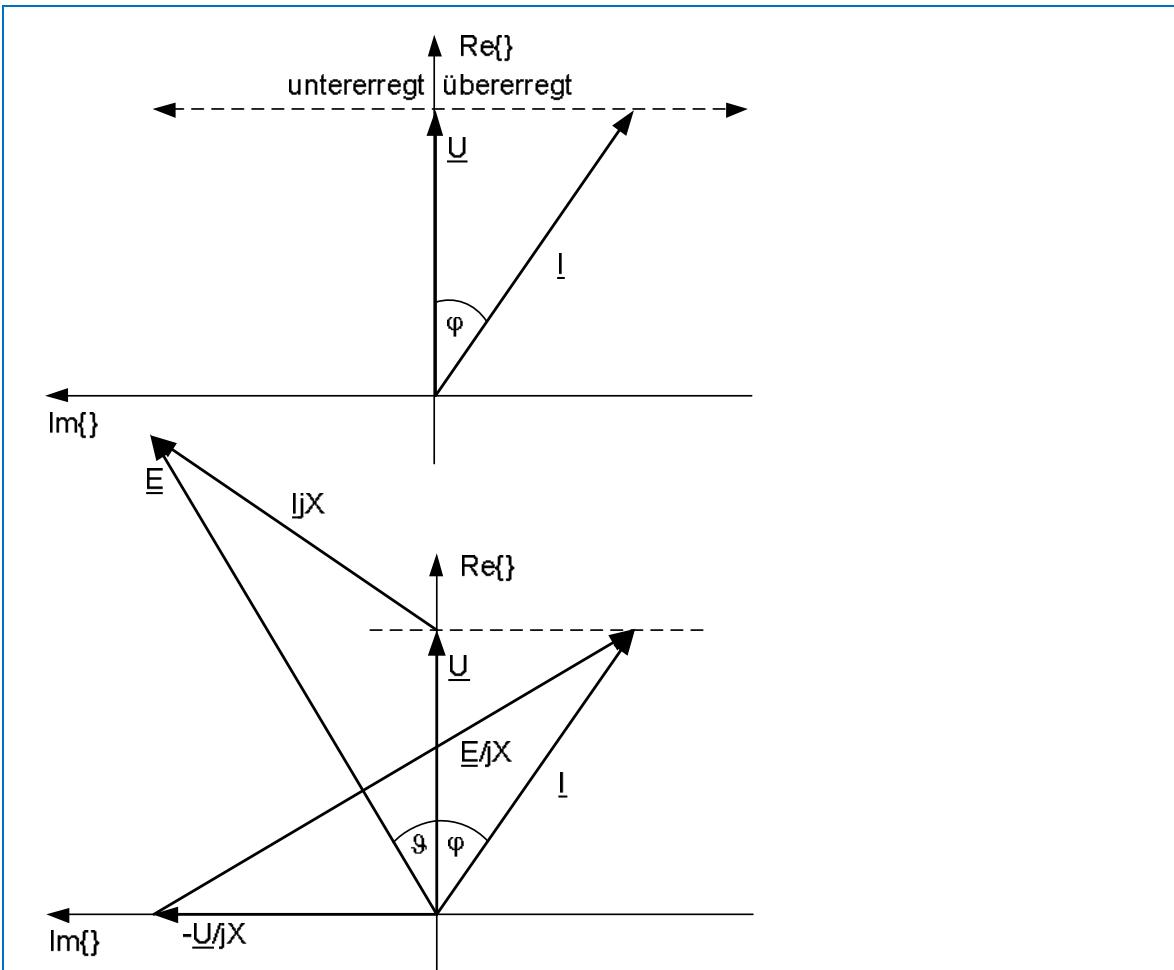


Abbildung 6-41: Zeigerdiagramm bei übererregtem Betrieb des Generators

Mit diesem Modell und $X = X_{Gen} + X_{Netz}$ ergibt sich das Zeigerdiagramm nach Abbildung 6-41 für einen übererregten Betriebspunkt.

Der Betrag der inneren Spannungsquelle E ist proportional zum Erregerstrom I_{FD} . Wird der Erregerstrom nun reduziert, dann verkürzt sich auch die Länge des Zeigers für E . Gleichzeitig muss sich die Spitze des Stromzeigers aber auf der gestrichelten Linie bewegen, weil der Wirkstromanteil durch das Turbinenmoment festgelegt ist und sich lediglich der Blindstromanteil verändern kann. Dadurch verändert sich das Zeigerdiagramm wie in Abbildung 6-42 dargestellt: Durch einen reduzierten Erregerstrom verhält sich der Generator im weniger übererregten Betrieb weniger wie eine Kapazität. Bei weiterem Absenken des Erregerstroms würde der Generator schließlich über den Betriebspunkt der reinen Wirkleistungsabgabe in den untererregten Betrieb wechseln und sich dann bezüglich der Blindleistung wie eine Induktivität verhalten.

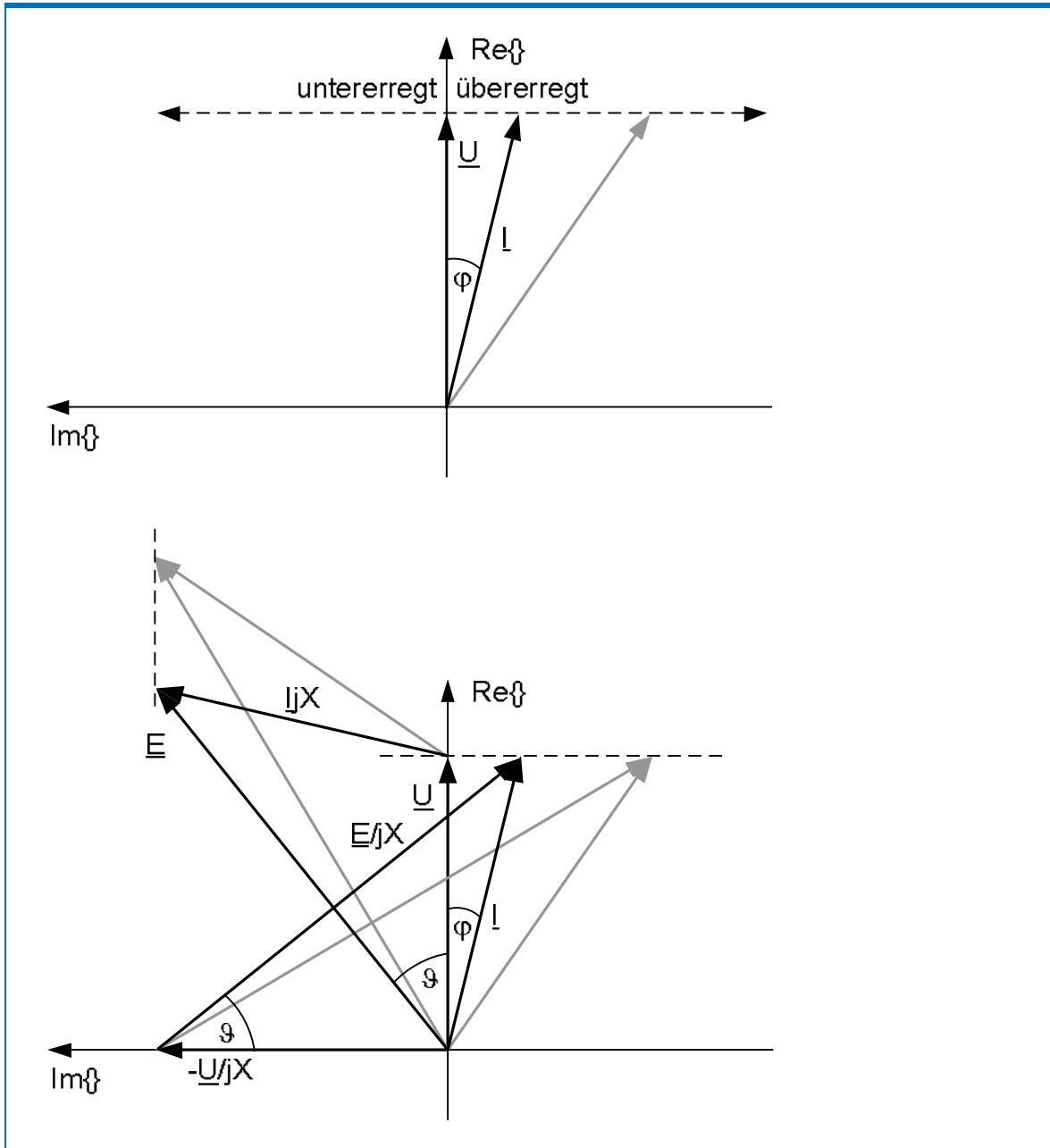


Abbildung 6-42: Änderung des Zeigerdiagramms bei reduzierter (Über-)Erregung

Die steuerbare Blindleistungsabgabe über die Höhe der Erregung ist wichtig zur gezielten Beeinflussung des Blindleistungshaushalts des Netzes. In Zeiten hoher Netzlast, wenn die Induktivitäten von oberhalb der natürlichen Leistung belasteten Leitungen überwiegen, wirken übererregte Generatoren als Kondensatoren. Zu Schwachlastzeiten, wenn das kapazitive Verhalten von schwach belasteten Leitungen überwiegt, werden die Generatoren eher untererregt betrieben.

Wie in Abbildung 6-42 ersichtlich wächst im untererregten Betrieb auch der sogenannte Polradwinkel ϑ . Weil, wie wir später noch sehen werden, größere Polradwinkel kritischer in Bezug auf die Winkelstabilität des Generators sind, wird der untererregte Betrieb von Generatoren in der Regel vermieden oder eingeschränkt. Das kann z.B. durch Abschalten schwach belasteter Leitungen oder Zuschalten von Drosseln im Schwachfall erfolgen.

Abbildung 6-43 zeigt letztlich noch, wie sich eine geänderte Erregung des Generators und damit veränderte Blindleistungsabgabe auf die Höhe der Klemmenspannung des Generators auswirkt.

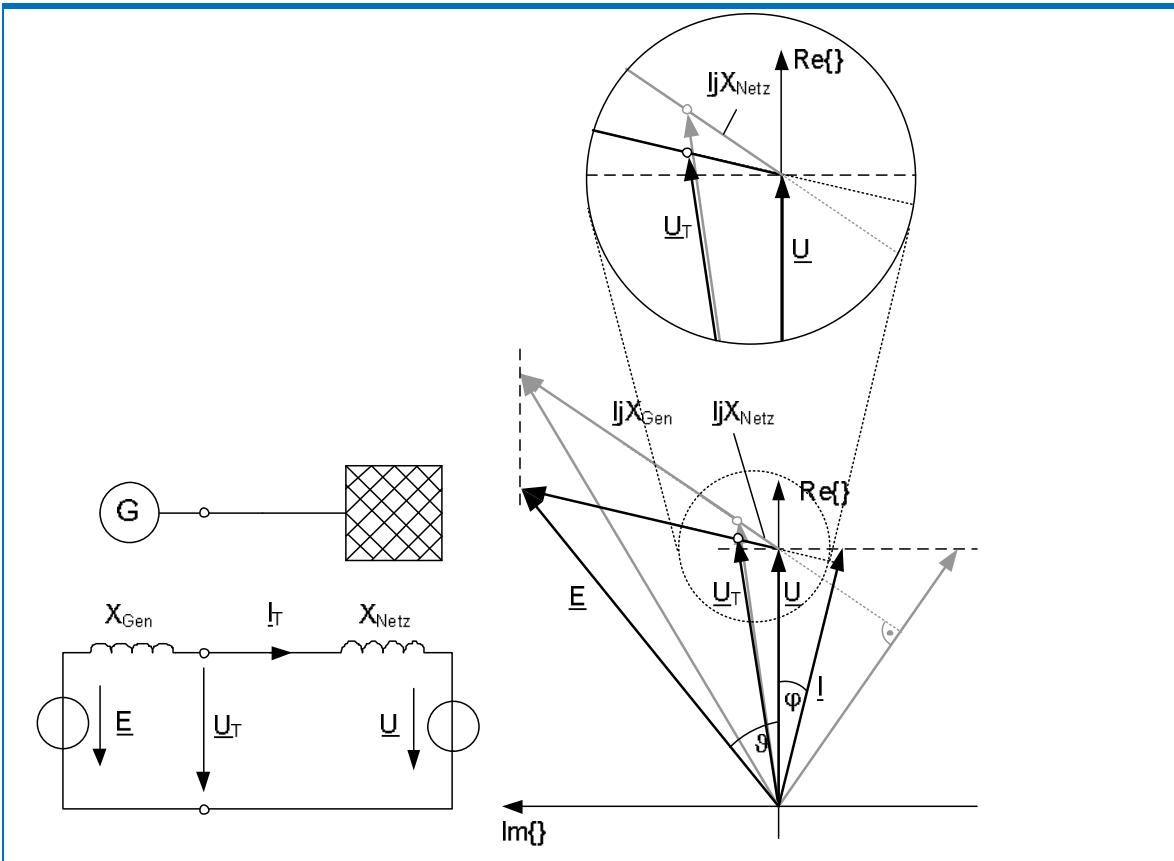


Abbildung 6-43: Auswirkung der reduzierten (Über-)Erregung auf die Klemmenspannung

Eine geänderte innere Spannung E des Generators wirkt sich über den Spannungsteiler aus Generatorimpedanz X_{Gen} und Netzimpedanz X_{Netz} auch an den Klemmen des Generators aus.

6.4.4 Stabilität von Generatoren

Die Stabilität eines Synchrongenerators gegenüber einem Netz betrachten wir anhand des Modellnetzes nach Abbildung 6-44. Für die vom Generator in das Netz übertragbare Leistung ergibt sich nach Gleichung (6-4)

$$P = 3 \frac{U_p U_N}{X} \sin \delta \quad (6-80)$$

mit $X = X_G + X_T + X_L + X_N$ sowie $\delta = \varphi_p - \varphi_N$. Die übertragbare Wirkleistung hat also den bekannten und in Abbildung 6-45 dargestellten Verlauf.

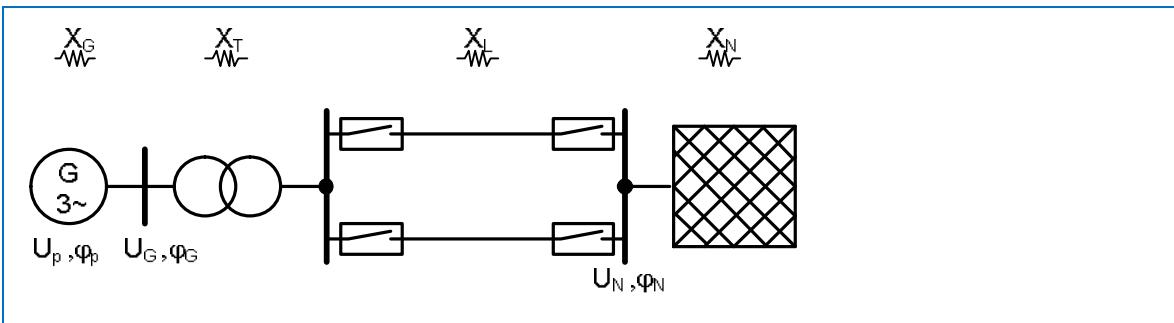


Abbildung 6-44: Betrieb eines Generators am Netz über Doppelleitung

Dabei ist die Wirkleistung auf die Scheinleistung S_r des Generators bezogen. Für den Fall, dass die Wirkleistung 80% der Scheinleistung entspricht, stellt sich für den Fall, dass beide Teile der Doppelleitung in Betrieb sind, als Arbeitspunkt der Schnittpunkt der oberen sinusförmigen Kennlinie

mit der Horizontalen bei $P/S_r = 0,8$ links ein, d.h. bei einer Winkeldifferenz $< 90^\circ$. Der Schnittpunkt rechts bei einer Winkeldifferenz $> 90^\circ$, aber kleiner 180° ist zwar prinzipiell möglich, stellt aber einen instabilen Arbeitspunkt dar.

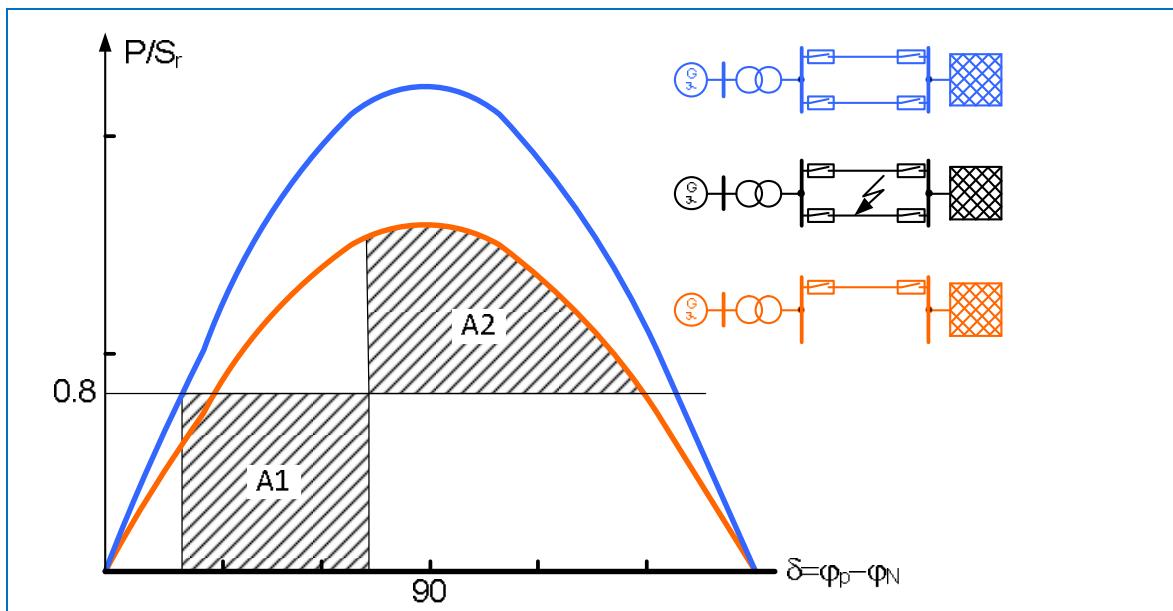


Abbildung 6-45: Flächenbetrachtung zur Stabilität eines Generators

Zur Begründung wird angenommen, dass die Turbinenleistung konstant 80% der Scheinleistung des Generators entspricht und durch eine vorhandene Regelung nicht beeinflusst wird. Würde durch eine geringfügige Störung des Arbeitspunktes die Generatorwelle nun ein klein wenig beschleunigt, dann würde sich das in einer geringfügig ansteigenden Winkeldifferenz zwischen Generator und Netz auswirken. In dem Fall würde die übertragbare Leistung auf dem abfallenden Ast zwischen 90° und 180° absinken, während die Antriebsleistung konstant bei 80% liegt. Die überschüssige Leistung, die jetzt nicht mehr ins Netz abgeführt werden kann, führt zu einer weiteren Beschleunigung der rotierenden Welle des Generators und damit zu einem weiteren Anwachsen der Winkeldifferenz. Die Arbeitspunkte auf dem abfallenden Ast sind also instabil.

Auf dem ansteigenden Ast führt eine leicht höhere Winkeldifferenz dagegen dazu, dass auch mehr Leistung ins Netz übertragen wird. Weil auch hier die Antriebsleistung konstant bleibt, führt das zu einem leichten Abbremsen der Generatorwelle, was der höheren Winkeldifferenz entgegenwirkt. Die Arbeitspunkte auf dem ansteigenden Ast sind also die stabilen Arbeitspunkte, die sich einstellen werden.

Eine Auslenkung aus dem stabilen Arbeitspunkt erfährt der Generator auch, wenn z.B. ein Kurzschluss auf einer der beiden Leitungen stattfindet. Wenn der Kurzschluss nahe an einer der beiden Sammelschienen erfolgt, dann ist die Spannung auf der Übertragungsstrecke während des Kurzschlusses null und es kann gar keine Leistung übertragen werden. Die übertragbare Leistung entspricht also dann der x-Achse, während die Turbine weiterhin mit 80% der Nennscheinleistung angetrieben wird. Folglich wird der Generator beschleunigt, und die Winkeldifferenz zwischen Generator und Netz steigt an. Die in der Generatorwelle aufgenommene zusätzliche Rotationsenergie kann über die Fläche A1 dargestellt werden.

Weiters ist angenommen, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt der Fehler durch Abschalten der fehlerhaften Leitung geklärt wird. Die verbleibende intakte Leitung hat gegenüber der vorherigen Doppelleitung eine höhere Impedanz, so dass die nun mit der Einfachleitung übertragbare Leistung der unteren Sinuskurve in Abbildung 6-45 entspricht. Weil die Winkeldifferenz während des Kurzschlusses angewachsen ist und nicht mehr dem stationären Wert entspricht, wird im Beispiel nach Klärung des Kurzschlusses deutlich mehr Leistung ins Netz geliefert als die Turbine leistet –

folglich wird der Generator wieder abgebremst und gibt dabei die zusätzlich aufgenommene Energie wieder ab. Die Energie, die dabei maximal abgegeben werden kann, kann über die Fläche A2 dargestellt werden.

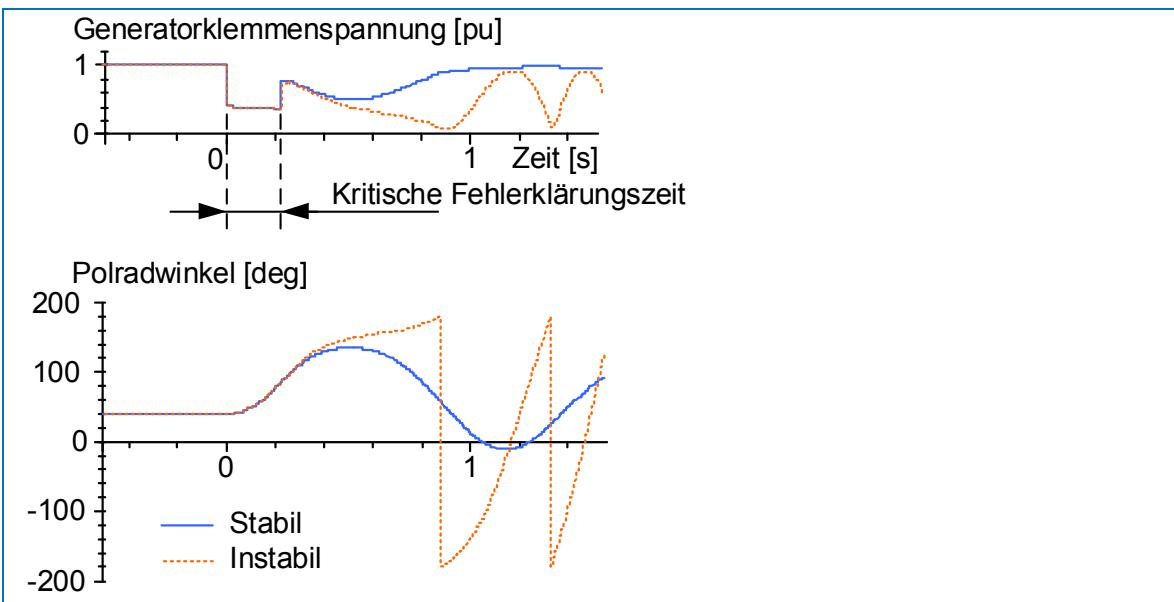


Abbildung 6-46: Stabiles und instabiles Verhalten eines Generators

Der Flächensatz der Stabilität besagt nun, dass die Bremsfläche A2 immer größer sein muss als die Beschleunigungsfläche A1, damit der Generator nach einem solchen Kurzschluss stabil bleibt. Wenn die Beschleunigungsfläche größer ist, d.h. der Fehler zu spät geklärt wird, kann die während des Kurzschlusses zusätzlich aufgenommene Energie nach Klärung des Kurzschlusses nicht mehr über die Bremsfläche abgegeben werden – der Generator wird instabil und verliert die Synchronizität mit dem Netz. Diesen Vorgang nennt man „Schlüpfen“.

Ob der Generator nach einem Kurzschluss im Netz schlüpft oder nicht, hängt wesentlich davon ab, wie groß der Winkel vor Eintritt des Fehlers schon war (deswegen versucht man große Polradwinkel und damit untererregten Betrieb zu vermeiden) und wie schnell ein Fehler im Netz geklärt werden kann. Die Zeit, bis zu der ein Fehler geklärt werden muss, nennt man kritische Fehlerklärungszeit.

Stabiles und instabiles Generatorverhalten und die kritische Fehlerklärungszeit sind in Abbildung 6-46 dargestellt.

6.4.5 Leistungs- und Frequenzregelung von Generatoren

Tatsächlich ist das von der Turbine abgegebene Moment nicht, wie im vorherigen Abschnitt vereinfachend angenommen, konstant. Vielmehr kann es in weiten Grenzen geregelt werden, um unterschiedliche Arbeitspunkte des Generators anzufahren, z.B. in Zeiten hohen oder sehr niedrigen Leistungsbedarfs. Allerdings spielen sich diese Regelvorgänge in Zeitbereichen von Sekunden aufwärts ab, so dass eine Rücknahme des antreibenden Moments zur Verlängerung der kritischen Fehlerklärungszeit, die im Bereich einiger 100ms liegt, nur mit sehr hohem Aufwand möglich ist.

Das antreibende Turbinenmoment wird vom Turbinenregler geregelt. Der Turbinenregler kann dabei, wie in Abbildung 6-47 dargestellt, unterschiedliche Regelziele verfolgen.

Bei einer reinen Leistungsregelung wird der gemessene Ist-Wert der Wirkleistung mit dem Sollwert verglichen. Ist der Sollwert größer als der Ist-Wert, wird die verbleibende positive Regelabweichung dem Turbinenregler zugeführt, der dann das Antriebsmoment erhöht. Bei einer negativen

Regelabweichung wird das Antriebsmoment entsprechend zurückgenommen. Insbesondere kleinere Generatoren und solche, die sich nicht an der Frequenzregelung des Netzes beteiligen sollen, werden mit einer reinen Leistungsregelung betrieben.

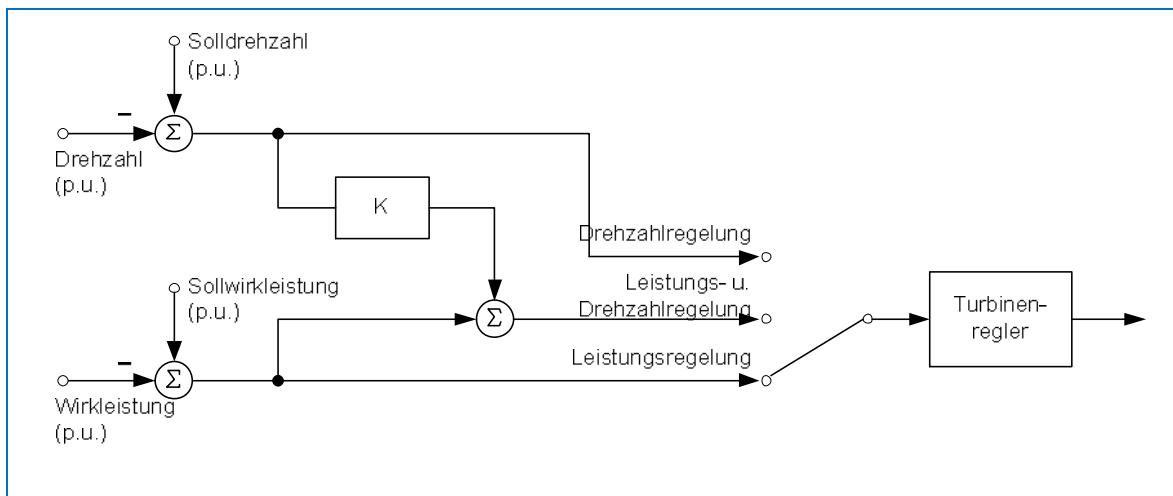


Abbildung 6-47: Möglichkeiten der Leistungs-/ Frequenzregelung

Dagegen werden bei der reinen Frequenzregelung, die bei Synchrongeneratoren direkt auch der Drehzahlregelung entspricht, die Ist-Werte der Drehzahl mit ihren Sollwerten verglichen. Wenn der Ist-Wert kleiner ist als der Sollwert, wird das Turbinenmoment ebenfalls erhöht. Die reine Drehzahlregelung wird vor allem bei einzelnen großen Generatoren im Inselnetz angewendet, wenn genau diese Generatoren die Frequenz alleine ausregeln sollen. Bei mehr als einem Generator, die gemeinsam in einem Netz mit reiner Drehzahlregelung betrieben werden, ist nicht eindeutig festgelegt, welcher der Generatoren letztlich für das Ausregeln der Drehzahlabweichung verantwortlich ist.

Deswegen wird, wenn sich mehrere Generatoren an der Drehzahlregelung beteiligen sollen, eine kombinierte Leistungs-/Frequenzregelung verfolgt. Dabei werden Regelabweichung von Drehzahl und Leistung miteinander über die sogenannte **Statik** miteinander kombiniert (Abbildung 6-48). Die Statik stellt sicher, dass mehrere an der Leistungs-/Frequenzregelung beteiligte Kraftwerke einen gemeinsamen eindeutigen Arbeitspunkt finden, wenn eine Drehzahlabweichung auftritt.

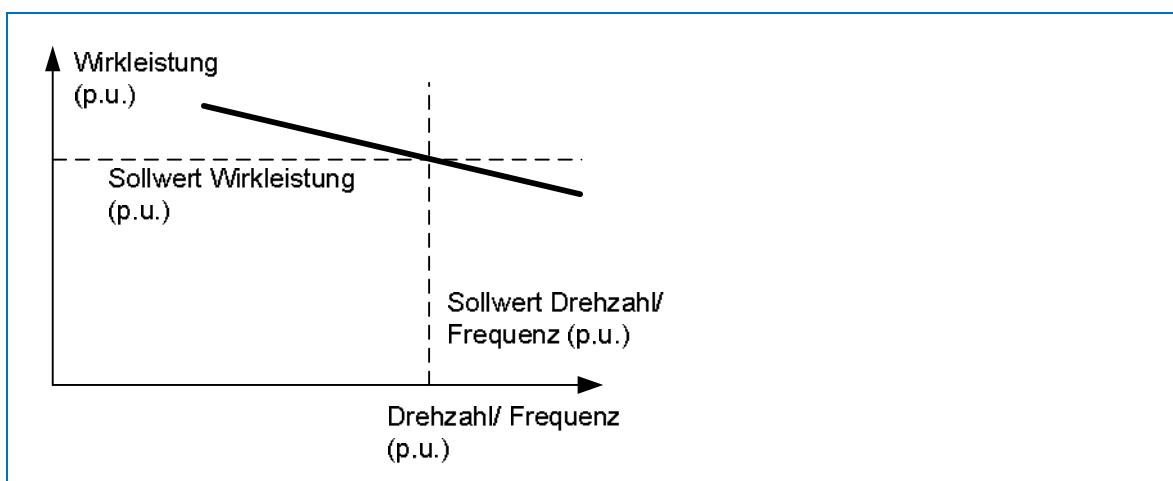


Abbildung 6-48: Statik in der Frequenzregelung

Der Turbinenregler erhöht das antreibende Moment für den Generator, indem er z.B. bei Gasturbinen den Massenstrom über die Einlass-Leitschaufeln („Inlet Guide Vanes“, IGV) und den Energieeintrag über die Brennstoffzufuhr regelt (Abbildung 6-49). Bei Dampfturbinen führt eine größere

re Öffnung der Dampfventile und eine Erhöhung der Feuerung im Kessel zu einer Erhöhung des Moments (Abbildung 6-50).

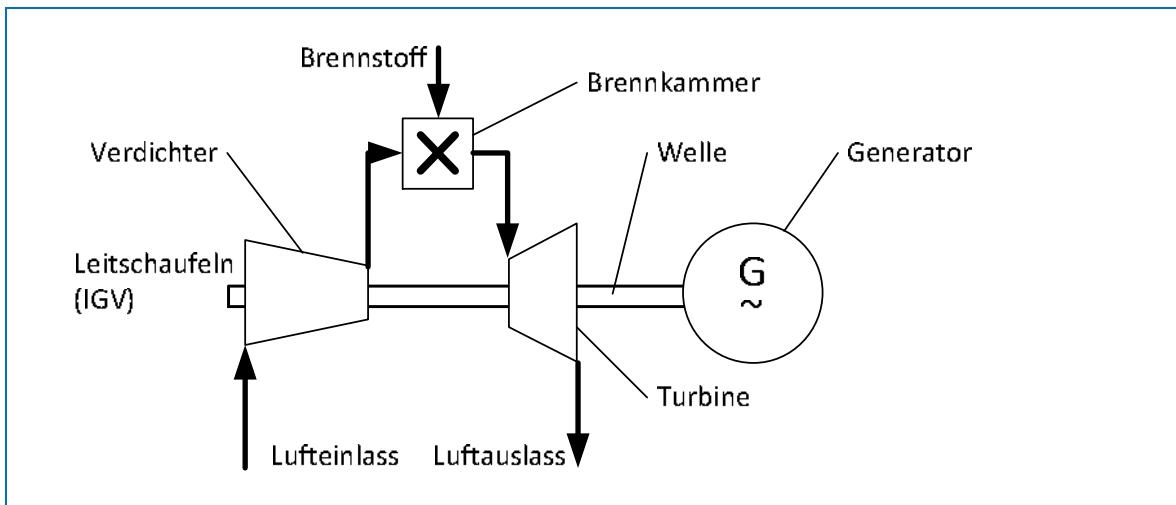


Abbildung 6-49: Zur Steuerung einer Gasturbine

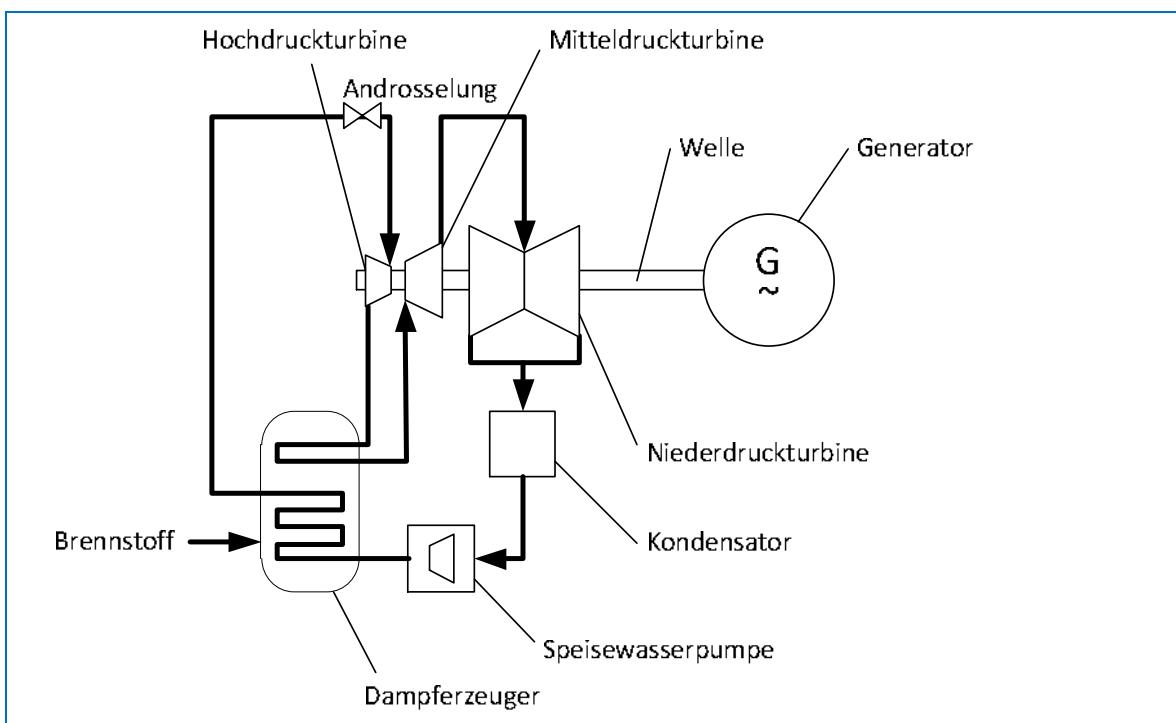


Abbildung 6-50: Zur Steuerung einer Dampfturbine

6.5 Weitere Betriebsvorgänge und Störungen

Andere Betriebsvorgänge und Störungen, die vom Energiesystem beherrscht werden müssen, sind beispielsweise Startvorgänge großer Motoren („Motoranlauf“), Schaltüberspannungen und Blitzüberspannungen. Die Verzerrung der idealerweise sinusförmigen Spannungen und Ströme durch nichtlineare Verbraucher („Oberschwingungen“) wird im Rahmen der sog. „Power Quality“ und der leitungsgebundenen elektromagnetischen Verträglichkeit („EMV“) behandelt.

6.6 Literatur

- [13]Balzer, G., Nelles, D., Tuttas, C.: Kurzschlussstromberechnung nach IEC und DIN EN 60909-0 (VDE 0102). VDE-Schriftenreihe, Band 77, 2003.
- [14]Nelles, D.: Grundlagen der Elektrotechnik zum Selbststudium. 4 Bände, VDE-Verlag 2003.

- [15]Niemand., T., Kunz, H., Cichowski, R.: Erdungsanlagen. VDE Verlag 1997.
- [16]Oswald, R.: Netzberechnung – Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen. VDE-Verlag 1992
- [17]Rooper, R.: Kurzschlussströme in Drehstromnetzen. Siemens 1984
- [18]VDEW: Erdungen in Starkstromanlagen. VDEW-Verlag Frankfurt, 3. Auflage 1992.
- [19]Schlabbach, J., Cichowski, R.: Kurzschlussstromberechnung. VDE Verlag 2004.
- [20]Schlabbach, J.: Sternpunktbehandlung. VDE-Verlag 2002.

6.7 Verständnisfragen

- Welche Ergebnisse liefert eine Lastflussberechnung?
- Was versteht man unter Kippleistung und von welchen Einflussgrößen hängt sie ab?
- Was unterscheidet eine Leistungsübertragung in Netzen mit Spannungsstützung von einer solchen in Netzen ohne Spannungsstützung?
- Welche unterschiedlichen Knotenarten für Lastflussberechnungsverfahren kennen Sie?
- Was versteht man unter einem Kurzschluss? Was versteht man unter einem Erdschluss?
- Nach welchen Gesichtspunkten kann man eine Isolation in Hochspannungsanlagen unterscheiden?
- Welchen grundsätzlichen Verlauf hat der Kurzschlussstrom in Abhängigkeit vom Fehlereintrittszeitpunkt? Welche kennzeichnenden Größen kann man aus dem Verlauf ablesen?
- Worin unterscheiden sich generatormäher und generatorferner Kurzschlussstromverlauf?
- Welche Kenngrößen werden zur Beschreibung von Kurzschlussverläufen verwendet?
- Beschreiben Sie die prinzipielle Vorgehensweise bei der Berechnung von Kurzschlussströmen.
- Wie hängen Stosskurzschlussstrom und Anfangskurzschlusswechselstrom zusammen?
- Wie beeinflusst die Sternpunktbehanlung die Größe des einpoligen Fehlerstromes?
- Was versteht man unter einem kompensierten Netz?
- Was ist die Funktion eines Erregersystems? Welche unterschiedlichen Erregersysteme kennen Sie? Worin unterscheiden sie sich?
- Erläutern Sie die Begriffe „übererregter Betrieb“ und „untererregter Betrieb“ eines Synchrongenerators.
- Erläutern Sie den Begriff „kritische Fehlerklärungszeit“.
- Erläutern Sie die Begriffe „Drehzahlregelung“, „Leistungsregelung“ und „Leistungs/ Drehzahlregelung“.
- Erläutern Sie den Begriff „Statik in der Frequenzregelung“.

7 Netzführung und Netzregelung

Für den stabilen und sicheren Betrieb eines elektrischen Netzes ist es notwendig, dass die Erzeugung und der Verbrauch (inkl. Verluste) an elektrischer Energie (Wirkleistung) zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Dies ergibt sich aus der physikalischen Tatsache, dass in Stromnetzen keine Energie gespeichert werden kann. Eine unausgeglichene Bilanz macht sich in Wechselspannungsnetzen in Form einer Frequenzänderung bemerkbar, welcher aber sofort durch die kinetische Energie von rotierenden Massen (Generatoren, Motoren, etc.) entgegengewirkt wird.

Da die Frequenz eine globale Größe im System ist, sind diese Änderungen auch überall (synchron) zu bemerken. Wird zu einem Zeitpunkt mehr Strom erzeugt als verbraucht, so steigt die Frequenz und umgekehrt nimmt die Frequenz ab, wenn der Verbrauch die Erzeugung übersteigt. Solche Abweichungen gibt es immer, weshalb die aktuelle Frequenz um ihren Nominalwert z.B. von 50 Hz schwankt. Diese Abweichungen entstehen beispielsweise durch Ab- oder Zuschaltung von kleinen oder größeren Verbrauchern, durch volatile Einspeisungen (z.B. aus regenerativen Quellen wie Windkraft oder Photovoltaik) oder aber auch durch ungeplante Ausfälle großer Kraftwerksblöcke.

Mit Hilfe von Prognosen (z.B. Last, Erzeugung aus Windkraft, etc.) wird versucht, den zukünftigen Verbrauch möglichst gut abzuschätzen und die regelbaren Kraftwerke möglichst gut in ihrer Betriebsweise darauf abzustimmen. Durch Prognosefehler entstehen jedoch dennoch Abweichungen zwischen Aufbringung und Bedarf. Auf diese Abweichungen muss in geeigneter Weise reagiert werden.

7.1 Das europäische Verbundnetz

In Europa ist der **Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber** (kurz ENTSO-E, von englisch *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) für das Formulieren der Regeln für den sicheren Betrieb des Netzes zuständig. Der ENTSO-E stellt aber keinen technischen Zusammenschluss dar, es gibt vielmehr regionale Gruppen mit voneinander asynchronen Netzen, die aber über HGÜ-Kurzkopplungen oder HGÜ-Leitungen miteinander verbunden sein können. In Abbildung 7-1 sind die fünf Gruppen dargestellt, welche aus bereits bestehenden Zusammenschlüssen von nationalen Übertragungsnetzbetreibern hervorgegangen sind:

- Continental Europe - früher UCTE
- Nordic - früher NORDEL
- Baltic - früher BALTSO
- UK - früher UKTSOA
- Ireland - früher ATSOI

Österreich ist mit seinem Netz Teil des Synchrongebietes „Continental Europe (CE)“. Mitglieder dieser Gruppe sind (Auswahl):

- Österreich: APG-Austrian Power Grid AG und VKW-Netz AG
- Deutschland: EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH und 50Hertz Transmission GmbH
- Schweiz: swissgrid ag
- Italien: Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA

Die ENTSO-E gibt eine so genanntes „Operation Handbook“ heraus, in dem die Regeln und Vorgehensweisen für den Betrieb der Netze der einzelnen Synchrongebiete geregelt sind [21].

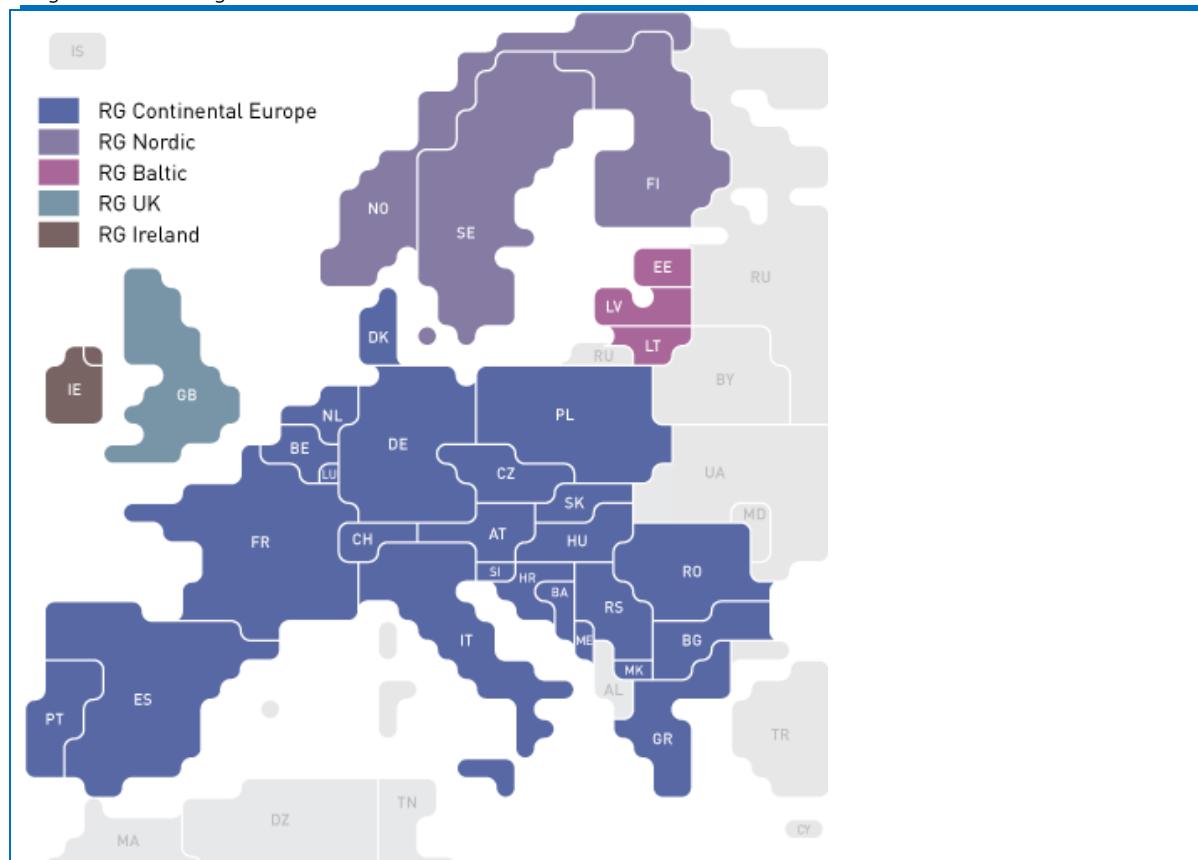


Abbildung 7-1: Aufteilung der einzelnen Länder in die verschiedenen regionalen Gruppen der ENTSO-E ([22])

Im Folgenden wird auf die Regelung des Synchrongebietes „Continental Europe (CE)“ näher eingegangen.

7.2 Regelblöcke und Regelzonen

Um die Regelung des Verbundnetzes der vormaligen UCTE zu ermöglichen, wird das Verbundnetz weiter in kleinere Einheiten unterteilt.

Die wirtschaftliche Organisation des Strommarktes erfolgt über so genannte Bilanzgruppen. Die Marktteilnehmer melden hierzu Fahrpläne an, die im Raster von Viertelstunden die Leistungswerte angeben, die von der jeweiligen Bilanzgruppe benötigt werden. Aus den Fahrplänen der einzelnen Bilanzgruppen wird ein Gesamtfahrplan für z.B. das österreichische Netz zusammengestellt. Hieraus ergeben sich die Leistungsflüsse zum überlagerten europäischen Übertragungsnetz ebenfalls im Raster von Viertelstunden.

Dieser Fahrplan wird genau eingehalten, auch dann wenn einzelne Bilanzgruppen von ihren Fahrplänen abweichen. Dies wird durch einen Netzregler bewerkstelligt. Fahrplanabweichungen werden durch Einspeisen von Energie oder zurückfahren von Kraftwerksleistung ausgeregelt. Die hierfür erforderliche Energie wird als Ausgleichsenergie bezeichnet.

Hierzu werden Regelblöcke und Regelzonen gebildet. Die Regelzone ist die kleinste Einheit eines Verbundsystems, die mit einer Frequenz-Leistungs-Regelung ausgerüstet ist [21]. In einer Regelzone muss entsprechend dem ENTSO-E Operation Handbook ein primäres Mindestregelvermögen sichergestellt sein. Des Weiteren muss über einen Sekundärregler erreicht werden, dass Austauschleistungen auf dem programmierten Sollwert gehalten werden können und nach einer Störung in der Regelzone die ausgefallene Kraftwerksleistung ausgeglichen und die Frequenz auf den Sollwert zurückgeführt werden kann.

Mehrere Regelzonen können einen Regelblock bilden, z.B. in Deutschland wird der Regelblock von Amprion GmbH geführt und enthält neben der eigenen noch die Regelzonen EnBW Transportnetze (EnBW TN), TenneT TSO GmbH und 50Hertz (siehe Abbildung 7-2).

Österreich war bis 31.12.2010 in drei Zonen aufgeteilt: Vorarlberg gehörte zur Regelzone VKW-Netz AG innerhalb der Regelzone von EnBW TN, Tirol war Bestandteil der Regelzone TIWAG Netz (TIRAG) innerhalb des deutschen Regelblocks, die restlichen Bundesländer gehören zur Regelzone Austrian Power Grid (APG, früher VERBUND-Austrian Power Grid). Die Tiroler Regelzone wurde jedoch per 01.01.2011, in gleicher Weise zum 01.01.2012 Vorarlberg in das APG-Netz integriert, womit es heute in Österreich nur mehr eine Regelzone gibt (siehe Abbildung 7-2).

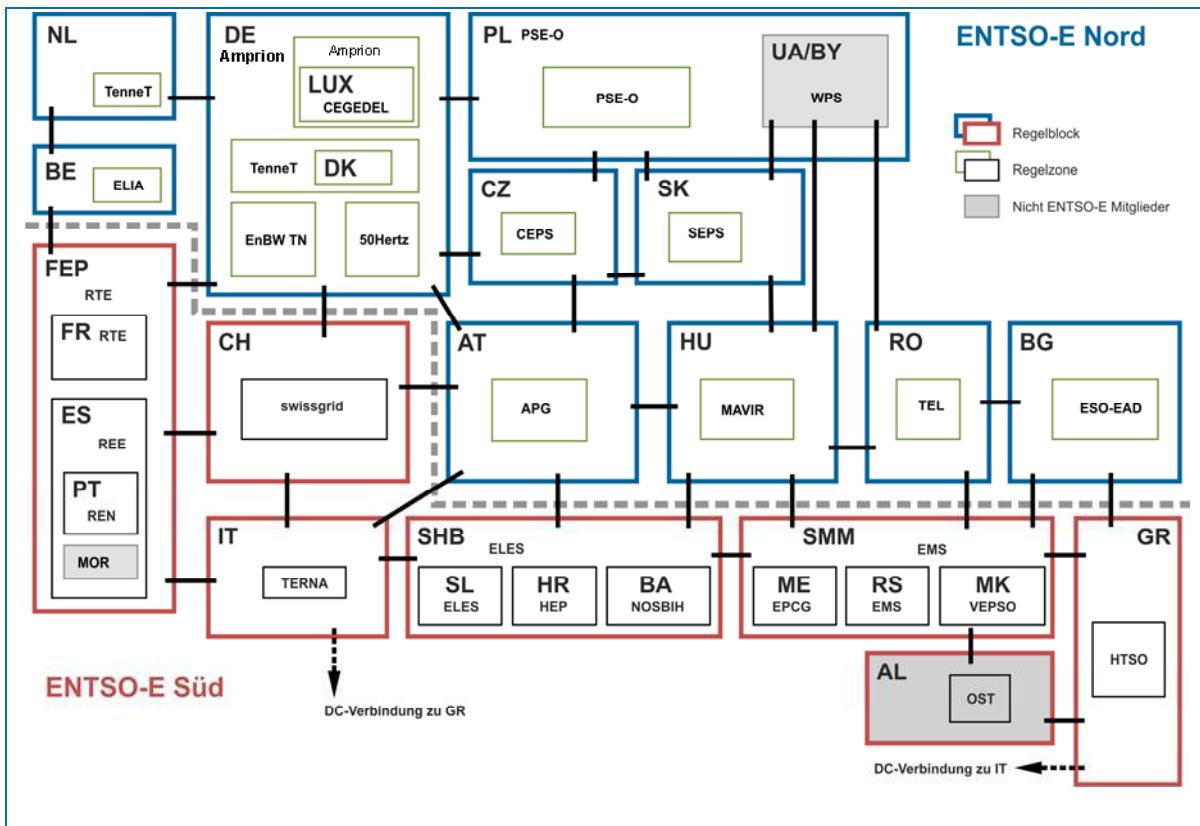


Abbildung 7-2: Gliederung des ENTSO-E Synchronregion „Continental Europa (CE)“ in Regelblöcke und Regelzonen [23]

Die unterbrochene Linie in Abbildung 7-2 stellt die Grenze zwischen dem nördlichen und südlichen Abrechnungsblöcken innerhalb „Continental Europa (CE)“ dar.

7.3 Leistungs-Frequenz-Regelung

Um nun einen stabilen und sicheren Betrieb in Form einer ausgeglichenen Erzeugungs-Verbrauchs-Bilanz und eine damit verbundene, im Toleranzbereich liegende, Netzfrequenz zu garantieren, wurden zeitlich abgestufte und sich in ihrer Wirkung unterscheidende Mechanismen im Rahmen der „Leistungs-Frequenz-Regelung“ festgelegt:

- Primärregelung
- Sekundärregelung
- Tertiärregelung (Minutenreserve)

Abbildung 7-3 zeigt den prinzipiellen Zusammenhang der einzelnen Mechanismen und deren Abfolge im Fall eines Einsatzes.

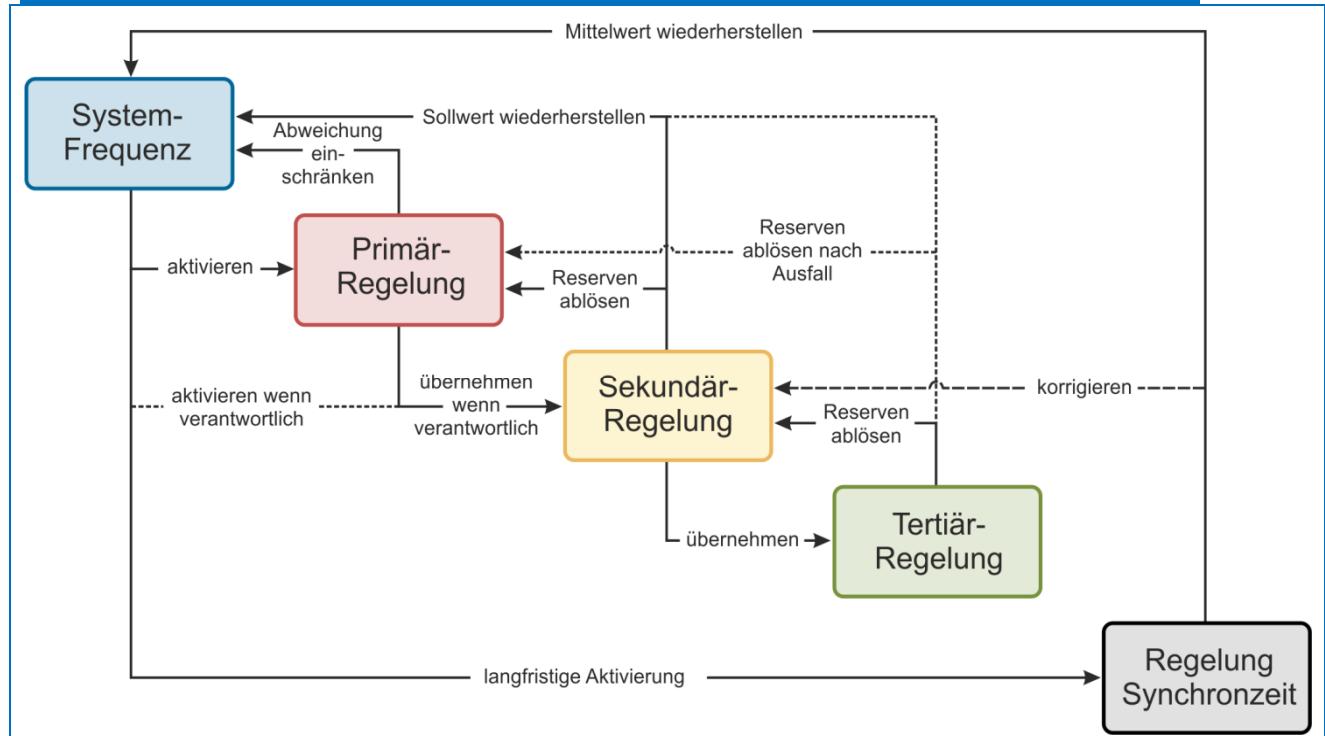


Abbildung 7-3: Steuerungs- und Aktionsschema der Leistungs-Frequenz-Regelung ([21], Policy 1, S. 2)

Die drei Teilregelungen sind zeitlich nacheinander (aber mit Überlappungen) gestaffelt und überdecken unterschiedliche Zeitbereiche, sie bauen jedoch seriell aufeinander auf. Die Reihenfolge, in der sie abgerufen werden, ist also immer die gleiche, siehe Abbildung 7-4.

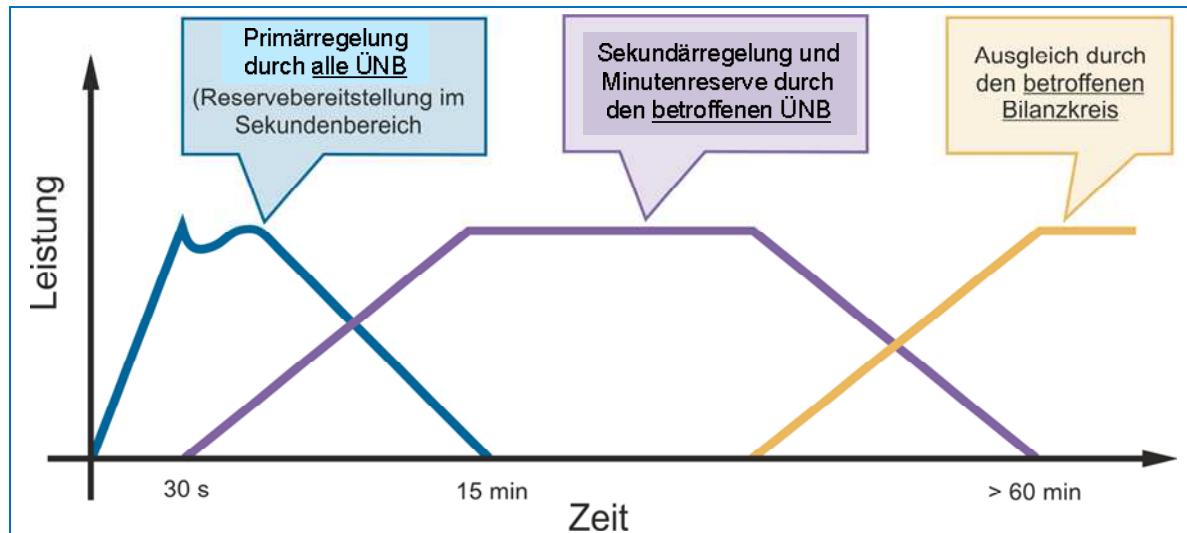


Abbildung 7-4: zeitliche Staffelung der Teilregelungen und abschließender Ausgleich durch die Bilanzgruppe [24]

Schließlich werden die Leistungsungleichgewichte durch die Bilanzgruppen durch eine entsprechende Anpassung der Fahrpläne beseitigt, das Netz befindet sich dann wieder im Normalbetrieb.

Im Folgenden sollen die drei wesentlichen Teilregelungen der Leistungs-Frequenz-Regelung, nämlich die Primär-, die Sekundär- und die Tertiärregelung, mit ihren charakteristischen Eigenschaften dargestellt werden.

7.4 Systemfrequenz

Die "elektrische Frequenz" eines Netzwerkes ist ein Maß für die Rotationsgeschwindigkeit der synchronen Generatoren. Durch Störungen in der Erzeugungs-Verbrauchs-Bilanz kommt es zu Frequenzänderungen. Regelbare Einheiten reagieren darauf automatisch mit der Primärregelung, um das Gleichgewicht wieder herzustellen. Für die Frequenzabweichung ist der Einfluss sowohl der im Netz verfügbaren Trägheiten, als auch die Reaktionsfähigkeit der Primärregelung von Bedeutung.

Im ungestörten Zustand ist es notwendig, die Systemfrequenz innerhalb eines engen Toleranzbandes zu halten, um auf Störungen volumnäßig und rasch mit Regeleingriffen reagieren zu können.

Durch die dennoch während des Betriebs auftretenden, laufenden Frequenzabweichungen kommt es mit der Zeit zu einer Abweichung zwischen der „Synchronzeit“ (= Zeit, die man durch ein netzsynchrones Uhrwerk erhalten würde) und der koordinierten Weltzeit (UTC - *Universal Time Coordinated*). Diese Abweichung ist ein direkter Performance-Indikator für die Wirksamkeit der Leistungs-Frequenz-Regelung und darf nicht größer sein, als 30 Sekunden. Ein eigenes Kontrollzentrum (Laufenberg, Schweiz) ist dafür verantwortlich, die Synchronzeit zu berechnen und für eine ev. Korrektur zu sorgen (Block „Regelung Synchronzeit“ in Abbildung 7-3). Zu diesem Zweck wird die Soll-Synchronfrequenz bei Bedarf im Synchrongebiet bzw. in den Regelblöcken für einen Zeitraum von 24h auf den Wert 49,99 Hz oder 50,01 Hz gesetzt.

Die Qualität der Systemfrequenz wird über Monatsperioden überprüft. Dabei soll die Standardabweichungen für 90% bzw. 99% der Messungen kleiner sein als 40 mHz bzw. 60 mHz. Weiters sind die Tage mit Frequenzkorrekturen mit max. 8 pro Monat beschränkt. Wurden diese Bedingungen erreicht, gilt die Qualität der Systemfrequenz als ausreichend.

7.5 Primärregelung

7.5.1 Ziel

Das Ziel der Primärregelung ist es, die ausgeglichene Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch im Synchrongebiet aufrechtzuerhalten.

7.5.2 Grundlagen

Die, von allen angeschlossenen Parteien/ÜNB solidarisch zu erbringende Primärregelung zielt auf die betriebliche Zuverlässigkeit des Synchrongebietes ab und stabilisiert die Systemfrequenz im Falle einer Störung auf einem stationären Wert in einem Zeitraum von Sekunden. Jedoch werden die Systemfrequenz und die außerplanmäßigen Leistungsaustausche über Regelzonengrenzen hinweg nicht ausgeregelt. Die Primärregelung stellt eine automatische Funktion der Turbinenregler dar. Als Reaktion auf Frequenzänderungen wird das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Last hergestellt.

Solidarisch bedeutet nicht, dass alle Kraftwerke an der Primärregelung teilnehmen, jedoch muss jede Regelzone über entsprechend regelfähige Kraftwerke verfügen, die im Bedarfsfall automatisch mit proportionaler Charakteristik hinsichtlich der Abweichung der aktuellen Frequenz vom Sollwerte der Frequenz ihr Leistungsabgabe verändern. Meist werden Kraftwerke mit einer Nennleistung von zumindest 100 MW für die Teilnahme an der Primärregelung herangezogen. Durch die Kopplung von mehreren Regelzonen entsteht der wesentliche Vorteil, dass jeder Partner/Regelzonensführer nur einen kleineren Teil der ausgefallenen Leistung zu decken hat. Daraus ergeben sich eine Reduktion der insgesamt vorzuhaltenden Primärregelleistung sowie ein wesentlich effizienterer Einsatz dieser.

Der Referenzfall im Netzverbund der ENTSO-E wurde mit $\pm 3.000 \text{ MW}$ festgelegt. Jede Regelzone innerhalb des Netzverbundes muss sich an der Bereitstellung Primärregelreserve und ggf. Lieferung von Primärregelleistung nach folgendem Schema beteiligen: Der Beitragskoeffizient je Re-

gelzone ist gleich der Strommenge, welche in der Regelzone erzeugt wird, im Verhältnis zur erzeugten Strommenge im gesamten Netzverbund der ENTSO-E. So musste in der Regelzone APG 2011 eine Primärregelleistung von 76 MW vorgehalten werden. Durch Einstellen des Proportionalfaktors der Primärregler in den sich beteiligenden Kraftwerken wird dieser Leistungswert in der Regelzone sichergestellt.

In Abbildung 7-5 ist ein Frequenzverlauf nach Ausfall von Erzeugungsleistung oder Zuschalten einer großen Last mit wichtigen Frequenzkennwerten dargestellt. Die Primärregelung ist ein reiner Proportionalregler, weshalb es auch nach dem vollständigen Ausregeln zu einer dauerhaften Frequenzabweichung kommt. Die maximale zulässige quasi-stationäre Frequenzabweichung f beträgt ± 180 mHz von der Nominalfrequenz nach dem Auftreten eines Referenzausfalls, wenn das System zuvor im ungestörten Betrieb war. In diesem Zusammenhang wird mit einem Selbststregelgeleffekt der Lasten von $1\%/\text{Hz}$ ausgegangen. Geht man jedoch davon aus, dass kein Selbststregelgeleffekt der Last zur Wirkung kommt, so ist eine maximale quasi-stationäre Frequenzabweichung f von ± 200 mHz gestattet.

Die maximal erlaubte dynamische Frequenzabweichung $f_{\text{dyn max.}}$ nach einem Referenzfall beträgt ± 800 mHz. Es ist damit noch ein Puffer von 200 mHz vorhanden, bevor ein automatischer Lastabwurf (@ 49,0 Hz) stattfinden würde (siehe Abbildung 7-6, Szenario A).

Der Selbststregelgeleffekt der Lasten stellt dar, wie sich die Leistungsaufnahme der sich im Netz befindlichen Lasten mit der Frequenz ändert.

Der Kennwert $1\%/\text{Hz}$ bedeutet z.B. dass bei einem Frequenzeinbruch von einem Hertz sich die Last um 1% reduziert, was natürlich in diesem Fall die Bemühungen der Primärregelung unterstützt, da Erzeugungsleistung fehlt.

Dieser Zusammenhang lässt sich z.B. anhand von Motoren erklären:

$f \downarrow \rightarrow n \downarrow \rightarrow P \approx M \cdot 2\pi \cdot f \downarrow$
Ein negativer Wert für den Selbststregelgeleffekt bedeutet, dass die aufgenommene Leistung sogar ansteigen würde, was der Primärregelung entgegenwirkt!

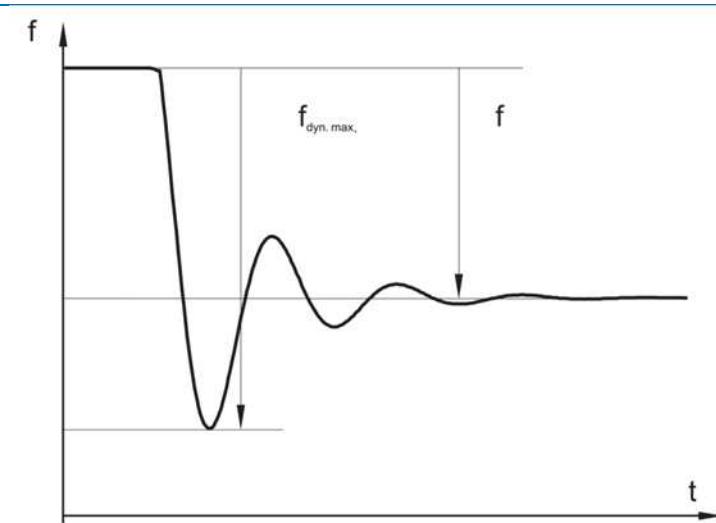


Abbildung 7-5: Definition der Kennwerte $f_{\text{dyn max.}}$ = „dynamische Frequenzabweichung“ und f = „quasi-stationäre Frequenzabweichung“ ([21], Policy 1 – Appendix, S.5)

Bei einer Erhöhung der Leistung in geregelten Kraftwerken spricht man von „positiver Reserve“, bei Leistungsreduktion aufgrund von Überschüssen im Netz von „negativer Reserve“.

Die Einsatzzeiten der Primärregelleistung sehen wie folgt aus:

- Die Primärregelung setzt einige Sekunden nach dem Auftreten eines Fehlers ein
- Die Einsatzzeit für 50% oder weniger der Primärregelreserve beträgt höchstens 15 s
- Die Einsatzzeit für 50% - 100% der Primärregelreserve steigt linear bis 30 s.

Die Primärregelleistung ist solange zu erbringen, bis sie komplett von der Sekundär- oder Tertiärregelung jener Regelzone abgelöst wurde, in der die Leistungsabweichung aufgetreten ist. Die minimale Dauer für die Fähigkeit der Lieferung von Primärregelleistung beträgt 15 Minuten.

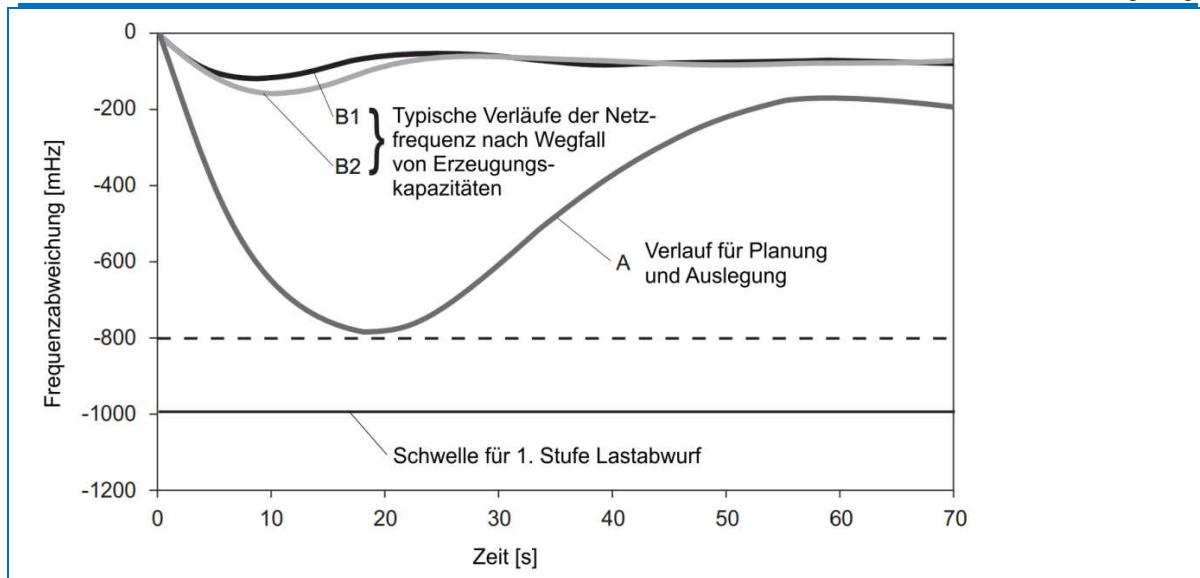


Abbildung 7-6: Frequenzverläufe unter verschiedenen Annahmen hinsichtlich ausgefallener Leistung und Selbststregelleffekt der Lasten, sowie die Grenze für einen automatischen Lastabwurf ([21], Policy 1 – Appendix, S.5)

Szenario	Ausgefallene Erzeugungsleistung	gesamte Netzlast	Selbststregelleffekt der Lasten
A	P = 3000 MW	P _{Netz} = 150 GW	1 %/Hz
B1	P = 1300 MW	P _{Netz} = 200 GW	2 %/Hz
B2	P = 1300 MW	P _{Netz} = 200 GW	1 %/Hz

Tabelle 7-1: Parameter der einzelnen Szenarien in Abbildung 7-6

Die geforderte Auflösung der lokalen Frequenzmessung beträgt zumindest 10 mHz. Der Unsensibilitätsbereich der Regler soll so klein als möglich sein, aber in keinen Fall einen Bereich von ± 10 mHz überschreiten. Die Primärregelung muss im worst-case zumindest einsetzen, bevor die Frequenzabweichung einen Wert von ± 20 mHz überschreitet. Im best-case (von Übertragungsnetzbetreibern gern gefordert) regieren die entsprechenden Kraftwerke also unverzüglich – dies scheitert jedoch an physikalischen Grenzen.

Die Primärregelleistung muss ständig (ohne Unterbrechung) zur Verfügung stehen, d.h. diese Leistung muss in den Kraftwerken, welche den Zuschlag für die Vorhaltung und ggf. Lieferung bekommen haben, vorgehalten werden.

Annahmen für die Definition der Rahmenbedingungen für den Betrieb der Primärregelung:

- Plötzliche Abweichung im Leistungsgleichgewicht von 3.000 MW; System-Schwachlast: 150 GW, System-Starklast: 300 GW
- System-Anlaufzeitkonstante: 10 – 12 Sekunden
- Selbststregelleffekt der Lasten: 1 %/Hz
- Maximale Frequenzabweichungen: quasi-stationär: ± 180 mHz, dynamisch: ± 800 mHz

Der Sicherheitsabstand von 200 mHz bei der dynamischen Frequenzabweichung dient dazu, um folgende Effekte und Unsicherheiten zu berücksichtigen:

- Mögliche stationäre Frequenzabweichung vor dem Fehlereintritt (50 mHz)
- Reduzierte Empfindlichkeit der Turbinenregler (20 mHz)
- Höhere dynamische Frequenzabweichung am Ort des Fehlers, welche nicht durch die Netzmodelle der Simulation berücksichtigt werden (50 mHz)
- Andere Modellunsicherheiten (80 mHz)

7.5.3 Beschaffung von Primärregelleistung in Österreich

Für die Beschaffung ist der Regelzonenspezialist APG zuständig und sie findet marktbasierend statt. Die erforderliche Menge an Primärregelleistung wird wöchentlich über die elektronische Plattform unter <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do> beschafft.

Um am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen zu dürfen muss ein potentieller Anbieter zuvor eine technische Präqualifikation absolvieren (zeigen, ob die geforderten qualitativen Vorgaben eingehalten werden können) und einen Rahmenvertrag abschließen. Weiters müssen Anbieter aktuelle Statusinformationen wie Aktivierungszustand der Primärregelleistung für die vorgesehenen Erzeugungseinheiten sowie zeitgestempelte Messwerte von Frequenz, Arbeitspunkt und Erzeugung der einzelnen Erzeugungseinheiten zur Verfügung stellen. Eine Aufzeichnung dieser Daten durch den Anlagenbetreiber ist ebenfalls notwendig, um bei Ausfällen der Übertragung der Daten zur APG ggf. nachträglich auf diese zurückgreifen zu können.

Sind diese Bedingungen erfüllt, kann für je eine Woche Leistung (mind. 2MW dann in 1MW Schritten, implizit in positive als auch negative Richtung abrufbar) angeboten werden. Nach Ablauf der Angebotsfrist (vorhergehender Mittwoch, 9:00 bis 13:30 Uhr) werden die Angebote gereiht und die Anbieter über den Ausgang der Auktion informiert. Für die Vorhaltung von Primärregelleistung wird ein Leistungspreis vergütet.

Sollte der Fall eintreten, dass die ausgeschriebene Menge durch die eingegangenen Gebote nicht gedeckt werden kann, werden die bis dahin gültigen Angebote übernommen und die fehlende Leistung am Donnerstag erneut ausgeschrieben. Kann auch durch die zweite Ausschreibung die notwendige Gesamtmenge nicht erreicht werden, so bezeichnet man die Ausschreibung als „erfolglos“. Die Bestimmung des EIWOG (§ 39 Abs 2 und § 40 Abs 5) sehen in diesem Fall vor, dass geeigneten Anbietern die Bereitstellung der fehlenden Primärregelleistung angeordnet wird („Einweisung“).

Beispiel für Kosten: Für die Kalenderwoche 47 im Jahr 2011 (21.11.-28.11.) wurden 76 MW an Primärregelleistung ausgeschrieben, 104 MW angeboten und ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 4.452,35 €/MW erzielt. Im Jahr 2011 wurden max. 114 MW und min. 91 MW angeboten, sowie ein gewichteter Höchstpreis von 5.530,76 €/MW und Niedrigstpreis von 3.957,78 €/MW erzielt.

7.6 Sekundärregelung

7.6.1 Ziel/Funktion

Die Funktion der Sekundärregelung (auch Frequenz-Leistungs-Regelung) ist es, das Leistungs-gleichgewicht in jeder Regelzone zu erhalten bzw. wiederherzustellen. Damit verbunden ist auch die Einhaltung bzw. Rückführung der Systemfrequenz auf ihren Sollwert, die Einhaltung bzw. Rückführung der Übertragungsleistungen in benachbarte Regelzonen auf ihre Fahrplanwerte, sowie die Ablösung und Freigabe der aktivierten Primärregelleistung, um diese für weitere Aufgaben wieder vollständig zur Verfügung zu haben.

Die Sekundärregelung verläuft kontinuierlich und parallel zur Primärregelung, darf diese aber in ihrer Wirkung nicht negativ beeinflussen. Beide Regelungen reagieren sowohl auf kleine (Normalbetrieb), als auch auf große (Generatorausfall) Störungen.

Um ihre Aufgaben erfüllen zu können, wird die Sekundärregelung unter Einsatz des Netzkennlinienverfahrens („network characteristic method“) betrieben.

7.6.2 Grundlagen

Im Gegensatz zur gegenseitigen Hilfe bei der Versorgung mit Primärregelleistung, ist bei der Sekundärregelung nur in jener Regelzone eine Aktivierung erforderlich, in welcher auch das Leistungsungleichgewicht aufgetreten ist. Die Parameter der Sekundärregler aller Regelzonen sind so einzustellen, dass nur die betroffene Regelzone darauf reagiert und den Einsatz der erforderlichen Sekundärregelleistung initiiert. Die Sekundärregelung wird an ausgewählten Generatorsätzen, welche in die Regelschleife eingebunden sind, angewendet.

Die Sekundärregelung arbeitet in Zeitbereichen von mehreren Minuten und damit von der Primärregelung entkoppelt. Spätestens nach 30 s muss der Sekundärregler in Form einer Änderung des Sollwertes für die Sekundärregelung in Aktion treten. Als Resultat muss der Regelzonenfehler (ACE, siehe unten) in einem kontinuierlichen Prozess so schnell als möglich, aber ohne Überschwingen, korrigiert werden. Spätestens nach 15 min soll der Sekundärregelvorgang abgeschlossen sein.

Neben diesem zeitlichen Verhalten weist die Sekundärregelung eine proportional-integrale (PI) Charakteristik auf, um die Netzfrequenz von der stationären Abweichung der Primärregelung wieder auf ihren Sollwert zurückzuführen. Die Regelung basiert auf Messungen der Systemfrequenz und den Wirkleistungsflüssen auf Regelzonen-überschreitenden Leitungen. Der Sekundärregler selbst ist für die Berechnung der Leistungssollwerte und deren Übertragung an die teilnehmenden Generatoren zuständig.

7.6.3 Netzkennlinienverfahren

Um zu bestimmen, ob die Abweichung der Übergabeleistungen an andere Regelzonen durch eine Unausgeglichenheit in der eigenen Regelzone oder durch die Aktivierung von Primärregelleistung zustande kommt, ist die Anwendung der Netzkennlinienmethode für die Sekundärregelung in allen verbundenen Regelzonen erforderlich.

Zur Umsetzung dieses Verfahrens ist jede Regelzone mit einem (einzigem) Sekundärregler ausgerüstet, um den Regelzonenfehler G_i (Regelabweichung, ACE) einer Regelzone zu bestimmen. Der Regelzonenfehler G_i wird aus der Änderung der Austauschleistung der Regelzone ΔP_i und der primär in der Regelzone erzeugten Regelleistung ($K_{Ri} \Delta f$) im zentralen Sekundärregler bestimmt:

$$G_i = \Delta P_i + K_{Ri} \Delta f = P_{\text{Messung}} - P_{A_i \text{ soll}} + K_{Ri} \cdot (f_{\text{Messung}} - f_{\text{soll}}) \quad (7-1)$$

wobei

- P_{Messung} : Summe der augenblicklich gemessenen Wirkleistungstransfers auf die Regelzonen-überschreitenden Leitungen
- $P_{A_i \text{ soll}}$: resultierender Austauschfahrplan mit allen angrenzenden Regelzonen.
- K_{Ri} : Proportional-Faktor für eine Regelzonen („Netzkennzahl“) – eine Konstante der Einheit MW/Hz, welche am Sekundärregler der Regelzone eingestellt ist und die Primärregelung + Selbstregelgeffekt der Last abbildet.
- $f_{\text{Messung}} - f_{\text{soll}}$: Differenz zwischen der augenblicklichen Frequenz und der Nominalfrequenz

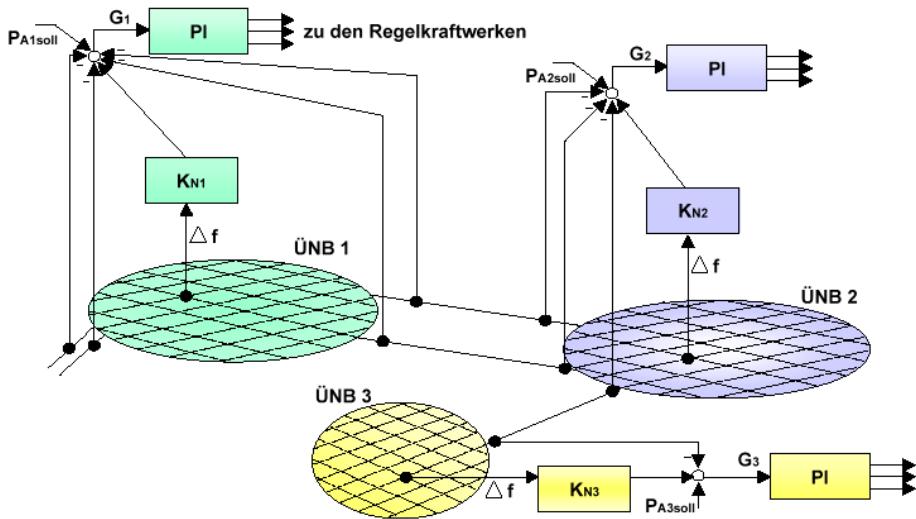


Abbildung 7-7: Prinzip der Sekundärregelung im Verbundbetrieb von drei Regelzonen ÜNB 1 ... 3

Falls die primär im Regelblock erzeugte Mehrleistung vollständig exportiert wird, gilt

$$\Delta P_i = K_{Ri} \cdot \Delta f, \text{ d.h. } G_i = 0 \quad (7-2)$$

und es wird nach dem Verursacherprinzip in dem betroffenen Block nicht sekundär geregelt, da kein Kraftwerksausfall aufgetreten ist. Natürlich ist der Regelzoneneehler auch dann Null, wenn keine Frequenzabweichung und ausgeglichenen Umständen besteht, d.h. im störungsfreien Idealfall.

Beispiel: Betrachten wir die drei Regelzonen in Abbildung 7-7 und nehmen wir im ersten Schritt an, dass es keine Frequenzabweichung in und Fahrplanverletzung zwischen den Regelzonen gibt. ÜNB 2 exportiere gerade 200 MW zu ÜNB 1 sowie 80 MW zu ÜNB 3.

Fällt nun in der Regelzone von ÜNB 2 ein Kraftwerksblock mit 50 MW aus (z.B. wegen Trafobrand) werden alle anderen Generatoren im gesamten Netz (also die von ÜNB 1, ÜNB 2, ÜNB 3) abgebremst, da die Last gleich bleibt. Dies äußert sich in einem Frequenzeinbruch im gesamten Netz. Sofort beginnen alle primär geregelten Kraftwerke (also die von ÜNB 1, ÜNB 2, ÜNB 3) ihre abgegebene Leistung zu erhöhen und die Netzfrequenz zu stabilisieren. Insgesamt werden die ausfallenen 50 MW aufgebracht (wenn man den Selbstregelgeffekt der Last vernachlässigt), welche sich je nach Erzeugungsleistung auf die drei Regelzonen aufteilt, z.B. als Werte für $K_{Ri} \cdot \Delta f$:

$$\text{ÜNB 1} \rightarrow 10 \text{ MW} \quad \text{ÜNB 2} \rightarrow 25 \text{ MW} \quad \text{ÜNB 3} \rightarrow 15 \text{ MW}$$

Nun beginnen die Sekundärregler zu arbeiten und überprüfen die Leistungsflüsse der eigenen Regelzone: Da z.B. in Regelzone ÜNB 1 nun 10 MW mehr Leistung produziert wird (aufgrund der Primärregelung) reduziert sich der Import von Regelzone ÜNB 2 entsprechend (Importe werden positiv gezählt, Exporte negativ):

$$G_1 = P_{\text{Messung}} - P_{A1\text{soll}} + K_{R1} \cdot \Delta f = 190 \text{ MW} - 200 \text{ MW} + 10 \text{ MW} = 0$$

$$G_2 = P_{\text{Messung}} - P_{A2\text{soll}} + K_{R2} \cdot \Delta f = -255 \text{ MW} - (-280 \text{ MW}) + 25 \text{ MW} = 50 \text{ MW}$$

$$G_3 = P_{\text{Messung}} - P_{A3\text{soll}} + K_{R3} \cdot \Delta f = 65 \text{ MW} - 80 \text{ MW} + 15 \text{ MW} = 0$$

Die Sekundärregler der Regelzonen ÜNB 1 und ÜNB 3 sehen keinen Regelzoneneehler, werden daher nicht aktiv. Der positive Wert von G_2 zeigt dem Sekundärregler der Regelzone ÜNB 2, dass

das Leistungsdefizit in seiner Regelzone verursacht wird. Er schreitet dementsprechend ein und erhöht die Ausgangsleistung der sekundärregelten Kraftwerke in seiner Regelzone.

Sobald diese Kraftwerke 50 MW Leistung zusätzlich aufbringen, sollte wieder das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch hergestellt sein, die Leistungsflüsse über die Regelzonen-grenzen wieder den der Fahrplänen entsprechen und die Netzfrequenz auf ihren Sollwert ge-bracht worden sein.

Wie man aus dem Beispiel erkennen kann, ist es das Ziel, den Regelzonenfehler jeder Regelzone möglichst nahe bei null zu halten.

Um sicherzustellen, dass die Sekundärregelung nur in jener Regelzone aktiviert wird, in der auch der Fehler situiert ist, sollten alle Netzkennzahl K_{Ri} , die in den Sekundärreglern eingestellt sind, gleich den so genannten Netzstatiken λ_i (die den Proportionalfaktor der Primärregelung sowie den Selbstregeleffekt der Lasten darstellen) sein. Die Netzstatiken selbst variieren aufgrund der jeweils am Netz befindlichen Generatorlast. Dies würde den Rückschluss zulassen, dass man die Netzkennzahl regelmäßig anpassen sollte. Jedoch sollte dies vermieden werden, da eine unkoordi-nierte Veränderung der Netzkennzahlen K_{Ri} durch gekoppelte Partner größere Abweichun-gen/Diskrepanzen mit sich ziehen würden, als dies durch konstante Netzkennzahlen der Fall ist.

7.6.4 Der Sekundärregler

Das gewünschte Verhalten des Sekundärreglers über der Zeit ist eine proportional-integrale Cha-rakteristik (PI), welche mit folgender Gleichung beschrieben wird:

$$\Delta P_{di} = -\beta_i \cdot G_i - \frac{1}{T_{ri}} \int G_i \cdot dt \quad (7-3)$$

Darin sind folgende Parameter enthalten:

- ΔP_{di} : Korrekturvariable des Sekundärreglers der Regelzone i; im Rahmen der Sekundärre-gelung zu erbringende Leistung
- β_i : Proportionalfaktor (Verstärkung) der Regelzone i
- T_{ri} : Integrationszeitkonstante der Regelzone i
- G_i : Regelzonenfehler (Area Control Error... ACE)

Um die Systemfrequenz und die Leistungsabweichung auf ihre Nennwerte zurückzuführen bzw. auszugleichen, ist ein integraler Term notwendig. Tritt ein längerfristiger Regelzonenfehler auf, so würde dies den Integralanteil in die Sättigung führen. Aus diesem Grund ist eine Limitierung die-ses Anteils vorzusehen. Mittel Anti-Windup kann die Regelung nach Rückkehr des Regelzonenfeh-lers auf null schnellstmöglich wieder eingesetzt werden.

Bei der Wahl der Proportionalfaktors β_i ist Vorsicht geboten: Wählt man ihn sehr groß, so hat dies möglicherweise nachteilige Auswirkungen auf die Stabilität der verbundenen Zusammenarbeit.

7.6.5 Regelhierarchie und Organisation

Die Hierarchie für die Sekundärregelung eines Synchronegebietes besteht aus Regelblöcken und (optionalen) Regelzonen (vergl. Abbildung 7-2).

Wenn ein Regelblock unterlagerte Regelzonen besitzt, so organisiert der Regelblock die Sekundär-regelung nach einem der folgenden Schemata:

- **Zentralisiert:** Sekundärregelung wird zentral durchgeführt mit einem (einzigen) Regler. Der Betreiber des Regelblocks hat die gleichen Verpflichtungen wie ein Betreiber einer Regelzone.
- **Pluralistisch:** Sekundärregelung wird dezentral durchgeführt mit mehr als einer Regelzone. Einer der Übertragungsnetzbetreiber, der Blockkoordinator, regelt den gesamten Block gegenüber seinen Nachbarn mit seinem eigenen Regler, sowie die Kapazitäten. Sämtliche anderen Übertragungsnetzbetreiber des Regelblocks regeln ihre eigenen Regelzonen mit ihren dezentralen Reglern.
- **Hierarchisch:** Die Sekundärregelung wird dezentral durchgeführt mit mehr als einer Regelzone. Einer der Übertragungsnetzbetreiber betreibt den überlagerten Blockregler, welcher die unterlagerten Regler der Regelzonen direkt beeinflusst. Der Blockkoordinator kann, muss aber nicht regulierende Kapazitäten haben.

7.6.6 Sekundärregelbereich und -reserve

Der Sekundärregelbereich ist jener Stellbereich der Sekundärregelleistung, in welchem der Sekundärregler automatisch in beiden Richtungen operieren kann, ausgehend vom jeweiligen Arbeitspunkt der Sekundärregelleistung.

Die Sekundärregelreserve ist der positive Anteil des Sekundärregelbereichs, also der Bereich zwischen dem aktuellen Arbeitspunkt und dem Maximalwert. Der Bereich, welcher bereits aktiviert ist, wird als Sekundärregelleistung bezeichnet, siehe Abbildung 7-8.

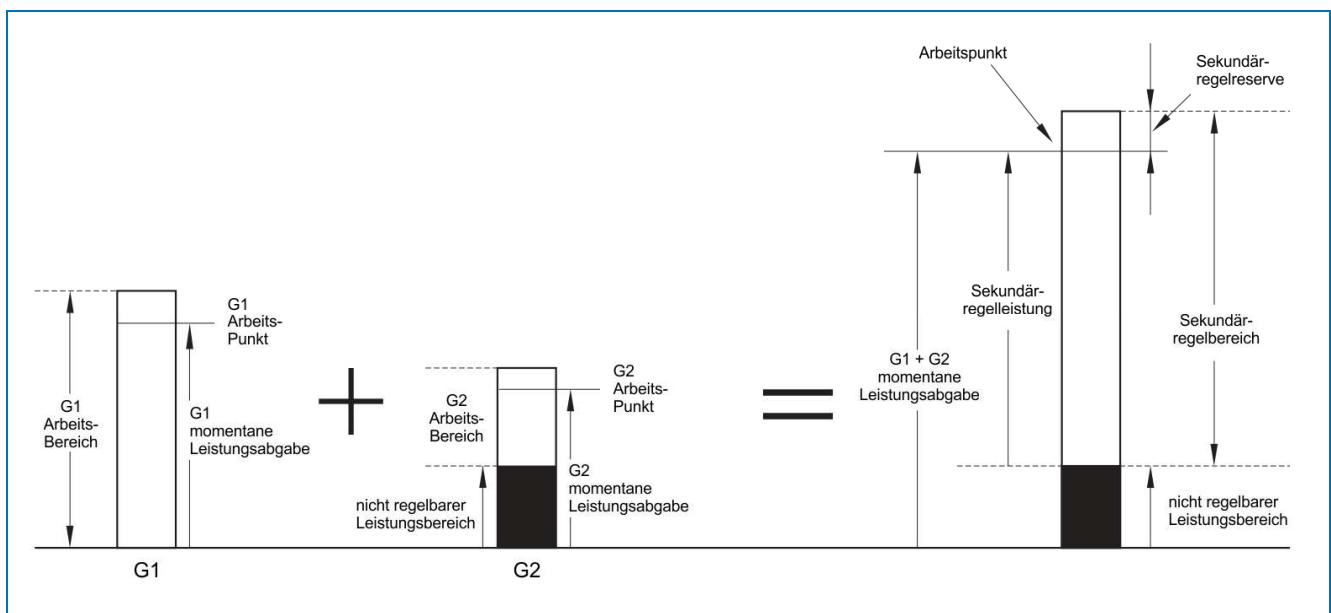


Abbildung 7-8: Beispiel zur Erläuterung von Begriffsdefinitionen "Sekundärregelbereich" und "Sekundärregelreserve" mit zwei Generatoren. ([21], Appendix 1, S.17)

Die Menge an Sekundärregelreserve welche typischerweise benötigt wird, ist abhängig von der Größe der typischen Lastvariationen, Fahrplanänderungen und Erzeugungseinheiten. Die notwendige Reserve R innerhalb der Regelzone wird empirisch mit Hilfe einer Wurzelformel berechnet, um die Änderungen durch Last und Erzeugung (= Rauschen) kontrollieren zu können:

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b \quad (7-4)$$

mit der maximalen Verbrauchslast L_{\max} der Regelzone und den empirischen Faktoren $a = 10 \text{ MW}$ und $b = 150 \text{ MW}$. Für eine Höchstlast von 8000 MW in Österreich ergibt sich eine sekundäre Regelreserve von 170 MW (vergl. Diagramm 7-1).

Übersteigt die Last die Erzeugung beständig, ungeachtet der Verfügbarkeit der Reservekapazitäten, müssen unverzüglich Maßnahmen ergriffen werden, um die Balance wiederherzustellen (z.B. mit Tertiärregelung, Standby-Erzeugungsanlagen, etc.). Dafür müssen auch stets ausreichend Übertragungskapazitäten und Standby-Kapazitäten bereithalten werden.

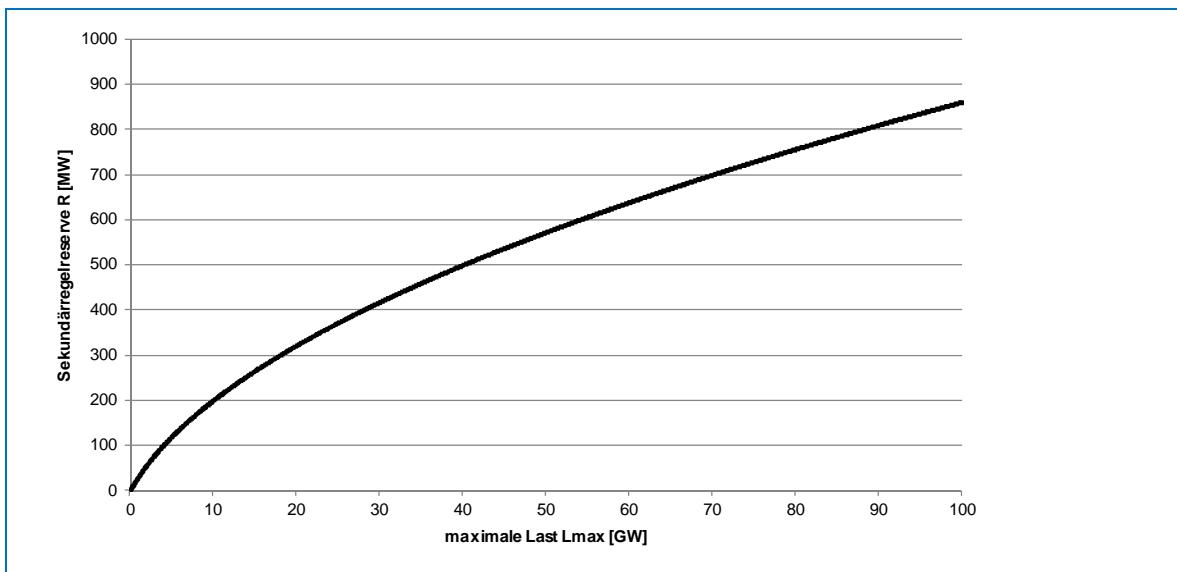


Diagramm 7-1: Notwendige Sekundärregelreserve R in Abhängigkeit der maximalen Last L_{max} für den empirischen Ansatz

7.6.7 Beschaffung von Sekundärregelreserve in Österreich

In der Regelzone APG beträgt das Sekundärregelband ± 200 MW. Um den größtmöglichen Kraftwerksausfall kompensieren zu können, ist es möglich, das Sekundärregelband kurzfristig bis auf $+425$ MW zu erhöhen. Bis zum 31.12.2011 wurde die Beschaffung durch die VERBUND Trading AG durchgeführt. Seit dem 1.1.2012 hat die Ausschreibung der Sekundärregelung laut der aktuellen Fassung des

EIWOG 2010 marktbasert zu erfolgen.

Ähnlich wie bei der Primärregelung ist auch das Durchlaufen eines mehrstufigen Qualifikationsprozesses zur Teilnahme an den Ausschreibungen notwendigen:

- Technische Präqualifikation
- Nach erfolgter Präqualifikation kann zwischen dem Anbieter und der APG ein Rahmenvertrag geschlossen werden
- Nach Abschluss dieses Vertrages ist ein Anbieter zur Teilnahme an Ausschreibungen berechtigt.

Wichtig dabei ist, dass die Erzeugungsanlage im Netz der APG sein muss.

Für Sekundärregelprodukte wird es zwei Lieferzeiträume geben:

- 1 Woche
- 4 Wochen

In einer ersten Ausschreibung wird die gesamte benötigte Menge als 4-Wochenprodukt ausgeschrieben. Ab der 2. Ausschreibung werden dann, abhängig von der Wochenliquidität, zunehmend Mengen als Wochenprodukt ausgeschrieben. Prinzipiell ist der Angebotszeitraum immer dienstags von 09:00 – 15:00 Uhr. Sollte es dabei nicht möglich sein, die benötigten Mengen zu decken, so gibt in derselben Woche am Donnerstag eine Wiederholungsausschreibung bzw., falls notwendig, am Freitag einen sogenannten „Last Call“.

7.7 Tertiärregelung

7.7.1 Ziel

Die Tertiärregelung verwendet Minutenreserve, welche meist manuell durch Übertragungsnetzbetreiber im Falle einer beobachteten oder erwarteten anhaltenden Aktivierung der Sekundärregelung aktiviert wird. Sie wird hauptsächlich eingesetzt, um die Sekundärregelreserve in einem balancierten System wieder freizugeben. Darüber hinaus wird sie aber auch als Ergänzung zur Sekundärregelreserve im Fall größerer Störungen eingesetzt, um die Systemfrequenz zurückzuführen und die systemweit aktivierte Primärregelreserve wieder freizugeben.

7.7.2 Grundlagen

Definiert ist die Tertiärregelung als jede automatische oder manuelle Änderung des Arbeitspunktes eines Generators oder einer Last, um

- die Bereitstellung von adäquater Sekundärregelreserve zu garantieren,
- die Sekundärregelleistung auf verschiedene Generatoren im ökonomischen Sinne zu verteilen (vergl. Abbildung 7-9).

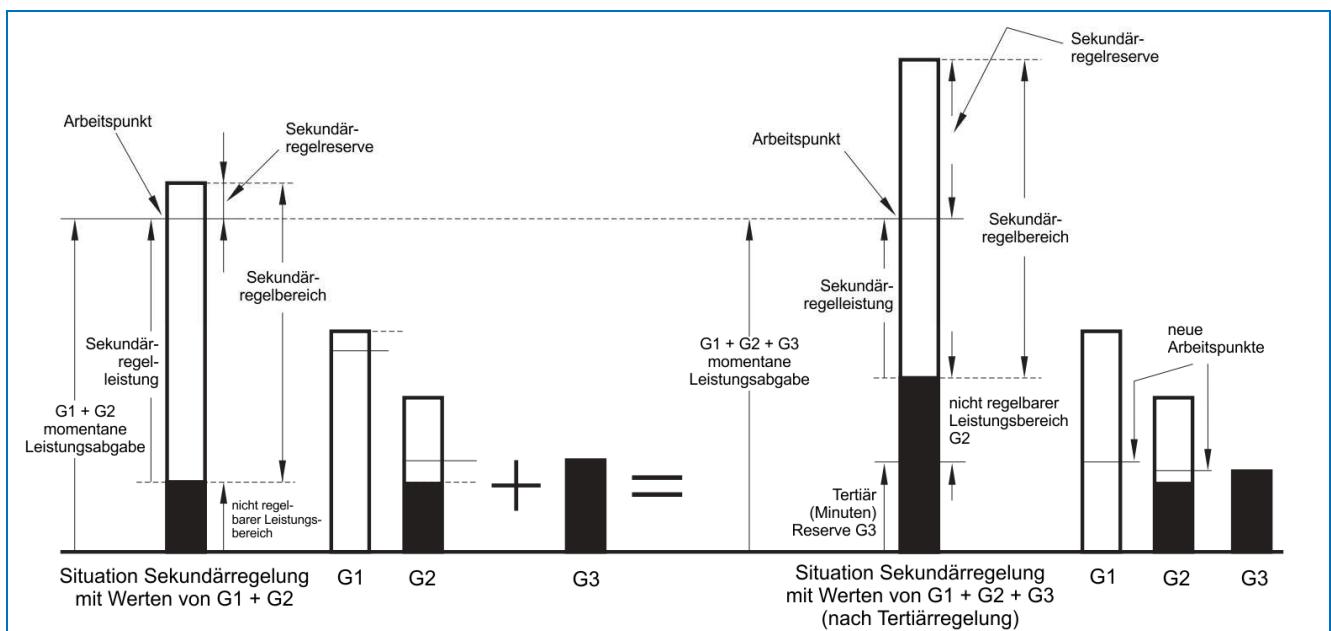


Abbildung 7-9: Einsatz der Minutenreserve zur Erhöhung der verfügbaren Sekundärregelreserve mit Hilfe einer nicht regelbaren Erzeugungseinheit G3. ([21], Appendix 1, S.23)

Änderungen werden erreicht durch:

- Aufschaltung oder Abwurf von Leistung (Gasturbinen, Pumpspeicher, Erhöhung oder Reduzierung von Generatorleistungen)
- Umverteilung der Generatorleistung, welche an der Sekundärregelung teilnimmt
- Veränderung des Austauschfahrplans
- Laststeuerung (z.B. Lastabwurf)

Jede Regelzone muss über ausreichend Tertiärregelreserve verfügen, um der Sekundärregelung nach einer Störung folgen zu können. Die gesamte Minutenreserve muss in der Lage sein, den größten Leistungsausfall (Generator, Leistungseinspeisung, Gleichspannungsverbindung oder Last) decken zu können. Sobald zu wenig Sekundärregelreserve in einer Regelzone verfügbar ist, muss der ÜNB Minutenreserve abrufen.

Typischerweise ist der Einsatz der Tertiärregelung (als Nachfolge oder Ergänzung der Sekundärregelung) an den Zeitraster (z.B. 1/4h) gebunden. Der Zeitbereich für die Wiederherstellung des Sekundärregelbereiches nimmt beispielsweise 15 min in Anspruch, jedoch muss nach dieser Zeit der Optimierungsprozess für das Netz und das Erzeugungssystem noch nicht abgeschlossen sein, siehe dazu Abbildung 7-10.

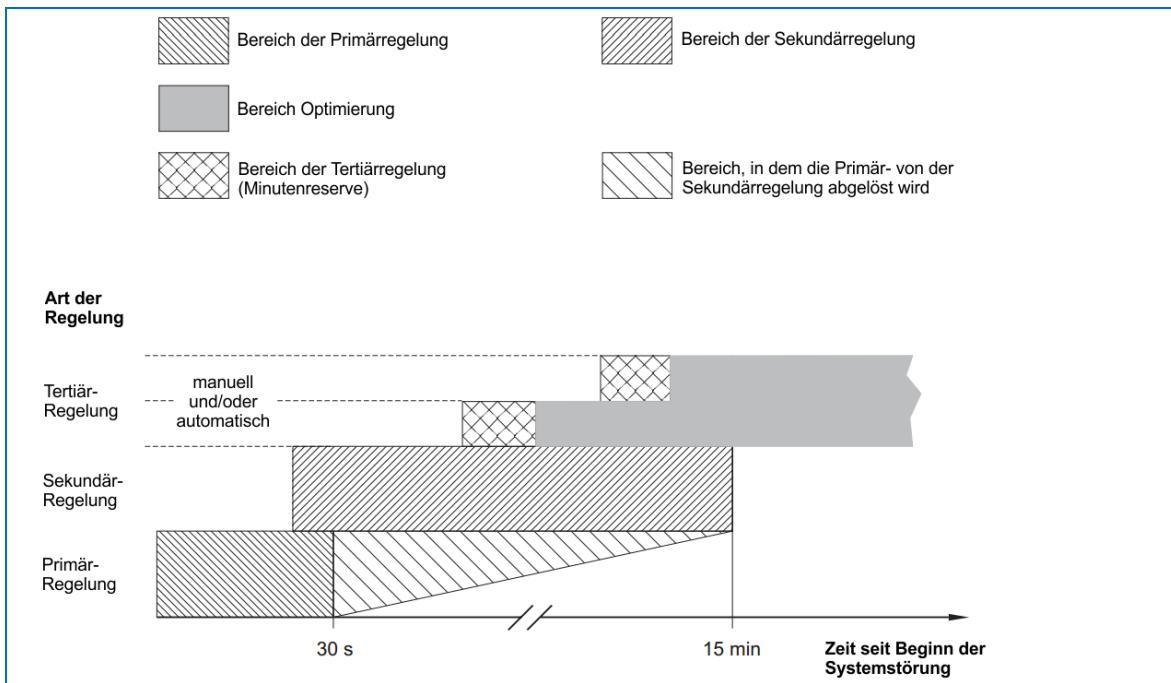


Abbildung 7-10: Schema der zeitlichen Überlappung der einzelnen Frequenz-Leistungs-Regelungen ([21], Appendix 1, S.23)

7.7.3 Beschaffung von Tertiärregelreserve in Österreich

Gemäß dem EIWOG 2010 ist die Tertiärregelreserve (Minutenreserve) in der Regelzone APG ab dem 1.1.2012 von der APG zu beschaffen. Bisher wurde diese Aufgabe vom Bilanzgruppenkoordinator APCS durchgeführt.

Wie auch für die Teilnahme an Ausschreibung für Primär- und Sekundärregelung müssen die Anbieter für die Tertiärregelung einen mehrstufigen Qualifikationsprozess durchlaufen:

- Technische Präqualifikation; dies war bisher nicht notwendig! (jetzt: Regelzonenüberschreitende Harmonisierung)
- Erzeugungslage muss im APG-Netz sein
- Nach Präqualifikation => Rahmenvertrag
- Nach Rahmenvertrag => Anbieter zur Teilnahme an Ausschreibungen berechtigt.

Die Ausschreibungen selbst erfolgen in zwei Stufen:

- **Day Ahead Markt:** Dieser ist täglich bis 15:00 Uhr geöffnet. Es wird zwischen Aufbringung und Abnahme unterschieden. Weiters kann Regelenergie für sechs Blöcke zu jeweils vier Stunden angeboten werden. Je Anbieter kann für jedes Zeitintervall ein Angebot zwischen 10 und 50 MW (in 1-MW-Schritten) als Block abgegeben werden. Zusätzliche Angebote des gleichen Anbieters für dasselbe Zeitintervall müssen in einem Bereich zwischen 25 und 50 MW liegen. Die Angebote sind mit einem Fixpreis (Energiepreise, kein Leistungspreis; Maximalpreise: 3000 €/MWh für Lieferung, 500 €/MWh für Aufnahme) je Block abzugeben.

Aus den abgegebenen Angeboten werden Merit-Order-Listen erstellt, welche dem Regelzonensführer vorgeben, in welcher Reihenfolge er im Bedarfsfall die Tertiärreserve abzurufen hat. Das Abrufen erfolgt per Telefon mit 10 min Vorlaufzeit.

Kommt es zu einem Abruf, so ist der Regelzonensführer verpflichtet, das Angebot im vollen Leistungsumfang abzurufen.

- **Market Maker-Ausschreibungen:** finden wöchentlich statt und garantieren ausreichende Mengen an Regelenergie und sichern somit die ausreichende Versorgung des Systems. Im Unterschied zum Day Ahead Markt wird hier auch ein Leistungspreis zugestanden. Für den einladungsgegenständlichen Block sind die Größe in MW, der Leistungspreis und der Arbeitspreis anzugeben. Die Leistungsgrößen sind wieder 10 bis 50 MW in 1-MW-Schritten (1. Angebot) bzw. 25 bis 50 MW in 1-MW-Schritten (weiteres Angebot). Für den Arbeitspreis gilt folgende Einschränkung: Dieser darf für Lieferungen den EEX Peak Preis (Spitzenpreis der Strombörse) des der Ausschreibung vorangegangenen Werktagen zuzüglich €80,- nicht überschreiten. Für Bezug darf der Arbeitspreis €0,- nicht unterschreiten.

Die Market Maker-Angebote werden in die täglichen Merit-Order-Angebotslisten eingereiht. Die Arbeitspreise der Market Maker-Angebote können bis Marktschluss noch verändert werden, jedoch nicht zur Besserstellung des Anbieters.

7.8 Literatur

- [21]ENTSO-E, Operation Handbook, <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook/> (zuletzt aufgerufen am 22.03.2012)
- [22]ENTSO-E, Regional Groups, <https://www.entsoe.eu/system-operations/regional-groups/> (zuletzt aufgerufen am 22.03.2012)
- [23]VISOS AG, swissgrid stellt Verbundabrechnung auf neue Software-Basis, <http://www.visos.ch/jsp/epctrl.jsp?con=visos015977&cat=visos000110&mod=visos000110&pri=visos> (zuletzt aufgerufen am 21.03.2012)
- [24]Amprion GmbH, Beschaffung von Regelleistung und -energie in Deutschland, <http://www.amprion.net/systemdienstleistungen-regelenergie> (zuletzt aufgerufen am 23.03.2012)

7.9 Verständnisfragen

- Beschreiben Sie die Begriffe „Regelblock“ und „Regelzone“.
- Beschreiben Sie die Begriffe „Primärregelung“, „Sekundärregelung“ und „Tertiärregelung“. In welchem Zeitrahmen spielen sich die Regelvorgänge ab?
- Beschreiben Sie die Begriffe „dynamische Frequenzabweichung“ und „quasi-stationäre Frequenzabweichung“.
- Wozu dient das Netzkennlinienverfahren? Wie funktioniert es?

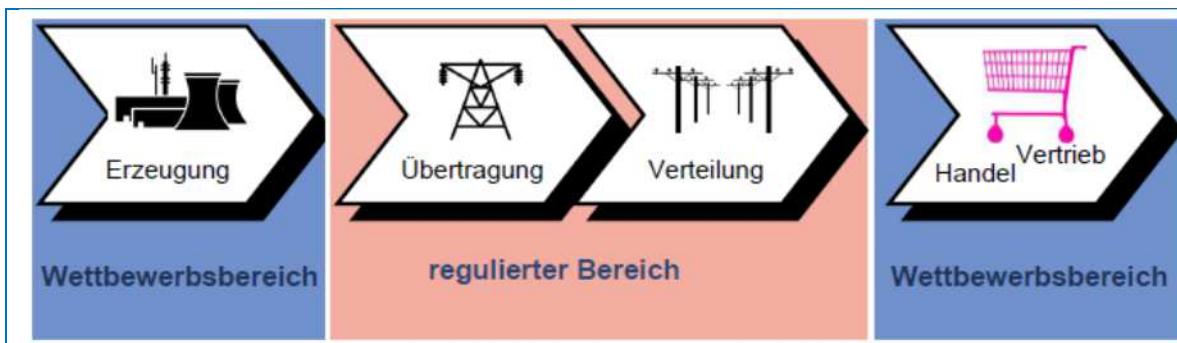
8 Strommarkt – Grundprinzipien und –prozesse [25]

8.1 Grundprinzipien des österreichischen Strommarktmödells

Die Grundlage für das aktuelle Strommarktmödel sind die relevanten Rechtstexte des Europa-, Bundes-, oder Landesrechts sowie die Entscheidungen der Organe der Regulierungsbehörde E-Control Austria, die Marktregeln und die Allgemeinen Bedingungen der Marktteilnehmer.

Die vollständige Öffnung des Strommarktes in Österreich im Jahr 2001 wurde von großen technischen und organisatorischen Änderungen für die Marktteilnehmer begleitet. Das aktuelle österreichische Marktmödel für den liberalisierten Strommarkt beruht auf folgenden wesentlichen Grundprinzipien:

1. Der Betrieb der Netze ist von den übrigen, im Wettbewerb befindlichen Bereichen, wie Erzeugung, Handel und Vertrieb, getrennt (Abbildung 8-1).
2. Verteilnetzbetreiber sind im Wesentlichen für den sicheren Betrieb des Netzes, die Messdatenerfassung und die Verwaltung der Netzbenutzerdaten verantwortlich.
3. Übertragungsnetzbetreiber haben neben dem Betrieb der Übertragungsnetze in ihrer Rolle als Regelzonenführer die Aufgabe, zu jedem Zeitpunkt die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Bedarf sicherzustellen.
4. Damit Verbraucher, Erzeuger, Lieferanten und Händler beliebige Geschäfte untereinander abwickeln können, wurde ein sogenanntes Bilanzgruppensystem eingeführt. Jeder Marktteilnehmer, der Strom aus dem Netz bezieht bzw. abgibt oder Strom verkauft bzw. handelt, muss Mitglied in einer Bilanzgruppe sein.
5. Jeder Netzbenutzer (Verbraucher oder Erzeuger) hat jeweils einen Vertrag mit dem betroffenen Netzbetreiber und mit einem Lieferanten bzw. Händler seiner Wahl abzuschließen.
6. Die in das Netz eingespeisten bzw. entnommenen Strommengen werden grundsätzlich als ¼-Stundenwerte prognostiziert bzw. abgerechnet. Erzeuger und Verbraucher mit weniger als 50 kW Anschlussleistung oder weniger als 100.000 kWh Erzeugung bzw. Produktion pro Jahr (im Wesentlichen Haushalte und Gewerbebetriebe) werden in der Regel aber nur einmal pro Jahr gemessen. Zur Abbildung der ¼-Stundenwerte für diese Netzbenutzer werden sogenannte Standardlastprofile erstellt und diesen Netzbenutzern zugeordnet (z.B. Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, PV-Anlage, etc.). Für alle anderen Netzbenutzer werden Erzeugung bzw. Verbrauch als ¼-Stundenwerte erfasst.



8.2 Marktteilnehmer und ihre Aufgaben

Durch die Liberalisierung der Energiemarkte wurden neue Marktteilnehmer und Rollen geschaffen und die Rechte und Pflichten der bestehenden Marktteilnehmer verändert. Es ist notwendig, die

Rollen und Aufgaben der Marktteilnehmer genau zu definieren, da diese eng zusammenarbeiten müssen und das reibungslose Funktionieren des Marktes und die Sicherheit der Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein müssen.

Im Folgenden werden die wichtigsten Marktteilnehmer kurz beschrieben:

- **Einspeiser:** Ein Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt.
- **Regelzonenführer (RZF):** Der für die Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Regelzone verantwortliche Marktteilnehmer, wobei diese Funktion auch seitens eines dritten Unternehmens, das seinen Sitz in einem anderen Mitglieds-staat der europäischen Union hat, erfüllt werden kann.
- **Netzbetreiber (NB):** Ein Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilernetzes mit einer Nennfrequenz von 50 Hz. Der Netzbetreiber ist außerdem für die ordnungsgemäße Zählung, die vertrauliche Verwaltung der Daten der Netzbewerber und die diskriminierungsfreie Übermittlung der Informationen an alle Marktteilnehmer verantwortlich und gewährleistet, dass nur Berechtigte die ihnen zustehenden Daten erhalten.
- **Stromhändler:** Eine natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft.
- **Lieferant:** Eine natürliche oder juristische Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt.
- **Endverbraucher:** Eine natürliche oder juristische Person, die elektrische Energie für den Eigenverbrauch kauft.
- **Bilanzgruppenkoordinator (BKO):** Eine natürliche oder juristische Person, die aufgrund einer behördlichen Konzession eine Verrechnungsstelle für die Organisation und die Abrechnung der Ausgleichsenergieversorgung innerhalb einer Regelzone betreibt.
- **Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV):** Eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche eine Bilanzgruppe vertritt.
- **Bilanzgruppenmitglieder:** Lieferanten oder Kunden, welche innerhalb einer Bilanzgruppe zum Zwecke des Ausgleiches zwischen Aufbringung und Abgabe von elektrischer Energie zusammengefasst sind.
- **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):** Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen; Übertragungsnetzbetreiber waren bis 2011 die Verbund-Austrian Power Grid AG (APG), die TIWAG-Netz AG und die VKW-Übertragungsnetz AG, heute betreibt die APG das österreichische Übertragungsnetz,
- **Verteilnetzbetreiber (VNB):** Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen.

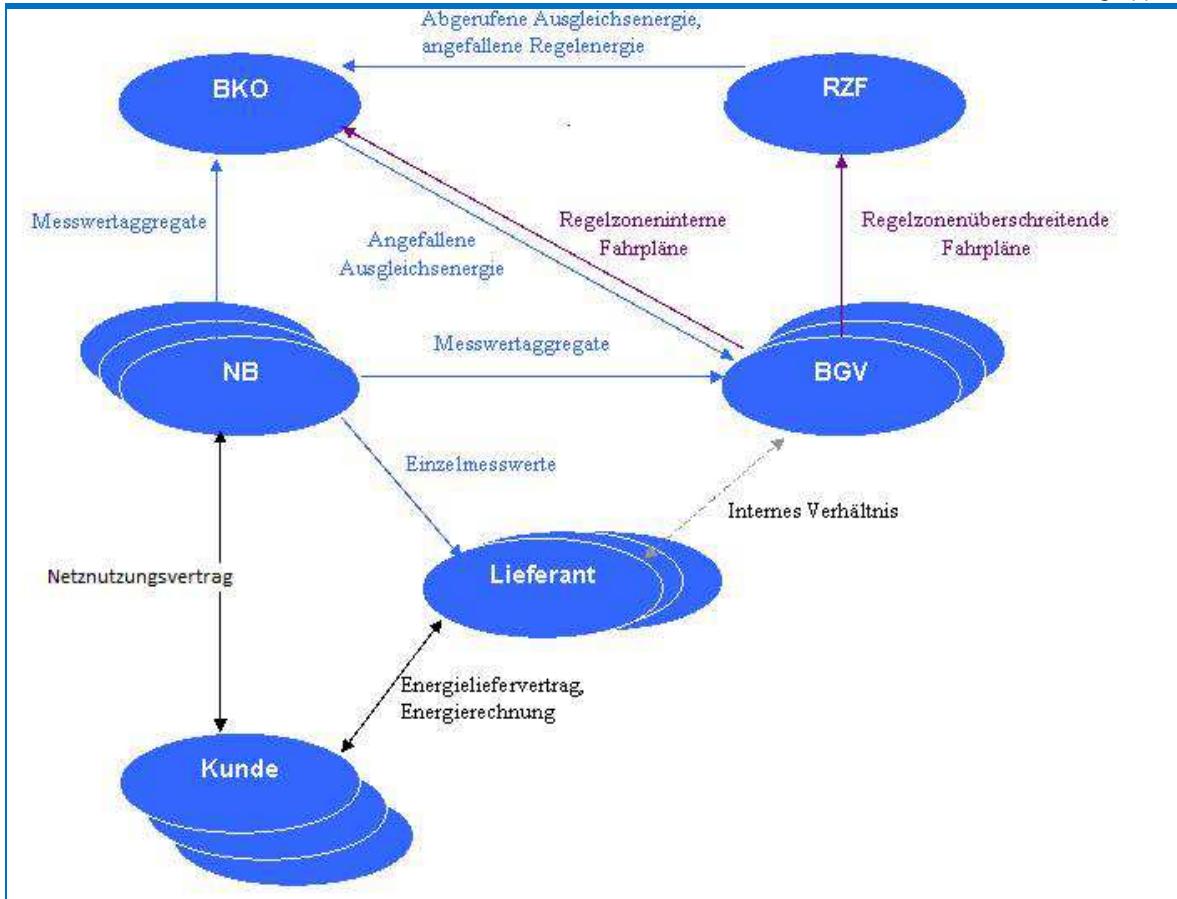


Abbildung 8-2: Überblick über Verträge und Datenflüsse zwischen Marktteilnehmern

8.3 Bilanzgruppen

Im früheren Monopolsystem konnten Kunden nur von dem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen versorgt werden, mit dem sie physikalisch durch das Netz verbunden waren. Im liberalisierten Markt können Kunden nun auch von anderen Elektrizitätsunternehmen Strom beziehen.

Um die freie Wahl des Lieferanten und eine bilanzielle Abgrenzung zwischen den einzelnen Stromhandels- und -liefergeschäften zu ermöglichen, wurde in Österreich das sogenannte Bilanzgruppenmodell eingeführt.

Die Bilanzgruppen dienen einerseits der Abbildung der kommerziellen, vom physikalischen Stromfluss über das Netz entkoppelten Stromhandelsaktivitäten zwischen den Marktteilnehmern und andererseits der verursachungsgerechten Zuordnung von Ausgleichsenergie zu den Marktteilnehmern. Jeder Marktteilnehmer, egal ob Erzeuger oder Verbraucher, Lieferant oder Händler, hat sich daher einer sogenannten kommerziellen Bilanzgruppe anzuschließen.

In einer kommerziellen Bilanzgruppe werden gemäß Begriffsdefinition im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung von elektrischer Energie (Bezugsfahrpläne, Einspeisung) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisung) von elektrischer Energie erfolgt. Weiters ist jeder Verteilnetzbetreiber zur Errichtung einer besonderen Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste (Netzverlustbilanzgruppe) verpflichtet.

Jede Bilanzgruppe wird von einem Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten, der nicht nur die notwendige Kommunikation (Datenaustausch) mit anderen Marktteilnehmern durchführt, sondern auch das finanzielle Risiko für die Bilanzgruppe übernimmt, insbesondere im Zusammenhang mit der Ausgleichsenergiebewirtschaftung. Bilanzgruppenverantwortliche müssen ein von der E-Control durchgeführtes Zulassungsverfahren durchlaufen.

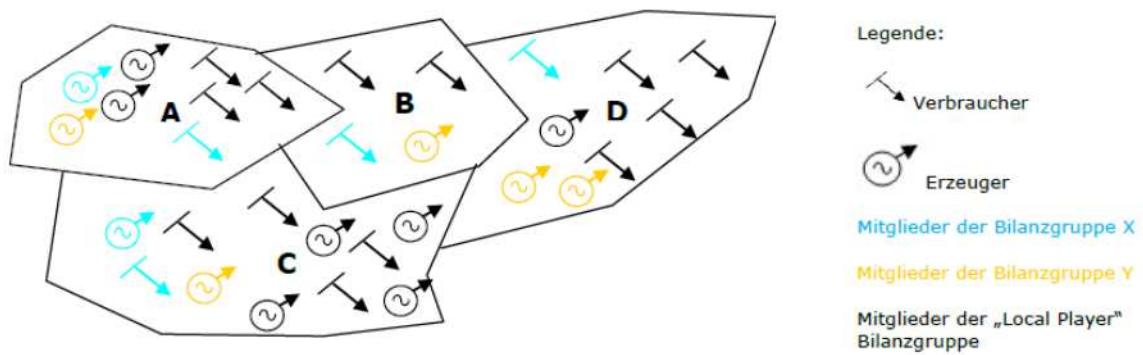


Abbildung 8-3: Schematische Darstellung von vier Netzgebieten (A, B, C und D), den vier „Local Player“ Bilanzgruppen (= Bilanzgruppen der ehemalig vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen) und zwei neuen Bilanzgruppen (X, Y), deren Mitglieder in verschiedenen Netzgebieten angeschlossen sind.

Das Bilanzgruppensystem liegt somit allen wesentlichen Prozessen des Strommarktes, insbesondere dem Lieferantenwechsel, dem Fahrplanmanagement, der Ausgleichsenergiebewirtschaftung und dem Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern, zu Grunde.

8.4 Vertragsbeziehungen

Um das Funktionieren des Marktes zu gewährleisten, haben Marktteilnehmer untereinander Verträge abzuschließen. Die Inhalte der Verträge basieren auf den Bestimmungen der von der Regulierungsbehörde zu genehmigenden Allgemeinen Bedingungen (AGB) der jeweiligen Marktteilnehmer. Abbildung 8-4 gibt einen Überblick über die gesetzlich vorgesehenen Vertragspartner und Verträge:

	RZF	BKO	BGV	Lieferant	Stromhändler	ÜNB/VNB	Endverbraucher	Erzeuger
RZF								
BKO	Datenübermittlungsverträge							
BGV	Datenübermittlungsverträge	BGV-Vertrag						
Lieferant	-	Datenlieferungsvertrag	Datenübermittlungsverträge	-				
Stromhändler	-	-	Datenübermittlungsverträge	Strombelieferungsvertrag	Stromhandelsvertrag			
ÜNB/VNB	-	Datenübermittlungsverträge	Datenübermittlungsverträge	-	-	Netzzugangsvertrag		
Endverbraucher	-	-	-	Energieliefervertrag	-	Netzzugangsvertrag		
Erzeuger	Datenübermittlungsverträge	-	Datenübermittlungsverträge	Strombelieferungsvertrag	Strombelieferungsvertrag	Netzzugangsvertrag	-	

Abbildung 8-4: Gesetzlich vorgesehene Vertragsbeziehungen

8.5 Marktprozesse

8.5.1 Übersicht

Die folgende Tabelle beschreibt die wesentlichen Aktivitäten des Strommarktes in ihrer ungefähren zeitlichen Abfolge und nennt die davon betroffenen Marktteilnehmer. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Marktprozesse im Detail beschrieben.

Marktprozess	Wer?	Wann?
Prognoseerstellung: Erzeuger, Lieferanten und Stromhändler prognostizieren ihre zukünftige Erzeugung bzw. Absatz von Strom bzw. Handelsgeschäfte.	Stromhändler, Erzeuger, Lieferanten	Kann bis zu mehreren Jahren vor tatsächlicher Erzeugung/Abnahme erfolgen
Stromhandel: Bilateraler Handel von Stromprodukten zwischen den Marktteilnehmern oder über Strombörsen. Gegebenenfalls müssen für grenzüberschreitende Lieferungen Leitungskapazitäten reserviert werden	Stromhändler, Erzeuger, Lieferanten, RZF	Kann bis zu mehreren Jahren vor tatsächlicher Erzeugung/Abnahme erfolgen
Regelenergieangebote: Zugelassene Anbieter von Regelenergie können ihre Gebote für Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung & -energie) abgeben.	Präqualifizierte Erzeuger, RZF	In der Regel wöchentlich. Siehe auch Auktionskalender des Regelzonensführers
Fahrplanversand: Die Bilanzgruppenverantwortlichen übermitteln dem Bilanzgruppenkoordinator und Regelzonensführer die internen bzw. externen (verbindlichen und für die Berechnung der Ausgleichsenergie verwendeten) Fahrpläne.	BGV, BKO, RZF	bis 14.30 Uhr des Vortages
Intraday-Handel: Die Bilanzgruppenverantwortlichen können dem BKO und dem RZF Intraday-Änderungen bekanntgeben.	BGV, BKO, RZF	ab 18.00 Uhr des Vortages
Leistungs-Frequenz-Regelung: Der Regelzonensführer gewährleistet die sichere Stromversorgung durch Leistungs-Frequenz-Regelung.	RZF, Erzeuger	Echtzeit
Messung: Der Netzbetreiber misst tatsächliche oder schätzt Verbrauch- bzw. Erzeugungswerte.	NB	Nach dem tatsächlichen Verbrauch bzw. der Erzeugung von Strom, z.B. täglich, monatlich, jährlich ca. bis zum 10. Arbeitstag des Folgemonats
Messdatenübermittlung: Der Netzbetreiber übermittelt die Messdaten an den BKO, BGV, andere NB, RZF und Lieferanten.	NB, BKO, BGV, Lieferant, RZF	ca. bis zum 10. Arbeitstag des Folgemonats
Erstes Clearing: Der BKO berechnet die Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen und verrechnet diese an die BGVs. Die BGVs verrechnen innerhalb der Bilanzgruppen die Ausgleichsenergiekosten an die Bilanzgruppenmitglieder weiter.	BGV, BKO	Im Folgemonat. Siehe Clearingkalender des Bilanzgruppenkoordinators
Zweites Clearing: Berechnung der Ausgleichsenergie erfolgt wie beim ersten Clearing.	BGV, BKO	14 Monate nach dem ersten Clearing

8.5.2 Zulassung als Lieferant oder Stromhändler

Um als Lieferant oder Stromhändler in Österreich tätig werden zu können, ist die Mitgliedschaft in einer Bilanzgruppe Voraussetzung. Jede Bilanzgruppe wird durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen gebildet, der diese gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator und dem Regelzonenführer vertritt. Die Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher erfolgt über die Regulierungsbehörde.

Grundsätzlich haben Lieferanten und Stromhändler die Möglichkeit, sich entweder einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Die Zugehörigkeit eines Lieferanten oder Stromhändlers zu einer Bilanzgruppe wird bei dem Bilanzgruppenkoordinator zentral verwaltet.

Zu den wichtigsten Aufgaben eines Bilanzgruppenverantwortlichen gehört die Übermittlung von Fahrplänen an den Bilanzgruppenkoordinator und an den Regelzonenführer und die Abrechnung der Ausgleichsenergie mit dem Bilanzgruppenkoordinator.

Im Folgenden werden die zwei Varianten der Zulassung als Lieferant bzw. Stromhändler näher beschrieben:

Beitritt zu bestehender Bilanzgruppe

Wenn man sich als Lieferant/Stromhändler einer bestehenden Bilanzgruppe anschließt, die von einem zugelassenen Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten wird, ist nur eine Bekanntgabe der Tätigkeit beim Bilanzgruppenkoordinator und den Landesregierungen derjenigen Bundesländer notwendig, in denen die Tätigkeit ausgeübt wird.

Gründung einer neuen Bilanzgruppe

Die Gründung einer neuen Bilanzgruppe erfordert die Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher. Die Prüfung zur Zulassung als BGV erfolgt in einem zweistufigen Verfahren:

In einem ersten Schritt werden die technischen und finanziellen Anforderungen durch den BKO überprüft. Vom BGV müssen unter anderem auch finanzielle Sicherheiten beim BKO hinterlegt werden. Diese ergeben sich aus den von der E-Control genehmigten Allgemeinen Bedingungen (AGB) des BKO und sind je nach Umsatz des Unternehmens unterschiedlich gestaffelt. Bei neu registrierten Unternehmen wird der zu erwartende Umsatz für die Zukunft als Richtwert für das erste Jahr herangezogen.

Anschließend werden die gesetzlichen Anforderungen durch die Regulierungsbehörde überprüft und bei Erfüllung der Bedingungen ein Konzessionsbescheid durch die Regulierungsbehörde ausgestellt.

Im Zuge der Zulassung als BGV sind insbesondere folgende Unterlagen der Regulierungsbehörde vorzuweisen:

1. Vereinbarungen, die zur Erfüllung der im anzuwendenden Landesgesetz, im EIWOG und im Verrechnungsstellengesetz (VSG) festgelegten Aufgaben und Verpflichtungen, insbesondere in administrativer und kommerzieller Hinsicht, erforderlich sind:
 - a. mit dem Bilanzgruppenkoordinator und
 - b. mit dem Regelzonenführer
2. Firmenbuchauszug des Antragstellers und Nachweis über den Sitz des Unternehmens, wenn dieser nicht mit der im Firmenbuch aufscheinenden Geschäftsschrift ident ist. Ist der Antragsteller eine natürliche Person, Nachweis über den Unternehmenssitz und Hauptwohnsitz

3. Nachweise über die fachliche Eignung des Vorstandes (z.B. Personalführung, ausreichende theoretische und praktische Kenntnisse in der Abrechnung von Ausgleichsenergie) und aller nach außen vertretungsbefugten Organe
4. Nachweise über die fachliche Eignung zumindest eines Mitgliedes des nach außen vertretungsbefugten Organs, eines persönlich haftenden Gesellschafters oder eines leitenden Mitarbeiters
5. Nachweis, dass der Bilanzgruppenverantwortliche für die Ausübung seiner Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher über das entsprechende Haftungskapital verfügt

Lieferanten und Stromhändler müssen sich auch in denjenigen Bundesländern, in denen sie aktiv werden wollen, bei den Landesregierungen registrieren.

8.5.3 Datenaustauschprozesse

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten Datenaustauschprozesse im österreichischen Marktmodell, die betroffenen Marktteilnehmer, das eingesetzte Datenformat und die Art der Datenübertragung.

Die Beschreibung der Prozesse im Detail erfolgt in den folgenden Kapiteln.

Prozess	Marktteilnehmer	Datenformat	Übertragung
Fahrplanmanagement	BGV, RZF, BKO, Erzeuger	ESS (xml)	Als Anhang zu Email
Lieferantenwechsel, An- bzw. Abmeldung	Lieferant, Netzbetreiber, Erzeuger	(xml)	Über eine elektronische Kommunikationsplattform (Wechselplattform)
Messdatenaustausch	Netzbetreiber, Lieferant, BGV, Stromhändler, RZF, BKO, Erzeuger	MSCONS	Als Anhang zu Email
Austausch von Netzarrechnungsdaten	Lieferant, Netzbetreiber	ebUtilities (xml)	Als Anhang zu Email

8.5.4 Messen und Zählen

Die Erfassung und Weitergabe von Messdaten ist die Grundlage für die Abrechnung der Kunden, Erstellung von Prognosen, Lieferantenwechsel usw.

Für den Ein- und Ausbau, die Wartung der Zähleinrichtung sowie deren Auslesung und Weitergabe der Messdaten an die relevanten Marktteilnehmer ist in Österreich grundsätzlich der Netzbetreiber zuständig. Auf Basis der Spezifikationen des Netzbetreibers ist jedoch auch eine Beistellung von Messgeräten durch den Kunden zulässig.

8.5.4.1 Zählpunktbezeichnung

Ein Zählpunkt ist definiert als die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge mess-technisch erfasst und registriert wird.

Zentrales Merkmal jeder Zähleinrichtung im Marktmodell ist die sogenannte Zählpunktbezeichnung.

Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass die Zählpunktbezeichnung (z.B. auf Basis der Anlagennummer oder der geografischen Koordinaten, etc.) in seinem Netzgebiet eindeutig ist und z.B. bei Auflösen der Zählstelle diese Kennnummer nicht bei einer anderen Zählstelle wieder vergeben wird. Dies gilt auch für den Fall späterer gesellschaftsrechtlicher Änderungen beim Netzbetreiber, bei Änderungen der Postleitzahl oder bei Zählertausch.

Die Zählpunktbezeichnung besteht aus 33 Stellen und beginnt mit der Länderkennung AT, danach folgen:

- 6-stellige Nummer des Netzbetreibers (die Vergabe der Netzbetreibernummer erfolgt durch die jeweilige Verrechnungsstelle)
- 5-stellige Postleitzahl des Gebietes (vorangestellte 0), in dem sich die Zählstelle befindet
- 20-stellige eindeutige Kennung des Zählpunktes.

A	T	0	0	8	1	0	0	0	8	0	1	0	0	0	6	G	5	6	M	1	1	S	N	5	1	G	2	1	M	2	4	S
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Abbildung 8-5: Standardzählpunktbezeichnung

8.5.4.2 Messgerätetypen

Mengenzähler:

Diese Art von Zähler wird in der Regel bei kleinen Verbrauchern (insbesondere Haushalte und Gewerbetriebe) oder Erzeugern mit weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch/-erzeugung oder weniger als 50 kW Anschlussleistung eingesetzt. Der jeweils eingesetzte Mengenzähltyp wird durch die benötigten Messaufgaben, die in Netznutzungsverträgen zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden festgelegt sind, bestimmt.

Prinzipiell unterscheidet man folgende Mengenzählerarten:

- Wechselstromzähler
- Drehstromzähler
- Doppeltarifzähler

Lastprofilzähler:

Der Netzbetreiber hat für jeden Zählpunkt eines Netzbenutzers, bei dem sowohl der Jahresverbrauch bzw. die jährliche Einspeisung von 100.000 kWh als auch eine Anschlussleistung von 50 kW überschritten werden, einen Lastprofilzähler (d. h. $\frac{1}{4}$ -Stunden-Lastprofilzähler) einzubauen.

Liegt der Jahresverbrauch 3 Jahre in Serie unter den Grenzwerten, kann die Lastprofilzählermessung auf Wunsch des Netzbenutzers wieder durch Zuweisung eines standardisierten Lastprofils ersetzt werden. Lastprofilzähler werden in der Regel monatlich durch eine Kommunikationseinrichtung fernausgelesen.

Viertelstunden-Maximumzähler:

Der Viertelstunden-Maximumzähler erfasst die verbrauchte Menge und den höchsten, in einer bestimmten Periode gemessenen $\frac{1}{4}$ Stunden-Leistungswert.

Die Grenzen für die Installation von Viertelstunden-Maximumzählern sind je nach Netzbetreiber unterschiedlich und in den ABs der jeweiligen Netzbetreiber definiert. Sie werden in der Regel bei den größeren Kunden eingebaut, die noch keinen Lastprofilzähler benötigen. Den Kunden mit Viertelstunden-Maximumzählern wird auch ein Standardlastprofil zugeordnet.

Standardisierte Lastprofile:

Gemäß gesetzlicher Grundlage sind für Endverbraucher, die weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder weniger als 50 kW Anschlussleistung aufweisen, standardisierte Lastprofile zu erstellen.

In Österreich werden grundsätzlich die vom deutschen Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) in Deutschland definierten Standardlastprofile angewendet. Für eine Reihe von Anwendungsfällen, die nicht in den VDEW-Regelkatalog aufgenommen wurden, hat die E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und Lieferanten österreichspezifische Standardlastprofile geschaffen:

- Lastprofil für die Einspeisung aus Wasserkraft-, Windkraft- und Biogasanlagen
- Lastprofil für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen
- Standardisierte Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen
- Standardisierte Lastprofile für Anlagen in Verbindung mit schaltbaren Lasten an einem gemeinsamen Zählpunkt
- Standardisiertes Lastprofil für Mobilfunksendestationen
- Öffentliche Beleuchtungsanlagen

Die Zuweisung der Lastprofile zu den Netzbuzzern erfolgt durch den Netzbetreiber.

Die in Österreich gültigen Standardlastprofile werden vom Bilanzgruppenkoordinator verwaltet und auf seiner Internetseite veröffentlicht und aktualisiert.

8.5.5 Fahrplanmanagement

Fahrpläne dienen einerseits dem Regelzonensführer als Information über den geplanten Einsatz von Kraftwerken und regelzonenumberschreitenden Energiedienstleistungen, andererseits dem Bilanzgruppenkoordinator als Grundlage für die Berechnung der Ausgleichsenergie je Bilanzgruppe.

Im Wesentlichen gibt es zwei Arten von Fahrplänen in Österreich:

- Externe Fahrpläne für regelzonenumberschreitenden Stromhandel (von BGV an RZF, nach Prüfung durch RZF an BKO)
- Interne Fahrpläne für regelzonennetzen Stromhandel zwischen Bilanzgruppen (von BGV an BKO)

Weiters gibt es noch folgende Fahrplantypen:

- Erzeugungs- und Pumpspeicherfahrpläne
- Kraftwerkssrevisionsfahrpläne
- Fahrpläne für Ökostromzuweisungen
- Netzverlustfahrpläne

Werden zwischen Marktteilnehmern über Regelzonengrenzen hinweg Stromgeschäfte abgeschlossen, ist der Regelzonensführer darüber mittels externer Fahrpläne am Vortag bis 14.30 Uhr zu informieren. Dieser hat zu prüfen, ob die Leitungskapazitäten ausreichen, und kann gegebenenfalls Fahrpläne ablehnen oder Änderungen vorschlagen. Akzeptierte Fahrpläne werden anschließend an den BKO zur Berechnung der Ausgleichsenergie weitergeleitet. Kurzfristige Fahrplanänderungen nach der Anmeldung am Vortag sind mit 45 Minuten Vorlaufzeit möglich. Siehe auch Kapitel „Grenzumberschreitender Stromhandel“.

Regelzonennetzen Fahrpläne für Stromgeschäfte zwischen den Bilanzgruppen werden ebenfalls grundsätzlich am Vortag bis 14.30 Uhr an den BKO als Basis zur Berechnung der Ausgleichsenergie geschickt. Kurzfristige Fahrplanänderungen nach der Anmeldung am Vortag sind mit 15 Minuten Vorlaufzeit möglich. Jede Bilanzgruppe versendet grundsätzlich nur den Saldo der Geschäfte mit einer anderen Bilanzgruppe an den BKO.

Grundsätzlich hat jede Bilanzgruppe alle für einen Tag und Empfänger (RZF oder BKO) relevanten internen und externen Fahrplanzeitreihen als Saldo fahrpläne innerhalb je einer Nachricht zu übermitteln. D.h. jede Bilanzgruppe sendet pro Tag z.B. je einen externen Fahrplan mit allen ex-

ternen Fahrplanzeitreihen an den RZF und einen internen Fahrplan mit allen internen Fahrplanzeitreihen an den BKO.

Der Regelzonenführer und Netzbetreiber benötigen zum sicheren Betrieb der Regelzone von den größeren Kraftwerken sowohl die täglichen Kraftwerksfahrpläne (getrennt nach Erzeugungs- und Pumpfahrplänen als Einzelfahrplan und Summenfahrplan je BG) als auch Kraftwerkssrevisionsfahrpläne. Kraftwerkssrevisionsfahrpläne sind als Jahrespläne im Wochenraster zu übermitteln.

Basierend auf dem österreichischen Ökostromförderregime wird Lieferanten, die Endkunden in Österreich beliefern, anteilig geförderter Ökostrom zum day-ahead Spotmarkts-Stundenpreis zugewiesen. Die abzunehmende Ökostrommenge wird den BGVs für den nächsten Tag von der zentralen Ökostromabwicklungsstelle per Fahrplan mitgeteilt. Für den übernächsten Tag wird zu Prognosezwecken ebenfalls ein erster unverbindlicher Fahrplan übermittelt.

Netzbetreiber haben sogenannte Netzverlustfahrpläne an den Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln. Siehe auch Abschnitt 8.5.8 Netzverluste.

Als Datenformat wird in Österreich das von der European Transmission System Operators (ETSO) definierte und empfohlene, auf xml basierende Fahrplanformat ESS (ETSO Scheduling System) eingesetzt. Dieses Fahrplanformat erlaubt eine einheitliche Versionierung, automatisierte Prüfung und Bestätigung der versendeten Fahrpläne.

8.5.6 Clearing

Da sowohl der tatsächliche Stromverbrauch von Endkunden als auch die Erzeugung nicht 100%ig prognostiziert werden können und es damit immer zu einer Abweichung zwischen Planwerten (Fahrplänen) und tatsächlicher Erzeugung bzw. Verbrauch (Messdaten) kommt, benötigen Bilanzgruppen zum Ausgleich ihrer „Strombilanz“ in der Regel Ausgleichsenergie. Diese wird den Bilanzgruppen von den Bilanzgruppenkoordinatoren nach Vorliegen der tatsächlichen Verbrauchsdaten bzw. Erzeugungsdaten in Rechnung gestellt. Zur Abgrenzung der Begriffe „Regelenergie“ und „Ausgleichsenergie“ siehe auch Abschnitt 8.5.7 Regelenergie und Ausgleichsenergibewirtschaftung.

Das Clearing, also die Abrechnung mit den Bilanzgruppen, wird in das technische und das finanzielle Clearing unterteilt. Im technischen Clearing wird monatlich anhand der internen und externen Fahrpläne der BGVs einerseits und den von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Messwerten andererseits die Ausgleichsenergiemenge für den Vormonat ermittelt. Die viertelstündliche Ausgleichsenergiemenge je BG ergibt sich aus der Saldierung der Summe der Fahrpläne einerseits und der Summe der Messwerte (Istwerte) pro Monat andererseits.

Im finanziellen Clearing werden den BGVs auf Basis der errechneten Ausgleichsenergiemengen und der sich am Ausgleichsenergiemarkt ergebenden Preise die Kosten für Ausgleichsenergie verrechnet bzw. gutgeschrieben.

Jeden Monat wird zwei Mal „gecleart“: einerseits wird am 10. Arbeitstag des Monats das erste Clearing für den Vormonat durchgeführt, andererseits findet das zweite Clearing für den jeweils 15 Monate zurückliegenden Monat statt.

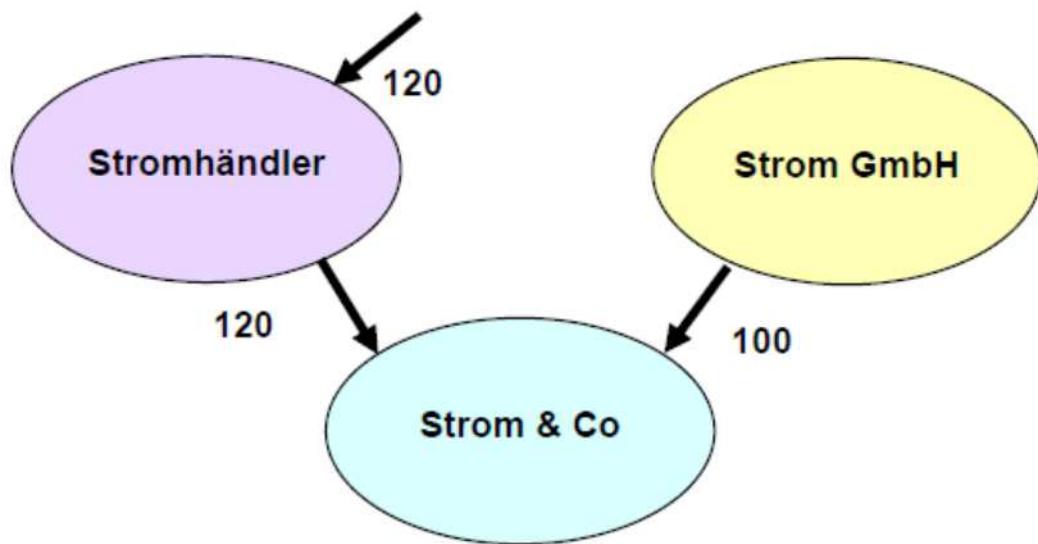
Das zweite Clearing ist erforderlich, da der Verbrauch von Kleinkunden (mit Standardlastprofilen) in der Regel nur einmal jährlich gemessen wird und daher auch nur einmal jährlich Informationen über tatsächliche Verbrauchsmengen der (Klein)-Kunden zur Verfügung stehen. Zudem erfolgen im zweiten Clearing auch Mengenkorrekturen, die sich z.B. aus Fehlablesungen, rückwirkende Kundenwechsel, etc. ergeben. Nach Abschluss und Qualitätssicherung des zweiten Clearings ist der Clearingprozess für diesen Monat abgeschlossen.

In Österreich wird das Clearing von den Bilanzgruppenkoordinatoren (= Verrechnungsstellen) durchgeführt, d.h. sie nehmen als unabhängige Marktteilnehmer die Berechnung der Ausgleichsenergiemengen und deren Verrechnung an die Bilanzgruppen vor. Die Weiterverrechnung bzw. Aufteilung der Ausgleichsenergiemengen auf die Lieferanten bzw. Kunden innerhalb der Bilanzgruppe erfolgt individuell zwischen den Mitgliedern der Bilanzgruppe und ist nicht Gegenstand der Marktregeln.

Beispiel: Ausgleichsenergieermittlung

Anhand von drei fiktiven Bilanzgruppen soll das Prinzip der Ausgleichsenergieermittlung schematisch dargestellt werden. „Strom & Co“ und „Strom GmbH“ haben jeweils Endverbraucher und Erzeuger aus den zwei Netzgebieten x und y in ihrer Bilanzgruppe. „Stromhändler“ stellt eine reine Händlerbilanzgruppe dar, die keine Endkunden in ihrer Bilanzgruppe hat, sondern nur Stromhandel betreibt.

Fahrpläne



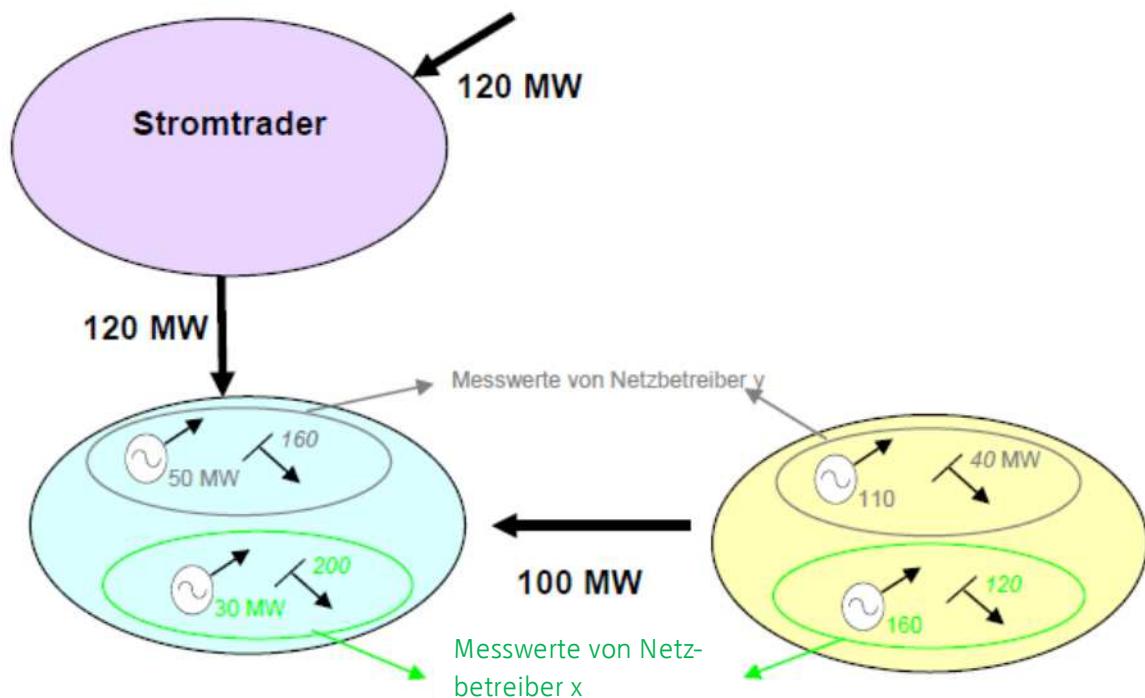
- Die Bilanzgruppe Strom & Co besitzt zu wenig Eigenerzeugung, um ihre Kunden zu beliefern, und bezieht daher 100 MW von der Bilanzgruppe Strom GmbH und 120 MW von Stromhändler.
- Die Bilanzgruppenverantwortlichen aller beteiligten Bilanzgruppen übermitteln diese Werte per Fahrplan an die Verrechnungsstelle.
- In den Bilanzgruppenkonten bei der Verrechnungsstelle werden die Werte für die beziehenden Bilanzgruppen auf Haben und die liefernden Bilanzgruppen auf Soll verbucht.

Stromhändler		Strom & Co		Strom GmbH	
Soll	Haben	Soll	Haben	Soll	Haben
120	120		100		100
			120		

Die Bilanz der Händlerbilanzgruppe Stromhändler weist in der Regel keine Ausgleichsenergie auf, da sie nicht auf Verbrauchs- bzw. Erzeugungsprognosen angewiesen ist. Die Strommenge

von 120 MW, die per Fahrplan an Strom & Co geliefert wird, kann von Stromhändler wiederum zeitgleich per Fahrplan von einer anderen Bilanzgruppe – auch aus einer anderen Regelzone – bezogen werden. Fahrpläne für regelzonenübergreifenden Handel werden von der Bilanzgruppe an den Regelzonenspezialist übermittelt. Der Regelzonenspezialist sendet nach der Prüfung den Fahrplan anschließend an die Verrechnungsstelle, die den Wert in das Bilanzgruppenkonto überträgt.

Fahrpläne und Messwerte



Am Ende des Monats ermittelt die Verrechnungsstelle die angefallene Ausgleichsenergie für alle Bilanzgruppen.

- Die Netzbetreiber x und y übermitteln die Messwerte aller Kunden, die einer dieser beiden Bilanzgruppen angehören und physikalisch an ihr Netz angeschlossen sind, in aggregierter Form an die Verrechnungsstelle.
- Die Messwerte werden von der Verrechnungsstelle auf den einzelnen Bilanzgruppenkonten verbucht und zur Ermittlung der Ausgleichsenergie mit den Fahrplänen verglichen. Die Erzeugung wird auf Haben gebucht, der Bezug wird auf Soll gebucht.

Stromhändler		Strom & Co		Strom GmbH	
Soll	Haben	Soll	Haben	Soll	Haben
120	120	160	100	100	110
120	120	200	120	40	160
Keine Ausgleichsenergie					
60 MW Ausgleichsenergie aus dem Netz bezogen					
360					
300					
10 MW Ausgleichsenergie in das Netz geliefert					

Bei beiden Bilanzgruppen, die Endkunden beliefern, ist Ausgleichsenergie angefallen, da die Prognose mit dem tatsächlichen Verbrauch nicht übereinstimmt. Strom & Co hat mehr Energie verbraucht als sie erzeugt bzw. per Fahrplan bezogen hat, während der Verbrauch in der Bilanzgruppe Strom GmbH geringer war als prognostiziert und sie daher zuviel Energie ins Netz eingespeist hat.

Dieser Systematik folgend erfolgt die Berechnung der Ausgleichsenergie für jede Viertelstunde und für alle Bilanzgruppen.

Der Preis für die Ausgleichsenergie wird von der Verrechnungsstelle auf Basis der aufgerufenen Gebote ermittelt. Das Verfahren zur Preisermittlung ist im Anhang der Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren festgelegt.

8.5.7 Regelenergie und Ausgleichsenergiebewirtschaftung

Es ist eine physikalische Notwendigkeit, dass die Strombilanz in einem Elektrizitätsnetz jeden Augenblick ausgeglichen ist: D.h. in jedem Augenblick muss die Erzeugung gleich hoch sein wie der Verbrauch. Im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz gewährleisten die Regelzonenspezialisten über die sogenannte Leistungs-Frequenz-Regelung das Funktionieren und die Stabilität des Elektrizitätsnetzes.

In Österreich übernimmt der Übertragungsnetzbetreiber die Verantwortung bzw. die Aufgaben des Regelzonenspezialisten.

Dem Regelzonenspezialisten stehen die Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung (= Minutenreserve) sowie der sogenannte „ungewollte Austausch“ zwischen Regelzonen als Regelenergiressourcen zur Verfügung. Die Regelenergiressourcen unterscheiden sich im Wesentlichen in Bezug auf Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit.

Für den Fall einer großen Lastschwankung im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz, z.B. eines Kraftwerk-Ausfalls oder anderer unvorhersehbarer Einspeise- oder Verbrauchsänderungen, springen die einzelnen Regelzonenspezialisten mit ihrer sogenannten Primärregelung ein, welche bei nahe unverzögert verfügbar ist. Die Höhe der Leistung, mit der sich die einzelnen Regelzonenspezialisten beteiligen, erfolgt nach einer freiwilligen Einigung und wird durch eine gemeinsam beschlossene Formel auf Basis der jeweiligen Erzeugungsmengen berechnet und festgelegt. Durch diese Regelung wird somit ein quasistationärer Frequenzzustand gesichert.

Handelt es sich um ein kurzes Leistungsdefizit bzw. einen kurzen Leistungsüberschuss, reicht die Primärregelung aus, um das System zu stabilisieren. Die Primärregelung wird definiert als „eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt.“

Im Fall einer sich länger auswirkenden Beeinflussung wird nach definierter Zeit (max. nach 30 Sek.) bzw. bereits parallel zur Primärregelung die Sekundärregelung aktiviert, damit die Primärregelung entlastet und wieder frei ist, um die zuvor beschriebene Funktion zu erbringen. Im Unterschied zur Primärregelung, welche grenzübergreifend für stabile Frequenz sorgt, sorgt die Sekundärregelung innerhalb der Regelzonengrenzen für den Ausgleich von Leistungsdefizit bzw. -überschuss. Die Zeitspanne bis zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts kann im Bereich von mehreren Minuten liegen.

Dauert die Leistungsabweichung länger an (>15 Min.), wird die Sekundärregelung durch die Tertiärregelung abgelöst, bzw. kann diese wiederum bereits parallel zur Sekundärregelung zum Einsatz kommen. Die Tertiärregelung wird entweder automatisch oder manuell aktiviert und soll so zum Einsatz gelangen, dass sie spätestens 15 Minuten nach Beginn der Gesamtregzonabweichung

ihren Beitrag leistet. Die Wiederherstellung des Sekundärregelbandes kann bis zu 15 Minuten dauern, während die Tertiärregelung nach dieser Zeit noch nicht beendet sein muss.

Für die Tertiärregelenergie wurde ein eigener Markt etabliert, über den die fehlende oder überschüssige Energie bezogen bzw. abgegeben werden kann. In diesem oft auch als Ausgleichsenergiemarkt bezeichneten Markt können vom Regelzonensführer präqualifizierte Erzeuger und Verbraucher day-ahead bis 16.00 Uhr Energie anbieten, die kurzfristig geliefert oder zusätzlich aufgenommen werden kann.

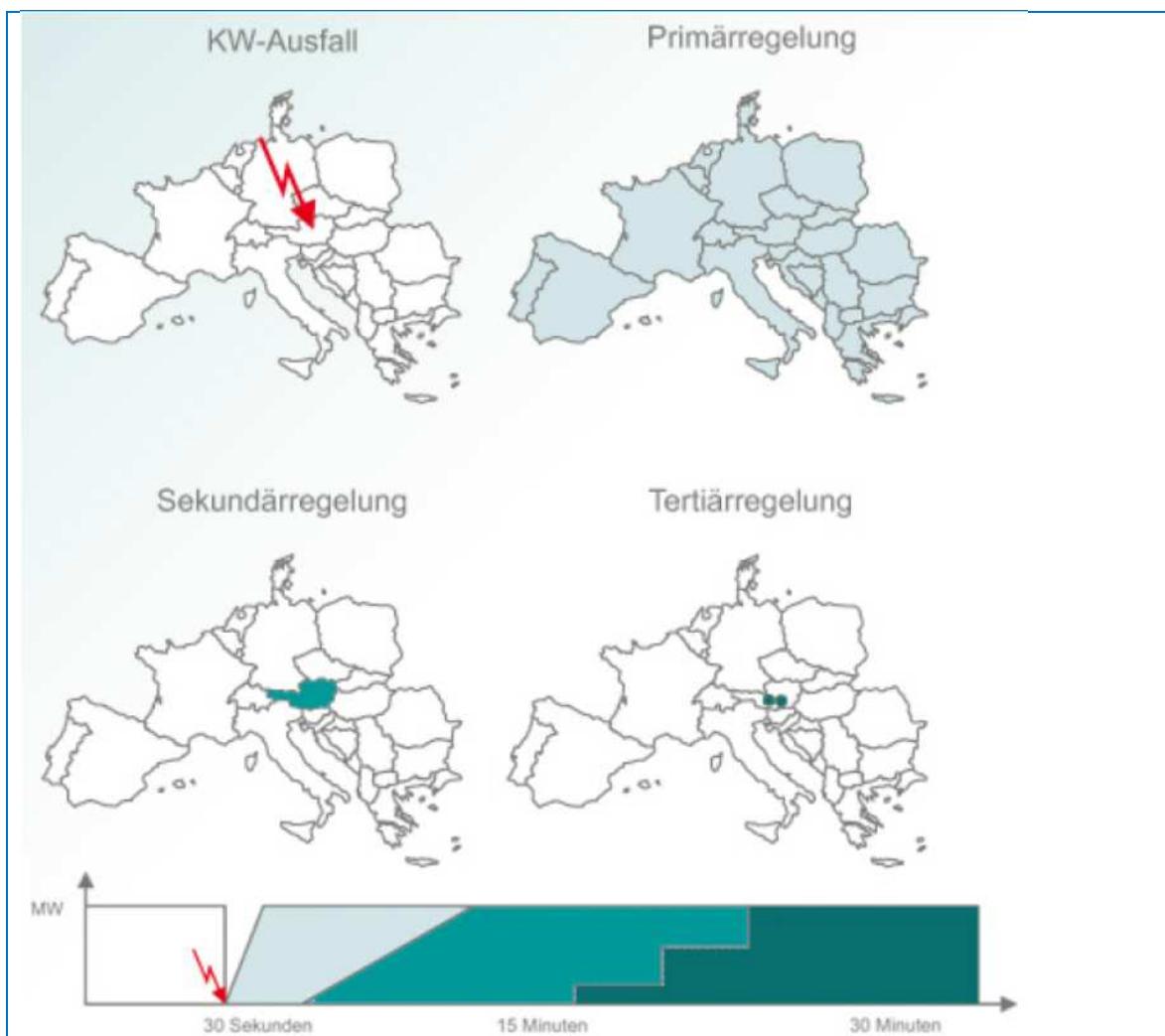


Abbildung 8-6: Graphische Darstellung der Regelmöglichkeiten

Die Aufgabe der Auktionierung der Tertiärregelenergie liegt in Österreich beim Regelzonensführer. Dieser erstellt auf Basis der Gebote eine „Merit Order List“, in der die Angebote nach vorgegebenen Kriterien gereiht werden, die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke geregelt wird und die Kraftwerke bei Bedarf mit zehn Minuten Vorlaufzeit entsprechend abgerufen werden. Der Regelzonensführer übermittelt anschließend die Information über die abgerufene Tertiärregelenergie an die Verrechnungsstelle zur Durchführung der Abrechnung der Ausgleichsenergie mit den Bilanzgruppen (erstes und zweites Clearing).

Die Wirkungsbereiche der einzelnen Regelmechanismen können sich überlappen, die Ursache für die Ablöse der einzelnen Leistungs-Frequenz-Regelungs-Stufen lässt sich wirtschaftlich erklären, da nur wenige Kraftwerke in der Lage sind, die Zeitkonstanten der Primärregelung zu erfüllen. Die Anforderungen der Sekundärregelung können durch rasch regelbare Kraftwerke, wie z.B. Speicherkraftwerke oder Gasturbinen, erfüllt werden.

Verteilung der Kosten

Die für die Primärregelung anfallenden Kosten sind von Erzeugern mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW zu tragen. Die Zuteilung der Kosten erfolgt im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen.

Im Fall der Sekundärregelung fallen sowohl Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung als auch Kosten für die Lieferung von Regelenergie an. Die Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung werden durch das Systemdienstleistungsentgelt abgedeckt, welches direkt den Erzeugern verrechnet wird. Begründet wird diese Zuordnung damit, dass die anderen Tarifkomponenten des Systemnutzungstarifs ohnedies von den Entnehmern getragen werden, weshalb eine teilweise Belastung der Erzeuger als Ausgleich gerechtfertigt ist. Die durch die Sekundärregelung anfallenden Kosten für die Lieferung von Regelenergie werden an die Bilanzgruppenverantwortlichen (und somit an den Endkunden) weitergegeben.

Die bei der Tertiärregelung aufgewandte Energiemenge wird im Zuge des Clearings den Bilanzgruppenverantwortlichen verrechnet. Nachdem im technischen Clearing die Ausgleichsenergiemengen pro Bilanzgruppe festgestellt wurden, wird den Bilanzgruppen im anschließenden finanziellen Clearing dann die Ausgleichsenergie verrechnet bzw. den Anbietern der Ausgleichsenergie diese vergütet.

Die Art und Weise der Weiterverrechnung dieser Kosten an die Lieferanten bzw. an die Kunden innerhalb der jeweiligen Bilanzgruppe bleibt den Marktteilnehmern überlassen.

Abgrenzung von Ausgleichsenergie und Regelenergie

Regelenergie und Ausgleichsenergie dienen physikalisch gesehen demselben Zweck, nämlich der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verursacht „Ausgleichsenergie“. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für welchen der Regelzonensführer zu sorgen hat. Die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen miteinander selbst ausgleichen.

Demnach gilt vereinfacht dargestellt:

- Abweichung der Prognose der Regelzone ist Regelenergie
- Abweichung der Prognose der Bilanzgruppe ist Ausgleichsenergie

8.5.8 Netzverluste

Allgemeines

Netzverluste lassen sich theoretisch in technische und kommerzielle Netzverluste unterteilen. In der Praxis ist eine genaue Trennung dieser Netzverlusttypen kaum möglich.

Technische Verluste stellen einen bestimmten Prozentsatz der Gesamtenergieabgabemenge dar und werden durch Teile des elektrischen Netzes wie Leitungen, Transformatoren, etc. in Abhängigkeit von den tatsächlichen Stromflüssen verursacht.

Kommerzielle Verluste treten durch Stromdiebstahl, Fehlverrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, Fehler bei Schätzungen von pauschalierten Anlagen, etc. auf. Die Höhe der Netzverluste kann in der Praxis nicht exakt gemessen werden.

Die Mehrheit der Netzbetreiber bestimmt daher ihre Netzverluste über eigene Berechnungsmodelle oder durch bilanzielle Abgrenzung rechnerisch. Bilanzielle Abgrenzung bedeutet, dass Netzb-

treiber über einen bestimmten Zeitraum die gemessenen Einspeisungen und Importe den gemessenen Abgaben und Exporten gegenüberstellen und die daraus resultierende Differenz als Verlustmenge darstellen. Diese so ermittelte Verlustmenge umfasst daher aber nicht nur technische Verluste sondern auch kommerzielle Verluste.

Abbildung im Marktmodell

Da Netzverluste ebenso eine Abgabe von Strom aus dem Netz darstellen, die im Marktmodell abgebildet werden muss, hat jeder Netzbetreiber für sein Netz eine besondere Bilanzgruppe zur Ermittlung der Netzverluste zu bilden oder sich einer gemeinsamen Netzverlustbilanzgruppe anzuschließen.

Die Netzverlustbilanzgruppe hat, wie jede andere Bilanzgruppe, täglich einen internen Netzverlust-Fahrplan für den nächsten Tag an die Verrechnungsstelle zu schicken. Ausgangsbasis für die Erstellung des Verlustfahrplanes ist in der Regel der bekannte Gesamtnetzverlust des jeweiligen Tages im Vorjahr, der gemäß SNT-VO auf Basis von Prozentwerten des wissenschaftlichen Gutachtens von Haubrich/Swoboda, eigener Berechnungen oder aufgrund von Messungen des Netzbetreibers festgelegt werden kann.

Laut Marktregeln fällt im ersten Clearing keine Ausgleichsenergie für Netzverlustbilanzgruppen an, da die Fahrplanwerte auch als Istwerte in das Clearing eingehen und der Saldo damit Null ist. Im zweiten Clearing hingegen kann aufgrund der zwischenzeitlich erfolgten Messungen eine Korrektur der Netzverlustmengen erfolgen und Ausgleichsenergie anfallen.

Netzbetreiber haben die Beschaffung der Netzverluste auf marktorientierte, transparente und nicht diskriminierende Weise durchzuführen. Der Einkauf von Netzverlustenergie wird von der Mehrheit der Netzbetreiber gemeinsam über eine Sonderbilanzgruppe durchgeführt. Die Sonderbilanzgruppe beschafft die jeweiligen Netzverlustmengen und weist diese mittels Fahrplänen den Netzverlustbilanzgruppen zu. Durch einen Fahrplanausgleich zwischen Sonderbilanzgruppe und individuellen Netzverlustbilanzgruppen wird sichergestellt, dass keine Ausgleichsenergie in den einzelnen Netzverlustbilanzgruppen anfällt sondern nur in der Sonderbilanzgruppe.

Netzverlustentgelt

Netzbetreibern werden ihre Aufwendungen zur Abdeckung der Netzverluste über das in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung festgelegte Netzverlustentgelt abgegolten.

8.5.9 Grenzüberschreitender Stromhandel

Bis auf die Grenze zwischen Deutschland und Österreich reichen die vorhandenen grenzüberschreitenden Netzkapazitäten nicht aus, um die Nachfrage zu befriedigen. Dadurch entstehen an diesen Grenzen Engpasssituationen. Engpässe bestehen nach Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz. Zwischen Österreich und der Slowakei gibt es keine direkte Netzverbindung. Die engpassbehafteten Grenzen werden mittels expliziter Auktionen vom Regelzonenspezialist bewirtschaftet. Abbildung 8-7 zeigt die grenzüberschreitenden Lastflüsse (exemplarisch für den 22. Jänner 2013 um 15:00-15:15) zwischen Österreich und seinen Nachbarländern.

Um eine transparente und diskriminierungsfreie Vergabe der Grenzkapazitäten zu gewährleisten, werden die Kapazitäten in jährlichen, monatlichen und täglichen expliziten Auktionen und als Intraday-Kapazitäten an Stromhändler versteigert. Alle Versteigerungen (mit Ausnahme der Intraday Versteigerungen) werden über eigens eingerichtete Auktionsplattformen abgewickelt. Für die Grenzen zur Schweiz und Italien erfolgt die Versteigerung über die Capacity Allocation Service Company (CASC), für die Grenzen zu Slowenien, Ungarn und Tschechien über das Central Allocation Office (CAO) in Freising, Deutschland. Intraday-Kapazitäten werden teilweise vom österreichischen Regelzonenspezialisten versteigert, teilweise vom Regelzonenspezialisten des benachbarten Landes.

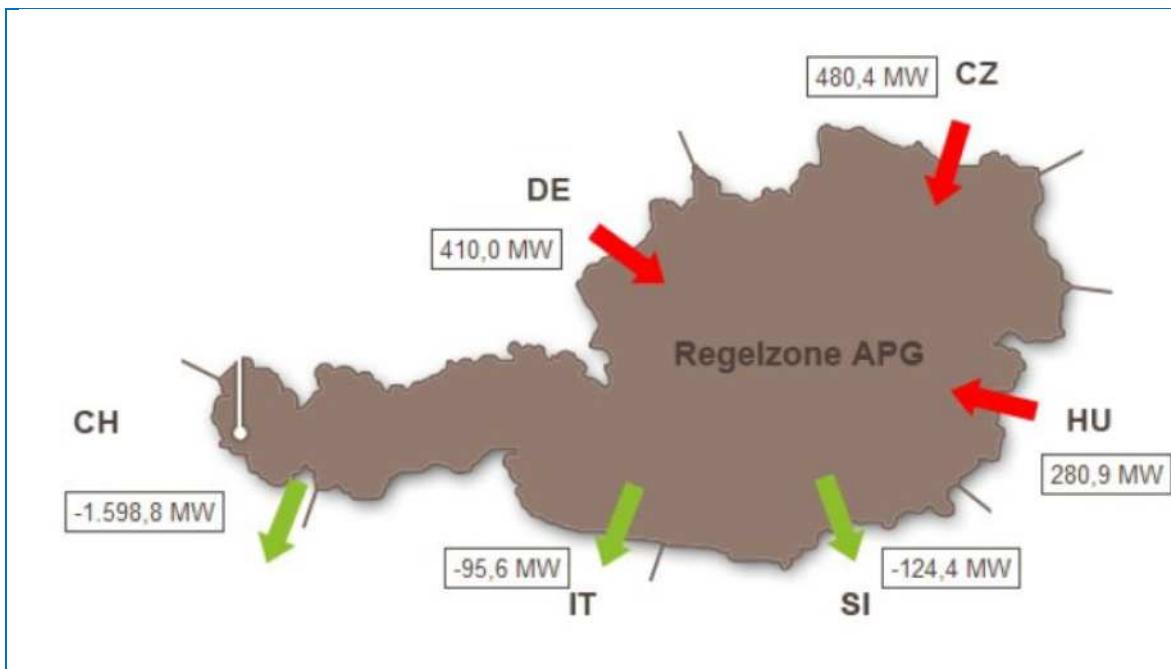


Abbildung 8-7: Grenzüberschreitende Lastflüsse am 22.1.2013, 15:00-15:15 (Quelle: APG)

Die ersteigerbaren Kapazitäten sowie die Auktionstermine, Auktionsregeln und Ergebnisse der Auktionen werden auf den Internetseiten der angegebenen Auktionsbüros sowie des österreichischen Regelzonenführers Austrian Power Grid veröffentlicht.

8.5.10 Lieferanten- und bilanzgruppenwechsel, An- und Abmeldung

Der Lieferantenwechselprozess definiert den reibungslosen Wechsel eines Netzbewenders (Verbraucher oder Erzeuger) vom alten zum neuen Lieferanten und stellt wie der Prozess der An- und Abmeldung einen der zentralen Prozesse im liberalisierten Markt dar.

Der Lieferantenwechsel bzw. die An- und Abmeldung unterliegt wie alle anderen Marktprozesse einheitlichen Bestimmungen. Die Fristen, Verantwortlichkeiten, Datenformate etc. sind in der Wechsel-Verordnung Strom der Regulierungsbehörde geregelt.

Die Wechselseverordnung Strom regelt die folgenden Teilprozesse:

- Lieferantenwechsel mit vorgelagertem Datenabgleich
- Neuanmeldung
- Abmeldung

Sämtliche Prozessschritte sind grundsätzlich automatisiert vom Netzbetreiber bzw. Lieferanten durchzuführen. Alle auszutauschenden Daten sind über die von der Verrechnungsstelle betriebene zentrale Kommunikationsplattform (die sogenannte Wechselplattform) verschlüsselt zu übermitteln. Die Kundendaten selbst sind dezentral bei den Netzbetreibern und Lieferanten gespeichert. Alle Netzbetreiber und Lieferanten haben sich für die Nutzung der Wechselplattform bei der Verrechnungsstelle zu registrieren und elektronische Schnittstellen zur Wechselplattform zu installieren und zu betreiben. Insbesondere für kleine Netzbetreiber und Lieferanten stellt die Verrechnungsstelle einen sogenannten „Self-Storage-Dienst“ zur Verfügung. Mittels des Self-Storage-Dienstes können Marktteilnehmer nach Hochladen der relevanten Wechseldaten über ein Webportal die Wechselprozesse automatisiert abwickeln.

Da in der Regel die Prozesse vom Lieferanten im Auftrag des Kunden durchgeführt werden können, ist eine Vollmacht des Kunden an die anderen betroffenen Marktteilnehmern elektronisch über die Wechselplattform zu übermitteln. Die Beauftragung zur Durchführung des Lieferantenwechsels bzw. der An- und Abmeldung kann an jedem Arbeitstag erfolgen. Der Wechseltermin selbst bzw. der Termin der Neuanmeldung bzw. Abmeldung kann auf jeden Tag fallen.

Als eindeutige Identifikation des Kunden im Wechselprozess bzw. auch bei der Neuanmeldung und Abmeldung dient die Zählpunktbezeichnung. Sofern diese nicht bekannt ist, kann sie vom Lieferanten durch Bekanntgabe von Name (Nachname bzw. Firmenname) und Adresse (Postleitzahl, Ort, Straßenbezeichnung) über den Datenabgleichprozess erhoben werden.

Der Lieferantenwechsel mit vorgelagertem Datenabgleich

Dem eigentlichen Wechselprozess sind zwei optionale Datenabgleichprozesse zur Abfrage von Kundendaten beim bestehenden Lieferanten bzw. Netzbetreiber vorgelagert. Diese Prozesse sind jeweils automatisiert (in Ausnahmefällen spätestens innerhalb von maximal 24h) durchzuführen. Der Lieferantenwechsel selbst ist innerhalb von maximal 12 Arbeitstagen vorzunehmen, wobei die Teilprozesse ebenfalls automatisiert zu erfolgen haben. In Ausnahmefällen sind zusätzlich Maximalfristen innerhalb der 12 Arbeitstage vorgesehen. Die Kündigung des alten Liefervertrages hat durch den Kunden selbst oder durch den neuen Lieferanten über die Wechselplattform zu erfolgen.

Die Neuanmeldung

Die Neuanmeldung einer Anlage (beim Netzbetreiber) kann sowohl vom Kunden selbst als auch vom neuen Lieferanten vorgenommen werden und hat vor der tatsächlichen Netznutzung zu erfolgen.

Bei dem Prozess der Neuanmeldung wird zwischen den Fällen einer in Betrieb stehenden Anlage (aktiv) und einer nicht in Betrieb stehenden Anlage (inaktiv) unterschieden.

Anmerkung: Die Neuanmeldung ist nicht mit dem Neuanschluss einer Anlage (erstmalige Herstellung eines Stromanschlusses) zu verwechseln. Der Neuanschluss ist nicht in der Wechselverordnung geregelt.

Der Netzbetreiber hat die durch den Lieferanten oder Kunden übermittelten Daten zur Neuanmeldung zu prüfen und innerhalb von 96 Stunden (aktive Anlage) bzw. 48 Stunden (inaktive Anlage) eine Bestätigung über die Neuanmeldung zu übermitteln oder den Prozess mit entsprechender Begründung abzubrechen.

Bei einer inaktiven Anlage hat im Anschluss an die erfolgreiche Durchführung der Neuanmeldung die Inbetriebnahme innerhalb einer vom Vorhandensein und Typ der Messeinrichtung abhängig bestimmten Maximalfrist zu erfolgen.

Die Abmeldung

Die Abmeldung kann dem Netzbetreiber sowohl vom Kunden selbst als auch von dessen Lieferanten bekanntgegeben werden. Der Netzbetreiber überprüft anschließend die eingereichte Abmeldung und bestätigt diese dem Lieferanten innerhalb von 120 Stunden oder bricht mit entsprechender Begründung den Prozess ab.

Der Bilanzgruppenwechsel

Der Wechsel einer Bilanzgruppe ist bilateral zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und Netzbetreibern zu vereinbaren.

8.5.11 Elektronischer Austausch von Netzabrechnungsdaten

In der Regel werden von den integrierten Energieunternehmen die Netzkosten und Energiekosten in einer gemeinsamen Rechnung an den Netzbürger abgerechnet. Damit auch für neue Lieferanten die Möglichkeit besteht, dem Kunden eine kombinierte Netzrechnung (Energierechnung & Netzabrechnung) zu übermitteln, hat der Netzbetreiber dem Lieferanten auf Wunsch die Netzrechnungsdaten zu übermitteln.

Um diese Art der Rechnungslegung durch den Lieferanten möglichst effizient zu gestalten, ist es erforderlich, dass der Netzbetreiber dem Lieferanten die Netzabrechnungsdaten in standardisierter elektronischer Form zur Verfügung stellt.

Durch die Einführung der strukturierten elektronischen Übermittlung von Abrechnungsdaten wird der Aufwand für den Prozess der Rechnungslegung bei den Lieferanten, die ihren Kunden eine kombinierte Rechnung legen, vereinfacht und eine Automatisierung unterstützt.

Als Übertragungsstandard wurde der internationale, offene Standard Extensible Markup Language (XML) gewählt. Auf Basis von XML wurde ein einheitliches Format, genannt ebUtilities, geschaffen. Der Standard erfüllt die Anforderungen an die Inhalte einer Rechnung und beinhaltet eine digitale Signatur.

8.6 Verständnisfragen

Welcher Marktteilnehmer ist für die Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Regelzone verantwortlich?

- Der Regelzonenführer
- Der Netzbetreiber
- Der Bilanzgruppenkoordinator

Vereinfachend dargestellt ist die Prognoseabweichung einer Regelzone

- Regelenergie
- Ausgleichsenergie
- Netzverlustenergie

8.7 Literatur

[25]E-control: Das österreichische Strommarktmodell (Stand April 2013);
http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_oesterreich_24022014.pdf

9 Wirtschaftlichkeit in der Energieversorgung

9.1 Aufgaben der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Energiewirtschaft errichtet und betreibt Infrastrukturen, für die folgendes gilt:

- Weiträumiger Ausbau, um alle Kunden erreichen zu können
- Lange Lebensdauer der Komponenten
- Hohe Verfügbarkeit durch ausreichende Wartung und stetige Erneuerung
- Hohe Investitionsvolumina zur Errichtung der Anlagen
- Bedeutende Kostenanteile für die Wartung und den Betrieb der Systeme
- Wunsch der Kunden nach niedrigen Kosten der Infrastruktur

Energieversorgungssysteme sollen die folgenden Eigenschaften aufweisen:

- Niedrige Erzeugungskosten bei hydraulischer und thermischer Erzeugung
- Angemessen niedrige Erzeugungskosten bei der Ökoenergie (Wind, Biomasse, Kleinwasserkraftwerke)
- Niedrige Netzkosten zur Übertragung und Verteilung der Energie
- Niedrige Steuerbelastung der Energie

Derzeit besteht der Preis der elektrischen Energie beim Verbraucher aus drei ungefähr gleich großen Kostenanteilen

- Energiepreis (Erzeugungskosten)
- Netzpreis (Übertragung und Verteilung)
- Steuern und sonstige Belastungen

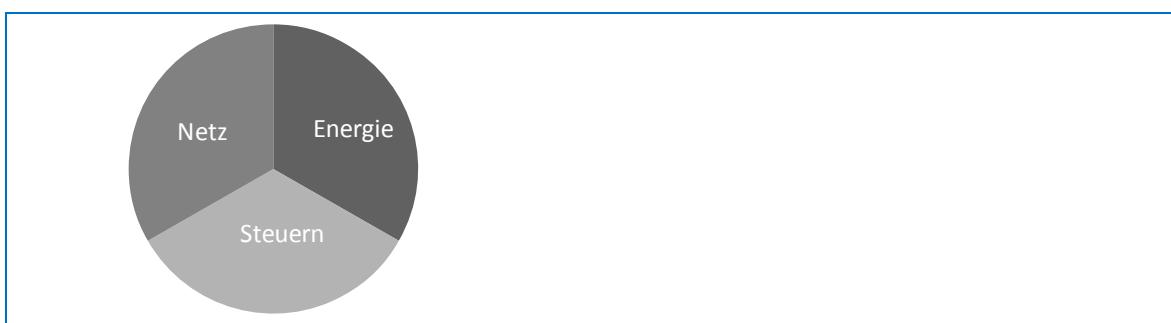


Abbildung 9-1: Komponenten des Strompreises

9.2 Methoden zur Wirtschaftlichkeitsanalyse

9.2.1 Benchmarking

Beim Benchmarking werden Energiesysteme mit ähnlichen Versorgungsaufgaben miteinander verglichen, z.B. mehrere großstädtische Versorgungsunternehmen oder mehrere ländliche Versorgungsnetze.

Dabei werden mehrere Input- und Outputfaktoren ausgewählt, z.B.:

- **Inputfaktoren:**
übertragene Jahresenergie in MWh, Personal, jährlicher finanzieller Aufwand für Bau, Unterhaltung und Betrieb der Energiesysteme.
- **Outputfaktoren:**
verkaufte kWh pro Mitarbeiter, Investitions- und Betriebskosten je kWh, jährlicher Gewinn in Prozent des eingesetzten Kapitals usw.

Mit Benchmarking-Methoden lassen sich Unternehmen als Gesamteinheit analysieren und bewerten. Derzeit werden Benchmarking-Methoden insbesondere von den Regulierungsbehörden zum Vergleich der Effizienz der Übertragungs- und Verteilungsnetze angewandt. Hieraus werden dann Schlüsse über die Effizienz gezogen und evtl. Tarife für die Netze neu festgelegt.

9.2.2 Kosten- und Gewinnanalyse

Die Kosten von fast allen Produktionsprozessen setzen sich aus festen Kosten K_F und variablen Kosten K_V zusammen:

$$K(x) = K_F + K_V(x) \quad (9-1)$$

Feste Kosten sind Aufwendungen für die Erneuerung oder Unterhaltung von Systemen sowie für fest angestelltes Personal, gewisse produktionsunabhängige Steuern und Versicherungen. Diese Kosten sind entsprechend Abbildung 9-2 unabhängig von der Menge x des produzierten Gutes zu bezahlen.

Variable Kosten treten erst bei der Produktion auf, z.B. für Brennstoffe in Kraftwerken, Betriebspersonal im Schichtdienst, Hilfsstoffe (z.B. Schmiermittel).

Die **Erlöse** $E(x)$ hängen linear mit der Menge der produzierten Güter zusammen, z.B. in Euro pro MWh.

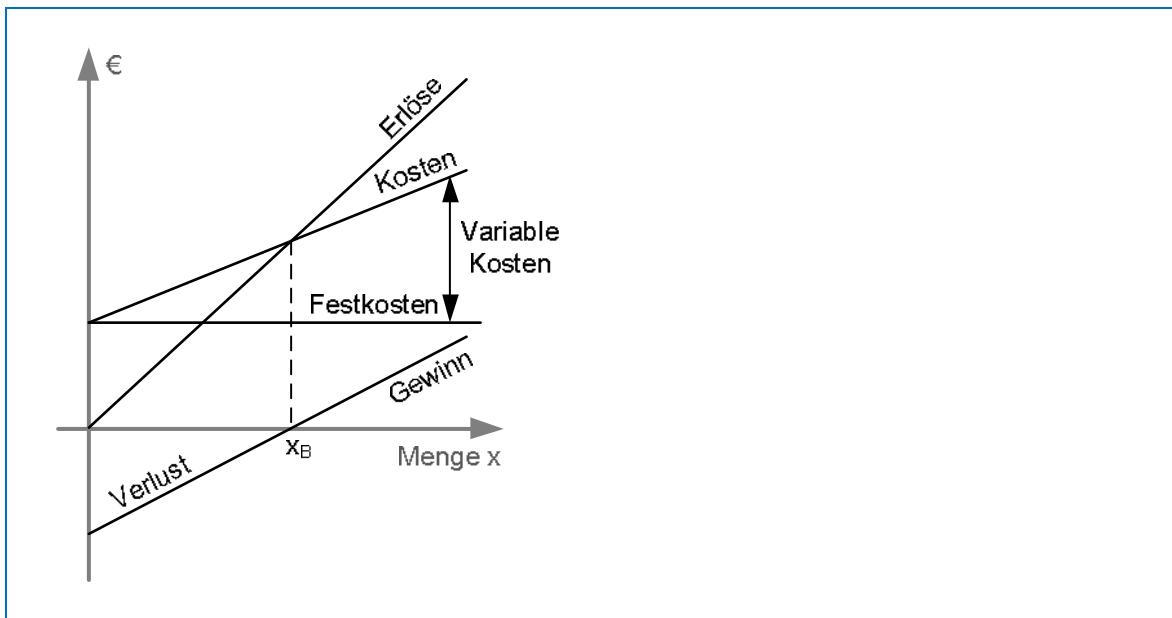


Abbildung 9-2: Zusammenhang zwischen Erlös, Kosten und Gewinn

Die **Gewinnfunktion** $G(x)$ wird ab einer bestimmten produzierten Menge positiv. Dies wird als **Kostendeckungspunkt** (break even point) X_B bezeichnet.

$$G(x) = E(x) - K(x) \quad (9-2)$$

In der Energieversorgung sind die Erlöse weitgehend durch das Verbraucherverhalten (Bedarf an elektrischer Energie) vorgegeben. Die Erlöse sind in den Netzen durch die spezifischen Netztarife $t(x)$ und die übertragene Energie $e(x)$ vorgegeben.

$$E(x) = t(x) \cdot e(x) \quad (9-3)$$

Bei Senkung der Netztarife durch den Regulator müssen die Netzbetreiber die Kosten entsprechend absenken, damit der Gewinn gleich oder mindestens positiv bleibt.

9.2.3 Rentabilitätsvergleich

Bei dieser Methode wird die Rendite r des eingesetzten Kapitals pro Jahr betrachtet (Return On Capital Employed, ROCE).

$$r = \frac{G(x)/a}{\text{Kapitaleirsatz}} \quad (9-4)$$

Die Rendite wird mit dem bei Geldanlagen erzielbaren Zinssatz verglichen. Hiermit kann festgestellt werden, ob sich eine Investition lohnt, bzw. das Kapital dort eingesetzt wird, wo es die höchste Rendite abwirft.

Die Rentabilität kann verwendet werden, um Vergleiche zwischen verschiedenen Investitionsmöglichkeiten, z.B. verschiedene Kraftwerkstechnologien durchzuführen. Im Bereich der Netze sind diese Vergleiche nur eingeschränkt möglich, da die Netzbetreiber verpflichtet sind, alle Kunden zu versorgen und damit auch Landnetze in dünn besiedelten Gebieten zu betreiben, in denen keine Gewinne zu erzielen sind. Diese Netzkosten werden „sozialisiert“, d.h. es werden mittlere Netzkosten bestimmt und auf alle Kunden umgelegt.

9.2.4 Investitionsrechnung

Hiermit können die jährlichen Kosten von Investitionen bestimmt werden. Weiterhin ist es möglich verschiedene Investitionsmöglichkeiten wirtschaftlich zu vergleichen. In der Energieversorgung gelten die folgenden Voraussetzungen:

- Die Betriebsmittel der Elektrischen Energieversorgung umfassen z.B. Kraftwerke, Leitungen, Kabel, Schaltanlagen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten in Betrieb gesetzt werden
- Die Betriebsmittel haben unterschiedliche Lebensdauern, z.B.
 - Freileitungen 40 bis 60 Jahre
 - Kabel 30 bis 50 Jahre
 - Transformatoren 20 bis 30 Jahre
 - Schaltanlagen 20 bis 40 Jahre
 - Thermische Kraftwerke 20 bis 30 Jahre
 - Wasserkraftwerke 50 bis 70 Jahre
- Die Betriebsmittel haben unterschiedliche feste und variable Betriebskosten.

Für die Analyse der Kosten haben sich zwei Berechnungsarten durchgesetzt:

- Barwertmethode (Kapitalwertmethode)
- Annuitätenmethode (Rentenwertmethode)

9.2.4.1 Barwertmethode

Bei diesem Verfahren wird die gesamte Nutzungsdauer einer Investition betrachtet. Der **Barwert** wird auf einen frei wählbaren **Betrachtungszeitpunkt** bezogen.

Der Barwert eines Kraftwerks zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, der z.B. mit der Zahlung des Kaufpreises zusammenfällt, ist der Investitionspreis für die schlüsselfertige Anlage zuzüglich aller zukünftigen Aufwendungen über die Lebensdauer des Kraftwerks, die auf den Bezugszeitpunkt umgerechnet werden.

Aufzinsung von regelmäßigen diskreten Zahlungen vor dem Betrachtungszeitpunkt

Es wird davon ausgegangen, dass alle Zahlungen **vor** dem Betrachtungszeitpunkt mit dem gültigen Zinssatz p des Kapitalmarktes verzinst werden.

$$q = 1 + \frac{p}{100} \quad (9-5)$$

p jährlicher Zinssatz in %
 q jährlicher Zinsfaktor

Alle Zahlungen Z_{-n} vor dem Betrachtungszeitpunkt t_0 müssen über die Anzahl m der Perioden vor dem Betrachtungszeitpunkt diskontiert werden.

$$B_{0+} = Z_{-m} q^m + Z_{-m+1} q^{m-1} + \dots + Z_{-1} q \quad (9-6)$$

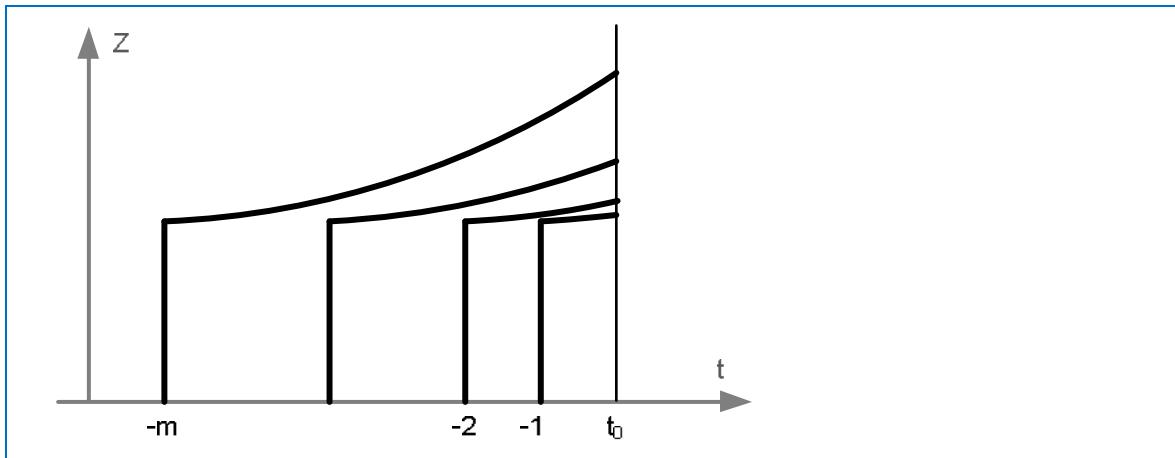


Abbildung 9-3: Aufzinsung von vorschüssigen Zahlungen

Bei m gleichen Zahlungen Z vor dem Betrachtungszeitpunkt gilt für den Barwert B_{0+} für vorschüssige Zahlungen am Anfang des Jahres

$$B_{0+} = Z \sum_{i=1}^m q^i = Z \frac{(q^m - 1)q}{q - 1} = Z \beta_+ \quad (9-7)$$

Hierbei wird β_+ als **Aufzinsungsfaktor** (Endwertfaktor) bezeichnet:

$$\beta_+ = \frac{(q^m - 1)q}{q - 1} \quad (9-8)$$

Er ist gleichbedeutend mit den Einzahlungen der jährlichen Raten auf ein Bankkonto, das mit dem Zinssatz q verzinst wird. Der Barwert stellt das gesparte Guthaben dar. Diese Betrachtung ist sinn-

voll, da für Großinvestitionen Kapital von Banken aufgenommen und regelmäßig in Raten über der Lebensdauer einer Investition amortisiert werden muss.

Abzinsung von regelmäßigen diskreten Zahlungen nach dem Betrachtungszeitpunkt

Alle zukünftigen Zahlungen **nach** dem Betrachtungszeitpunkt werden durch Abzinsung mit dem Zinsfaktor q auf einen Barwert umgerechnet.

$$B_{0-} = Z_{+1}q^{-1} + Z_{+2}q^{-2} + \dots + Z_{+n}q^{-n} \quad (9-9)$$

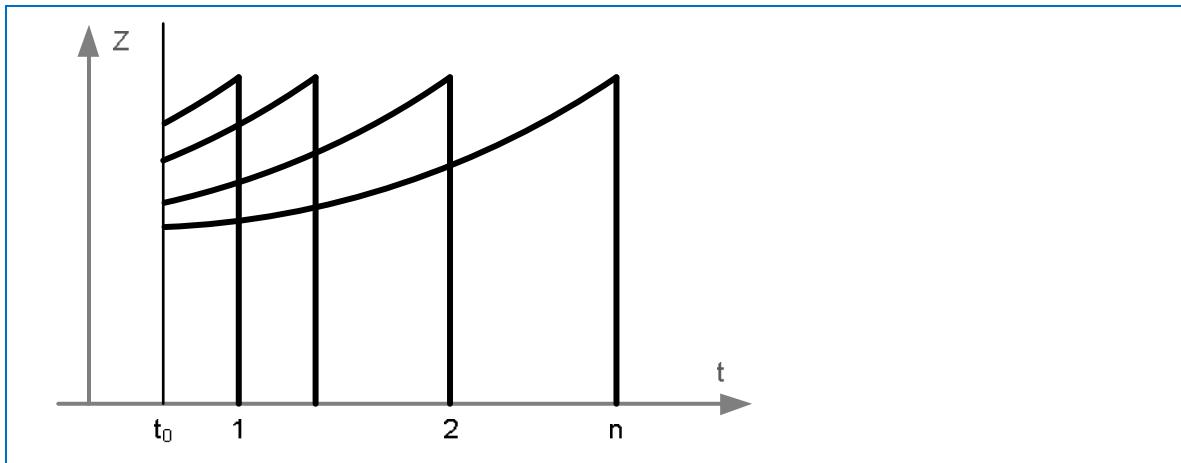


Abbildung 9-4: Abzinsung von nachschüssigen Zahlungen

Der Barwert B_{0-} für n gleiche nachschüssige Zahlungen des Betrages Z nach dem Betrachtungszeitraum t_0 ist

$$B_{0-} = Z \sum_{i=1}^n q^{-i} = Z \frac{q^n - 1}{(q-1)q^n} = Z\beta_- \quad (9-10)$$

Hierbei wird β_- als Abzinsungsfaktor (Barwertfaktor) bezeichnet:

$$\beta_- = \frac{q^n - 1}{(q-1)q^n} \quad (9-11)$$

Beispiel: Amortisation eines Wasserkraftwerkes

Für ein Wasserkraftwerk (z.B. Wasserkraftwerk Freudeneau bei Wien, 1995 in Betrieb genommen) sollen die folgenden Daten gelten:

Nennleistung	$P_n = 176 \text{ MW}$
Lebensdauer	40 - 60 Jahre (Rechenwert hier 40 Jahre)
Investitions-Kosten pro kW:	6.250 Euro/kW
Angenommener Zinssatz	$p = 7\%$

Welche jährliche Rückzahlungsrate R muss über eine rechnerische Lebensdauer von 40 Jahren geleistet werden, damit das Kraftwerk amortisiert wird?

Es wird angenommen, dass ein Kredit A_0 von der Höhe des Anschaffungswertes zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme aufgenommen wird. Dies soll auch der Betrachtungszeitpunkt sein. Die Investitionskosten sind

$$A_0 = 176 \text{ MW} \cdot 6.250 \text{ €/kW} = 176.000 \text{ kW} \cdot 6.250 \text{ €/kW} \\ = 1.100.000.000 \text{ €} = 1.100 \text{ Mio. €}$$

Das ist der Barwert der jährlichen Rückzahlungsraten, die für die nächsten 40 Jahre regelmäßig anfallen. Diese zukünftigen Raten müssen also auf den Bezugszeitpunkt abgezinst werden. Es gilt

$$A_0 = B_{0-} = Z \sum_{i=1}^n q^{-i} = Z \frac{q^n - 1}{(q-1)q^n} = Z\beta_-$$

$$Z = \frac{A_0}{\beta_-}$$

$$\beta_- = \frac{q^n - 1}{(q-1)q^n} = \frac{1,07^{40} - 1}{(1,07 - 1) \cdot 1,07^{40}} = 13,33$$

$$Z = \frac{A_0}{\beta_-} = \frac{1.100 \cdot 10^6 \text{ €}}{13,33} = 82,5 \text{ Mio. €} = R$$

Allgemeine Darstellung

Für Großinvestitionen gilt über der Lebensdauer die folgende Betrachtung:

Zum Zeitpunkt t_m soll die Anlage nach Ende der Bauzeit in Betrieb genommen werden. Hierbei wird z.B. eine Anzahlung $A_{R,-m}$ auf den aufgenommenen Kredit geleistet. Der Kredit wird anschließend über die Lebensdauer der Anlage in $m+n$ Jahren zurückgezahlt, wobei m Perioden vor dem Betrachtungszeitpunkt t_0 liegen und n Perioden danach. Am Ende der Lebensdauer bleibt ein Restwert R_n erhalten, der den Schrottwert der Anlage, den Wert des Grundstücks und darauf befindlicher Gebäude, die weiterhin genutzt werden können usw. darstellt. Dieser Restwert ist bereits um die Kosten für Stilllegung, Abtragung und Entsorgung der Anlage zu vermindern.

Insgesamt kann damit der Barwert zu einem beliebigen Zeitpunkt t_0 definiert werden.

$$B_0 = A_{R,-m} q^m + Z\beta_+ + Z + Z\beta_- + R_n q^{-n} \quad (9-12)$$

Der Barwert stellt das zum Zeitpunkt der Betrachtung vorhandene Barvermögen dar, das auf einem Bankkonto durch die Zahlungsvorgänge bei dem vorgegebenen Zinsfaktor entstehen würde, daher der Begriff „Barwert“.

Verschiedene Investitions- und Rückzahlungsvarianten können über den Barwert miteinander verglichen werden. Die Methode stellt eine dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung dar.

Beispiel: Barwert des Wasserkraftwerks Freudensau bei Wien

Das Wasserkraftwerk Freudensau bei Wien wurde 1995 in Betrieb genommen. Für den Betrachtungszeitpunkt 2012 soll der Barwert bestimmt werden. Das Ende der Lebensdauer wird nach 40 Jahren im Jahr 2035 erreicht.

Nennleistung	$P_n = 176 \text{ MW}$
Lebensdauer	40 Jahre
Investitions-Kosten	$A = 1.100 \text{ Mio. Euro}$ (siehe vorheriges Beispiel)
Anzahlung	$A_R = 300 \text{ Mio. Euro}$
Restwert	$R_n = 100 \text{ Mio. Euro}$
Zinssatz (Annahme)	$p = 7\%$

Durch die Anzahlung vermindert sich die jährliche Rückzahlungsrate

$$Z = \frac{A_0}{\beta} = \frac{1.100 \cdot 10^6 \text{ €} - 300 \cdot 10^6 \text{ €}}{13.33} = 60 \text{ Mio. €}$$

Der Barwert ergibt sich zu

$$B_0 = A_{R,-m} q^m + Z\beta_+ + Z + Z\beta_- + R_n q^{-n}$$

$$\beta_+ = \frac{(q^m - 1)q}{q - 1} = \frac{(1,07^{16} - 1) \cdot 1,07}{1,07 - 1} = 29,84$$

$$\beta_- = \frac{q^n - 1}{(q - 1)q^n} = \frac{1,07^{23} - 1}{(1,07 - 1) \cdot 1,07^{23}} = 11,27$$

$$B_0 = A_{R,-m} q^m + Z\beta_+ + Z + Z\beta_- + R_n q^{-n}$$

$$B_0 = 300 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot 1,07^{16} + 60 \cdot 10^6 \text{ €} (\beta_+ + 1 + \beta_-) + 100 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot 1,07^{-23} = \\ = 3.495 \text{ Mio. €}$$

Der Barwert liegt deutlich über den Investitionswert, da in diesem Beispiel das eingesetzte Kapital mit 7% über einen Zeitraum von 40 Jahren verzinst werden muss.

Dieser Barwert kann jetzt z.B. mit dem Barwert der bisherigen und für den Rest der Laufzeit erwarteten jährlichen Betriebsgewinne vor Zinsen verglichen werden.

Wegen der langen Zeiträume wird der Restwert häufig vernachlässigt, da er nur mit dem Abzinsungsfaktor $q^{-23} = 1,07^{-23} = 0,211$ eingeht, der Restwert zum Betrachtungszeitraum beträgt daher nur 21,1 Mio. Euro.

$$R_n q^{-23} = 100 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot 1,07^{-23} = 21,1 \text{ Mio. €}$$

9.2.4.2 Annuitätenmethode

Bei der Annuitätenmethode wurden alle einmaligen und laufenden Zahlungen, die über der Lebensdauer einer Anlage getätigt werden, auf einen Gegenwert (den Barwert) zu einem Betrachtungszeitpunkt umgerechnet.

Die Annuitätenmethode stellt die Umkehrung der Barwertmethode dar. Der Kapitalwert wird in gleichbleibende Jahresraten über die Nutzungsdauer umgelegt.

Aus der Kapitalwertmethode

$$B_0 = A_0 + Z \cdot \beta \quad (9-13)$$

folgt

$$K = \frac{B_0}{\beta} = \frac{A_0}{\beta} + Z = \alpha \cdot A_0 + Z \quad (9-14)$$

mit dem Annuitätenfaktor oder auch Kapitalwiedergewinnungsfaktor

Die laufenden Zahlungen können nicht nur als Rückzahlungen von aufgenommenem Kapital betrachtet werden. Es ist auch möglich, alle anderen fixen Kosten, z.B. für Steuern und Versicherungen, Instandhaltung, Personal über der Lebensdauer der Anlage zu betrachten.

Beispiel: Annuitäten eines Gas- und Dampfkraftwerkes

In Wien ist das Gas- und Dampfkraftwerk Donaustadt im Jahr 2000 in Betrieb gegangen.

Daten des GuD-Kraftwerkes Donaustadt:

Nennleistung	330 MW
Lebensdauer	20 Jahre
Investitionssumme	182 Mio. Euro
Spezifische Investitionskosten	550 Euro pro KW

Es werden die folgenden Daten angenommen:

Zinssatz	4 %
Anzahlung	keine
Zahlungen für Unterhalt	1,5 % des Investitionswertes
	= 2,73 Mio. Euro p.a.

Abzinsungsfaktor

$$\beta_- = \frac{q^n - 1}{(q - 1)q^n} = \frac{1,04^{20} - 1}{(1,04 - 1) \cdot 1,04^{20}} = 13,59$$

Annuitätenfaktor

$$\alpha = \frac{1}{\beta} = 0,074$$

Hieraus ergeben sich die jährlichen Zahlungen zu

$$K = \alpha \cdot A + Z = 0,074 \cdot 182 \cdot 10^6 \text{ €} + 2,73 \cdot 10^6 \text{ €} = 162 \text{ Mia €}$$

Es muss jährlich 7,4 % des eingesetzten Kapitals amortisiert werden, zusätzlich sind die laufenden Kosten von 2,73 Mio. Euro zu bezahlen.

Anwendung der Annuitätenmethode in der Elektrizitätswirtschaft

Die Annuitätenmethode wird häufig zum wirtschaftlichen Vergleich von Kraftwerkstypen und Netzanlagen eingesetzt. Der Annuitätenfaktor ist für verschiedene Abschreibungsdauern und Zinssätze in Abbildung 9-5 dargestellt. Bei einem Zinssatz von Null ist jede Zahlung relevant für die Tilgung. Bei hohem Zinssatz, langen Abschreibungsdauern und niedrigen Rückzahlungsraten kann die Rückzahlungsdauer unendlich werden (horizontale Linien). Dann werden gerade die anfallenden Zinsen bezahlt.

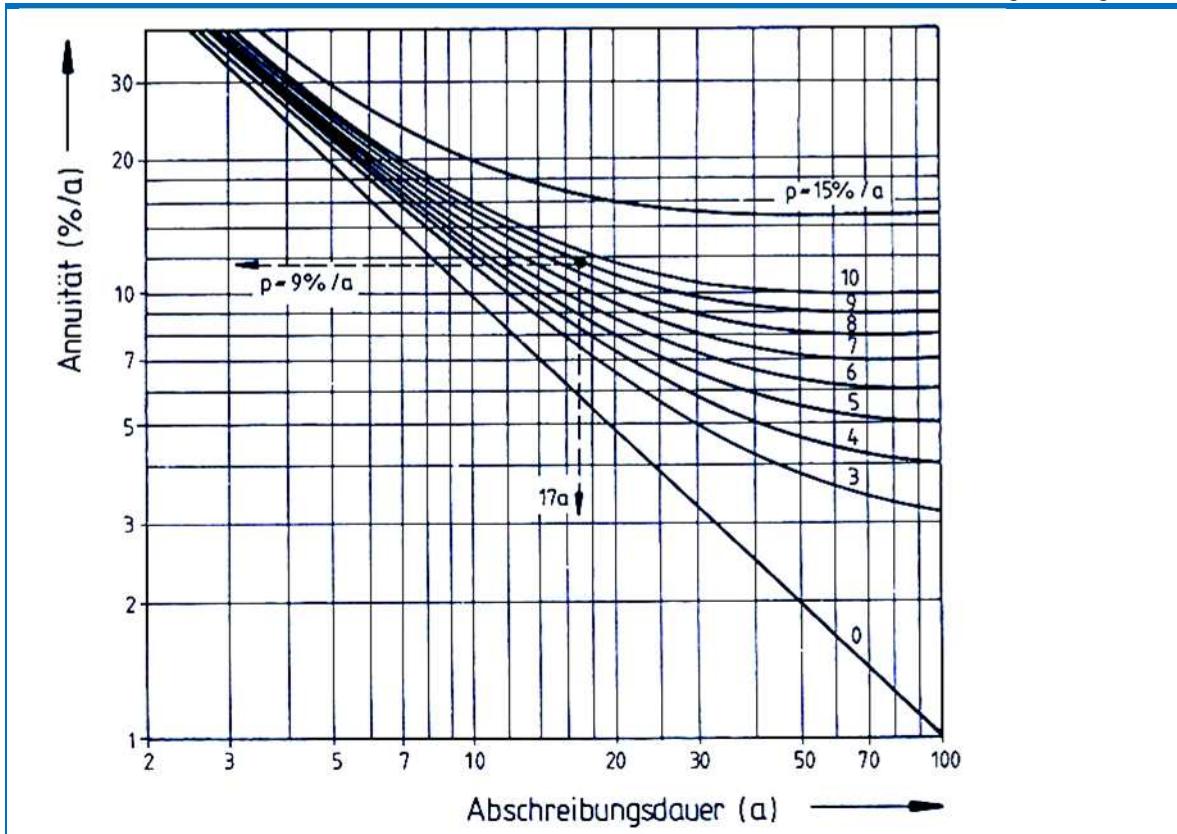


Abbildung 9-5: Annuitätenfaktor in Abhängigkeit von Zinssatz und Abschreibungsdauer

9.3 Stromgestehungskosten

9.3.1 Definitionen

Die Kosten der erzeugten Kilowattstunde hängen von mehreren Parametern ab. Um einen einfachen Vergleich zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen durchführen zu können, wurden verschiedene Parameter normiert.

Die Einsatzdauer wird auf die Jahresenergie E bezogen und die Leistung auf die Nennleistung P_0 des Kraftwerks. Die mittlere Einsatzdauer T_m (**Vollaststunden**) ergibt sich aus dem Jahresintegral der gelieferten Leistung

$$E = \int_0^{1a} P(t) dt = P_0 T_m \quad (9-16)$$

$$T_m = \frac{1}{P_0} \int_0^{1a} P(t) dt \quad (9-17)$$

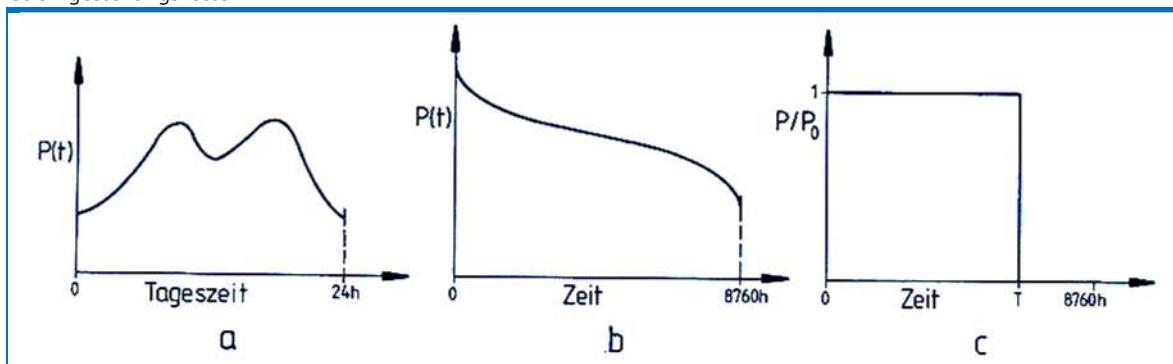


Abbildung 9-6: Berechnung der jährlichen Vollaststunden
a Tagesganglinie, b geordnete Jahresdauerlinie, c Vollaststundendiagramm

Die Vollaststunden variieren je nach Kraftwerkstyp. Grundlastkraftwerke werden möglichst den überwiegenden Teil des Jahres durchgefahren. Sie werden nur für Revisionsarbeiten abgestellt. Spitzenlastkraftwerke haben Einsatzdauern von etwa 1.000 bis 3.000 h/a.

Ökostromerzeugungsanlagen haben in der Regel niedrige Vollaststundenzahlen, da Wind oder Solarenergie nicht ganzjährig zur Verfügung stehen. Der Einsatz von Kraftwerken, die neben Strom auch Fernwärme liefern, wird häufig vom Wärmebedarf mit bestimmt.

Typische Werte für Vollaststunden sind:

Kraftwerkstyp	Vollaststunden [h/a]
Kernkraftwerk	7.000...8.000
Steinkohlekraftwerk	5.000...6.000
Braunkohlekraftwerk	6.000...7.000
Kombikraftwerk (GuD)	3.500...5.000
Laufwasserkraftwerk	4.000...6.000
Pumpspeicherkraftwerk	1.000...2.000
Photovoltaik (Mitteleuropa)	900...1.100
Photovoltaik (Südfrankreich)	1.400
Photovoltaik (Südspanien)	1.600
Photovoltaik (Nordafrika)	2.000
Onshore-Windkraftanlage (Binnenland D)	1.300
Onshore-Windkraftanlage (Küstennah/ windreich)	2.000
Onshore-Windkraftanlage (Atlantikküste UK)	2.700
Offshore-Windkraftanlage (Küstennah)	2.800
Offshore-Windkraftanlage (Küstenfern)	3.600
Offshore-Windkraftanlage (windreiche Standorte)	4.000
Parabolrinnen mit Speicher (Südspanien)	3.300
Parabolrinnen mit Speicher (Nordafrika)	4.000
Fresnel (Südspanien)	1.850
Fresnel (Nordafrika)	2.250
Solarturm mit Speicher (Südafrika)	3.300
Solarturm mit Speicher (Spanien)	4.000

Tabelle 9-1: Vollaststunden unterschiedlicher Kraftwerke

- Windkraftwerk 1.800 – 2.300 h/a (Binnenland)
- Windkraftwerk 3.500 – 4.500 h/a (Offshore)
- Photovoltaik 800 – 1.500 h/a

Der **mittlere Anlagenwirkungsgrad** kann aus dem Verhältnis der gelieferten elektrischen Energie und dem Energieinhalt des eingesetzten Brennstoffs bestimmt werden. Als elektrische Energie

wird nur die Nettoenergie bewertet, die in das Netz geliefert wird. Energieverluste im Kraftwerk und Aufwendungen für die Eigenversorgung werden von der Gesamtenergie abgezogen.

$$E_{el} = \int_0^{8760h} P_{el}(t) dt \quad (9-18)$$

Die Energie E_B des Brennstoffs bestimmt sich aus dem Heizwert H_u in kWh/kg und dem Brennstoffstrom dm_B/dt in kg pro Zeiteinheit

$$E_B = \int_0^{8760h} H_u \frac{dm_B(t)}{dt} dt \quad (9-19)$$

Hieraus folgt für den mittleren Wirkungsgrad von thermischen Kraftwerken

$$\eta = \frac{E_{el}}{E_B} \quad (9-20)$$

Typische Wirkungsgrade von thermischen Anlagen sind in Tabelle 12.1 dargestellt.

Die Wirkungsgrade sind als Nettowirkungsgrade auszuweisen, d.h. Energiebedarf für Entschwefelung, Entstickung und Entstaubung, sowie für Hilfsantriebe wie Kesselspeisepumpen, Lüfter und andere Einrichtungen des Eigenbedarfs sind zu berücksichtigen.

Kraftwerkstyp	Wirkungsgrad 1980	Wirkungsgrad 2010
Braunkohlekraftwerk	38 %	47 %
Kohlekraftwerk	42 %	48 %
Kernkraftwerk	33 %	36 %
Kombikraftwerk	48 %	60 %
Offene Gasturbine	33 %	39 %
Biomassekraftwerk	25 %	25 - 35 %

Tabelle 9-2: Elektrische Wirkungsgrade von thermischen Anlagen

Bei den regenerativen Erzeugungsanlagen wird der Wirkungsgrad aus der abgegebenen elektrischen Nettoenergie und dem Energieinhalt des Dargebots (Winddargebot, Sonnendargebot) bestimmt. Biomassekraftwerke können, ähnlich wie oben bei den thermischen Kraftwerken dargestellt, ihren Wirkungsgrad aus dem Heizwert der Biomasse bestimmen.

Biomasse und fossile Brennstoffe stellen variable Kosten dar. Der Strompreis ist daher von den Tagespreisen dieser Brennstoffe abhängig. Bei regenerativen Wind- und Solarkraftwerken sind die Dargebote kostenfrei.

9.3.2 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten

In der Energiewirtschaft wird zwischen leistungsabhängigen und arbeitsabhängigen Kosten unterschieden.

9.3.2.1 Leistungsabhängige Kosten

Diese Kosten berücksichtigen die Bereitstellung einer potenziellen Leistungslieferung durch eine Erzeugungsanlage. Auch wenn keine Energie an das Netz abgegeben wird, fallen weiterhin Fixkosten für die Amortisation des aufgenommenen Kapitals, für die Wartung im Stillstand und für Versicherungen, Steuern und leistungsabhängige Personalkosten (z.B. Wachpersonal) an.

Die leistungsabhängigen Kosten setzen sich zusammen aus kapitalabhängigen und betriebsabhängigen Kosten für den Stillstand.

Kapitalabhängige Leistungskosten K_{LK} sind z.B. Verzinsungen und Tilgungen des Anlagenkapitals oder Steuern und Versicherungen der Anlagen. Es gilt

$$K_{LK} = \alpha \cdot a \cdot P_0 \quad (9-21)$$

mit α Annuitätenfaktor
 a spezifische leistungsabhängige Anlagenkosten in Euro/kW
 P_0 Ausbauleistung in kW

Betriebsabhängige Leistungskosten im Stillstand K_{LB} sind z.B. leistungsabhängige Kosten für Verwaltung oder leistungsabhängige Kosten für Wartung und Bereitschaft der Anlage. Es gilt

$$K_{LB} = c \cdot P_0 \quad (9-22)$$

mit c leistungsabhängiger Kostenfaktor, $c \sim (0,1 - 0,2) K_{LK}/P_0$

Damit ergibt sich der **leistungsabhängige Gesamtkostenfaktor K_L** als

$$K_L = K_{LK} + K_{LB} = (\alpha \cdot a + c)P_0 \quad (9-23)$$

9.3.2.2 Arbeitsabhängige Kosten

Die arbeitsabhängigen Kosten sind variable Kosten, die nur während des Einsatzes von Erzeugungsanlagen anfallen. Kosten, die während des Anfahrens oder Abfahrens von Anlagen entstehen, zählen ebenfalls zu den arbeitsabhängigen Kosten. Die arbeitsabhängigen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus

- Kosten der Primärenergie
- betriebsabhängigen Kosten

Für die **Kosten der Primärenergie K_{AE} (Brennstoffkosten)** wird im Folgenden angenommen, dass der Wirkungsgrad der Energieumwandlung bereits in die spezifischen Brennstoffkosten eingerechnet ist, d.h. die Brennstoffpreise werden in Euro pro gelieferte elektrische Nettoenergie angegeben:

$$K_{AE} = b \cdot E \quad (9-24)$$

mit b spezifische Kosten der Primärenergie in Euro/kWh
unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades
 E in das Netz abgegebene elektrische Energie in kWh/a

Unter **betriebsabhängigen Kosten K_{AB}** werden alle Kosten zusammengefasst, die während des Einsatzes der Anlage zur Energielieferung anfallen. Dies sind Kosten für Betriebspersonal im Schichtdienst sowie Wartungspersonal in Bereitschaft und für Verwaltungspersonal. Weiterhin sind alle Kosten für Entstickung, Entschwefelung und Entstaubung zu berücksichtigen.

$$K_{AB} = d \cdot E \quad (9-25)$$

mit d arbeitsabhängiger Betriebskostenfaktor in Euro/kWh

Damit ergibt sich der **arbeitsabhängige Gesamtkostenfaktor**

$$K_A = K_{AE} + K_{AB} = (b + d)E \quad (9-26)$$

9.3.2.3 Jahreskosten einer Erzeugungsanlage

Aus diesen beiden Gesamtkostenfaktoren ergeben sich die Jahreskosten einer Erzeugungsanlage als

$$K = (\alpha \cdot a + c)P_0 + (b + d)E \quad (9-27)$$

Aus der Beziehung zwischen Jahresenergie und mittlerer Einsatzdauer entsprechend Gleichung (9-16) folgt für die Jahreskosten

$$K = [(\alpha \cdot a + c) + (b + d)T_m]P_0 \quad (9-28)$$

Die **Stromgestehungskosten k** ergeben sich hieraus als spezifische Energiekosten in Euro/kWh

$$k = \frac{K}{E} = \frac{\alpha \cdot a + c}{T_m} + (b + d) \quad (9-29)$$

Der erste Term ist der leistungsabhängige Anteil. Mit steigender Einsatzstundenzahl wird dieser Fixkostenanteil pro kWh kleiner (Abbildung 9-7). Kraftwerke mit hohen Investitionskosten sind daher insbesondere dann wirtschaftlich, wenn sie mit langer Einsatzdauer betrieben werden. Kraftwerke dieses Typs werden auch als Grundlastkraftwerke bezeichnet. Dies sind Laufwasserkraftwerke, Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke.

Der zweite Term stellt den arbeitsabhängigen Anteil dar. Dieser variable Kostenanteil ist proportional zur gelieferten Energie. Kraftwerke, die nur kurzzeitig betrieben werden, sind z.B. Spitzenlastkraftwerke. Sie sind dann wirtschaftlich, wenn sie niedrige Fixkosten haben. Der Brennstoffpreis spielt dann eine untergeordnete Rolle. Kraftwerke dieses Typs sind z.B. Gasturbinenkraftwerke. Als Gasturbinen können z.B. stationär aufgestellte Flugturbinen mit angekuppeltem Generator verwendet werden, die relativ geringe Investitionen erfordern. Wegen des relativ schlechten Wirkungsgrades wurden sie in der Vergangenheit nur zur Zeit der Spitzenlast für wenige Stunden pro Tag betrieben. Inzwischen haben sie aber auch als schnell einsetzbare Kraftwerke für eine Regelreserve, um Prognosefehler für dargebotsgeführte Anlagen regenerativer Energiewandlung an Bedeutung gewonnen.

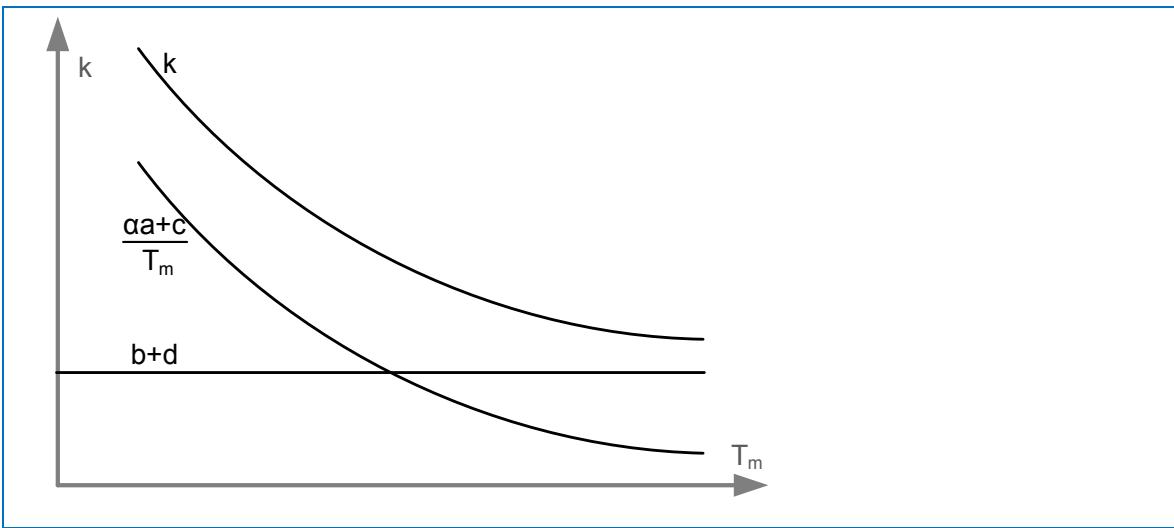


Abbildung 9-7: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Einsatzdauer T_m

Beispiel: Bestimmen der Stromgestehungskosten für ein modernes Gasturbinenkraftwerk (GuD).

Daten:

Ausbauleistung	$P_0 = 350 \text{ MW}$
mittlere Einsatzstundenzahl	$T_m = 4000 \text{ h/a}$
Annuitätenfaktor	$\alpha = 0,075 \text{ 1/a}$
spezifische Anlagenkosten	$a = 550 \text{ Euro/kW}$
leistungsabhängiger Kostenfaktor	$c = 40 \text{ Euro/(kWa)}$
Brennstoffkosten	$b = 0,02 \text{ Euro /kWh}$
arbeitsabhängiger Kostenfaktor	$d = 0,004 \text{ Euro/kWh}$

$$\begin{aligned} k &= \frac{\alpha \cdot a + c}{T_m} + (b + d) = \\ &= \frac{0,075 \cdot 550 \text{ €/kW} + 40 \text{ €/kWa}}{4000 \text{ h/a}} + 0,02 \text{ €/kWh} + 0,004 \text{ €/kWh} = \\ &= 0,0443 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

Beispiel: Stromgestehungskosten für ein modernes Flusskraftwerk (Freudenau).

Daten:

Ausbauleistung	$P_0 = 176 \text{ MW}$
Spezifische Anlagenkosten	$a = 6.200 \text{ Euro/kW}$
mittlere Einsatzstundenzahl	$T_m = 4.500 \text{ h/a}$
mittlere Lebensdauer	$n = 40 \text{ a}$
Zinssatz	$p = 5 \%$
leistungsabhängiger Kostenfaktor	$c = 50 \text{ Euro/kW}$
Brennstoffkosten	$b \sim 0$
Arbeitsabhängiger Kostenfaktor	$d = 0,003 \text{ Euro/kWh}$

Bestimmen des Barwertfaktors und des Annuitätenfaktors

$$\beta_- = \frac{q^n - 1}{(q-1)q^n} = \frac{1,05^{40} - 1}{(1,05 - 1)1,05^{40}} = 17,16 \quad a$$

$$\alpha = \frac{1}{\beta_-} = 0,058 \quad 1/a$$

$$\begin{aligned} k &= \frac{\alpha \cdot a + c}{T_m} + (b + d) = \frac{0,058 \cdot 6.200 + 50}{4500} + 0,0 + 0,003 = \\ &= 0,094 \text{ Euro/kWh} \end{aligned}$$

Der Preis für die Grundlast liegt derzeit bei 0,045 bis 0,055 Euro/kWh. Freudenau ist daher in der Abschreibungsperiode nicht wirtschaftlich. Wegen der langen Lebens- und Nutzungsdauer ist aber insgesamt eine Wirtschaftlichkeit gegeben, da abgeschriebene Wasserkraftwerke hoch profitabel sind. Wasserkraftanlagen sollten daher immer als Gruppe von abgeschriebenen und neuen Anlagen betrieben werden, wodurch immer eine Wirtschaftlichkeit aufgrund der gesamtheitlichen Betrachtung gegeben ist.

9.3.3 Vergleich unterschiedlicher Kraftwerkstypen

Die Kostencharakteristik über der Vollaststundenzahl zeigt Abbildung 9-8 für Grundlastkraftwerke wie Kohle und Kernkraft im Vergleich zu einem Spitzenlastkraftwerk mit einer offen betriebenen Gasturbine.

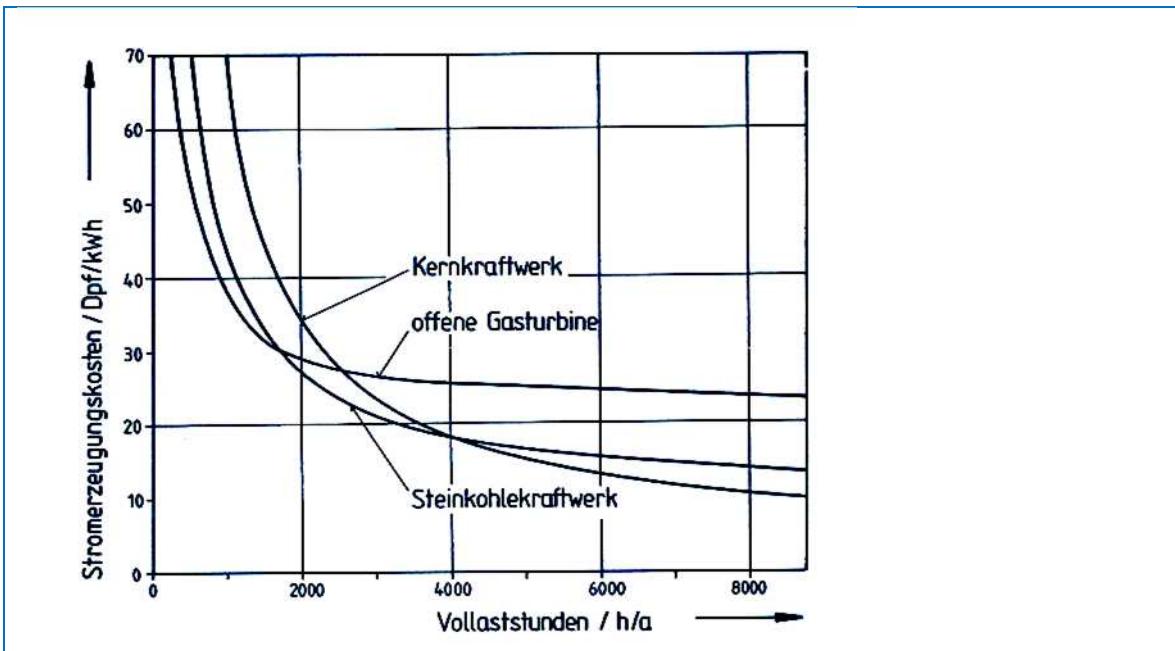


Abbildung 9-8: Kostencharakteristik verschiedener Kraftwerke [26]

9.3.4 Das kalorische Kostenäquivalent

Bei Kraftwerken mit kurzer Einsatzdauer T_m überwiegen die leistungsabhängigen Kosten, bei solchen mit hoher Einsatzdauer die arbeitsabhängigen Kosten für Brennstoff und Betrieb. Durch höhere Investitionen Δa für den Ausbau kann der Wirkungsgrad eines Kraftwerks gesteigert werden. Hierdurch ergeben sich Kosteneinsparungen Δb für den Brennstoff.

Kraftwerksvariante 1 (normaler Wirkungsgrad):

$$k_1 = \frac{\alpha a + c}{T_m} + b + d \quad (9-30)$$

Kraftwerksvariante 2 (erhöhter Wirkungsgrad):

$$k_2 = \frac{\alpha(a + \Delta a) + c}{T_m} + (b - \Delta b) + d \quad (9-31)$$

Kostengleichheit ergibt sich, wenn gilt:

$$\Delta a / \Delta b = T_m / \alpha \quad (9-32)$$

Wenn die zusätzlichen Anlagenkosten Δa kleiner als die Kosteneinsparung beim Brennstoff $-\Delta b$ sind, kann der Mehraufwand wirtschaftlich gerechtfertigt werden.

$$\Delta a / \Delta b < T_m / \alpha \quad (9-33)$$

Beispiel: Kalorisches Kostenäquivalent

Variante 1: Kohlekraftwerk preiswerter Bauart

$$a = 1.100 \text{ Euro / kW},$$

$$\alpha = 0,075,$$

$$\eta_1 = 42\%,$$

$$b_1 = 0,3 \text{ Euro/kWh}$$

Variante 2: modernes Kohlekraftwerk mit höchstem Wirkungsgrad

$$\Delta a = 300 \text{ Euro / kW},$$

$$\alpha = 0,075,$$

$$\eta_2 = 48\%,$$

$$b_2 = b_1 \cdot \eta_1 / \eta_2 = 0,3 \text{ €/ kWh} \cdot 42 / 48 = 0,262 \text{ €/ kWh}$$

$$\rightarrow \Delta b = 0,3 \text{ €/ kWh} - 0,262 \text{ €/ kWh} = 0,0375 \text{ €/ kWh}$$

Frage: Ab welcher Einsatzstundenzahl ist das moderne Kraftwerk wirtschaftlicher?

$$T_m = \alpha \cdot \Delta a / \Delta b = 600h$$

Dies ist bei mittleren Einsatzstunden für Kohlekraftwerke von 5.000 bis 6.000 h ein Wert, der zeigt, dass generell effiziente Anlagen auch wirtschaftlich sein können und gleichzeitig umweltschonender wegen geringerer Emissionen.

9.4 Kraftwerkseinsatzoptimierung

In einem Verbundnetz werden regenerative Wasser- und Windkraftwerke sowie thermische Kraftwerke verschiedenen Typs mit unterschiedlichen leistungs- und arbeitsabhängigen Kosten eingesetzt. In Zeiten mit niedrigem Energiebedarf, z.B. im Sommer oder in der Nacht, wird nur ein Teil dieser Kraftwerke für die Elektrizitätserzeugung benötigt. Bei den regenerativen Kraftwerken wird die elektrische Energie entsprechend dem augenblicklichen Dargebot in das Netz eingespeist. Würde man dies nicht tun, würde man diese Energie nicht nutzen, damit die jährliche Einsatzstundenzahl verringern und dadurch die Wirtschaftlichkeit verschlechtern.

Die thermischen Kraftwerke werden benötigt, um die fehlende Leistung entsprechend der Netzlast zu decken. Sie dienen daher auch zur Ausgleichsregelung. Der Kraftwerkseinsatz erfolgt über den freien Strommarkt.

Wenn ein Unternehmen mehrere Kraftwerke besitzt, hat es entsprechend der Summe seiner Stromlieferungsverträge einen Fahrplan zu erfüllen, bei dem die Leistungen im Raster von Viertelstunden festgelegt sind. Da es mehrere Kraftwerke im Einsatz hat, kann es versuchen, die Erzeugungskosten zu minimieren. Hierbei werden die einzelnen Kraftwerke zu jedem Zeitpunkt derartig eingesetzt, dass einerseits der Fahrplan erfüllt wird und andererseits zu jedem Zeitpunkt für das Unternehmen die niedrigsten Erzeugungskosten entstehen.

Die leistungsabhängigen Kosten sind von der mittleren Einsatzstundenzahl abhängig. Dieser Kostenanteil ist daher dynamisch zu berücksichtigen. Näherungsweise soll hier in einer vereinfachten Betrachtung angenommen werden, dass die Jahreseinsatzstundenzahl ungefähr bekannt ist und damit der Leistungs- und Arbeitspreis zu einem einzigen Preis zusammengefasst werden kann.

Es wird weiterhin angenommen, dass die Netzarife für die Energieübertragung für alle Kraftwerke gleich sind. Sie müssen dann nicht betrachtet werden, da alle Kraftwerke aus der Sicht des Netzes gleich behandelt werden.

Die Kosten von thermischen Kraftwerken hängen von der Leistung ab. Die Kostenfunktion ist i.A. nichtlinear und kann durch eine quadratische Funktion approximiert werden.

$$k_i(P_{Gi}) = a_{0i} + a_{1i}P_{Gi} + a_{2i}P_{Gi}^2 \quad (9-34)$$

Nebenbedingungen sind:

- Der Arbeitsbereich eines thermischen Kraftwerks darf eine Mindestleistung von etwa 40% nicht unterschreiten, da sonst die Kessel versotten oder die Gasturbinen sehr schlechte Wirkungsgrade aufweisen.

$$P_{G\min i} \leq P_{Gi} \leq P_{G\max i} \quad (9-35)$$

- Die erzeugte Wirkleistung aller Kraftwerke muss entsprechend dem Fahrplanwert P_L eingestellt werden.

$$\sum P_{Gi} = P_L \quad (9-36)$$

Als **Optimierungsansatz** wird nun verfolgt: Die Gesamtkosten K ergeben sich unter der Nebenbedingung nach Gleichungen (9-35) und (9-36) zu

$$K = \sum k_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum P_{Gi} - P_L \right) \equiv \min \quad (9-37)$$

mit λ Lagrange Multiplikator

Es werden gesucht: P_{Gi} und λ für minimale Gesamtkosten K_{\min}

Die Ableitung nach P_{Gi} (n Gleichungen) ergibt:

$$\frac{dK}{dP_{Gi}} = \frac{dk_i}{dP_{Gi}} - \lambda = 0 \quad i = 1, 2, \dots n \quad (9-38)$$

Ableitung nach λ (eine Gleichung):

$$\frac{dK}{d\lambda} = \sum P_{Gi} - P_L = 0 \quad (9-39)$$

Aus Gleichung (9-38) folgt für das Optimum

$$\frac{dk_i}{dP_{Gi}} = \lambda \quad (9-40)$$

Dies bedeutet, dass alle Generatoren so zu betreiben sind, dass sie gleiche Kostenzuwächse haben.

Durch Einsetzen des Polynomansatzes für die Kostenfunktion von Gleichung (9-34) wird

$$\frac{dK_i}{dP_{Gi}} = a_{1i} + 2a_{2i}P_{Gi} - \lambda = 0 \quad (9-41)$$

Falls die vorgegebenen Leistungsgrenzen von einzelnen Generatoren über- oder unterschritten werden, wird die Einspeisung an den zulässigen Grenzen festgehalten.

$$P_{Gi} < P_{Gi \min} \rightarrow P_{Gi} = P_{Gi \min} \quad (9-42)$$

$$P_{Gi} > P_{Gi \max} \rightarrow P_{Gi} = P_{Gi \max} \quad (9-43)$$

Beispiel: Optimierung des Einsatzes von drei Kraftwerken mit den folgenden Kostenfunktionen:

$$k_1(P_{G1}) = 150\$ + 3 \frac{\$}{MW} \cdot P_{G1} + 0,004 \frac{\$}{MW^2} \cdot P_{G1}^2$$

$$k_2(P_{G2}) = 130\$ + 2 \frac{\$}{MW} \cdot P_{G2} + 0,007 \frac{\$}{MW^2} \cdot P_{G2}^2$$

$$k_3(P_{G3}) = 101\$ + 1,5 \frac{\$}{MW} \cdot P_{G3} + 0,01 \frac{\$}{MW^2} \cdot P_{G3}^2$$

Dabei steht \\$ im Beispiel für eine beliebige und das Ergebnis nicht verändernde Geldeinheit. Die zu erfüllenden Fahrplanleistung ist $P_L = 1.000MW$

Die Ableitungen der Kostenfunktionen ergeben:

$$\frac{dk_1}{dP_{G1}} = 3 \frac{\$}{MW} + 0,008 \frac{\$}{MW^2} \cdot P_{G1}$$

$$\frac{dk_2}{dP_{G2}} = 2 \frac{\$}{MW} + 0,014 \frac{\$}{MW^2} \cdot P_{G2}$$

$$\frac{dk_3}{dP_{G3}} = 1,5 \frac{\$}{MW} + 0,02 \frac{\$}{MW^2} \cdot P_{G3}$$

Einsetzen in Gleichung (9-38) ergibt:

$$0,008 \frac{\$}{MW^2} P_{G1} - \lambda = -3 \frac{\$}{MW} \quad P_{G1} = \frac{\lambda}{0,008\$/MW^2} - \frac{3}{0,008} MW$$

$$0,014 \frac{\$}{MW^2} P_{G2} - \lambda = -2 \frac{\$}{MW} \quad P_{G2} = \frac{\lambda}{0,014\$/MW^2} - \frac{2}{0,014} MW$$

$$0,02 \frac{\$}{MW^2} P_{G3} - \lambda = -1,5 \frac{\$}{MW} \quad P_{G3} = \frac{\lambda}{0,02\$/MW^2} - \frac{1,5}{0,02} MW$$

Daraus folgt

$$P_{G1} + P_{G2} + P_{G3} = 246 \frac{MW^2}{\$} \lambda - 593MW \equiv 1000MW$$

$$\lambda = 6,464 \frac{\$}{MW}$$

und eingesetzt:

$$P_{G1} = 433MW$$

$$P_{G2} = 319MW$$

$$P_{G3} = 248MW$$

9.5 Aufgaben

9.5.1 Wirtschaftlicher Vergleich zweier Kraftwerkstypen

In einem Energieversorgungsnetz werden zusätzliche Kraftwerke gebaut und es soll dabei der wirtschaftlichste Kraftwerkstyp ausgewählt werden. Die folgenden zwei Kraftwerkstypen sind zu vergleichen:

	GuD-Kraftwerk	Laufwasserkraftwerk
spezifische Errichtungskosten	600 Euro/kW	2.300 Euro/kW
Annuitätenfaktor	7,5 %	5,5 %
Ausbauleistung	300 MW	300 MW
leistungsabhängige Kosten	95 Euro/kW·a	87 Euro/kW·a
Brennstoffkosten	(siehe unten)	≈ 0 Euro/kWh
betriebsabhängige Kosten	0,001 Euro/kWh	≈ 0 Euro/kWh

Tabelle 9-3: Vergleich zweier Kraftwerkstypen

Das Gas-und-Dampf-Kraftwerk wird mit Erdgas betrieben. Der Heizwert von Erdgas ist 30 MJ/m^3 . Der Erdgaspreis lag Anfang 2000 bei 0,1 Euro/ m^3 , ab Ende 2000 bei 0,3 Euro/ m^3 . Der Netto-Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerks ist 58%.

1. Wie hoch sind die Stromgestehungskosten für eine Vollaststundenzahl von 5000 für das GuD-Kraftwerk
 - a) beim niedrigen Erdgaspreis?
 - b) beim hohen Erdgaspreis ?
2. Wie hoch sind die Stromgestehungskosten für das Wasserkraftwerk bei 5000 Vollaststunden?
3. Bei welcher Vollaststundenzahl ist das GuD-Kraftwerk beim hohen Erdgaspreis günstiger als das Wasserkraftwerk?

9.5.2 Barwertvergleich zweier Kraftwerkstypen

In einem Verbundsystem soll ein Kraftwerk zur Erzeugung von Spitzenleistung mit $P_0 = 200 \text{ MW}$ bei einer jährlichen Einsatzdauer von $T_m = 1800 \text{ h}$ errichtet werden. Zur Auswahl stehen ein Pumpspeicherwerk und ein Gasturbinenkraftwerk.

Nach dem Ende der Nutzungsdauer wird jeweils ein neues Kraftwerk bei unveränderten Kosten errichtet. Der Restwert der Kraftwerke soll vernachlässigt werden.

Pumpspeicherwerk

spez. Errichtungskosten*	$a_p = 50.000 \text{ €/kW}$
Nutzungsdauer	$n = 40 \text{ Jahre}$
Bezugskosten der Pumpenergie $b_p = 3 \text{ c/kWh}$	
leistungsabhängige Betriebskosten	$c_p = 43 \text{ €/(kW·a)}$
arbeitsabhängige Betriebskosten	$d_p = 0,0014 \text{ €/kWh}$
Pumpenwirkungsgrad	$\eta_p = 85 \%$
Turbinenwirkungsgrad	$\eta_T = 89 \%$
Eigenbedarf	$\varepsilon = 3 \%$

Gasturbinenkraftwerk

spez. Errichtungskosten*	$a_g = 18.500 \text{ €/kW}$
Nutzungsdauer	$n = 24 \text{ Jahre}$
Brennstoffkosten	$b_g = 0,4 \text{ c/kWh}$
leistungsabhängige Betriebskosten	$c_g = 2 \text{ €/(kW}\cdot\text{a)}$
arbeitsabhängige Betriebskosten	$d_g = 0,003 \text{ €/kWh}$
Gesamtwirkungsgrad	$\eta_g = 37 \%$

*) bezogen auf die Nettoenergie

Nach der Nutzungsdauer sind Neuinvestitionen zu den gleichen spezifischen Errichtungskosten erforderlich.

Die Errichtungskosten fallen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme an.

1. Wie groß sind die Stromgestehungskosten der beiden Kraftwerke im Vergleich in €/kWh?
2. Wie groß ist der Barwert des Pumpspeicherkraftwerks zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme?
3. Wie groß ist der Barwert des Gasturbinenkraftwerks zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme?

Hinweis: Um einen Vergleich mit dem Pumpspeicherkraftwerk zu ermöglichen sollte der Barwert für 50 Jahre berechnet werden. Der Zinssatz beträgt $p = 8 \%$.

9.6 Literatur

[26]Kugler, K., Philippinen, P.: Energietechnik. Springer Verlag Berlin 1990

9.7 Verständnisfragen

- Aus welchen Bestandteilen setzt sich der Strompreis beim Kunden zusammen?
- Welche Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse kennen Sie?
- Beschreiben Sie den Begriff „Benchmarking“.
- Beschreiben Sie den Begriff „Kosten-Gewinn-Analyse“.
- Beschreiben Sie den Begriff „Rentabilitätsvergleich“.
- Beschreiben Sie die Begriffe „Barwertmethode“ und „Annuitätenmethode“.
- Beschreiben Sie den Begriff „Stromgestehungskosten“.
- Aus welchen Bestandteilen setzen sich die Stromgestehungskosten zusammen?
- Was versteht man unter dem kalorischen Kostenäquivalent?
- Welches Ziel hat die Kraftwerkseinsatzoptimierung?