

Planung und Analyse elektrischer Energieversorgungsnetze

Teil 2.1

Gleichspannungsnetze

Ausgabe 0.7, 30.08.2024

Autoren: Stephan Rupp

Kontakt: stephan.rupp@srupp.de

Web: <https://www.srupp.de>

Veröffentlicht unter [CC-BY-SA](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/)

Inhaltsverzeichnis

1. Grundlagen.....	5
1.1. Spannungsgeführter Betrieb der Netze.....	5
1.2. Aufbau eines Verteilnetzes.....	6
1.3. Isoliertes Netz.....	10
1.4. Erdströme durch Ableitung.....	11
1.5. Schutzeinrichtungen.....	13
1.6. Anlagen im stromgeführten Betrieb am Netz.....	14
1.7. Spannungsgeführter Betrieb von Anlagen.....	17
1.8. Wandler für Netze mit mehreren Spannungsebenen.....	19
2. Niederspannungsnetze.....	22
2.1. Niederspannungskabel.....	22
2.2. Leitungsmodell.....	26
2.3. Netzmodell.....	35
2.4. Schwarzstart des Netzes.....	39
2.5. Fehlerbilder.....	43
2.6. Fehlerklärung.....	49
3. Anforderungen an Anlagen am Netz.....	58
3.1. Schutzbeschaltung.....	59
3.2. Netzkupplung.....	66
3.3. Betrieb am Netz.....	72
3.4. Anlagentypen.....	76
4. Netzbetrieb.....	83
4.1. Funktionsprinzip.....	84
4.2. Kennlinien.....	86
4.3. Modellnetz.....	92
4.4. Betriebsfälle.....	99
5. Anschlussrichtlinien.....	104
5.1. Statische Spannungshaltung.....	104
5.2. Dynamische Netzstützung.....	104
5.3. Wirkleistungsabgabe.....	104
5.4. Oberschwingungen.....	104
6. Mittelspannungsnetze.....	105
6.1. Mittelspannungskabel.....	105
6.2. Netzmodell.....	105
6.3. Fehlerbilder.....	106
6.4. Fehlerklärung.....	106

Hinweis

Dieses Manuskript beschreibt die physikalischen Grundlagen und die Funktionsweise von Gleichspannungsnetzen. Der Stand der Technik bei Niederspannungsnetzen wurde hierbei von vorhandenen Spezifikationen auf eine plausible technische Basis gestellt. Die Vorgaben der Regelwerke zur Auslegung der Netze sind an Schaltungsmodellen nachvollziehbar. Auf Regelwerke und vorhandene Standards wurde nicht referenziert: Der Schwerpunkt liegt in der Methode, nicht im faktischen Wissen.

Die Modelle wurden mit dem Programm PLECS erstellt und lassen sich mit der Software im Demonstratormodus lizenzfrei abspielen. Für eigene Experimente wird eine Lizenz benötigt. Die Modelle sind einfach gehalten und lassen sich alternativ auch in jeder anderen Simulationsumgebung nachbilden. Die Modelle finden sich unter https://www.srupp.de/ENT/T3M20701_Modelle_Teil_1.zip

Alle Unterlagen sind unter Open-Source Bedingungen veröffentlicht (CC-BY-SA), die Quellen finden sich unter der auf dem Deckblatt genannten Web-Seite.

1. Grundlagen

In der elektrischen Energieversorgung stellt das Netz die Spannung bereit. Anlagen am Netz beziehen mit dem Strom elektrische Leistung, bzw. speisen elektrische Leistung mit Hilfe des Stroms ins Netz. Auf diese Art erklärt sich die HGÜ: Über eine Hochspannungs-Strecke wird Leistung mit Hilfe des Gleichstroms übertragen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung).

Auch in der Mittelspannung und in der Niederspannung spielen Gleichspannungsnetze eine immer wichtigere Rolle, da PV-Anlagen, Batteriesysteme, Anlagen zur Elektrolyse, Brennstoffzellen, Windräder mit Vollumrichter und Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge Gleichstromsysteme sind. Mehrere Gleichstromsysteme lassen sich effizienter an einem Gleichspannungsnetz betreiben. Die Rolle des Gleichspannungsnetzes am Anschluss an das Wechselspannungsnetzen übernimmt hierbei ein Umrichter (AC/DC-Wandler).

1.1. Spannungsgeführter Betrieb der Netze

Ein spannungsgeführtes Netz ist in der Lage, elektrische Leistung aufzunehmen bzw. elektrische Leistung abzugeben. Idealerweise bleibt hierbei die Spannung konstant. Netze lassen sich folglich als Spannungsquellen abbilden, wie in folgender Abbildung dargestellt.

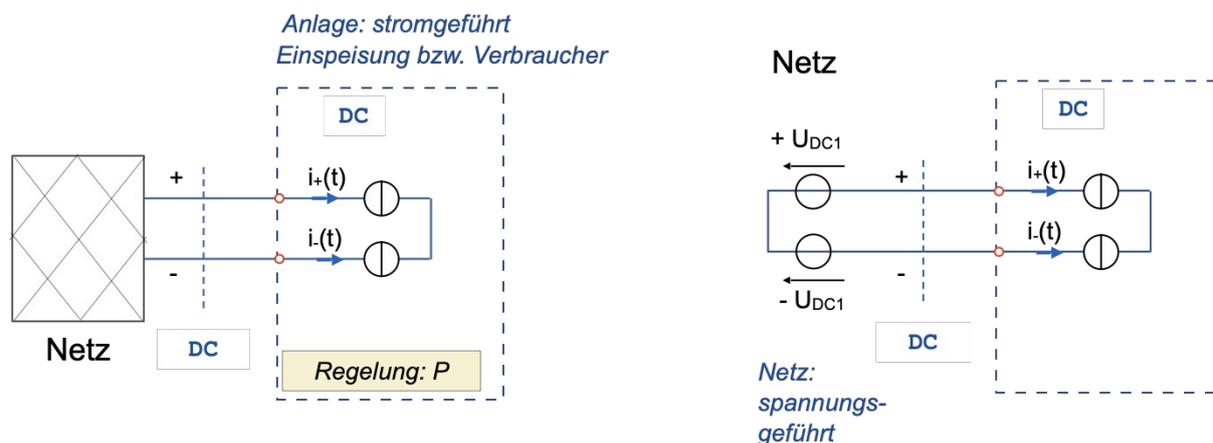


Bild 1.1 Netz mit Anlage

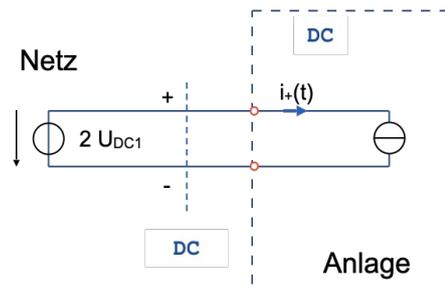
Die Anlage ist als Stromquelle dargestellt. Alternativ käme für eine Bezugsanlage (d.h. einen Verbraucher) auch ein ohmscher Widerstand als Ersatzschaltung in Frage.

Frage 1.1.1: Leistungsbezug und Leistungsabgabe. Wie hängt bei einem ohmschen Widerstand die bezogene Leistung von der Netzspannung ab? Wie lässt sich bei einer Stromquelle die bezogene bzw. die abgegebene Leistung einstellen bzw. regeln? Wo finden sich ohmsche Verbraucher im Haushalt (am AC-Netz)?

Lösung: (1) bezogene Leistung $P = U^2/R$. (2) $P = U I$, somit lässt sich über das Vorzeichen des Stroms die Leistung einstellen. Ein Reger würde hierbei auf Schwankungen der Netzspannung U reagieren, indem er des Sollwert des Stroms aus dem Sollwert der Leistung und der gemessenen Netzspannung errechnet. (3) Grundsätzlich Kochplatte, Heizgerät und Föhn, wenn man die Temperatur nicht nachstellt oder regelt. Die Temperatureinstellung bzw. -regelung ist eine Leistungsregelung. Alle Verbraucher mit Umrichter sind leistungsgeregelt.

Frage 1.1.2: Lassen sich in der Abbildung die Spannungsquellen und Stromquellen zusammenfassen? Nehmen Sie hierfür an, dass die Beträge von $|U_{DC1}| = |U_{DC2}|$ und $|i_{+,+}| = |i_{-,}|$. Skizzieren Sie die Anordnung.

Lösung: Ja: $U_{DC} = U_{DC1} - (-U_{DC2}) = 2 U_{DC1}$ und $i_+ = -i_-$.



Frage 1.1.3: Die Anlage (Stromquelle) soll über ein Kabel mit dem Netz verbunden werden: a) zwei Leiter in einem ungeschirmten Kabel mit isoliertem Kabelmantel, b) zwei Einzelleiter mit geschirmten Kabelmantel. Welche Spannungen und Ströme erhält man an den Leitern im Kabel?

Lösung: Im Fall a) die Spannung U_{DC} zwischen Leiter 1 und Leiter 2, den Strom i_+ in Leiter 1 und den Strom i_- in Leiter 2.

Frage 1.1.4: Wie groß sind die Effektivwerte und Scheitelwerte von Strom und Spannung? Berechnen Sie die insgesamt bezogene oder eingespeiste elektrische Leistung. Wie groß ist die pro Leiter (bzw. pro Kabel) übertragene Leistung? Wie groß sind die Verluste pro Leiter mit dem Leiterwiderstand R ?

Lösung: (1) Bei Gleichspannung und Gleichstrom sind die Effektivwerte gleich den Scheitelwerten. (2) Gesamtleistung $P = 2 U_{DC1} i_+$. (3) Jeder Leiter überträgt die Hälfte dieser Leistung. Leiter 1: $P_1 = U_{DC1} i_+$, Leiter 2: $P_2 = -U_{DC1} -i_- = U_{DC1} i_+$, (4) Verluste pro Leiter $P_V = i_+^2 R$.

1.2. Aufbau eines Verteilnetzes

Folgende Abbildung zeigt ein Netz als Spannungsversorgung für eine Sammelschiene, von der aus über Kabelstrecken Anlagen angeschlossen sind. Hierbei wurden die Kabel durch eine elektrische Ersatzschaltung (R, L, C) abgebildet. Die Anlagen sind als Stromquellen mit individuellen Leistungsbeiträgen nachgebildet.

Als Anlagen kommen sowohl Bezugsanlagen als auch Erzeuger in Frage, also etwa eine Kombination aus Solaranlagen, Batterien und Ladestationen. Die Verteilung ist symmetrisch aufgebaut: Alle Anlagen werden zwischen den beiden Leitern angeschlossen. Ein Neutraleiter ist nicht vorgesehen.

Netzseitig ist der Bezugspunkt (am Sternpunkt der beiden Spannungsquellen) geerdet. Ein Schutzleiter (PE) ist zu den Anlagen geführt, beispielsweise mit Hilfe eines geschirmten Kabelmantels. Netzseitig und anlagenseitig ist der Schutzleiter geerdet. Die Gehäuse der Anlagen sind mit dem Schutzleiter verbunden.

Diese Anordnung entspricht einer Niederspannungsverteilung in einem AC-Netz, wobei auf den Neutraleiter verzichtet wurde und die Spannung mit Hilfe der beiden Leiter L_1 und L_2 zu den Anlagen verteilt wird. In der gezeigten Anordnung ist nur der Betrieb von Anlagen zwischen L_1 und L_2 vorgesehen, das System ist bipolar ohne Neutraleiter. Der Begriff „Sternpunkt“ wurde aus der AC-Technik übernommen. In einem Gleichspannungsnetz hat der Stern nur die beiden Polaritäten Plus und Minus, entsprechend einer Phasenlage von 0 Grad und 180 Grad.

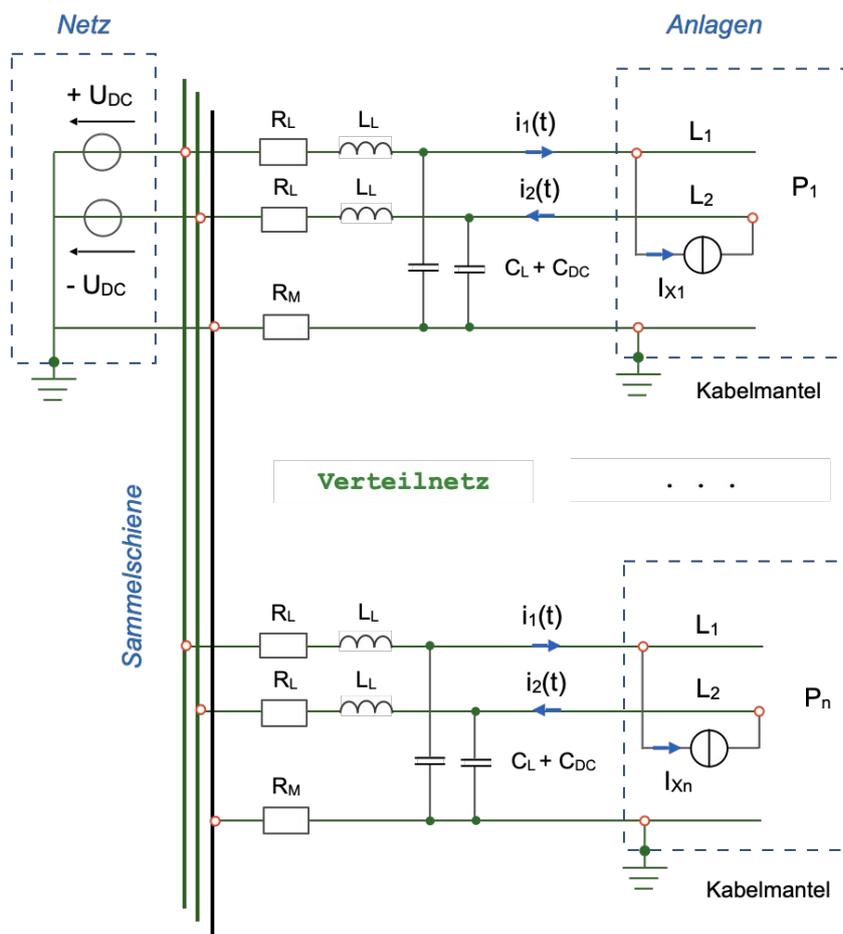


Bild 1.2.1 Verteilnetz mit Kabel und Anlagen

Für die Verteilung wäre somit ein zweiadriges, geschirmtes Kabel geeignet, bzw. zwei geschirmte Einzelleiter, bzw. ein nicht geschirmtes dreiadriges Kabel. Diese Wahl wird im Einzelfall von der Spannungsebene abhängen.

Frage 1.2.1: Schutzleiter und Erdung. Ein Isolationsfehler in einer der Anlagen führt zu einer Berührung eines Leiters mit dem Gehäuse. Welche Konsequenzen hat ein solcher Fehler?

Lösung: Der Isolationsfehler führt zu einem Erdschluss, d.h. einer Verbindung zwischen einem der beiden Leiter und Erde. Über den Schutzleiter und die Erdung fließt ein Strom zum Sternpunkt des Netzes. Der Strom wird transient durch die Leistungsimpedanz (R und L) begrenzt, dauerhaft als Gleichstrom nur durch den Leitungswiderstand. Während der Übergangsphase entlädt sich außerdem die Kabelkapazität in den Kurzschluss, sowie die Eingangskapazitäten aller angeschlossenen Verbraucher. Über Sicherungen oder Schutz Einrichtungen an den Abgängen könnte man versuchen, den Kurzschlussstrom zu unterbrechen, sofern das Netz (bzw. der diesbezügliche Umrichter als Spannungsquelle) nicht selber auf den Fehler reagiert und den Strom begrenzt.

Frage 1.2.2: Einführung eines Neutralleiters. Ergänzen Sie die Anordnung um ein Netz mit Neutralleiter. Welchen Vorteil bietet eine solche Anordnung gegenüber dem Ausgangssystem?

Lösung: Der Neutralleiter wird an den Sternpunkt des Netzes verbunden und als separater Leiter zur Verfügung gestellt. Gegenüber dem bipolaren System mit der Spannung $U_{DC} = 2 U_{DC1}$ steht nun eine weitere Spannungsebene zur Verfügung: U_{DC1} und $U_{DC2} = -U_{DC1}$. Hiervon können Anlagen geringerer Leistung Gebrauch machen, die für die halbe Spannung ausgelegt sind.

Frage 1.2.3: Erdströme. Folgende Abbildung zeigt einen bequemen Weg zur Realisierung eines Neutralleiters: Der Neutralleiter wird lokal aus dem Schutzleiter abgeleitet, das Netz hat einen kombinierten Schutzleiter-Neutralleiter (PEN). Leider erweist sich diese Topologie nicht als praxistauglich für Gleichspannungsnetze. Welche Gründe gibt es hierfür?

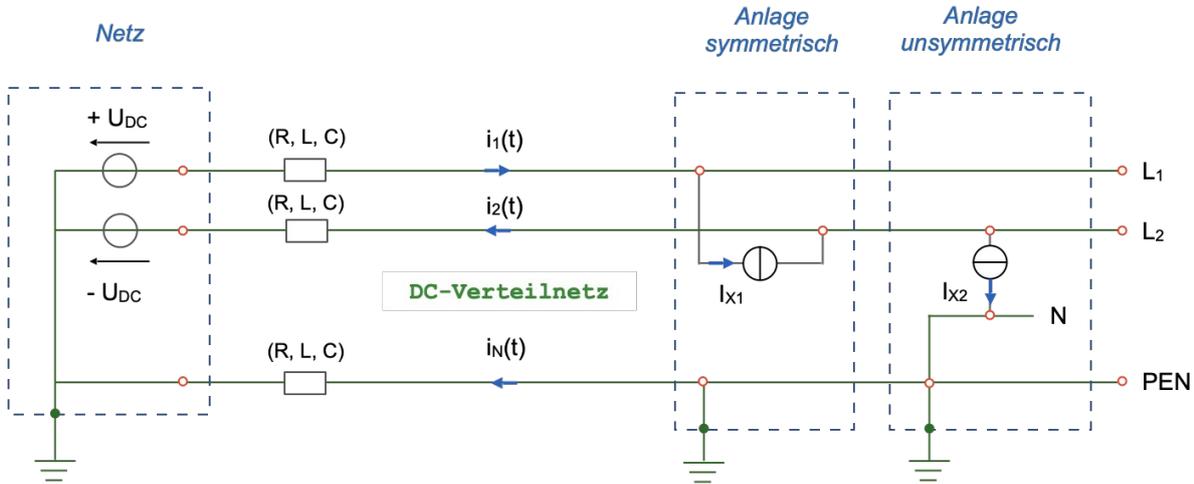


Bild 1.2.2 Kombinerter Neutralleiter und Schutzleiter (PEN)

Lösung: Bei Gleichspannungssystemen führen Erdströme zur Korrosion der Erdungseinrichtungen, und somit zu Schäden an Gebäuden in Stahlbetonbauweise. In der Regel ist die Erdung besser als der Rückweg über den Schutzleiter. Solche Erdströme müssen bei Gleichspannungsnetzen vermieden werden.

In dieser Betriebsart, die auch als TN-C bezeichnet wird (geerdeter Sternpunkt mit kombiniertem Schutzleiter-Neutralleiter) bzw. als TN-C-S (geerdeter Sternpunkt mit kombiniertem Schutzleiter-Neutralleiter, wobei der Neutralleiter in der Unterverteilung separiert wird), sind bei Betrieb mit unsymmetrischen Anlagen die Ströme über den PEN dauerhaft. Daher würden sich hier dauerhafte Erdströme ergeben. Aus diesem Grund ist diese Konfiguration für Gleichspannungsverteilstnetze nicht geeignet.

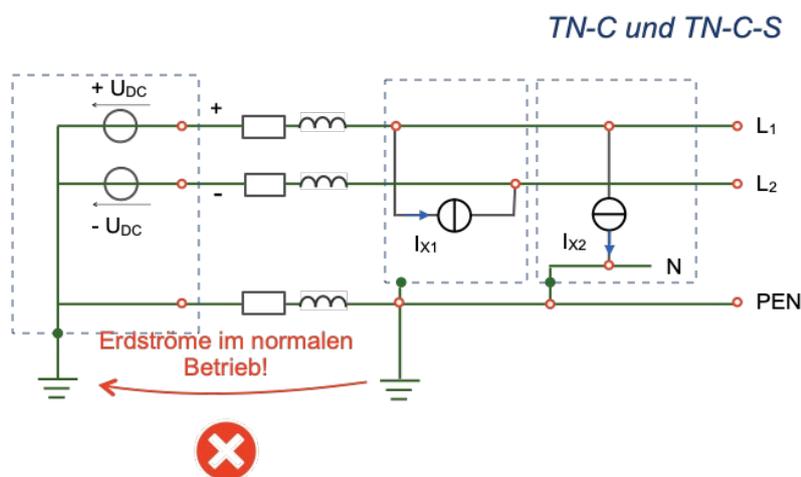


Bild 1.2.3 Verteilnetz mit TN-C bzw. TN-CS Topologie

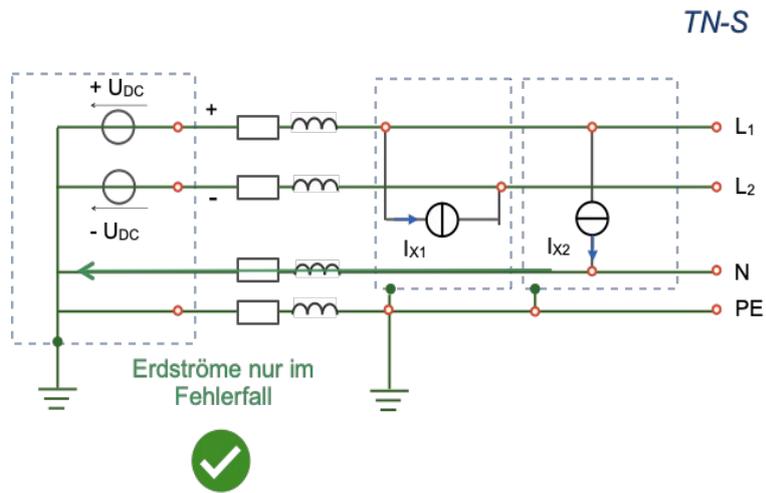


Bild 1.2.5 Verteilnetz mit TN-S Topologie

Geeignet ist jedoch die Verteilung mit separatem Neutralleiter (TN-S). In diesem Fall bleibt als Rückweg des Stroms bei unsymmetrischen Anlagen der Neutralleiter. Erdströme treten nur im Fehlerfall auf, und somit für eine sehr begrenzte Dauer. Die Abbildung oben zeigt eine Gegenüberstellung beider Systeme.

Lässt man den Neutralleiter weg, entspricht das TN-S System dem in Abbildung 1.2 gezeigten Verteilnetz (bzw. einem sogenannten TT-Netz mit Erdung am Sternpunkt und an den Anlagen, jedoch ohne Neutralleiter). Diese Form ist eine Spezialform des TN-S Netzes ohne Neutralleiter. Für eine Verteilung zu symmetrischen Anlagen ist diese Form ebenfalls unproblematisch. Erdströme gibt es auch hier nur im Fehlerfall.

Frage 1.2.4: Berührungsschutz. Für Niederspannungsnetze, in denen die Anlagen im Betrieb für Personen zugänglich sind, sind Maßnahmen zum Schutz vor Berührung erforderlich. Besitzt die Anlage ein metallisches Gehäuse, so wird dieses zu diesem Zweck geerdet, wie in folgender Abbildung gezeigt. Erläutern Sie die Funktionsweise des Berührungsschutzes.

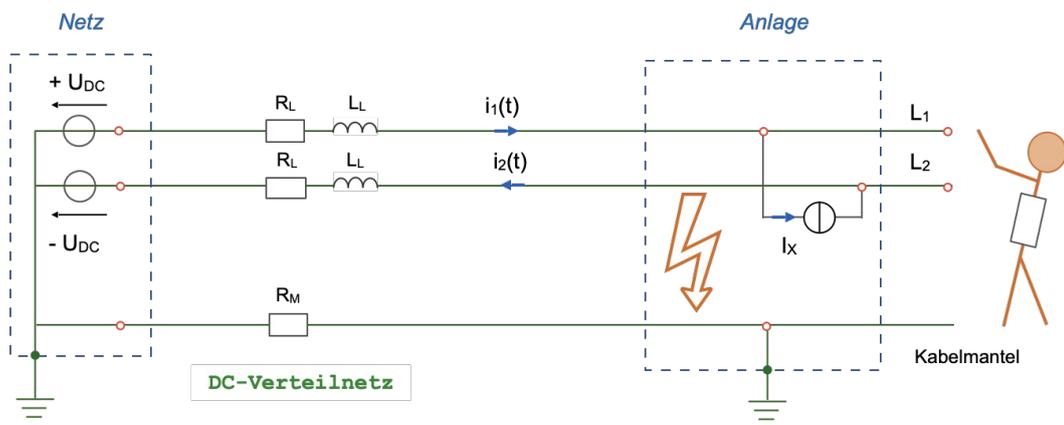


Bild 1.2.5 Berührungsschutz

Lösung: Ohne die Erdung am Gehäuse führte ein Isolationsfehler zu einer Berührungsspannung am Gehäuse, die über den Körperwiderstand zu einem tödlichen Berührungsstrom führen kann. Durch die Erdung des Gehäuses verursacht der Isolationsfehler einen Kurzschluss. Der Kurzschlussstrom fließt über die Erde ab, anstelle über den Körperwiderstand. Der Kurzschlussstrom kann durch eine Schutzvorrichtung unterbrochen werden, um thermische Schäden zu vermeiden.

Bemerkung: Isolationsfehler, die nicht zum Kurzschluss führen (z.B. bei der Berührung eines Leiters), haben einen Neutralleiterstrom bzw. Erdleiterstrom zur Folge. Solche Ströme lassen sich grundsätzlich mit Hilfe einer Fehlerstromüberwachung (FI-Relais) detektieren, worauf die Auslösung des Schutzes folgt. Für DC-Netze ließen sich ähnliche Methoden zur Isolationsüberwachung einsetzen.

1.3. Isoliertes Netz

Bei einem isolierten Netz (einem sogenannten IT-Netz) ist der Sternpunkt nicht mit der Erde verbunden, wie in folgender Abbildung dargestellt. Durch Erdung an Kabelmantel bzw. der Gehäuse an Geräten ergibt sich eine hochohmige Verbindung der Leiter mit der Erde. Hochohmig ist hierbei relativ zu den Nennimpedanzen zu verstehen, d.h. zum Verhältnis von Spannung und Strom.

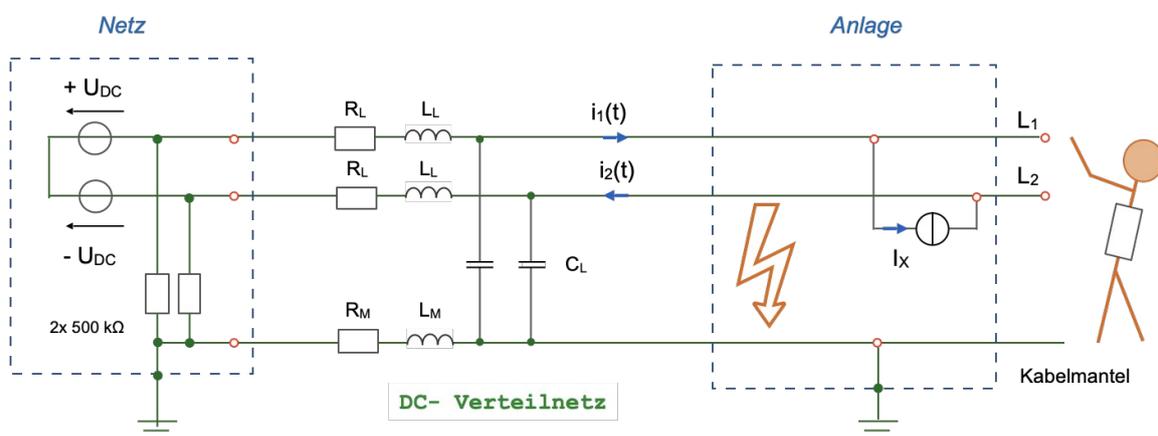


Bild 1.3.1 Berührungsschutz durch Isolation

Für den Fall, dass ein Berührungsschutz eingehalten werden muss, wäre eine hochohmige Erdung relativ zum Körperwiderstand zu verstehen, der mit ca. $1 \text{ k}\Omega$ angenommen wird. Beträgt der Widerstand zwischen Leiter und Kabelmantel, Erde bzw. Bezugspotenzial ca. $500 \text{ k}\Omega$, so beträgt der Strom bei einem Erdschluss pro kV ca. 2 mA . Ein solcher Strom wäre bei einer Berührung eines durch einen Isolationsfehler auf Leiterpotenzial befindlichen Gehäuses ungefährlich.

Frage 1.3.1: Welche Konsequenzen haben Erdschlüsse in einem Gerät für den Betrieb des Netzes?
Welche Konsequenz hat die Berührung eines Gerätes mit einem solchen Isolationsfehler?

Lösung: Keine, das Netz kann im Fehlerzustand weiter betrieben werden. Die Berührung des Gehäuses auf Leiterpotenzial ist unkritisch, wenn die Fehlerströme zu gering für eine Schädigung sind, d.h. abhängig von der Betriebsspannung unterhalb von 20 mA bleiben. Auch die Berührung eines einzelnen Leiters ist unkritisch wegen der geringen Fehlerströme über die Erdung.

Frage 1.3.2: Nennen Sie Einsatzmöglichkeiten für isolierte Netze bzw. Beispiele für isolierte AC-Netze.

Lösung: Bei AC-Netzen z.B. Trenntransformatoren im Labor, Steckdosen für Rasierapparat bzw. Föhn im Badezimmer bei Hotels. In diesen Fällen sind Erdströme bei Kontakt zu einem Leiter unkritisch. Charakteristisch für diese Anwendungen ist die Isolation einzelner Anschlüsse ans Netz durch Transformatoren zur galvanischen Trennung der Anschlüsse von der Erdung des Versorgungsnetzes und voneinander.

Frage 1.3.3: Welche Konsequenzen haben folgende Doppelfehler: (1) Erdschluss von Leiter 1 und Erdschluss von Leiter 2, (2) Isolationsfehler von Leiter 1 an einem Gerät und Berührung von Leiter 2 (z.B. durch einen Isolationsfehler am Leiter 2 bzw. Zugang zu einer Steckdose), (3) Berührung von Leiter 1 und Leiter 2?

Lösung: (1) Kurzschluss zwischen beiden Leitern. Der Kurzschluss kann durch eine Sicherung am Anschlusspunkt der Leiter festgestellt und aufgetrennt werden; (2) und (3) lebensgefährlicher Kurzschluss über den Körperwiderstand.

Frage 1.3.4: Wie lassen sich Fehler in einem IT-Netz detektieren. Welche Fehlerindikatoren gibt es in einem verteilten IT-Netz? Vergleichen Sie die Situation mit einem verteilten TN-S-Netz.

Lösung: (1) Durch Isolationswächter, wie in folgender Abbildung dargestellt. Die Funktion entspricht einer Fehlerstromüberwachung ($i_1 + i_2 \neq 0$); ein Erdstrom deutet auf eine Veränderung der Leiter-Erd-Impedanz hin. (2) Durch Absicherung der Geräte an beiden Leitern.

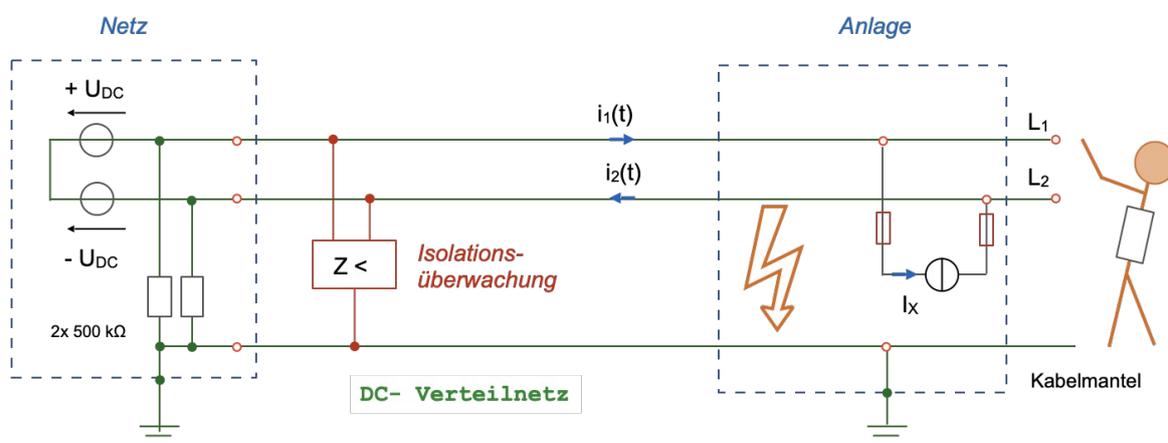


Bild 1.3.2 Schutz in einem IT-Netz

In diesem Fall führt die Detektion eines Isolationsfehlers mit Berührung zur Schutzauslösung, ein Isolationsfehler selbst (Leiter gegen Gehäuse) bleibt unbemerkt. Doppelte Isolationsfehler (Gehäuse an Leiter 1, Leiter 2 blank) mit Berührung kann der Isolationswächter ebenfalls nicht detektieren.

Ein IT-Netz liefert somit keine zuverlässigen Fehlerindikatoren. Speziell verteilte IT-Netze sind wegen der schwierigen Fehlerdetektion und Gefahr von Doppelfehlern nicht praktikabel. Der Einsatz ist abhängig vom speziellen Anwendungsfall, wenn beispielsweise die Toleranz gegenüber Erdschlüssen im Betrieb als Nutzen überwiegt (da andernfalls bei Abschaltung der Anlage ein Schaden entsteht). In diesem Fall bietet es sich an, solche Netzabschnitte isoliert zu betreiben.

Für verteilte Netze sind wegen der einfachen Fehlerindikation und wegen des besseren Schutzes gegen Berührungen TN-S-Netze von Vorteil. Gegen die Berührung beider Leiter gibt es keinen Schutz, auch nicht in einem TN-S-System.

1.4. Erdströme durch Ableitung

Erdströme entstehen auch durch Ableitung zum Kabelmantel: Folgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild, wenn man die Kabelverluste (serieller Widerstand R_L bzw. R_M) und die Ableitung über die Isolation zwischen Innenleiter und Mantel (G_L) mitberücksichtigt.

Nimmt man für Niederspannungskabel einen Verlustfaktor von $\tan(\delta) = 0,5 \cdot 10^{-3}$ an bei einem Kapazitätsbelag von $C'_L = 0,15 \mu\text{F}/\text{km}$, so berechnet sich bei 50 Hz die Admittanz $Y'_C = 47 \mu\text{S}/\text{km}$. Mit o.g. $\tan(\delta) = G'_L/Y'_L$ ergibt sich der Leitwert $G'_L = 23 \text{ nS}/\text{km}$. Überschlägig erhält man für ein Kabel der

Länge 1 km bei 1000 V Betriebsspannung einen Strom von 23 μA . Bei einer Anzahl von 50 parallelen Kabeln ergeben sich Leckströme im Bereich einiger mA.

Diese Ströme sind klein, jedoch bei einem Gleichspannungssystem kontinuierlich. Beim Abfluss über die Erdung können solche Ströme durch Korrosion Schäden an Gebäuden anrichten, wenn diese in Stahlbetonbauweise ausgeführt sind.

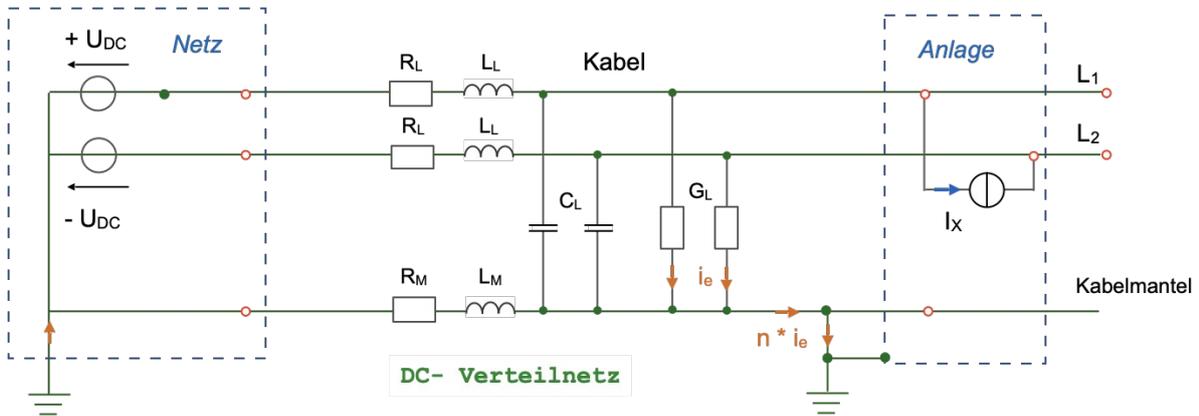


Bild 1.4.1 Minimale Erdströme durch Ableitung am Kabel

Frage 1.4.1: Der Widerstandsbelag über den Neutralleiter (bzw. Kabelmantel) sei mit $R'_M = 0,2 \Omega/\text{km}$ schlechter als der Widerstand des Erdungssystems. Welcher Spannungshub ergäbe sich über dem Neutralleiter, wenn Leckströme im Bereich einiger mA diesen Weg nähmen (d.h. die Erdung unterbrochen wäre)?

Lösung: Der Spannungsabfall wäre in der Größenordnung einiger 0,2 mV/km, d.h. 2 mV über eine Entfernung von 10 km.

Frage 1.4.2: Folgende Abbildung führt antiparallele Dioden als spannungsabhängige Impedanz $Z(U)$ in den Weg der Erdströme ein. Erklären Sie die Funktionsweise dieser Maßnahme in Bezug auf Leckströme über die Erdung. Wird der Schutz bei Isolationsfehlern hierdurch beeinträchtigt?

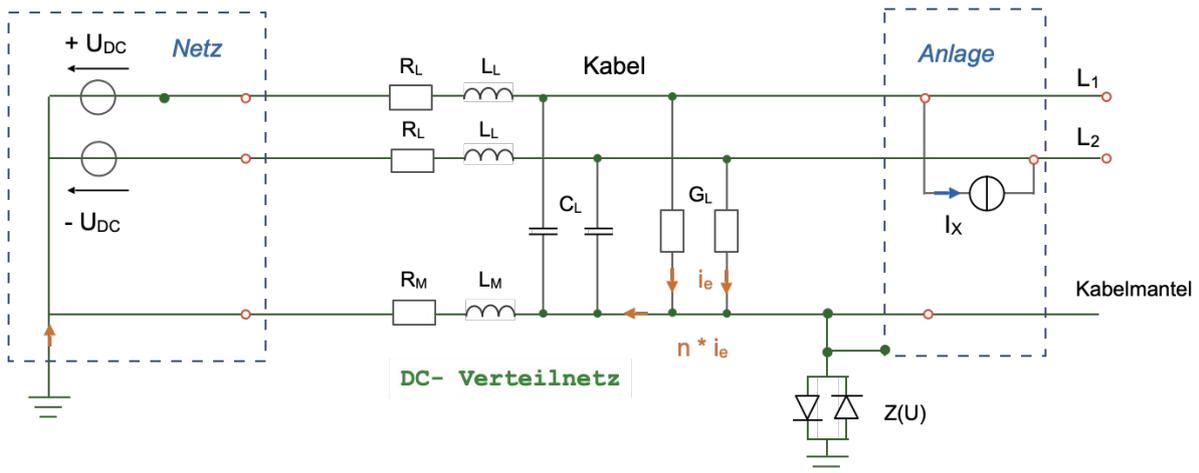


Bild 1.4.2 Begrenzung der Erdströme durch variable Impedanz $Z(U)$

Lösung: Gemäß der Diodenkennlinie ist die Impedanz der Dioden unterhalb der Schwellenspannung von ca. 0,6 V hoch, darüber sehr gering. Näherungsweise stellt $Z(U)$ einen Schalter dar, der sich ab einer Schwellenspannung von $|U| > 0,6 \text{ V}$ öffnet. Bei einem Isolationsfehler wird diese Schwelle deutlich

überschritten, der Fehlerstrom fließt über die Erdung. Leckströme erreichen bei Rückfluss über den Neutralleiter diese Schwelle nicht.

1.5. Schutzeinrichtungen

An einem Verteilnetz sind an einer Sammelschiene Anlagen angeschlossen, die als Erzeugungsanlagen Leistung einspeisen, bzw. als Bezugsanlagen Leistung entnehmen. Folgende Abbildung zeigt ein Beispiel. Das Gleichspannungs-Verteilnetz ist außerdem an das Stromnetz (elektrisches Energieversorgungsnetz) mit Hilfe eines AC/DC-Wandlers angeschlossen.

In der Abbildung sind folgende Fehler dargestellt:

1. Kurzschluss in einem Abgang
2. Kurzschluss an der Sammelschiene
3. Kurzschluss am Anschluss der AC-Seite des Wandlers.

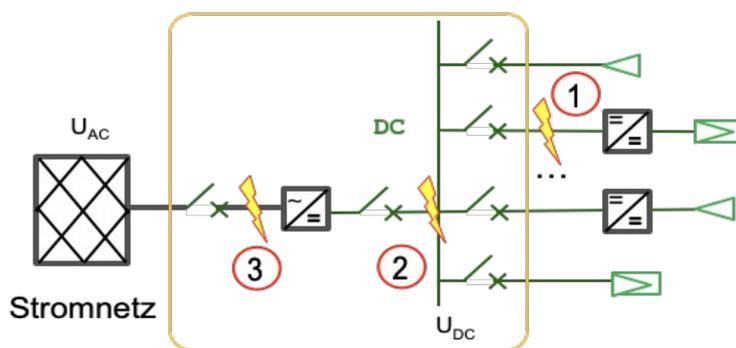


Bild 1.5 Fehlerfälle in der Gleichspannungsverteilung

Frage 1.5.1: Fehler am Abgang zu einer Anlage. Was ist das Ziel bei einem Fehler (Kurzschluss) an einem der Abgänge (Stichwort: selektives Abschalten)? Wie wäre dieses Ziel zu erreichen? Wodurch unterscheiden sich Bezugsanlage und Erzeugungsanlage am Abgang?

Lösung: Ziel ist die Abschaltung des defekten Teils, so dass die übrigen Teile des Netzes in Betrieb bleiben können. Dieses Ziel wäre durch Auslösen des Leistungsschalters im Abgang zu erreichen: dieser trennt den defekten Teil vom Netz. Die Detektion des Fehlers kann z.B. durch Messung des Stroms im Abgang erfolgen: Bei einem Kurzschluss wird dieser Strom zu groß.

Erzeugungsanlagen unterscheiden sich von Bezugsanlagen dadurch, dass diese ebenfalls in den Kurzschluss einspeisen. Eine Erzeugungsanlage muss daher am Anschlusspunkt ebenfalls geschützt werden, da sie andernfalls weiter in den Kurzschluss speist, auch nach Trennung des Abgangs an der Sammelschiene.

Frage 1.5.2: Sammelschienenfehler. Welches Ziel verfolgt der Schutz bei einem Sammelschienenfehler? Wie lässt sich dieses Ziel erreichen? Worin bestehen die Herausforderungen bei einem Gleichspannungssystem?

Lösung: Bei einem Sammelschienenfehler besteht keine Möglichkeit, Teile der Anlage weiter zu betreiben. Ziel ist hier die sichere Abschaltung. Da alle angeschlossenen Quellen (Netzanschluss und Erzeugungsanlagen) auf den Kurzschluss einspeisen, sollten die Leistungsschalter an den Abgängen der Anlagen auslösen.

Herausforderungen: Wegen der geringen Anschlussimpedanzen der Quellen steigen die Ströme im Kurzschlussfall sehr rasch an. Erzeugungsanlagen als Quellen sind ggf. strombegrenzt bzw. können

ggf. rasch Leistung abregeln. Je nach Bauart stellt der Wandler am Netzanschlusspunkt eine große Kurzschlussleistung bereit. Die Leistungsschalter sind auf die Kurzschlussströme zu bemessen.

Frage 1.5.3: Fehler am AC-Anschluss. Welches Ziel verfolgt die Schutzeinrichtung bei einem Fehler am Anschluss des AC/DC-Wandlers ans Netz? Welche Besonderheiten ergeben sich bei Erzeugungsanlagen im unterlagerten Verteilnetz?

Lösung: Bei einem Kurzschluss in der Anschlussleitung speist die Kurzschlussleistung des AC-Netzes auf den Fehler ein; der Leistungsschalter löst strombasiert aus. Im AC-Netz begrenzen die Netzimpedanzen die Kurzschlussströme. Den wesentlichen Beitrag zur Netzimpedanz liefern die Streureaktanzen der Transformatoren: Bei Kurzschluss-Spannungen der Leistungstransformatoren im Bereich von 5% bis 10% betragen die Kurzschlussströme das 10-fache bis 20-fache der Bemessungsströme. Auf solche Ströme muss der Leistungsschalter ausgelegt werden.

Bei Erzeugungsanlagen im Verteilnetz speisen diese je nach Bauart des AC/DC-Wandlers ebenfalls auf den Kurzschluss auf der AC-Seite ein. Ggf. muss dieser Strombeitrag ebenfalls berücksichtigt werden. Hierbei unterscheiden sich elektrische Maschinen (z.B. Generatoren aus Dieselaggregaten) von über Wechselrichter angeschlossenen Erzeugern (z.B. Solaranlagen oder Batterien) in ihren Strombeiträgen und im zeitlichen Verhalten.

Frage 1.5.4: Auslegung der Leistungsschalter im DC-Netz. Worin besteht die Schwierigkeit bei der Auslegung der Leistungsschalter im DC-Netz? Welche Alternativen zu Leistungsschaltern kämen in Frage?

Lösung: Bei einem Kurzschluss an einem der Abgänge bzw. an der Sammelschiene speisen alle angeschlossenen Quellen in den Fehler. Alle Leistungsschalter wären auf die Summe der Kurzschlussströme der Quellen auszulegen.

Da den Strömen im Gleichspannungsnetz die Nulldurchgänge fehlen, die in einem AC-Netz einen Lichtbogen im Leistungsschalter zum Erlöschen bringen, sind DC-Leistungsschalter im Vergleich zu AC-Leistungsschaltern sehr viel aufwändiger zu realisieren.

Da der Aufwand von der Kurzschlussleistung der angeschlossenen Systeme abhängt, lässt sich an dieser Stelle der Aufwand deutlich reduzieren: Erzeugungsanlagen wie Batteriespeicher oder Solaranlagen haben je nach Bauart eine begrenzte Kurzschlussleistung, bzw. können im Fehlerfall den Strom ggf. rasch begrenzen.

Sollte der AC/DC-Wandler am Netzanschlusspunkt ebenfalls strombegrenzende Eigenschaften haben, wäre die Kurzschlussleistung der Quellen im Vergleich zu einem AC-Netz mit Maschinen als Erzeugungsanlagen vergleichsweise klein. Sind die Kurzschlussströme in der Größenordnung der Bemessungsströme, würden Lasttrennschalter genügen. Bemerkung: Lasttrennschalter sind auf Bemessungsströme ausgelegt und können Anlagen somit ausschalten und einschalten, nicht jedoch Kurzschlussströme.

In einem solchen Fall sind Kurzschlüsse nicht mehr durch Ströme zu detektieren, die weit über die Bemessungsströme ansteigen. Die Fehlererkennung muss mit anderen Methoden erfolgen, z.B. durch Spannungsmessungen. Spannungsbasierten Schutzeinrichtungen werden in umrichtergeführten AC-Netzen verwendet (Inselnetze, Microgrids), wobei in der AC-Verteilung dieser Netze konventionelle AC-Leistungsschalter eingesetzt werden.

1.6. Anlagen im stromgeführten Betrieb am Netz

Gleichspannungsnetze stellen Gleichspannung für Gleichstromsysteme bereit. Gleichstromsysteme sind erneuerbare Erzeuger wie PV-Anlagen, Verbraucher wie z.B. Ladesysteme für Elektrofahrzeuge, sowie Energiespeicher. Maschinen mit Frequenzumrichtern und Batteriespeicher können sowohl als Verbraucher als auch als Erzeuger betrieben werden. Auch der AC/DC-Wandler am An-

schlusspunkt zum Stromnetz ist in der Regel bidirektional ausgeführt. Unter Umständen gilt dies auch für Ladestationen für Elektrofahrzeuge, so dass Fahrzeugbatterien sich auch als Energiespeicher verwenden lassen.

Unabhängig von der Lastflussrichtung (Verbrauch oder Einspeisung) sind die meisten Anlagen stromgeführt: Da die Spannung im Verteilnetz konstant gehalten wird, wächst der Lastfluss (= Leistungsfluss) linear mit dem Strom. Je nach Vorzeichen des Stroms wird Leistung entnommen oder eingespeist. Verbraucher und Erzeuger sind meistens über den Strom leistungsgeregelt. Anlagen mit Batteriespeicher sind entweder leistungsgeregelt oder stromgeregelt. Folgende Abbildung zeigt ein Netz mit stromgeführten Anlagen. Bemerkung: Die angegebenen Spannungen sind als Beispiel zur Illustration gedacht und ohne Einschränkung der Allgemeinheit.

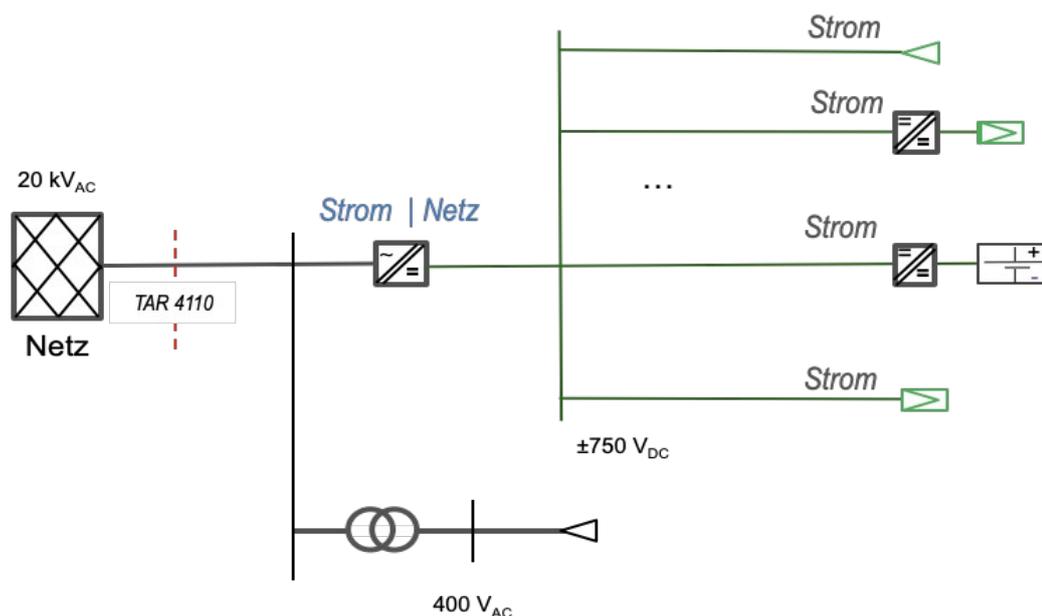
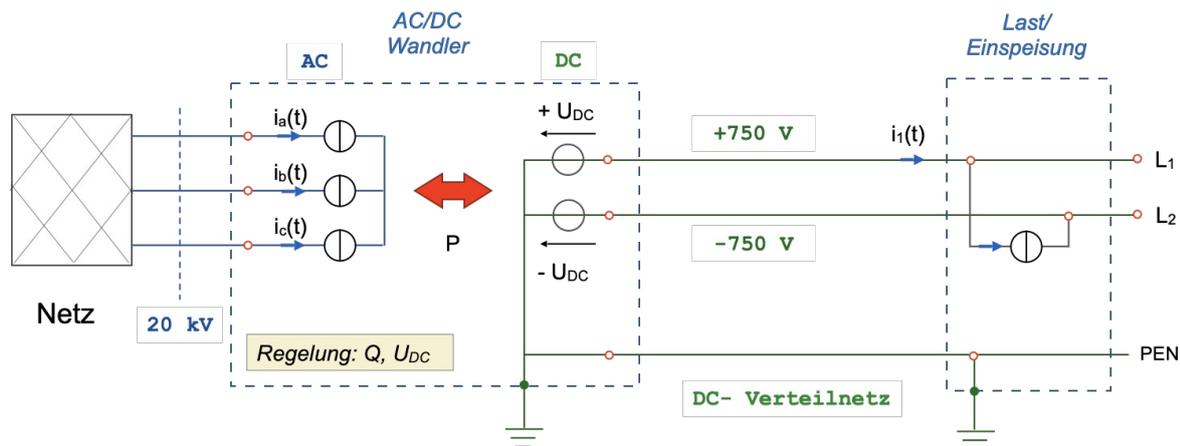


Bild 1.6 Verteilnetz mit Anlagen im stromgeführten Betrieb

Das Gleichspannungsnetz wird gebildet vom AC/DC-Wandler zum Stromnetz. Dieser hält die Gleichspannung konstant und wirkt somit auf der Gleichspannungsseite netzbildend. Wird der Gleichspannungsquelle, die der AC/DC-Wandler bildet, Leistung entnommen, so versorgt sich der AC/DC-Wandler mit der benötigten Leistung aus dem AC-Netz. Umgekehrt gibt er eine zugeführte Leistung weiter ins AC-Netz. Am AC-Anschluss verhält sich der AC/DC-Wandler somit stromgeführt.

Frage 1.6.1: Ersatzschaltbild AC/DC-Wandler: Wie könnte man ein Ersatzschaltbild des AC/DC-Wandlers mit Hilfe von Stromquellen und Spannungsquellen realisieren? Welches Konzept zur Regelung verfolgt der AC/DC-Wandler?

Lösung: siehe Abbildung unten.



Wie in Abschnitt 1.1 dargestellt, bildet das DC-Netz eine Spannungsquelle, die Anlagen repräsentieren Stromquellen an diesem Netz. Eine Spannungsquelle kann Leistung bereitstellen bzw. Leistung aufnehmen. Der AC/DC-Wandler stellt jedoch weder Quelle noch Generator dar: Er ist nur ein Wandler zwischen Wechselspannung und Gleichspannung und daher in der Leistungsbilanz neutral (bis auf elektrische Verluste).

Im Quellenmodell muss daher die DC-seitig entnommene bzw. zugeführte Leistung an die AC-Seite weitergereicht werden: Beide Seiten sind über die Wirkleistung P gekoppelt. AC-seitig dient die Wirkleistung P als Führungsgröße für die Stromquellen am AC-Netz.

Die Regelstrategie für den AC/DC-Wandler folgt aus der Haltung einer konstanten DC-Spannung. Hieraus folgt die Wirkleistung P aus Messung der Ströme auf der DC-Seite. Die DC-seitig gemessene Wirkleistung dient als Führungsgröße für die Wirkleistung auf der AC-Seite (durch Führung der Wirkströme). Somit verbleibt AC-seitig noch die Blindleistung (über die Blindströme) als freier Parameter der Regelung innerhalb der Bemessungsgrenzen des Stroms.

Frage 1.6.2: Realisierung von Spannungsquellen. Wie lassen sich in der Praxis Spannungsquellen mit konstantem Wert realisieren?

Lösung: Als geregelte Spannungsquellen. Hierzu wird die Spannung am Ausgang gemessen und ein vorgegebener Sollwert der Spannung als Führungsgröße eines Reglers verwendet. Stellgröße der Regelstrecke (des Wandlers) ist entweder die Spannung oder der Strom.

Der Ausgang des Wandlers ist hierfür mit einer Kapazität C zwischen beiden DC-Phasen versehen. Diese Kapazität dient als Zwischenspeicher und liefert mit Hilfe der Spannung einen Leistungsindikator $U(P)$ liefert: Wird mehr Leistung entnommen, als der Wandler zuführt, sinkt durch Stromentnahme an der Kapazität C die Spannung am DC-Kreis (= Führungsgröße). Umgekehrt steigt die Spannung am DC-Kreis.

Frage 1.6.3: Regelstrategie Batteriespeicher. Wie wäre die Batterie im stromgeführten Betrieb geeignet zu führen? Hinweis: Als Batterien kämen Elektrofahrzeuge in Frage, sowie Energiespeicher.

Lösung: Bei Elektrofahrzeugen mit dem geeigneten Ladestrom abhängig von Fahrzeug und Ladezustand. Bei Energiespeichern nach Angebot und Nachfrage: Ist Solarstrom im Gleichspannungsnetz im Überfluss vorhanden, wird die Batterie geladen. Muss Strom aus dem Netz zu teureren Konditionen bezogen werden, kann es besser sein, sich aus der Batterie zu bedienen. Zur Führung der Batterie würde hier ein Batteriemanagementsystem mit passender Kommunikationstechnik und Messtechnik eingesetzt werden.

Frage 1.6.4: Mehrere Stromquellen am Netz. Was ist beim Betrieb mehrerer Stromquellen am Netz zu beachten? Was bedeutet ein solcher Betrieb regelungstechnisch?

Lösung: Die Ströme aller Quellen addieren sich an der Sammelschiene. Diese Art der Verschaltung ist elektrisch und regelungstechnisch unkompliziert: Die Regler arbeiten unabhängig voneinander; wegen der Addition der Ströme gibt es kaum Wechselwirkung zwischen den Anlagen.

1.7. Spannungsgeführter Betrieb von Anlagen

Energiespeicher können in Verbindung mit netzbildenden Wandlern ebenfalls Netze bereitstellen. Folgender Abbildung zeigt eine Anordnung, in der das an zwei Stellen der Fall ist:

1. Im DC-Netz übernimmt das Batteriesystem die Netzbildung als Anlage im spannungsgeführten Betrieb.
2. Im AC-Netz übernimmt der AC/DC-Wandler die Bereitstellung der AC-Spannung.

Für alle übrigen Anlagen bleiben die Aufgaben unverändert: Diese Anlagen verbleiben im stromgeführten Betrieb. Ein Grund für eine solche Anordnung wäre der Inselnetzbetrieb bei Ausfall des Stromnetzes bzw. bei Trennung vom Stromnetz. Anlagen am AC-Netz blieben wie bei einer Notstromversorgung mit einem Dieselgenerator weiterhin versorgt, ebenso Anlagen am DC-Netz. Die Inselnetze lassen sich beim Wiederaufbau des Verbundnetzes wieder synchronisieren und zusammenführen.

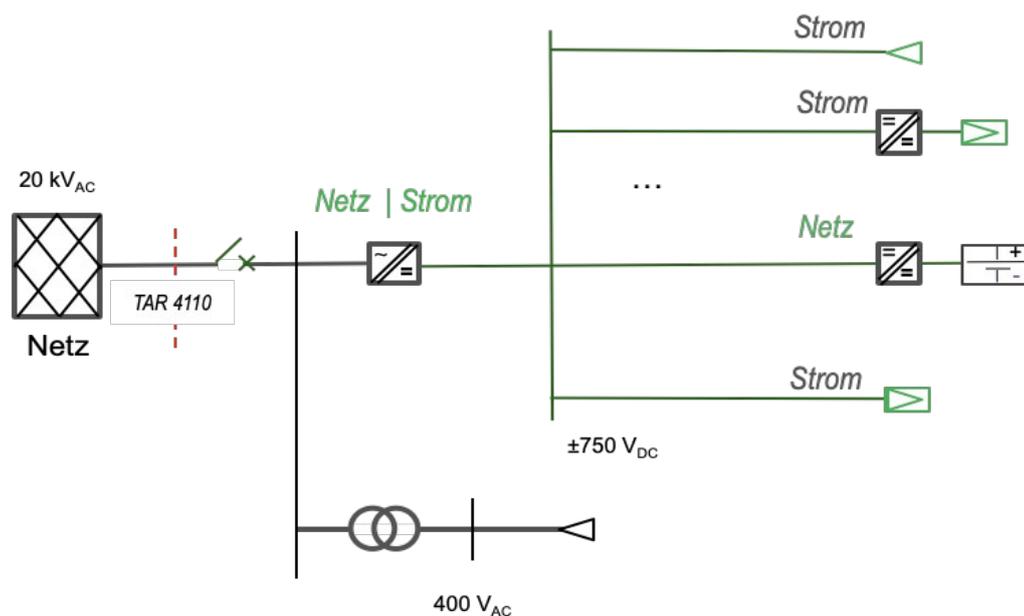


Bild 1.7 Verteilnetz mit Anlagen im stromgeführten und spannungsgeführten Betrieb

Frage 1.7.1: Batteriesystems im spannungsgeführten Betrieb. Warum muss das Batteriesystem in der gezeigten Anordnung in den spannungsgeführten Betrieb umschalten? Worin unterscheidet sich der spannungsgeführte Betrieb des Batteriesystems vom stromgeführten Betrieb?

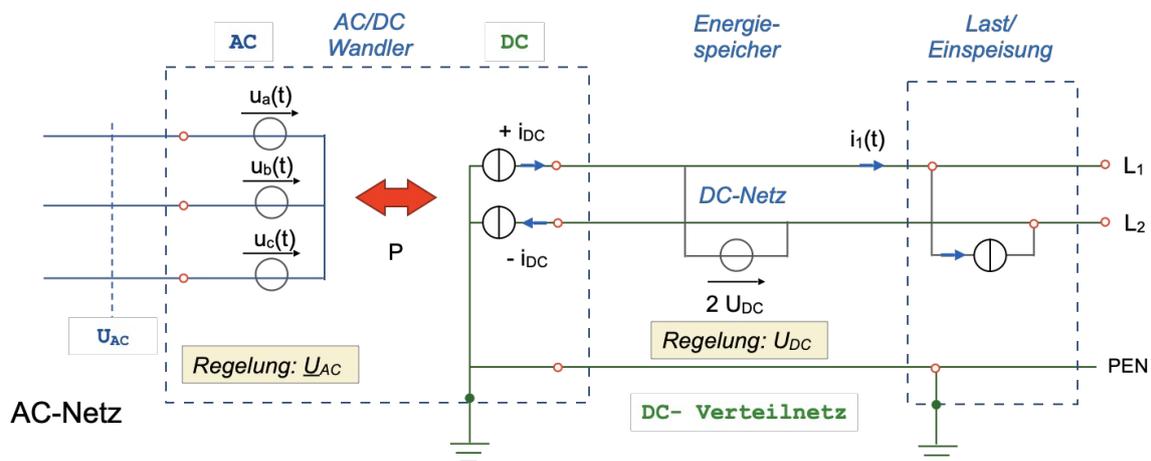
Lösung: Irgendeine Anlage muss die Spannungsführung übernehmen. In dieser Betriebsart richtet sich die bereitgestellte Leistung nach der Nachfrage: Eine spannungsgeführte Anlage muss zu jeder Zeit Leistung aufnehmen oder abgeben können. Daher kommen hierfür nur Anlagen mit einer regelbaren Energiequelle in Frage, wie Batteriespeicher oder Dieselgeneratoren.

Frage 1.7.2: Betrieb des AC/DC-Wandlers. Warum kann der AC/DC-Wandler das DC-Netz nicht ebenfalls bereitstellen, sondern ist DC-seitig nun stromgeführt? Hat die Betriebsart (spannungsgeführt oder stromgeführt) einen Einfluss auf den Lastfluss?

Lösung: Er stellt bereits das AC-Netz bereit und muss die hierfür benötigte Leistung dem DC-Netz entnehmen bzw. zuführen. Die Betriebsart hat keinen Einfluss auf den Lastfluss.

Frage 1.7.3: Ersatzschaltbild. Skizzieren Sie ein Ersatzschaltbild der Anlage.

Lösung:



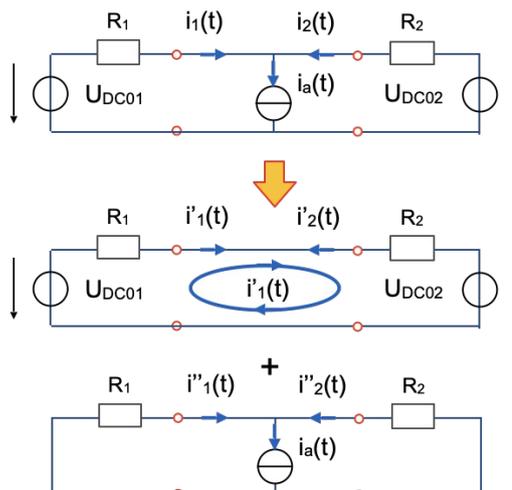
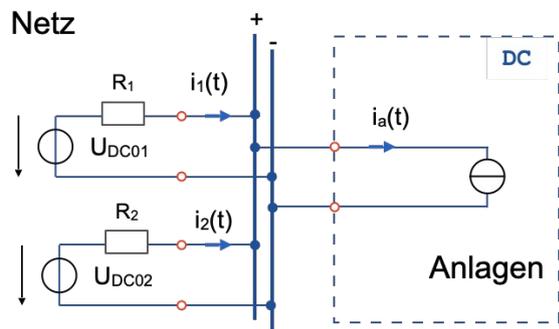
Der AC/DC-Wandler arbeitet jetzt auf der AC-Seite als Spannungsquelle (Regelung \underline{U}_{AC}). Als System mit neutraler Leistungsbilanz (bis auf Verluste) bedient sich der AC/DC-Wandler aus der DC-Seite für die benötigte Leistung: DC-seitig arbeitet er nun als Stromquelle. Im Vergleich zum Betrieb aus Aufgabe 1.7 fehlt somit DC-seitig der Netzbildner (= Spannungsquelle).

Diese Aufgabe übernimmt nun das Energiespeichersystem: Es arbeitet als Spannungsquelle (Regelung U_{DC}). Alle übrigen Anlagen bleiben als Stromquellen im DC-Netz. Das Batteriesystem stellt nun die Abweichung aller eingespeisten Ströme und entnommenen Ströme bereit.

Frage 1.7.4: Mehrere Spannungsquellen am Netz. Es wäre denkbar, mehrere Anlagen spannungsgeführt zu betreiben, z.B. zwei Energiespeichersysteme im DC-Netz bzw. ein Energiespeichersystem im DC-Netz und einen Dieselgenerator im AC-Netz. Was ist hierbei elektrisch zu beachten? Wie lassen sich die Anforderungen regelungstechnisch lösen?

Lösung: Der Betrieb zweier spannungsgeführter Systeme im DC-Netz führt zu parallel geschalteten Spannungsquellen im DC-Netz. Geringe Abweichungen beider Spannungen führt zu großen Ausgleichsströmen (Kreisströmen), da Spannungsabweichungen nur den Spannungsabfall über die Innenwiderstände der Spannungsquellen angepasst werden.

Die Leistungsbeiträge beider Quellen verhalten sich umgekehrt zum Verhältnis der Innenwiderstände. Hier muss der Regler also dafür sorgen, dass die Spannungen beider Quellen möglichst wenig voneinander abweichen.



Die Ersatzschaltung zeigt, dass man die Last und die Parallelschaltung der Spannungsquellen überlagern kann. Aus der Parallelschaltung der Spannungsquellen ergibt sich ein Kreisstrom $i'_1(t) = \Delta U / (R_1 + R_2)$, wobei ΔU die Differenz der Quellspannungen bezeichnet ($\Delta U = U_{DC01} - U_{DC02}$). Hierbei ist $i'_2(t) = -i'_1(t)$, unabhängig von der Last. Um die Kreisströme gering zu halten, müssen die Quellspannungen U_{DC01} und U_{DC02} möglichst genau übereinstimmen. Der Kreisstrom bewirkt, dass Leistung von einer Quelle in die andere Quelle übertragen wird.

Der Laststrom setzt sich anteilig aus Beiträgen beider Spannungsquellen zusammen, wobei die Anteile im Verhältnis der Innenwiderstände der Spannungsquellen ausfallen ($i''_1 / i''_2 = R_2 / R_1$, $i_a = i''_1 + i''_2$). Für eine gleichmäßige Belastung der Spannungsquellen sind somit möglichst gleiche Innenwiderstände erforderlich.

In den Zweigen der Spannungsquellen überlagern sich die Strombeiträge aus der Last und dem Kreisstrom ($i_1(t) = i'_1(t) + i''_1(t)$, $i_2(t) = i'_2(t) + i''_2(t)$). Fällt in einem Zweig die Summe aus Kreisstrom und dem Beitrag zum Laststrom negativ aus, so nimmt diese Quelle Leistung aus der anderen Quelle auf.

Beim Betrieb zweier Spannungsquellen im AC-Netz gelten die gleichen Regeln: Geringe Spannungsabweichungen führen zu hohen Kreisströmen zur Anpassung der Spannungen über den Innenimpedanzen. Auch hier müssen die Spannungen beider Quellen eng aneinander angeglichen werden, sowie die Impedanzen der Quellen möglichst genau übereinstimmen.

1.8. Wandler für Netze mit mehreren Spannungsebenen

Auch Gleichspannungsnetze lassen sich mit mehreren Spannungsebenen aufbauen. Die Gründe hierfür sind die gleichen wie für Wechselspannungsnetze: Mit höheren Spannungen lassen sich bei vergleichbaren Strömen höhere Leistungen transportieren. Solche Netze benötigen dann zur Anpassung der Spannungsebenen Wandler, die als Gleichspannungstransformatoren arbeiten. Folgende Abbildung zeigt ein Beispiel für ein solches Netz.

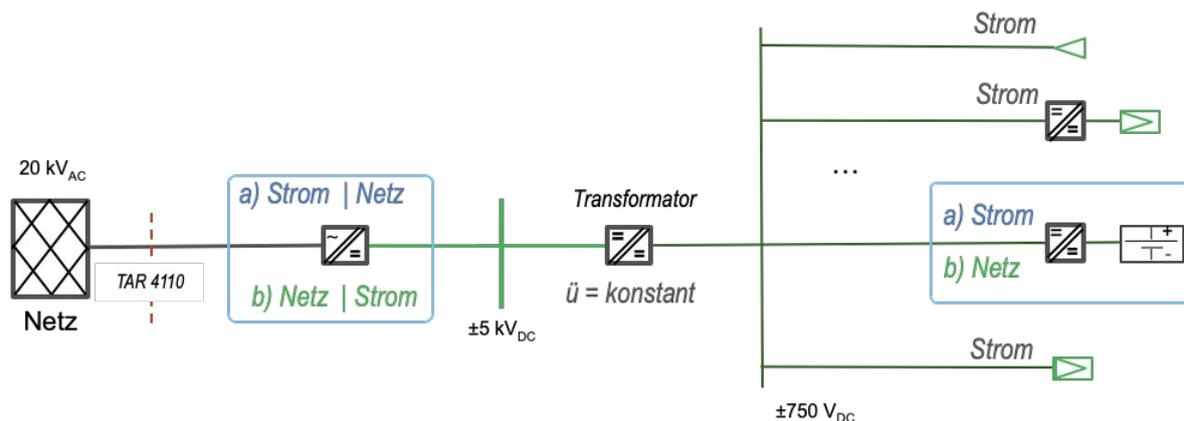


Bild 1.8 Gleichspannungsverteilung mit Netzanschluss, Gleichspannungstransformator und Anlagen

Im Netz sind die Anlagen im normalen Betrieb stromgeführt. Der Wandler am Anschluss an das Stromnetz bildet die oberste Spannungsebene des DC-Netzes. Die Aufgabe des Gleichspannungstransformators, die Primärspannung U_{DC1} in die Sekundärspannung U_{DC2} zu übersetzen.

Schaltet man die Betriebsweise des Netzes in einen Inselnetzbetrieb um, so ändern sich im Beispiel die Rollen zweier Wandler: Der Wandler am Anschlusspunkt ans Stromnetz arbeitet nun auf der AC-Seite netzbildend (siehe Abschnitt 1.7) und kann somit nicht gleichzeitig die obere Spannungsebene des DC-Netzes bereit stellen. Die Bereitstellung des DC-Netzes übernimmt nun der Wandler eines Energiespeichersystems: er arbeitet netzbildend auf der sekundären Spannungsebene U_{DC2} .

Die Betriebsart des Gleichspannungs-Transformators muss hierfür nicht umgestellt werden: Er bildet die obere Spannungsebene U_{DC1} nun aus der unteren Spannungsebene U_{DC2} .

Frage 1.8.1: Erläutern Sie das Funktionsprinzip des Transformators. Wie gelingt die Abbildung bzw. Transformation beider Spannungsebenen?

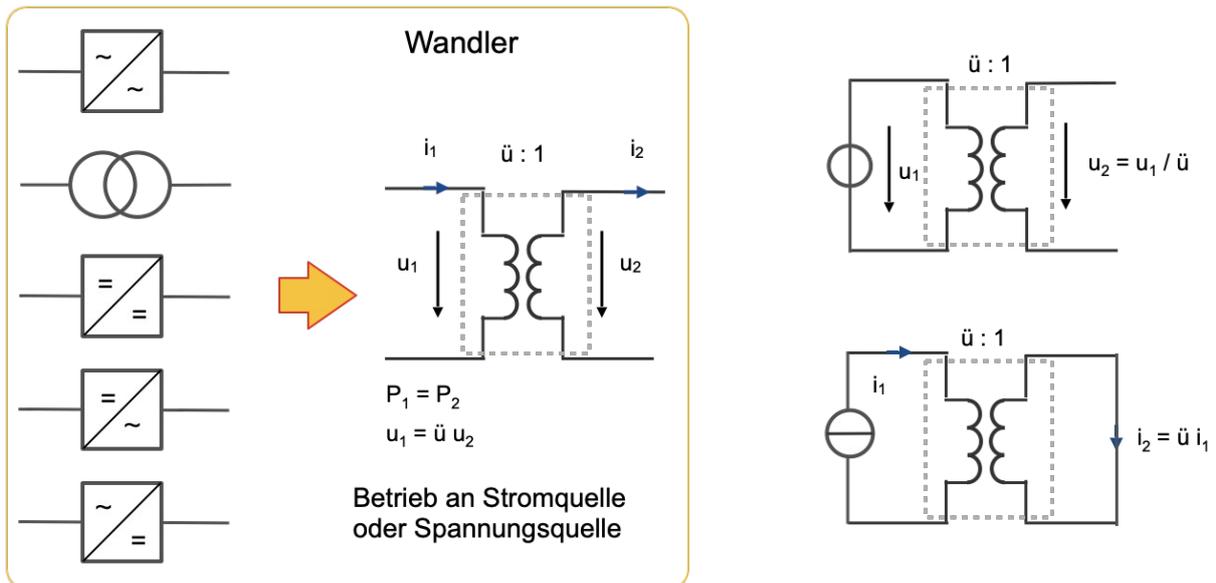
Lösung: Mit Hilfe des Übersetzungsverhältnisses \ddot{u} zwischen den Spannungsebenen. Für $\ddot{u}:1$ von der Primärseite (obere Spannungsebene) zur Sekundärseite (untere Spannungsebene) hält man das Verhältnis $\ddot{u} = U_{DC1}/U_{DC2}$ konstant.

Frage 1.8.2: Übersetzungsverhältnis der Ströme. Welches Übersetzungsverhältnis ergibt sich für die Ströme auf der Primärseite des Wandlers und auf der Sekundärseite des Wandlers, wenn man das Übersetzungsverhältnis der Spannungen wie in Frage 1.8.1 definiert?

Lösung: Für $\ddot{u} = U_{DC1}/U_{DC2}$ erhält man $\ddot{u} = I_{DC2}/I_{DC1}$. Grund hierfür ist die Invarianz der Leistung: $P_2 = P_1$. Abgesehen von Verlusten überträgt der Wandler die Leistung von der Primärseite auf die Sekundärseite, oder umgekehrt. Die Leistungen berechnen sich aus $P_1 = U_1 I_1$ und $P_2 = U_2 I_2$.

Frage 1.8.3: Ersatzschaltbild. Skizzieren Sie ein Ersatzschaltbild für den DC/DC-Wandler im Betrieb an einer Spannungsquelle bzw. Stromquelle.

Lösung: siehe Abbildung.



Funktionsprinzip bleibt das konstante Übersetzungsverhältnis \ddot{u} bei invarianter Leistung. Dieses Verhalten ist von AC-Transformatoren (Leistungstransformatoren in Wechselstromnetzen) bekannt.

Grundsätzlich lässt sich das Verhalten auf Wandler zwischen AC/DC und DC/DC übertragen, wobei die Sekundärseite und die Primärseite über das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} bei invarianter Leistung gekoppelt sind ($P_1 = P_2$). Das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} gilt sowohl für Spannungen und für Ströme und lässt sich für eine Steuerung bzw. Regelung auch aus Strömen und Spannungen an den Klemmen des Wandlers bestimmen.

Der durch ein Wicklungspaar angedeutete ideale Transformator im Ersatzschaltbild deutet auf eine galvanische Trennung der Primärseite von der Sekundärseite hin. Diese ist für das genannte Funktionsprinzip nicht zwingend erforderlich: Auch konventionelle DC-Hochsetzsteller oder DC-Tiefsetzsteller ohne galvanische Trennung lassen sich als DC-Transformatoren einsetzen.

Frage 1.8.4: Regelung des Übersetzungsverhältnisses \ddot{u} . Bei leistungselektronischen Wandlern wird üblicherweise der Strom bzw. die Spannung geregelt (stromgeführter Betrieb bzw. spannungsgeführter Betrieb, siehe Aufgaben 1.6 und 1.7). Wie ließe sich die Regelung des Übersetzungsverhältnisses bei einem Wandler in der Praxis ausführen?

Lösung: Wenn die Stellgröße des Wandlers (als Regelstrecke) die Führung des Stromes, bzw. der Spannung auf der Primärseite oder Sekundärseite zulässt kann diese Führung auf Basis des Übersetzungsverhältnisses als Führungsgröße durchgeführt werden.

In beiden Fällen wird das hierzu zunächst Übersetzungsverhältnis \ddot{u} ermittelt (= Istwert der Führungsgröße): Entweder durch Messung der Spannungen auf Primärseite und Sekundärseite und Berechnung von \ddot{u} , oder durch Messung der Ströme auf Primärseite und Sekundärseite und Berechnung von \ddot{u} . Die Differenz zwischen dem Sollwert von \ddot{u} und dem Istwert von \ddot{u} ist Eingangsgröße des Reglers.

Der Regler stellt entweder die Spannung primärseitig oder sekundärseitig so, dass $\ddot{u} = \ddot{u}_{\text{soll}}$ (= konstant), bzw. er stellt die Ströme primärseitig oder sekundärseitig entsprechend. Ströme bzw. Spannungen werden hierdurch nicht absolut vorgegeben, sondern nur im Verhältnis. Gibt beispielsweise die Spannung auf der Primärseite nach, so folgt die Sekundärseite.

2. Niederspannungsnetze

2.1. Niederspannungskabel

Die in heutigen Niederspannungsverteilnetzen eingesetzten Erdkabel sind vorwiegend Normkabel mit Aluminium oder Kupfer als Leiter und PVC oder Polyethylen (PE) als Isolierung und Mantel. Niederspannungs-AC-Kabel, die bis 1 kV Betriebsspannung (zwischen zwei Leitern = verkettete Spannung) zugelassen sind, lassen sich auch für DC-Verteilnetze mit bis zu 1.5 kV einsetzen. Der Grund hierfür ist die Isolation der Kabel auf den Scheitelwert der AC-Spannung, die um einen Faktor $\sqrt{2} \approx 1,5$ über dem Effektivwert der Betriebsspannung liegt.

Betreibt man die Kabel, wie in Abschnitt 1 dargestellt, in einem TN-S System, lassen sich in einem Niederspannungs-Gleichstrom-Verteilnetz Betriebsspannungen von bis zu ± 750 V realisieren. Wie bei Wechselstromnetzen hält man in einem solchen Netz die Betriebsspannung konstant, und transportiert mit Hilfe des Stromes die elektrische Leistung. Die Netze bleiben spannungsgeführt.

Die Kabel besitzen einen Kapazitätsbelag und Induktivitätsbelag. Sofern nicht auf dem Datenblatt angegeben, ermittelt man diesen aus der Leitergeometrie. Diese beiden Kenngrößen sind für die Übertragungseigenschaften entscheidend. Außerdem besitzt das Kabel einen Widerstandsbelag, der abhängig ist vom Material (Aluminium oder Kupfer) und vom gewählten Querschnitt.

Kapazitäten

Die Kapazität ist definiert als Verhältnis der gespeicherten Ladungsmenge zur aufgewendeten Spannung. Durch das Potenzialgefälle stellt sich eine elektrische Feldstärke in der Anordnung ein, aus die Ladungsdichte folgt. Die Ladungsdichte und folglich die Kapazität ist abhängig von der Geometrie und den Materialeigenschaften (Dielektrikum mit Materialkonstante $\epsilon = \epsilon_r \epsilon_0$).

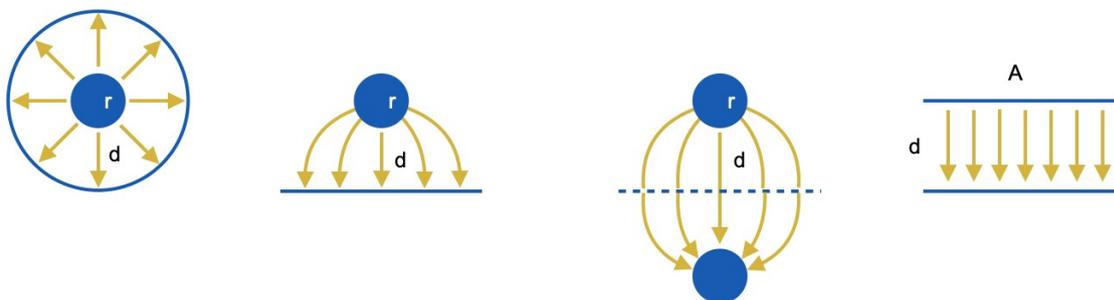


Bild 2.1.1 Kapazitäten abhängig von der Leiteranordnung

Die Kapazitätsbeläge ermitteln sich abhängig von der Anordnung der Leiter. Für die in der Abbildung dargestellten Fälle errechnet man:

- Zylinder (Einzelkabel) mit Radius $r_1 = r$ und $r_2 = r + d$:

$$C = \epsilon \frac{2\pi l}{\ln\left(\frac{r+d}{r}\right)} \quad (1.1)$$

- Leiter über Erde mit Leiterradius r und Abstand $(r + d)$ zur Erde:

$$C = \epsilon \frac{2\pi l}{\ln\left(\frac{2(r+d)}{r}\right)} \quad (1.2)$$

- Doppelleiter mit Leiterradius r und Abstand $2(r + d)$ zwischen den Leitern:

$$C = \epsilon \frac{\pi l}{\ln\left(\frac{2(r+d)}{r}\right)} \quad (1.3)$$

- Plattenkondensator: mit Abstand d zwischen den Platten

$$C = \epsilon \frac{A}{d} \quad (1.4)$$

Dargestellt ist jeweils der Querschnitt der Anordnung mit dem Abstand d (vom Leiterradius aus gemessen). Die Leiter und somit die Fläche A erstrecken sich in die Bildebene. Die Kapazität wird umso größer, je geringer der Abstand d gewählt werden kann. Die Doppelleiter werden als Serienschaltung der Anordnung „Leiter über Erde“ interpretiert, daher halbiert sich der Wert der Kapazität.

Grundsätzlich bleibt der Charakter des Plattenkondensators erhalten: Die Kapazität wächst mit der Fläche und umgekehrt proportional zum Abstand zwischen den Leitern. Die größte Kapazität bei gleicher Geometrie besitzt das Koaxialkabel (verstärkt durch die Materialkonstante ϵ_r des Dielektrikums im Vergleich zu Leitern in Luft).

Induktivitäten

Die Induktivität ist definiert als Verhältnis des magnetischen Flusses zum aufgewendeten Strom. Durch den Strom stellt sich eine magnetische Feldstärke in der Anordnung ein. Der magnetische Fluss folgt der magnetischen Feldstärke. Die Induktivität ist abhängig von der Geometrie und den Materialeigenschaften (Materialkonstante $\mu = \mu_r \mu_0$).

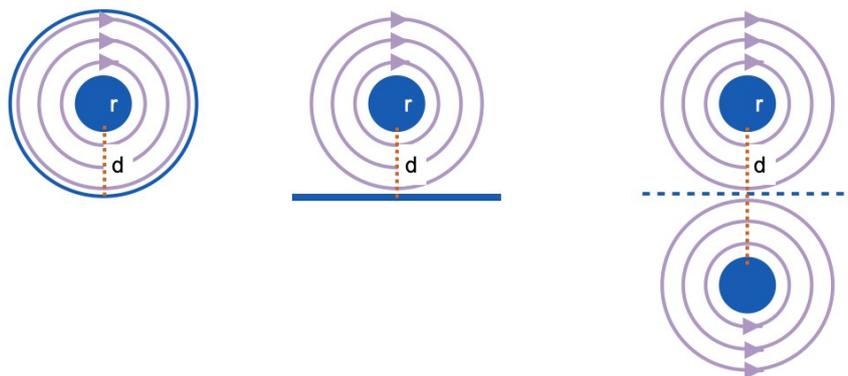


Bild 2.1.2 Induktivität eines Leitersystems

Die Induktivitätsbeläge ermitteln sich wie die Kapazitätsbeläge abhängig von der Anordnung der Leiter. Für die in der Abbildung dargestellten Fälle errechnet man näherungsweise:

- Koaxialkabel mit Radius $r_1 = r$ und $r_2 = r + d$:

$$L = \frac{\mu l}{2\pi} \ln\left(\frac{r+d}{r}\right) \quad (1.5)$$

- Leiter über Erde (Leiterbahn) mit Leiterradius r und Abstand $(r + d)$ zur Erde:

$$L = \frac{\mu l}{2\pi} \ln\left(\frac{2(r+d)}{r}\right) \quad (1.6)$$

- Doppelleiter mit Leiterradius r und Abstand $2(r + d)$ zwischen den Leitern:

$$L = \frac{\mu l}{\pi} \ln\left(\frac{2(r+d)}{r}\right) \quad (1.7)$$

Dargestellt ist jeweils der Querschnitt der Anordnung mit dem Abstand d . Die Leiter und die Fläche A erstrecken sich in die Bildebene. Die beiden Leiter stellen eine Leiterschleife dar. Die Fläche A bezeichnet die vom Magnetfeld durchflossene Fläche. Für die magnetische Konstante gilt $\mu = \mu_0$, da für alle nicht ferromagnetischen Materialien die relative Konstante annähernd $\mu_r = 1$ beträgt.

Übertragungseigenschaften

Die Übertragungseigenschaften sind abhängig vom Kapazitätsbelag und Induktivitätsbelag der Leitung. Diese stellen die „elastischen“ Eigenschaften für die Wellenausbreitung dar. Eine Welle muss hierbei keine harmonische Funktion sein: Jede Form der Anregung breitet sich als Welle aus, auch Einschaltvorgänge und Störungen, die z.B. durch Fehler verursacht werden. Daher sind die Übertragungseigenschaften auch für Gleichstromsysteme relevant.

Die beiden wesentlichen Eigenschaften sind der Wellenwiderstand der Leitung und die Ausbreitungsgeschwindigkeit. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit ermittelt man aus

$$v_c = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} \quad (1.8)$$

Hierbei bezeichnet L' den Induktivitätsbelag in $[H/m] = [Vs/Am]$ und C' den Kapazitätsbelag in $[F/m] = [AsVm]$. Das Produkt beider Größen besitzt die Einheit $[s^2/m^2]$. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit in einem Medium ist geringer als die Lichtgeschwindigkeit im Freiraum.

Der Grund für die im Vergleich zum Freiraum geringere Ausbreitungsgeschwindigkeit findet sich durch Einsetzen des Kapazitätsbelags $C' = C/l$ und des Induktivitätsbelags $L' = L/l$ beispielsweise für die koaxiale Leitung: Es verbleibt der Ausdruck $v_c = 1/\sqrt{\epsilon\mu} = 1/\sqrt{\epsilon_r\epsilon_0 \mu_r\mu_0}$. Im Freiraum wäre $c = 1/\sqrt{\epsilon_0 \mu_0}$. Die magnetische Konstante für die alle hier relevanten Materialien beträgt $\mu_r \approx 1$. Die geringere Ausbreitungsgeschwindigkeit wird somit verursacht durch das Dielektrikum mit der Konstante $\epsilon_r > 1$. Somit sind Kabelsysteme deutlich langsamer als Freileitungen.

Der Wellenwiderstand beschreibt den Widerstand, den eine in die Leitung einlaufende Welle sieht. Die Welle kann beim Einlaufen nicht wissen, wie das Ende der Leitung abgeschlossen ist. Sobald die Welle das Ende der Leitung erreicht, entstehen am Abschluss der Leitung Reflexionen. Den Wellenwiderstand ermittelt man aus

$$R_w = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (1.9)$$

An den physikalischen Einheiten erkennt man, dass das Verhältnis aus Induktivität in $[Vs/A]$ und Kapazität in $[As/V]$ die Einheit $[V^2/A^2] = [\Omega^2]$ besitzt. Trotz der physikalischen Einheit ist der Wellenwiderstand kein ohmscher Widerstand: Die Leitung bleibt verlustfrei. Der Wellenwiderstand beschreibt eine „elastische“ Eigenschaft der Leitung für einlaufende Wellen.

Widerstand

Jede Leitung besitzt einen Leiterwiderstand, abhängig vom Material und vom Leiterquerschnitt. Der Leiterwiderstand findet sich meistens in Datenblättern der Leitungen, lässt sich aber bei bekanntem Querschnitt und bekanntem Material errechnen nach der Beziehung:

$$G = \frac{1}{R} = \frac{\sigma A}{l} \quad (1.10)$$

Hierbei bezeichnet die elektrische Leitfähigkeit des Materials, A die Querschnittsfläche des Leiters und l die Länge des Leiters. Der Widerstandsbelag entspricht $R' = 1/(\sigma A)$.

Beispiele

Für die elektrische Leitfähigkeit von Kupfer findet sich ein Wert von $\sigma_{Cu} = 5,8 \cdot 10^7$ S/m, für Aluminium der Wert $\sigma_{Al} = 3,7 \cdot 10^7$ S/m. Die Einheit [S] für „Siemens“ bezeichnet hierbei $[A/V]$ und entspricht

dem Kehrwert von $[\Omega]$. Demnach besitzt ein Leiter mit 50 mm^2 Querschnitt einen Widerstandsbelag von $0,34 \text{ m}\Omega/\text{m}$ für Kupfer, bzw. $0,54 \text{ m}\Omega/\text{m}$ für Aluminium.

Zur Ermittlung des Kapazitätsbelags und Induktivitätsbelags muss die Leitergeometrie festgelegt werden. Folgende Abbildung zeigt Leiteranordnungen in Niederspannungskabeln. Die Kabel gibt es als Einzelleiter und Mehrleiter (in runder Ausführung bzw. mit Profil), sowie geschirmt und ungeschirmt. In einer symmetrischen Gleichstromanwendung lässt sich der Schirm als Bezugspotenzial (Neutralleiter) verwenden.



Bild 2.1.3 Leiter in Niederspannungskabeln

Bei Kabel für die Niederspannung mit $0,6/1 \text{ kV}$ mit Leiterquerschnitt 50 mm^2 beträgt die Dicke der Leiterisolation ca. $1,4 \text{ mm}$, die des Mantels ca. 2 mm . Somit lässt sich der Abstand $d \approx 1,5 \text{ mm}$ abschätzen. Bei einem runden Leiter mit o.g. Querschnitt beträgt der Radius ca. $r = 4 \text{ mm}$. Die Kantenlänge der profilierten Leiter lässt sich mit ca. 7 mm (3 Leiter, einfacher Radius bei Querschnitt 150 mm^2) bzw. 16 mm (4 Leiter, doppelter Radius bei Querschnitt 200 mm^2) abschätzen.

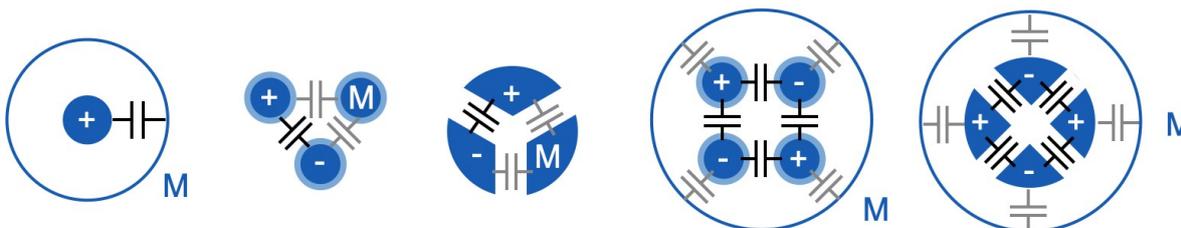


Bild 2.1.4 Kapazitäten der Leiter

Näherungsweise ergeben sich für die Leitertypen folgende Eigenschaften: (1) Einzelkabel als Koaxialleitung mit $d = 1,5 \text{ mm}$ (bzw. mit dickerem Isolator); (2) Dreileiterkabel als Doppelleitungssystem mit $d = 1,5 \text{ mm}$ (bzw. mit Leiterprofil als Plattenkondensator mit $d = 3 \text{ mm}$ und Kantenlänge 7 mm); (3) Vierleiterkabel als vierfache Doppelleitung mit $d = 1,5 \text{ mm}$ (bzw. mit profilierten Leiter als Plattenkondensator mit $d = 3 \text{ mm}$ und Kantenlänge 16 mm). Für Kapazitäten und Induktivitäten ergeben sich die Werte aus folgender Tabelle.

	Kapazitätsbelag C' [pF/m]	Induktivitätsbelag L' [nH/m]	Widerstandsbelag R' [Ω/km]	Wellenwiderstand R_w [Ω]
Koaxialkabel ($d = 1,5 \text{ mm}$)	554	48	0,34	9,3
Koaxialkabel ($d = 6 \text{ mm}$)	284	94	0,34	18,2
Dreileiter, rund	71	374	0,34	72,3
Dreileiter mit Profil	74	363	0,34	69,8
Vierleiter, rund	143	187	0,17	36,1
Vierleiter mit Profil	124	217	0,17	41,9

Tabelle 1.1 Eigenschaften der Niederspannungskabel (Kupfer, PE, 50 mm^2 pro Leiter)

Hierbei wurden folgende Materialeigenschaften und Konstanten verwendet: Polyethylen (PE) $\epsilon_r \approx 2,4$; PVC $\epsilon_r \approx 3$; $\mu_r \approx 1$ für alle Materialien; $\epsilon_0 = 8,86 \cdot 10^{-12} \text{ As/Vm}$ und $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs/Am}$. In allen Fällen beträgt die Ausbreitungsgeschwindigkeit bei PE-Material $v_c = 193 \cdot 10^6 \text{ m/s}$.

Das Vierleiterkabel besitzt zwei Leiter pro Phase und somit den doppelten Leiterquerschnitt. Beim Einzelkabel und beim Vierleiterkabel wird im Kabelmantel ein Schirm als Bezugspotenzial mitgeführt. Auf die Kapazität hat der Schirm beim Vierleiterkabel wenig Einfluss, da die Ladungen in den Leitern insgesamt ausgeglichen sind. Alle Werte sind für PE als Isolator angegeben und wären für PVC anzupassen.

Beim Einzelkabel entspricht der in der Tabelle angegebene Wert einer Dicke der Isolations-schicht von $d = 1,5 \text{ mm}$. Für mehr Isolation wäre der Wert nach Gleichung (1.1) anzupassen. Für $d = 6 \text{ mm}$ (vierfache Dicke) ergibt sich etwa die halbe Kapazität. Das Koaxialkabel besitzt unter den Kabelty-pen die größte Kapazität.

Für das Dreileiterkabel mit runden Leitern wurde näherungsweise ein Doppelleiter verwendet, da der Neutralleiter M die Kapazität insgesamt nicht vergrößert. Beim Dreileiterkabel mit Profilen wur-de näherungsweise der Plattenkondensator für beide Leiterpolaritäten verwendet, und dieser Wert um den Faktor 1,5 für die Serienschaltung der Kapazitäten zum Neutralleiter M nach oben korrigiert.

Die Induktivitäten berechnen sich für die idealen Leitergeometrie nach den weiter oben angege-benen Gleichungen. Für die Leiterprofile wurde der Wert des Induktivitätsbelags an den Schätzwert der Kapazitätsbelags angepasst mit Bezug auf die Ausbreitungsgeschwindigkeit (siehe Gleichung 1.8). Aus den Wellenwiderständen und der Betriebsspannung würde in einem AC-System die natürli-che Leistung folgen. Bei Gleichspannungssystemen ist der Wellenwiderstand nur für transiente Vor-gänge von Bedeutung.

2.2. Leitungsmodell

Die Leitungseigenschaften lassen sich für die Simulation aus Leitungssegmente übertragen. Folgende Abbildung zeigt eine koaxiale Leitung aus zwei geschirmten Einzelleitern, sowie ein Dreilei-terkabel, bei dem der Neutralleiter M als Bezugspotenzial verwendet wird.

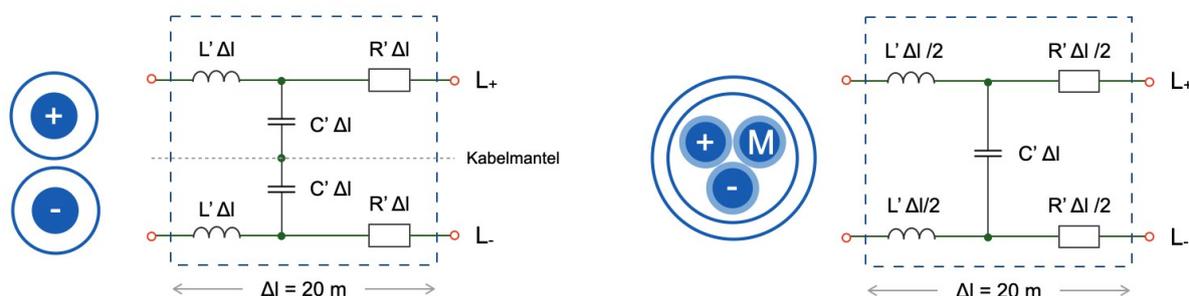


Bild 2.2.1 Abbildung der Leitungsparameter auf Segmente

Für das koaxiale Leitungssystem beziehen sich die Leitungsbeläge aus Tabelle 1.1 auf das Ein-zelkabel. Daher finden sich die Kapazitätsbeläge zum Kabelmantel in einer Serienschaltung: Für das LCR-Modell der Leitung wäre die Kapazität zwischen beiden Leitern zu halbieren. Hiermit ergibt sich für die koaxiale Doppelleitung insgesamt die halbe Kapazität und die doppelte Induktivität gegenüber den koaxialen Einfachleiter aus der Tabelle. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit ändert sich hierdurch nicht, jedoch verdoppelt sich der Wellenwiderstand.

Für das Dreileiterkabel entspricht die berechnete Kapazität bereits der Kapazität zwischen den beiden Leitern, dieser Wert kann also übernommen werden. Allerdings wurden die seriellen Anteile (Widerstand und Induktivität) auf beide Leiter aufgeteilt. Die Werte entsprechen somit Tabelle 1.1.

Die Länge Δl der Leitungssegmente für das Modell wird so gewählt, dass sich eine vernünftige Ortsauflösung ergibt. Die Leitungslängen für die betrachteten Anwendungen in der Niederspannung sollen bis zu 100 m betragen. Daher wurde hier eine Segmentlänge von $\Delta l = 20 \text{ m}$ gewählt.

Die Ortsauflösung ist verbunden mit der zeitlichen Auflösung: Mit einer Ausbreitungsgeschwin-digkeit von $200 \cdot 10^6 \text{ m/s}$ legt ein Signal in einer Mikrosekunde auf der Leitung eine Entfernung von 200 m zurück. Für 100 m Leitungslänge beträgt die Laufzeit $0,5 \mu\text{s}$. Die Entfernung von $\Delta l = 20 \text{ m}$ ent-

spricht einer Laufzeit von $0,1 \mu\text{s}$. Die Simulation erfordert eine passende zeitliche Auflösung zur gewünschten Ortsauflösung. Für eine Ortsauflösung von 2 m müsste die Zeitauflösung 10 ns betragen.

Obwohl beide Leitungstypen in den Leitungsparametern sehr unterschiedlich sind, bleibt die Ausbreitungsgeschwindigkeit für das koaxiale System und das Dreileitersystem gleich. Auch das Modell bleibt gleich, wenn auch mit unterschiedlichen Werten für L' und C' . Folgende Abbildung zeigt das Modell zweier Leitungen aus 5 Segmenten einer Länge von jeweils 20 m.

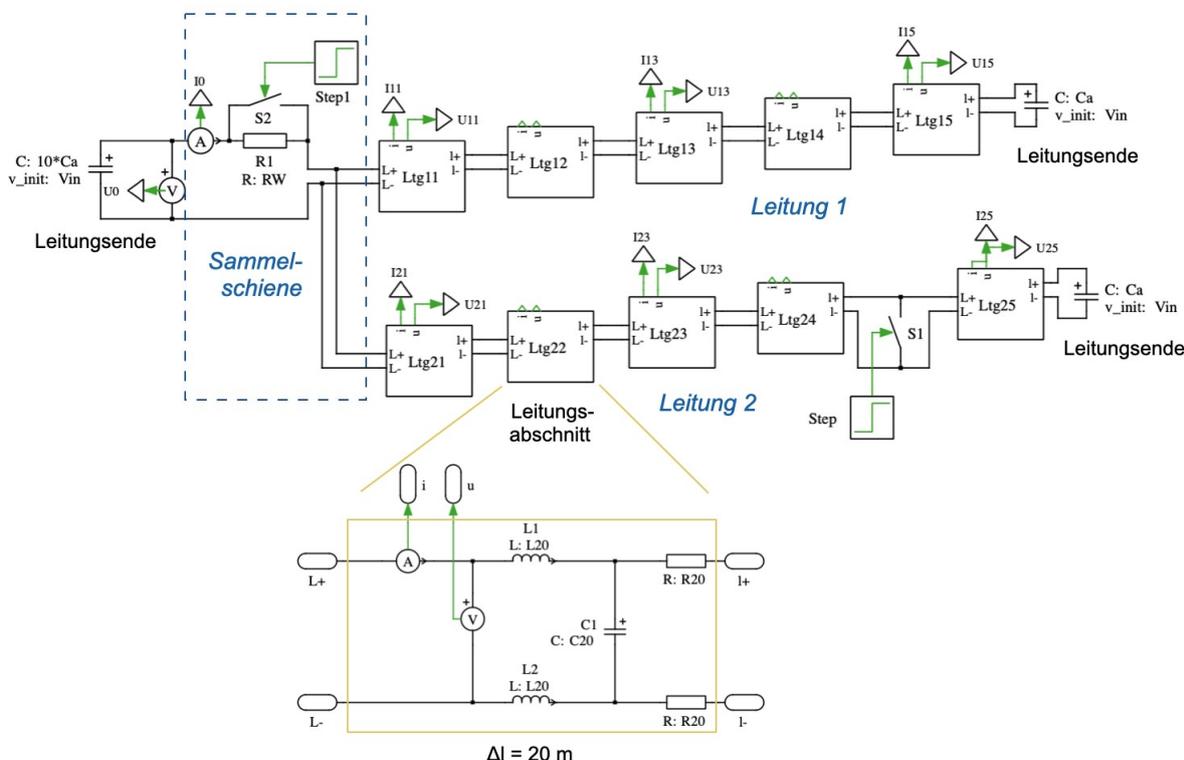


Bild 2.2.2 Zwei Leitungen an einer Sammelschiene

Die Leitungen sind an einer Sammelschiene angeschlossen und sollen von dort aus Anlagen mit der Sammelschiene verbinden. Von der Sammelschiene aus sollen die Anlagen versorgt werden, bzw. Leistung von den Anlagen abgeführt werden. Da alle Anlagen Gleichstromsysteme sind, besitzen alle Anlagen Eingangskapazitäten, die mit der Leitung und der Sammelschiene verbunden sind.

Abschluss der Leitung

Die Anlagenkapazitäten bilden die Leistungsabschlüsse. In der Abbildung an der Sammelschiene die Versorgung mit Hilfe einer Anlagenkapazität dargestellt. Die Größe der Anlagenkapazitäten bemisst sich nach der Leistung der Anlagen. Soll die Sammelschiene beispielsweise 10 Anlagen versorgen, wäre die Kapazität der Versorgung etwa 10-fach zu bemessen.

Unabhängig von der Größe der Kapazitäten fixieren diese die Spannung am Leitungsabschluss. Auf diese Weise stellen die Leitungsabschlüsse Knoten für die Spannungswellen bei transienten Vorgängen dar: eine auf das Leitungsende auflaufende Spannungswelle wird mit umgekehrten Vorzeichen reflektiert. Effekte der Wellenausbreitung ergeben sich bei allen Schaltvorgängen bzw. im Fehlerfall. Sie ergeben sich auch beim Start der Simulation dadurch, dass die Kapazitäten der Leitungssegmente zum Start der Simulation leer sind, während die Kapazitäten am Leitungsabschluss auf die Betriebsspannung (durch Initialisierung) vorgeladen wurden. Folgende Abbildung zeigt den Verlauf zum Start der Simulation.

Man erkennt unmittelbar nach Start der Simulation einen hochfrequenten Einschwingvorgang der Spannungen innerhalb der Leitung (hier $u_{13}(t)$, am Eingang des dritten Segments der Leitung 1 ge-

messen). Die Spannungen am Leitungsende sind auf den Wert der Kondensatorspannungen fixiert und zeigen keine Schwingung. Ursache der Spannungsozillation ist also das Aufladen der Leitungskapazitäten aus dem leeren Zustand. Am Ende des Einschwingvorgangs sind die Leitungskapazitäten aufgeladen, es findet kein Stromfluss statt.

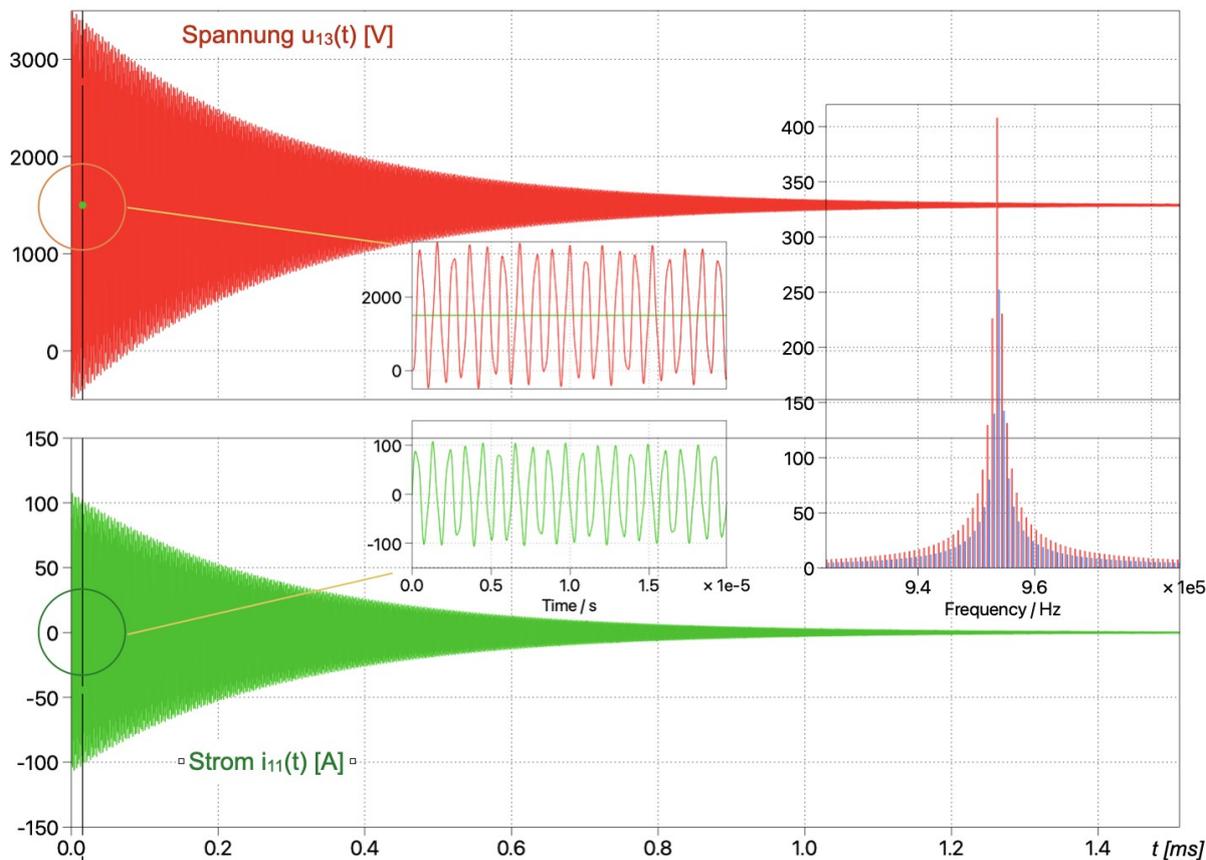


Bild 2.2.3 Zwei Leitungen an einer Sammelschiene

Die Frequenz des Einschwingvorgangs entspricht der Laufzeit der Spannungswellen auf der Leitung: An den Enden der Leitungen wird die Spannungswelle mit jeweils umgekehrtem Vorzeichen reflektiert. Dort gibt es Spannungsknoten. Mit einer Signallaufzeit von $v_c = 194 \cdot 10^6$ m/s und einer Entfernung von $d = 2 \times 100$ m beträgt die Frequenz $f_0 = v_c / d = 0,97$ MHz. Der aus dem Signalspektrum ausgelesene Wert liegt etwas darunter, was an der Approximation durch die fünf Leitungssegmente liegt. Erhöht man die Anzahl der Leitungssegmente, nähert sich die Frequenz dem errechneten Wert an.

Die Dämpfung der Oszillation kommt durch den Leitungswiderstand zustande: Ein höherer Wert verkürzt die Einschwingdauer, ein niedrigerer Wert verlängert die Einschwingdauer. Mit einem Wert von $R' = 0,34 \Omega/\text{km}$ (siehe Tabelle 1.1) beträgt der Leitungswiderstand auf 100 m Länge insgesamt 34 m Ω . Die Reflexionen lassen sich beseitigen, indem man ein Leitungsende mit dem Wellenwiderstand der Leitung abschließt.

Folgende Abbildung zeigt die gleichen Signale mit der gleichen zeitlichen Auflösung wie Abbildung 2.2.3. Der einzige Unterschied besteht darin, dass der zentrale Anschluss der Sammelschiene nun zusätzlich mit dem Wellenwiderstand abgeschlossen ist: Hierzu befindet sich ein Serienwiderstand in der Leitung zur Kapazität des Anschlusses. Der Serienwiderstand lässt sich durch einen Schalter nach dem Einschwingen der Leitung überbrücken.

Der Abschlusswiderstand verhindert keine Echos an den Enden der beiden Leitungen 1 und 2. Die Leitungsenden sind unverändert und mit der Anlagenkapazität abgeschlossen, die die Spannung dort fixiert. Der Abschlusswiderstand verhindert aber Reflexionen am zentralen Anschluss: eine einlaufende Welle wird dort absorbiert. Diese Maßnahme verkürzt die Einschwingdauer beim Laden der Lei-

tung erheblich. Die Einschwingdauer verkürzt sich von mehr als einer Millisekunde auf ca. 2 μs , entsprechend der Laufzeit der Signale.

In der Praxis stellt das Aufladend der Leitung kein Problem dar: Die Spannung wird nicht spontan aufgeschaltet, sondern durch die Spannungsversorgung allmählich erhöht, so dass alle Anlagenkapazitäten und die Leitung aufgeladen werden, bevor der Betriebszustand erreicht wird. Das Zuschalten der leeren Leitung zum Start der Simulation diente an dieser Stelle nur zur Illustration des physikalischen Effekts. In der Simulation lässt sich die Leitung durch Initialisierung der Leitungskapazitäten mit der Betriebsspannung aufladen.

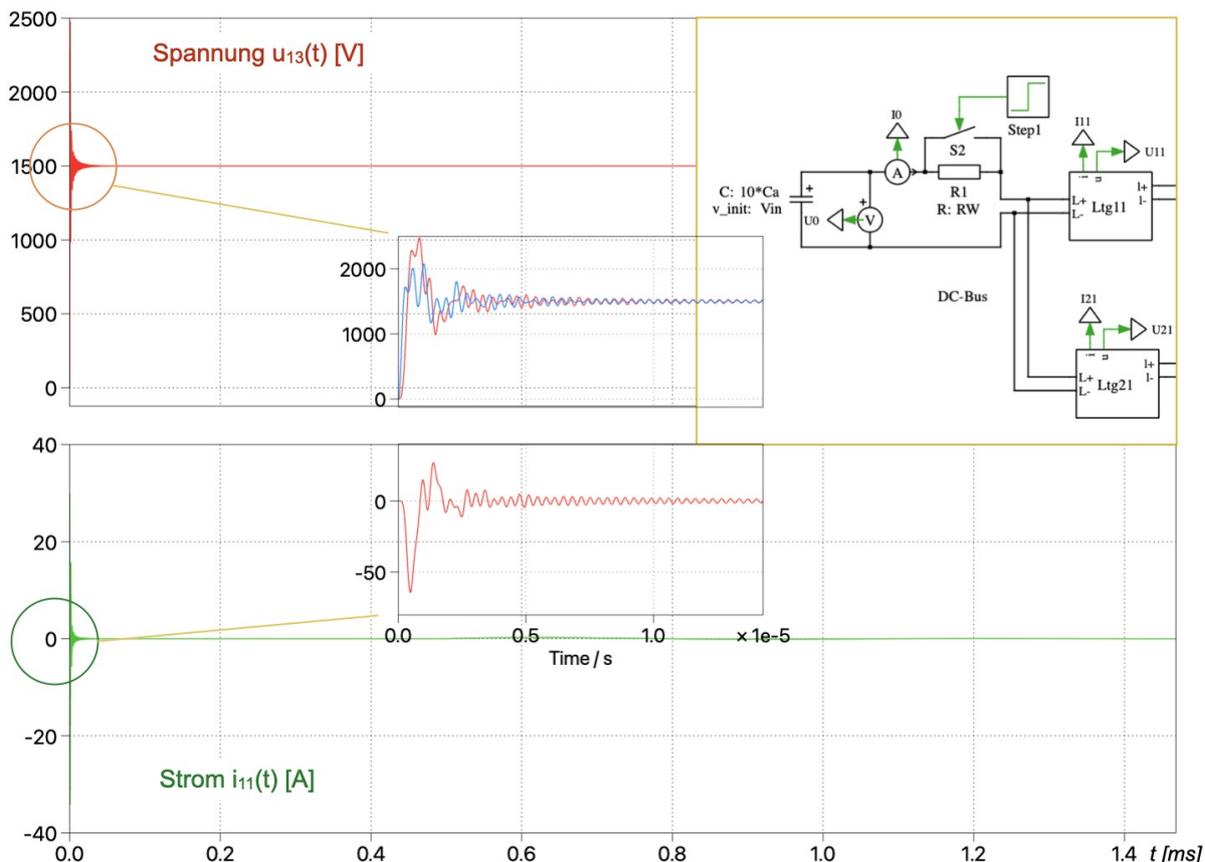


Bild 2.2.4 Leitungsabschluss verhindert Reflexionen

Bei einem Gleichstromsystem spielen im Betrieb die Effekte der Wellenausbreitung keine Rolle.

Reflexionen treten allerdings auf bei Schaltvorgängen und Fehlern in den Leitungen. Wird im Betrieb beispielsweise ein Leitungssegment durch einen Fehler kurzgeschlossen, wird die Spannung an dieser Stelle sofort auf den Wert null fixiert. Der Fehler verbreitet sich mit der Signalgeschwindigkeit und es finden Ausgleichsvorgänge statt.

Wellenausbreitung auf der Leitung

Zur Demonstration der Wellenausbreitung beim Zuschalten der Leitung wurde die Kapazität am Ausgang der Leitung 1 entladen (auf Spannung Null initialisiert). Die Kapazität am Anfang der Leitung befindet sich auf dem Niveau der Betriebsspannung. Zum Start der Simulation wird die Leitung zugeschaltet. Folgende Abbildung zeigt den Verlauf der Spannungen und Ströme an den Leitungssegmenten in der ersten Mikrosekunde.

Bei einer Leitungslänge von 100 m und mit Ausbreitungsgeschwindigkeit von $v_c = 194 \cdot 10^6$ m/s beträgt die Laufzeit vom Anfang bis zum Ende der Leitung etwa 1 μs . Das Leitungsmodell besitzt 5 Segmente der Länge $\Delta l = 20$ m mit Messung der Spannung und des Stroms am Anfang des Segments. Das Modell stellt eine grobe Approximation der Leitung dar.

Folgende Abbildung zeigt das Modell mit dem zeitlichen Verlauf. Vorgegeben sind die initialen Spannungen am Beginn der Leitung (Betriebsspannung) und am Ende der Leitung (Null). Diese beiden Werte ändern sich im Zeitverlauf nicht. Man erkennt, dass die Spannungswelle die Segmente der Reihe nach durchläuft. Da die Spannung am Ende der Leitung auf null fixiert ist, wird die Spannungswelle mit umgekehrtem Vorzeichen reflektiert. Die in den Segmenten gemessenen Spannungen repräsentieren die Überlagerung der hinlaufenden und rücklaufenden Spannungswellen. Daher sinkt die Spannung in den Segmenten im weiteren Verlauf in umgekehrter Reihenfolge.

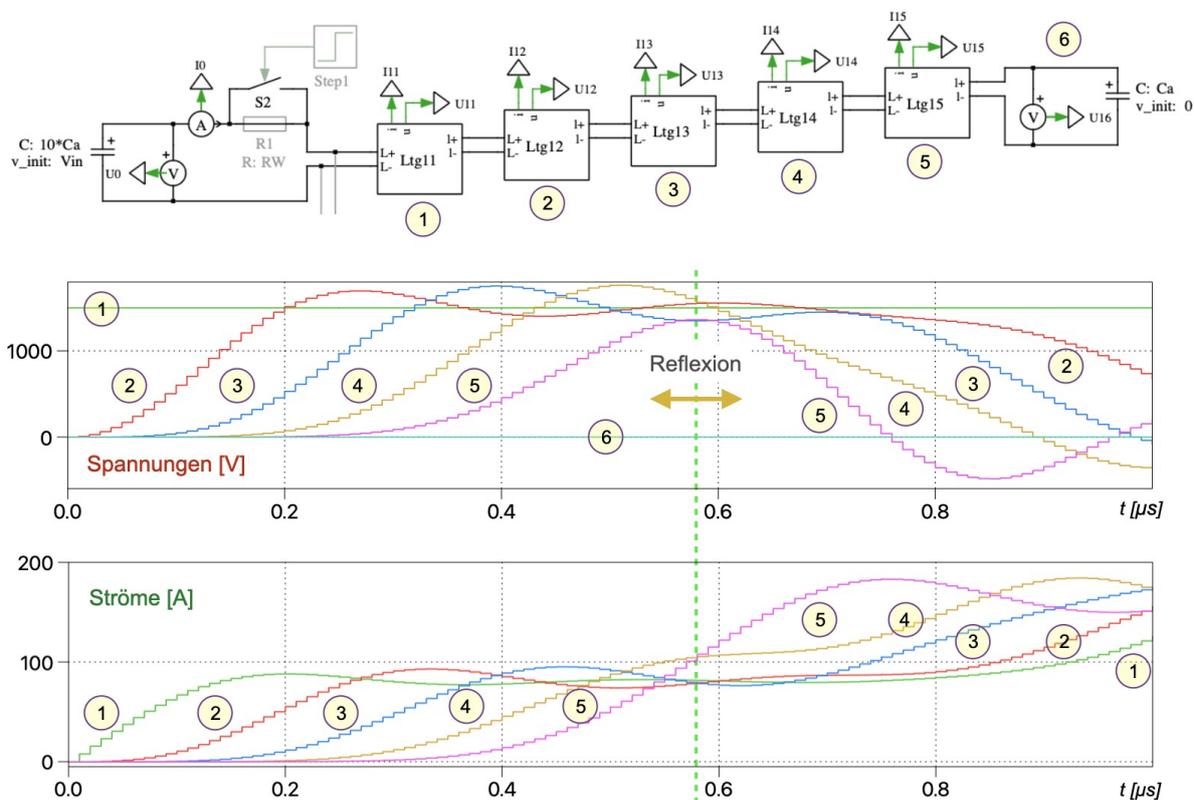


Bild 2.2.4 Einschaltverhalten der leeren Leitung

Der Strom nach dem Zuschalten der Leitung startet bei null. Da der Leitungsanfang sofort auf Betriebsspannung gehoben wird, steigt der Strom hier zuerst. Mit der Ausbreitung der Spannungswelle folgt der Strom der Spannung. Aus dem Verhältnis von Spannung zu Strom folgt der Wellenwiderstand (hier etwa $1500 \text{ V} / 80 \text{ A} \approx 18 \Omega$). Der Strom breitet sich im weiteren Verlauf auf der Leitung aus.

Am Leitungsende kann der Strom weiterfließen: Der Strom I_{15} entspricht dem Kondensatorstrom am Ausgang, da die Leitungskapazität vergleichsweise wenig Strom aufnimmt. Der Abschluss der Leitung mit der Anlagenkapazität wirkt für die einlaufende Stromwelle wie ein Kurzschluss. Am Leitungsende wird die einlaufende Stromwelle mit gleichem Vorzeichen reflektiert: der Strom in den Leitungsegmenten steigt in umgekehrter Reihenfolge weiter an.

Durch fortgesetzte Reflexionen steigt im weiteren Zeitverlauf der Ladestrom immer weiter an, bis schließlich der Kondensator aufgeladen ist und sich die Ausgangsspannung auf dem Niveau der Betriebsspannung einstellt. Die Zeitkonstante hierfür beträgt bei leerer Anlagenkapazität etwa 1 ms und liegt somit um mehrere Größenordnungen oberhalb der hier betrachteten Zeitauflösung.

Für die Leiterspannungen ergibt sich durch die fortgesetzten Reflexionen mit umgekehrtem Vorzeichen bei stabiler Eingangsspannung durch Überlagerung ein Interferenzmuster, dessen Amplitude durch die Leitungsdämpfung und den Anstieg der Ausgangsspannung innerhalb etwa 1 ms allmählich abklingt. Folgende Abbildung zeigt die Signale unmittelbar nach dem Zuschalten der Leitung über eine Dauer von 10 μs .

Man erkennt, dass sich die Spannungsreflexionen etwa eine Periode von 1 μs besitzen, entsprechend der Laufzeit von einem Leitungsende zum anderen und zurück. Da die Spannung auch am Leitungsanfang mit umgekehrtem Vorzeichen reflektiert wird (Abschluss mit Kapazität der Quelle wirkt wie ein Kurzschluss), stellt sich ein Interferenzmuster ein. Die Spannungen am Leitungsanfang und Leitungsende bleiben im betrachteten Zeitraum annähernd stabil.

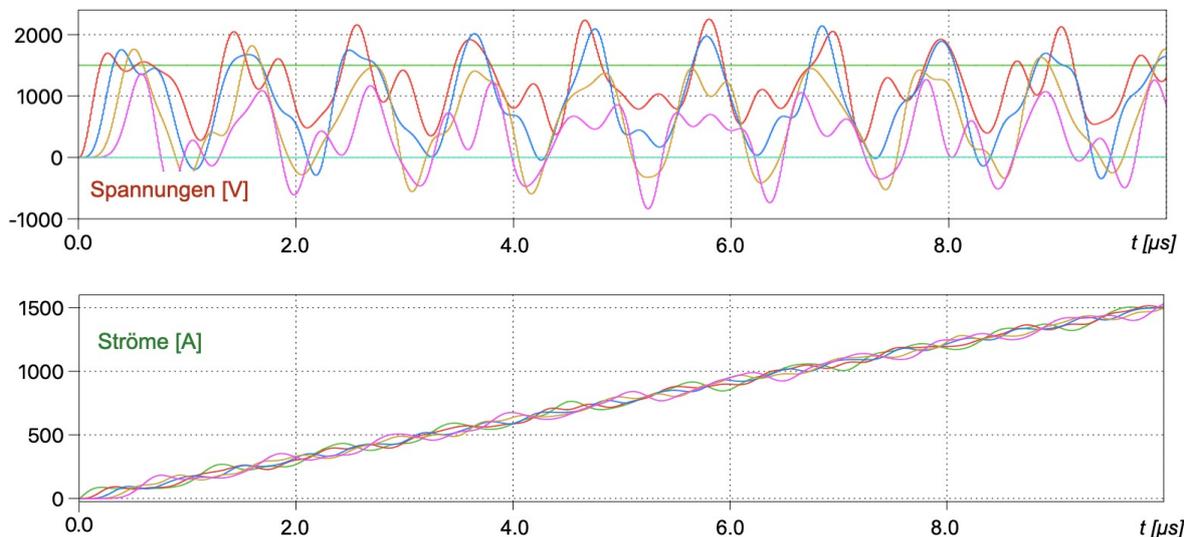


Bild 2.2.5 Einschaltverhalten der leeren Leitung (bis 10 μs)

Der Strom steigt mit jeder Periode an. Durch den Strom wird die Anlagenkapazität am Ende der Leitung gefüllt (Ladungsmenge = Strom mal Zeit). Daher wird die Ausgangsspannung allmählich angehoben, was die Simulation über einen längeren Zeitraum zeigt.

Beim Einschaltvorgang der leeren Leitung wird die Spannung am Ende mit umgekehrtem Vorzeichen reflektiert, da die leere Kapazität die Spannung dort auf null fixiert. Startet man in der Simulation mit aufgeladener Kapazität, breitet sich von beiden Leitungsenden eine Spannungswelle in die Leitung aus. Hierdurch überlagern sich in der Mitte der Leitung die beiden Spannungswellen zur doppelten Spannung.

Ausbreitung von Fehlern auf der Leitung

Ein Kurzschluss der Leitung bringt die Spannung an der Fehlerstelle spontan auf null. Von der Fehlerstelle aus breitet sich eine Spannungswelle mit umgekehrtem Vorzeichen aus. Durch den Fehler wird die Leitung in zwei Teile aufgetrennt: (1) vom Fehlerort zur Anlage, (2) vom Fehlerort zur Sammelschiene. Die Fehlerausbreitung zur Sammelschiene führt zum Spannungsverlust an der Sammelschiene und allen dort angeschlossenen Anlagen.

Folgende Abbildung illustriert die Fehlerausbreitung auf der Leitung. Der Fehler wurde mit Hilfe eines Schalters, der einen Kurzschluss erzeugt, in Leitung 2 erzeugt. Der Fehlerort finden sich zwischen dem 4. und 5. Leitungssegment, also in einer Entfernung von 80 m von der Sammelschiene. Leitung 1 befindet sich im Leerlauf und wurde von der Sammelschiene getrennt (indem das erste Leitungssegment im Modell auskommentiert wurde). Abgebildet sind die Ströme und Spannungen in den Leitungssegmenten.

Man erkennt, dass die Spannung über der Kapazität der Anlage am Ende der Leitung im betrachteten Zeitintervall von 1 μs erhalten bleibt. Leitungssegment 5 mit der Anlage sind durch den Kurzschluss von der übrigen Leitung getrennt. Die Kapazität der Anlage wird sich in diesem Segment in den Kurzschluss entladen.

Gleichzeitig breitet sich der Fehler vom Fehlerort aus in Richtung Sammelschiene aus: Die Spannung am Beginn des Leitungssegments 5 wird durch den Fehler sofort auf null fixiert. Es folgt ein

Strom aus Leitungssegment 4 in den Fehler. Die Spannung am Anfang des Leitungssegments 4 folgt der Spannung am Fehlerort. Dieser Effekt setzt sich durch alle Leitungssegmente in Richtung der Sammelschiene fort.

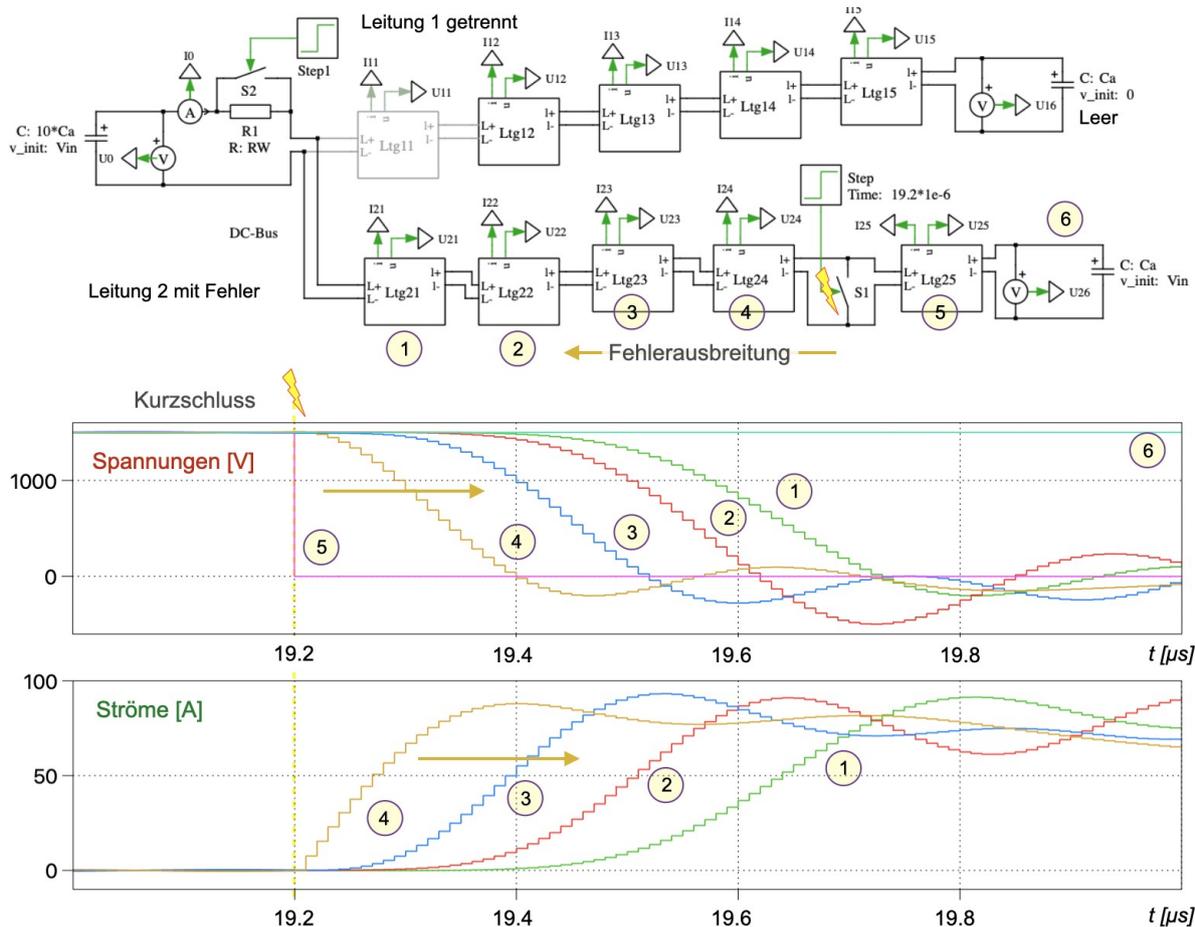


Bild 2.2.6 Fehlerausbreitung nach Kurzschluss im Koaxialsystem

Der Spannungseinbruch an der Sammelschiene (=Anfang des Segments 1) macht sich nach etwa $0,4 \mu\text{s}$ bemerkbar, entsprechend der Laufzeit über eine Entfernung von 80 m. Ströme und Spannungen breiten sich als Welle vom Fehlerort aus. Das Verhältnis der Spannung (1500 V) zum Strom (80 A) ergibt wiederum den Wellenwiderstand.

Sobald die Welle die Sammelschiene erreicht, ergeben sich wiederum Reflexionen am Leitungsende. Die Leitung ist mit der Kapazität der Quelle abgeschlossen, die die Spannung am Leitungsanfang auf die Betriebsspannung fixiert. Um diesen Wert zu erhalten, wird die Spannungswelle mit umgekehrtem Vorzeichen Richtung Fehler reflektiert. Dieser Vorgang setzt sich fort, bis die Reflexionen durch den Leitungswiderstand abgeklungen sind.

Den Reflexionen überlagert ist die Entladung der Quellenkapazität in den Fehler. Die Entladezeit ist im Vergleich zu den Signallaufzeiten lang: In der Simulation dauert es bis zur vollständigen Entladung der Quellkapazität in den Fehler etwa 2 ms.

Unterschiede zwischen koaxialer Leitung und Dreileitersystem

Die koaxiale Leitung und das Dreileitersystem unterscheiden sich in ihren Eigenschaften erheblich: Das Koaxialkabel besitzt eine vergleichsweise große Kapazität, das Dreileitersystem ist vorwiegend induktiv. Grund ist die Leitergeometrie: Beim Koaxialkabel ist die Fläche zum Speichern von Ladungen zwischen Leiter und Mantel groß, die durch den magnetischen Fluß durchströmte Fläche gering. Für eine koaxiale Doppelleitung bestehend aus zwei einzelnen geschirmten Kabeln halbiert sich die Kapazität.

zität und verdoppelt sich die Induktivität gegenüber dem Einzelkabel (siehe Tabelle 1.1). Die Werte für beide Systeme finden sich in folgender Tabelle.

	Kapazitätsbelag C' [pF/m]	Induktivitätsbelag L' [nH/m]	Widerstandsbelag R' [Ω /km]	Wellenwiderstand R_w [Ω]
Zwei Koaxialkabel (d = 1,5 mm) als Doppelleitung	277	96	0,34	18,7
Dreileiterkabel	71	374	0,34	72,3

Tabelle 1.2 Koaxiale Doppelleitung und Dreileiterkabel (Kupfer, PE, 50 mm² pro Leiter)

Grundsätzlich bleiben die Eigenschaften des coaxialen Leitersystems hierbei erhalten: es überwiegt der kapazitive Anteil. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Signale auf der Leitung ändert sich hierdurch nicht. Allerdings zeigt das LC-Modell der Leitung, dass mit wachsender Induktivität die Ladeströme der Kapazitäten kleiner ausfallen. Da die Kapazitäten aber geringer sind, bleiben die für die Ausbreitung der Signale relevanten Zeitkonstanten gleich. Folgende Abbildung zeigt die Ströme und Spannungen im Fehlerfall.

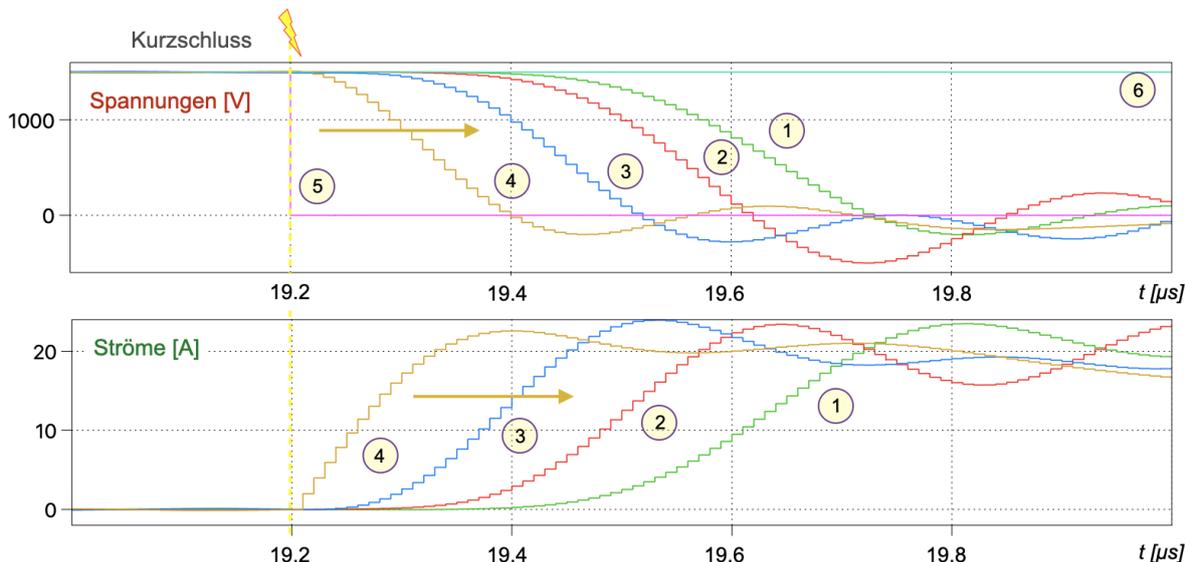


Bild 2.2.7 Fehlerausbreitung nach Kurzschluss im Dreileitersystem

Im Vergleich zu Abbildung 2.2.6 fällt die Amplitude die Ströme geringer aus. Der Verlauf der Ströme und Spannungen ist identisch.

Die Leiterinduktivität befindet sich immer im Strompfad und besitzt daher einen Einfluss auf Ladeströme und Entladeströme der Anlagenkapazitäten bei Schaltvorgängen und im Fehlerfall. Folgende Abbildung zeigt das Leitungsmodell bestehend aus zwei Leitungen an einer Sammelschiene. Die Sammelschiene ist von einer Quelle gespeist, die durch ihre Kapazität abgebildet wurde. Beide Leitungen sind mit ihren Anlagenkapazitäten abgeschlossen. Alle Kapazitäten sind vorgeladen, die Vorladung der Leitungen erfolgt durch kurzzeitiges Zuschalten eines Abschlusswiderstandes an der Quelle (über eine Dauer von 0,1 μ s).

Der Fehlerort befindet sich auf der zweiten Leitung zwischen dem 5. und 6. Leitungssegment (d.h. in 80 m Entfernung von der Sammelschiene). Beide Leitungen sind in Betrieb. Gemessen werden die Spannungen und Ströme am Eingang des Leitungssegments (Fehlerstelle in Leitung 2), sowie am Anfang der Leitung an der Sammelschiene.

Nach dem Fehlerfall entlädt sich die Anlagenkapazität an Leitung 2 über das verbliebene 5. Leitungssegment in den Fehler. Unabhängig hiervon breitet sich der Fehler zur Sammelschiene aus und

bewirkt eine Entladung der Kapazität der Quelle und der Anlagenkapazität am Ende der Leitung 1. Die Entladeströme passieren die Leitungsinduktivitäten auf dem Weg zur Fehlerstelle. Die Leitungskapazitäten spielen im Verhältnis zu den Anlagenkapazitäten und im Verhältnis zur Kapazität der Quelle keine Rolle.

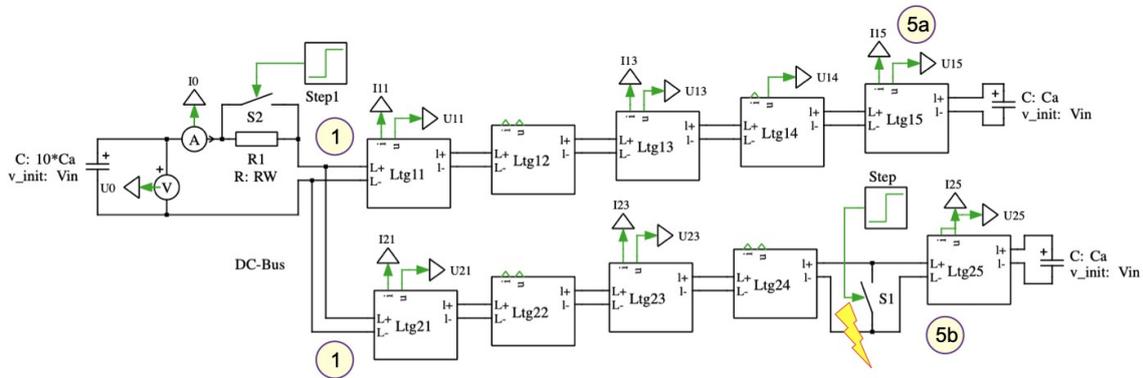


Bild 2.2.8 Leitungsmodell mit Messpunkten

Die Zeitkonstanten der Entladung sind anhängig von der Leitungsinduktivität und der Anlagenkapazität. Sie lassen sich beispielsweise als Grenzfrequenzen $f_g = 1/2\pi \sqrt{L C_a}$ abschätzen, wobei L die Leitungskapazität der Fehlerstrecke darstellt und C_a die Anlagenkapazität. Folgende Abbildung zeigt die Zeitverläufe für beide Leitungssysteme.

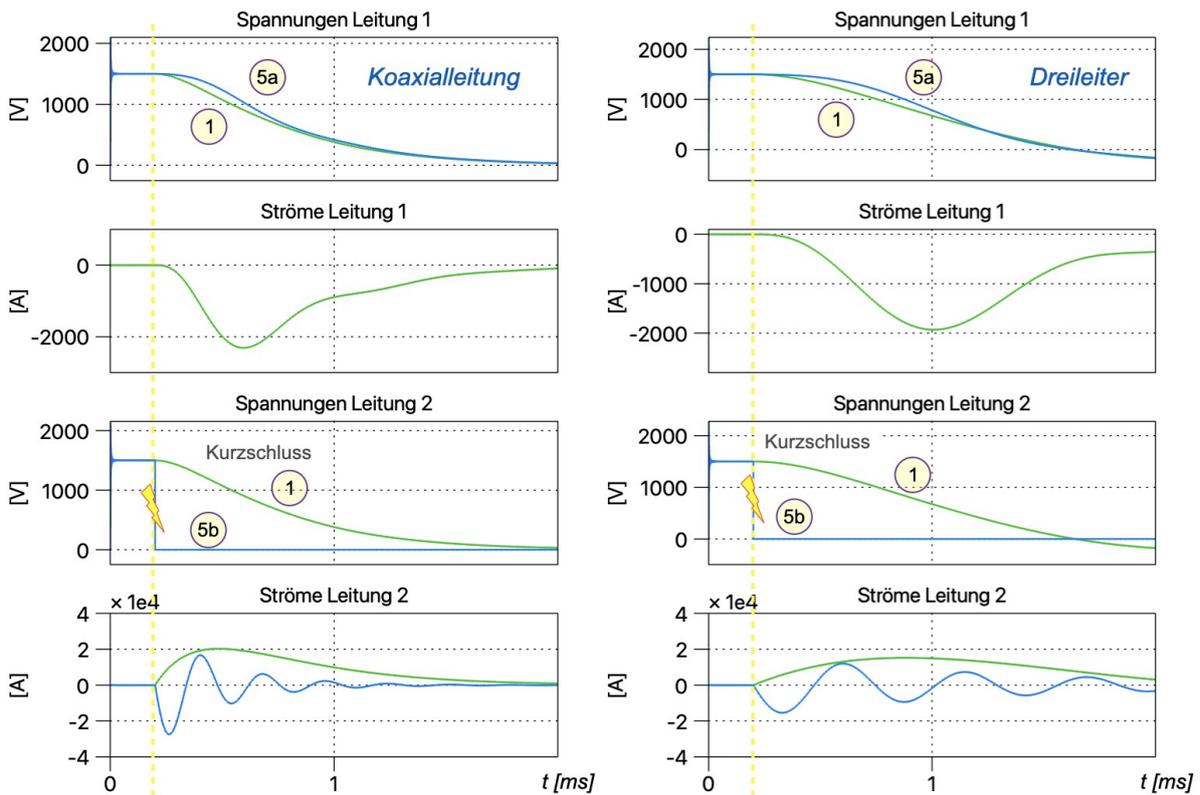


Bild 2.2.9 Spannungen und Ströme für Koaxialkabel und Dreileiterkabel im Fehlerfall

Man erkennt, dass das grundsätzliche Verhalten gleich bleibt: An der Fehlerstelle wird die Spannung spontan auf Null fixiert, die Anlagenkapazität entlädt sich in den Fehler. Der Fehler breitet sich rasch (mit vc) zur Sammelschiene aus, worauf sich die Kapazität der Quelle in den Fehler entlädt. Durch die Entladung sinkt die Spannung an der Sammelschiene. Auch die Anlagenkapazität am Ende

der Leitung 1 entlädt sich in den Fehler. Die Entladedauer ist anhängig von der Größe der Anlagenkapazitäten (bzw. der Quellkapazität) und der Induktivität der Leitung von der Anlage bis zum Fehlerort. Wegen der größeren Leitungsinduktivität reagiert das Dreileitersystem etwas träger (zu quantifizieren über die Grenzfrequenzen der LC-Strecken).

Mit den Werten aus der Simulation (80 m Entfernung von der Sammelschiene zum Fehlerort, Kapazitäten im Bereich einiger Milli-Farad) ist der Entladevorgang innerhalb einiger Millisekunden abgeschlossen. Die Leitungsinduktivitäten begrenzen den Stromanstieg, nicht die Höhe der Entladeströme. Die Zeitkonstanten für die Fehlerausbreitung liegen für Leitungslängen von 100 m im Bereich einer Mikrosekunde. Die Zeitkonstanten das Abklingen der Fehlerechos auf der Leitung und für die Entladung der Anlagenkapazitäten in den Fehler liegen im Bereich einiger Millisekunden.

2.3. Netzmodell

Das Netzmodell soll den in folgender Abbildung dargestellten Anwendungsfall beschreiben: Eine PV-Anlage ist mit einem Batteriespeicher über das DC-Netz verbunden. Als Lasten sind Ladestationen vorgesehen. In einer industriellen Fertigung kämen anstelle der Ladestationen bzw. zusätzlich die Antriebe der Produktionsanlagen in Frage. Die Verbindung zum AC-Netz erfolgt über eine DC-Station (engl. Interlink-Converter, ILC).

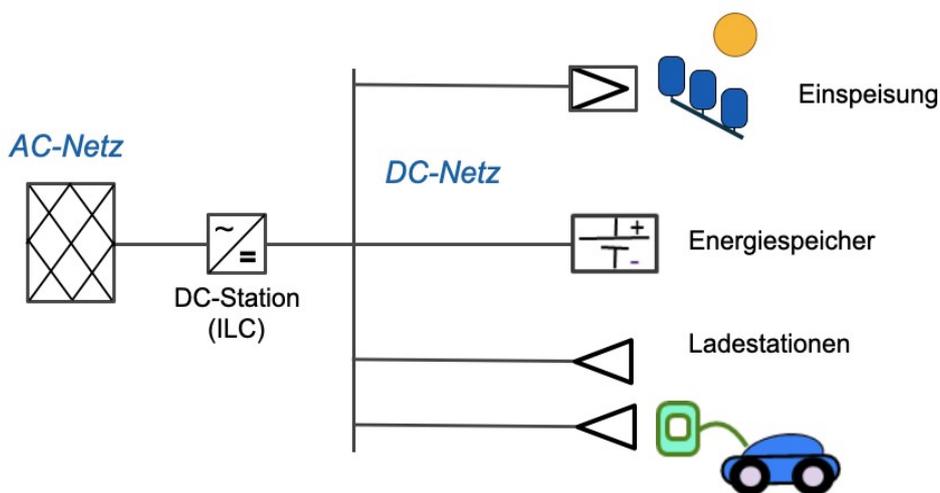


Bild 2.3.1 DC-Netz mit Anlagen

Die Verbindung der Anlagen wird mit Hilfe einer Sammelschiene dargestellt. Alle Anlagen besitzen strombegrenzende Konverter, die physikalisch mit Hilfe einer Stromquelle abgebildet werden. Die Stromquelle repräsentiert die physikalischen Eigenschaften der Regelstrecke. Die DC-Station (bzw. der Energiespeicher) bleibt als Regelstrecke eine Stromquelle, auch wenn sie mit Hilfe eines Reglers spannungsgeführt arbeiten.

Die Charakteristik der Regelstrecke ist entscheidend für die Untersuchung transienter Vorgänge: Der Regler ist über Messungen mit gegebener Abtastrate eingebunden und reagiert vergleichsweise langsam: Er reagiert üblicherweise im Bereich einiger Millisekunden. Transiente Vorgänge besitzen Zeitkonstanten unterhalb einer Mikrosekunde. Im Betrieb führt der Regler die Anlagen, es genügt eine geringere Zeitauflösung. Die gewünschte Zeitauflösung muss bei der Erstellung des Netzmodells berücksichtigt werden.

Für die Anlagen werden folgende Leistungen angenommen: (1) PV-Anlage: 800 kW, (2) DC-Station und Batteriespeicher: 400 kW, (3) Ladestationen jeweils 150 kW. Als Betriebsspannung werden ± 750 V angenommen. Alle Anlagen werden symmetrisch betrieben. Für die Ladestationen sollen Kabel mit 50 mm² Querschnitt verwendet werden mit den in den vorausgegangenen Abschnitten beschriebenen Eigenschaften. Mit einer Stromdichte von 3 A/mm² lassen sich mit 50 mm² Querschnitt 150 A transportieren. Das entspricht bei 1500 V eine Leistung von bis zu 225 kW. Für das Batteriesys-

tem und die DC-Station ist folglich der doppelte Querschnitt erforderlich, für die PV-Anlage der vierfache Querschnitt.

Frage 2.3.1: Erstellen Sie ein Modell des Netzes für folgende Leitungslängen: 4 Ladestationen mit 100 m Leitung, DC-Station unmittelbar an der Sammelschiene, Batteriespeicher mit 20 m Leitung, PV-Anlage mit 40 m Leitung. Hinweis: Passen Sie die Größe der Anlagenkapazitäten an die Leistung der Anlage an.

Lösung: siehe folgende Abbildung.

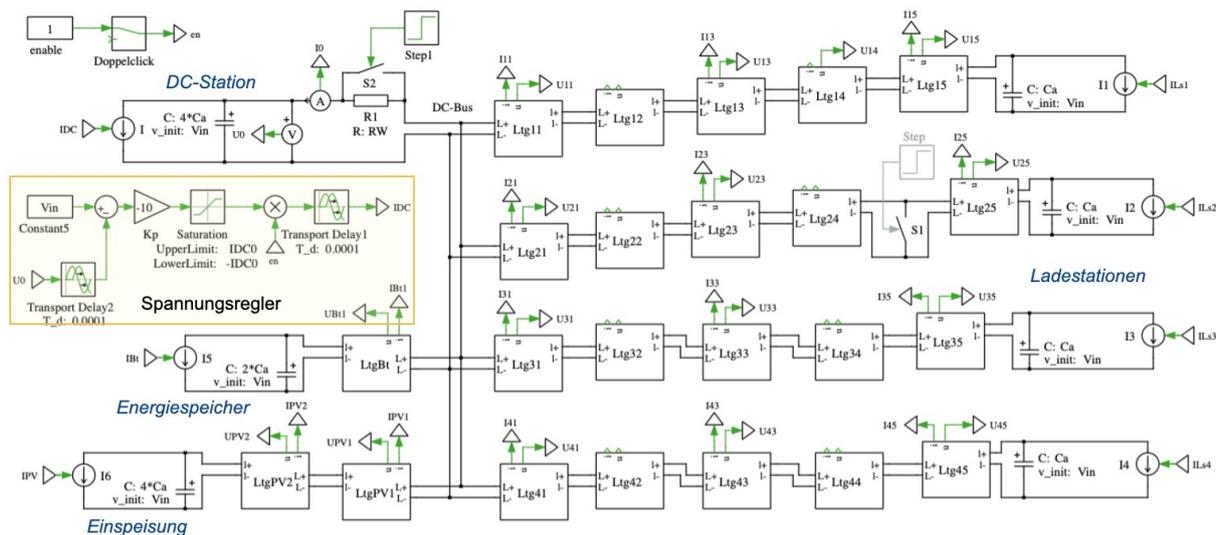


Bild 2.3.2 Netzmodell mit Anlagen

Zur Abbildung der Leitungseigenschaften wurden die Induktivitätsbeläge und Kapazitätsbeläge der koaxialen Doppelleitung verwendet, wobei der Widerstandsbelag an den Querschnitt angepasst wurde. Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, hat das Kabel wenig Einfluss auf die Zeitkonstanten der Fehlertransienten, da die Ausbreitungsgeschwindigkeit konstant bleibt. Zwar sind die transienten Ströme der Welleneffekte bei unterschiedlichem Wellenwiderstand unterschiedlich hoch. Dieser Effekt hat jedoch keinen Einfluss auf die Höhe der Entladeströme der Kapazitäten, da diese den Fehlererechos überlagert sind und nur durch den Leitungswiderstand zum Fehlerort bestimmt werden.

Anlagenkapazitäten: Der Anlagenstrom wächst mit der Anlagenleistung. Für eine Leistung von 200 kW wurde eine Anlagenkapazität von 1 mF gewählt (ebenso für die Ladestationen mit 150 kW). Die Kapazitäten der Anlagen mit Vielfachen der Leistung wurden entsprechend erhöht.

Das Netz besteht aus den Anlagenkapazitäten, die mit Hilfe der Anschlussleitungen über die Sammelschiene miteinander verbunden sind.

Frage 2.3.2: Anlage im Betriebszustand. Ergänzen Sie die Stromquellen für die Anlagen. Wie lässt sich ein Gleichgewichtszustand herstellen?

Lösung: Siehe Abbildung oben: Die Anlagenkapazitäten werden um die Stromquellen der Anlagen ergänzt. Die Richtung aller Stromquellen wurde so gewählt, dass ein positiver Strom eine Leistungsaufnahme darstellt, wie im Verbraucherzählpfeilsystem üblich.

An der Sammelschiene ergibt die Summe aller Ströme Null. Ein Gleichgewichtszustand im Netz wird dann erreicht, wenn sich die Ströme aller Anlagen zu Null aufsummieren. Andernfalls führt ein Stromüberschuss zu einer wachsenden Aufladung der Anlagenkapazitäten und somit zu einer ansteigenden Spannung in Netz. Umgekehrt führt ein Stromdefizit über die Entladung der Kapazitäten zu einer sin-

kenden Spannung. Nur in ausgeglichenen Zustand der Ströme bleibt die Spannung an der Sammelschiene konstant.

Da die Ströme aller Bezugsanlagen (Ladestationen) und Einspeiseanlagen (PV) willkürlich vorgegeben werden, muss die DC-Station oder der Batteriespeicher für den Ausgleich der Ströme sorgen. Im oben abgebildeten Beispiel wurde hierfür die DC-Station ausgewählt; der Batteriespeicher bleibt stromgeführt. Der Ausgleich der Ströme durch die DC-Station erfolgt durch Messung der Spannung an der DC-Sammelschiene: Diese liefert einen Indikator für den Füllstand der Kapazitäten im Netz.

$$u(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i(\tau) \cdot d\tau + u_{\text{initial}} \quad (2.3.1)$$

Ist die Spannung zu hoch, führt die DC-Station einen Strom ab und sorgt so für Entlastung. Ist die Spannung zu niedrig, führt die DC-Station einen Strom zu und sorgt für den Ausgleich. Das Prinzip entspricht einer Füllstandregelung für die kollektive Anlagenkapazität. Die Zeitkonstante dieser Regelung ist groß gegenüber der Ausbreitungsgeschwindigkeit auf den Leitungen: Die Spannung ist das Stromintegral über der gesamten Anlagenkapazität (siehe Gleichung 2.3.1).

Frage 2.3.3: Betrieb mit spannungsgeregelter DC-Station. Der Gleichgewichtszustand wird mit Hilfe einer Spannungsquelle hergestellt, die die Summe der Ströme ausgleicht. Hierzu wird die DC-Station spannungsgeführt: Ein Regler führt die Stromquelle so, dass die Spannung (= Stromintegral über der Kapazität) auf einem konstanten Wert gehalten wird. Erläutern Sie das Funktionsprinzip des Netzes und untersuchen Sie die Funktionsweise in der Simulation.

Lösung: Für den Spannungsregler ist der Strom der DC-Station die Stellgröße. Führungsgröße ist die Spannung, die auf einem konstanten Wert gehalten werden soll. Hierzu wird der Istwert der Spannung an den Anschlussklemmen der DC-Station zur Sammelschiene gemessen. Liegt dieser Wert unter dem Sollwert, wird Strom zugeführt. Umgekehrt wird dem Netz Strom entnommen.

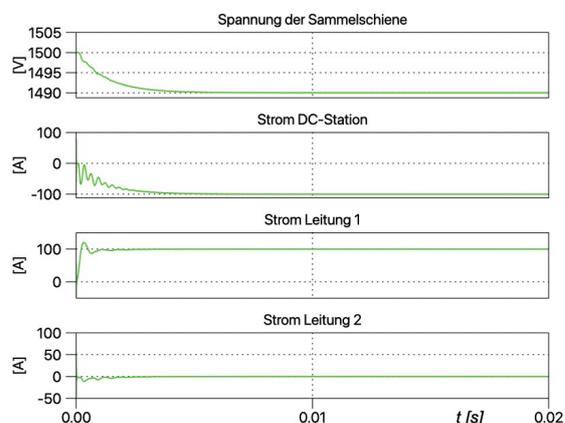
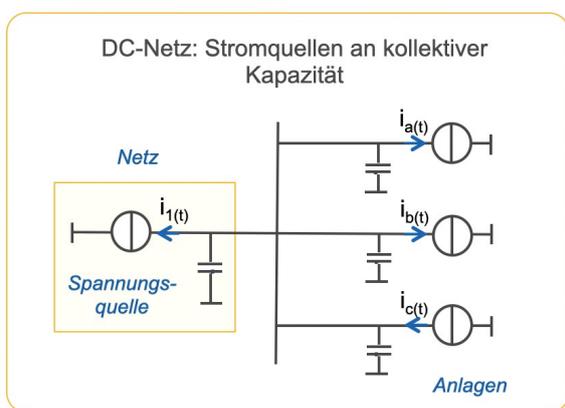


Bild 2.3.3 Funktionsprinzip des Netzes

Zur Spannungsregelung genügt ein einfacher P-Regler. Dieser regelt nicht aus, sondern lässt, je nach Größe der Verstärkung K_P , eine konstante Spannungsdifferenz zum Sollwert bestehen. Diese Spannungsabweichung liefert einen Indikator für die Last und den Lastfluss im Netz: Bleibt die Spannung des Netzes unter dem Sollwert, ist die Leistungsbilanz insgesamt negativ: die DC-Station führt Leistung zu. Bleibt die Abweichung positiv, gibt es eine Leistungsüberschuss: Aus dem Netz fließt über die DC-Station Leistung ab.

Im Beispiel fordert nur die Anlage 1 (Ladestation) einen Strom von 100 A. Mit Hilfe der Spannungsregelung wird dieser Strom durch die DC-Station bereitgestellt (negativer Strom = Zufluss in Richtung

Sammelschiene). Mit dem gewählten Verstärkungsfaktor K_P bleibt die Spannung an der Sammelschiene auf einem Wert von 1490 V.

Die Spannung als Leistungsindikator lässt sich an den Anschlusspunkten aller Anlagen messen. Sie kann somit als Kriterium zur Führung der Anlagen in Abhängigkeit vom Lastzustand im Netz verwendet werden, um beispielsweise die DC-Station zu entlasten.

Als ideale Spannungsquelle kann die DC-Station grundsätzlich jede Leistung bereitstellen oder aufnehmen. In der Realität bleibt der Strom der DC-Station begrenzt. Diese Begrenzung wurde in den Regler eingeführt. Allerdings ist das Überschreiten der Grenze durch die Anlagen mit dem Verlust der Spannungsregelung verbunden. Zur Vermeidung dieses Zustandes wären weitere Maßnahmen zur Leistungsbegrenzung in den Anlagen erforderlich.

Frage 2.3.4: Zeitkonstanten für Fehler und Schaltvorgänge. Welche Zeitkonstanten besitzt die Regelung im Vergleich zu den Zeitkonstanten der Fehlerausbreitung? Spielt die Regelung für Fehlerfälle eine Rolle?

Lösung: Dem Regler werden Messwerte zugeführt, die Berechnung der Stellgröße nimmt Zeit in Anspruch, und die Werte der Stellgröße müssen dem Leistungsteil der Anlage zur Verstärkung zugeführt werden. Diese Signalverarbeitung erfolgt mit einer vorgegebenen Abtastrate, z.B. mit 10 kHz und somit einer Dauer von 0,1 ms zwischen den Abtastwerten. Wenn man die Rechenzeit des Reglers vernachlässigt, vergehen somit wenigstens 0,2 ms zwischen einem gemessenen Ereignis und einer Reaktion des Systems.

Somit sind für die Eigenschaften des Netzes bei transienten Vorgängen (Fehler und Schaltvorgänge) nur die Eigenschaften der Stellgröße verantwortlich. Die Reaktion des Reglers ist diesen Vorgängen mit langsamerer Reaktionszeit überlagert, ebenso wie die Entladung der Anlagenkapazitäten. Folgende Abbildung zeigt einen Simulationslauf mit gleichem Ausgangspunkt wie in 2.3.2.

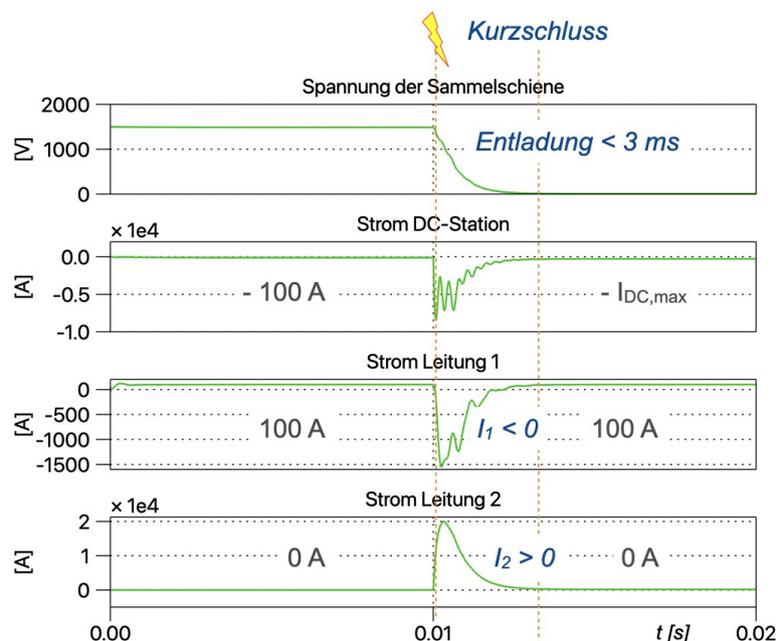


Bild 2.3.4 Reaktion auf einen Fehler

Zum Zeitpunkt $t_0 = 10$ ms ereignet sich ein Kurzschluss am Ende der Leitung 2. Man erkennt, dass sich alle Kapazitäten innerhalb von 3 ms in den Fehler entladen, die Sammelschiene ist spannungslos. Im Modell bleiben die Stromquellen aktiv und speisen weiter (Leitung 2 bezieht unverändert 100 A

Strom, die die DC-Station bereitstellt. Der Spannungsregler der DC-Station läuft in die Strombegrenzung bei einer Einspeisung mit dem maximalen Strom $I_{DC,max}$ der DC-Station.

Die Dauer der Entladung lässt sich überschlägig aus der Zeitkonstante $\tau = RC$ berechnen. Wenn man für 100 m Leitung einen Widerstand von $R = 34 \text{ m}\Omega$ und eine Anlagenkapazität von $C = 10 \text{ mF}$ annimmt erhält man $\tau \approx 0,3 \text{ ms}$. Für eine genauere Rechnung wären die individuellen Kapazitäten und die individuellen Leitungswiderstände bis zum Fehlerort zu verwenden.

Der Zeitverlauf in der Abbildung zeigt, dass sich Ströme und Stromregler mit dem Fehler überlagern: Stromquellen lassen sich kurzschließen. Deaktiviert man die DC-Station, ändert sich das Fehlerbild kaum. Da die Sammelschiene nach der Entladung spannungslos ist, ist der Betriebszustand ab diesem Zeitpunkt in der Praxis allerdings wenig relevant. Ein regulärer Betrieb wäre erst dann wieder möglich, wenn der fehlerhafte Abgang von der Sammelschiene getrennt ist.

2.4. Schwarzstart des Netzes

In den bisherigen Modellen wurden alle Anlagenkapazitäten auf den Wert der Betriebsspannung initialisiert. In der Realität startet das Netz aus dem ausgeschalteten Zustand (d.h. schwarz). Alle Anlagenkapazitäten sind entladen und müssen vorgeladen werden, bevor die Anlagen ihren Betrieb aufnehmen können.

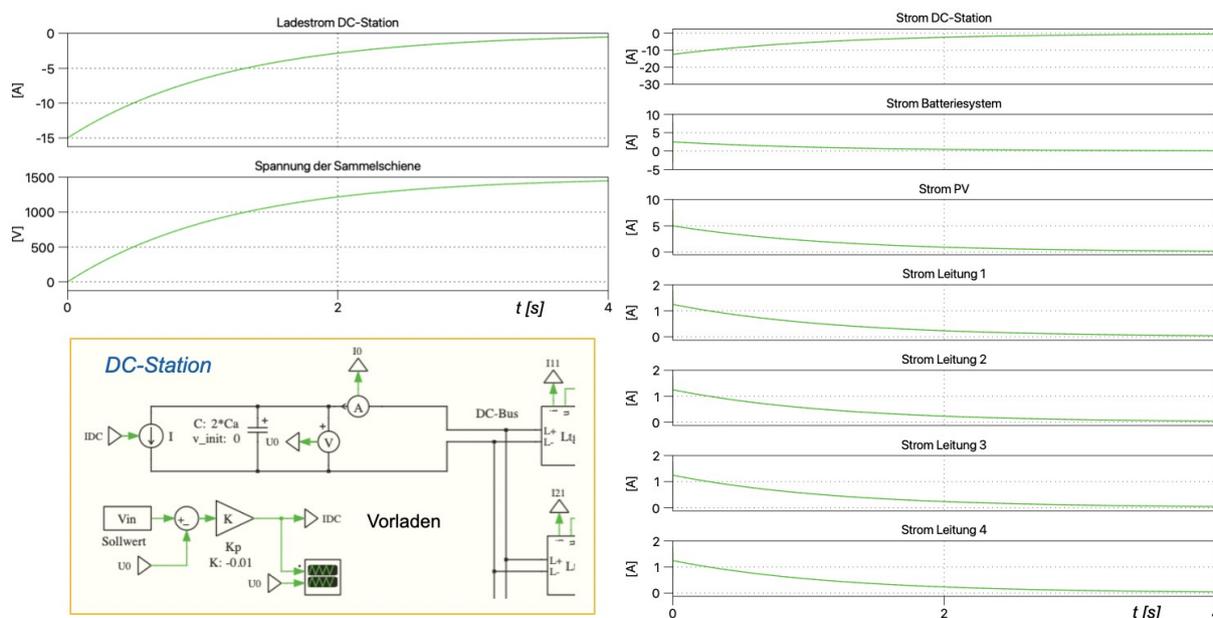


Bild 2.4.1 Vorladen der Anlagenkapazitäten von der DC-Station aus

In der Abbildung oben erfolgt die Vorladung zentral von der DC-Station aus. Hierzu wird der Spannungsregler so eingestellt, dass der Ladestrom begrenzt bleibt. Hierzu genügt es, den Verstärkungsfaktor K_P geeignet zu wählen: $i(t) = \Delta U(t) K_P = (U_0 - u(t)) K_P$. Bei leeren Kondensatoren ist der Spannungshub $\Delta U = U_0$ maximal, wobei U_0 den Sollwert der Betriebsspannung beschreibt. Der maximale Ladestrom beträgt somit $i_0 = U_0 K_P$.

Man erkennt dass mit der gewählten Einstellung die Kapazitäten nach einigen Sekunden aufgeladen sind. Der maximale Ladestrom beträgt hier ca. 16 A. Bei Ladung mit Bemessungsstrom (ca. 250 A) ginge die Aufladung entsprechend schneller. Die Zeitkonstante bleibt allerdings im Bereich einiger Hundert Millisekunden, also groß im Vergleich zur Entladung mit hohen Fehlerströmen.

Frage 2.4.1: Das eingangs dargestellte Verfahren zum Schwarzstart des Netzes mit Hilfe der DC-Station ist nicht praxistauglich. Welche Einschränkungen ergeben sich in der Praxis? Wie ließe sich die Vorladung der Anlagen im Netz organisieren?

Lösung: Einschränkungen: (1) Einschalten der DC-Station: Das Einschaltvorgang soll nicht am Netz erfolgen, d.h. nicht in eine undefinierte Lastsituation. Die DC-Station mit ihrer Ausgangskapazität soll vor dem Anschalten an das Netz aufgeladen werden und betriebsbereit sein. (2) Ausschluss von Fehlerfällen: Fehler in den Abgängen und Leitungen zu den Anlagen führen zu Fehlerströmen während der Aufladung, werden nicht erkannt und verhindern die Aufladung. (3) Die Zuschaltung und Abschaltung von Anlagen soll jederzeit möglich sein. Es kann nicht garantiert werden, dass im Betrieb keine weiteren Anlagen zugeschaltet werden. (4) Der Betrieb mehrerer Spannungsquellen am Netz muss möglich sein. Das wäre auch bei zentraler Aufladung möglich, wenn man diese Aufgabe einer Spannungsquelle zuteilt, muss aber organisiert werden.

Als Konsequenz ergibt sich, dass beim Einschalten der Anlagen jede Anlage individuell vorgeladen werden soll. Bei stabiler Netzspannung soll jede Anlage ihre Eingangskapazität mit geringen Strömen vorladen, bevor sie den Betrieb aufnimmt.

Frage 2.4.2: Beschreiben Sie eine praxistaugliche Methode zum Schwarzstart des Netzes.

Lösung: Alle Anlagen erhalten Vorschaltgeräte, die den Ladestrom begrenzen und für eine kontrollierte Aufladung sorgen. Der Ladevorgang beginnt, sobald die Spannung am Anschlusspunkt der Anlage die Betriebsspannung erreicht. Folgende Abbildung zeigt das Netz mit den Vorladeeinrichtungen.

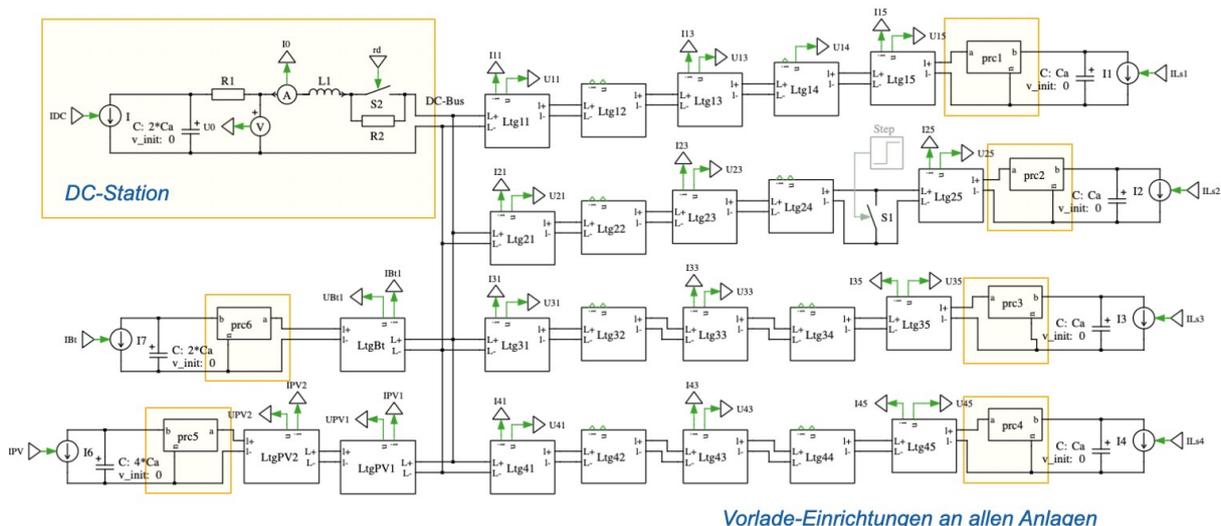


Bild 2.4.2 Vorladen der Anlagenkapazitäten in den Anlagen

Die DC-Station lädt ihre eigene Eingangskapazität auf und bleibt während dieser Zeit vom Netz getrennt. Sobald die Spannung an der DC-Station die Betriebsspannung erreicht, schaltet sich die DC-Station auf die Sammelschiene auf. Zu diesem Zeitpunkt sind die Anlagen noch durch die Vorladeeinrichtungen vom Netz getrennt. Allerdings werden mit dem Anschalten der DC-Station alle Kabel bis zu den Anschlusspunkten der Anlagen aufgeladen. Die Rolle der DC-Station kann auch eine andere Anlage mit Energiequelle übernehmen, z.B. das Batteriespeichersystem.

Sobald die Spannung an den Anschlusspunkten die Betriebsspannung erreicht, schalten sich die Anlagen individuell ans Netz und beginnen die Vorladung ihrer Eingangskapazitäten mit begrenzten Ladestrom. Damit nicht alle Anlagen gleichzeitig mit dem Vorladen beginnen, erfolgt die Vorladung zeitlich versetzt. Die zeitlich versetzte Staffelung lässt sich mit Hilfe von Zufallszahlen realisieren, bzw. an den Anlagen konfigurieren. Durch die individuelle Vorladung kann jede Anlage jederzeit außer Betrieb genommen werden bzw. im Betrieb ans Netz gehen.

Frage 2.4.3: Vorladung der DC-Station und Vorladung der Anlagen. Realisieren Sie ein Konzept zur Vorladung der Anlagen mit konstantem bzw. geregeltem Ladestrom.

Lösung: Siehe folgende Abbildung.

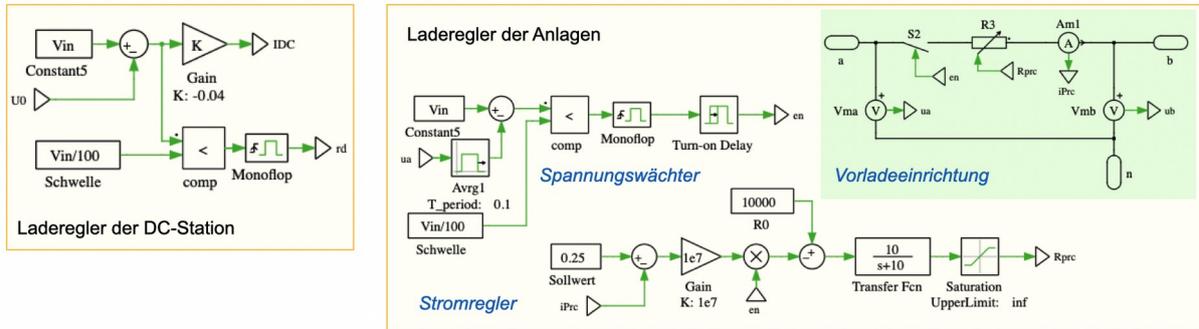


Bild 2.4.3 Stromregler zur Vorladung

Der Laderegler der DC-Station lädt die Eingangskapazität aus der Energiequelle der DC-Station, repräsentiert als geregelte Stromquelle. Zur Spannungsregelung genügt ein P-Regler, da die Regelstrecke als Integrator wirkt (die Stellgröße Strom wird durch die Kapazität der DC-Station zur Führungsgröße Spannung integriert). Während der Aufladung bleibt die DC-Station vom Netz getrennt (siehe Schalter in der Ersatzschaltung des Netzes). Ein Spannungswächter im Laderegler schließt die Verbindung von der DC-Station zum Netz, sobald die Spannungsabweichung zum Sollwert eine vorgegebene Schwelle unterschreitet.

Die Vorschaltgeräte der Anlagen besitzen ebenfalls einen Spannungswächter, der die Anlagen vom Netz getrennt hält, bis die Netzspannung einen vorgegebenen Schwellwert erreicht. Folgende Abbildung zeigt den Ladevorgang einer der Ladestationen.

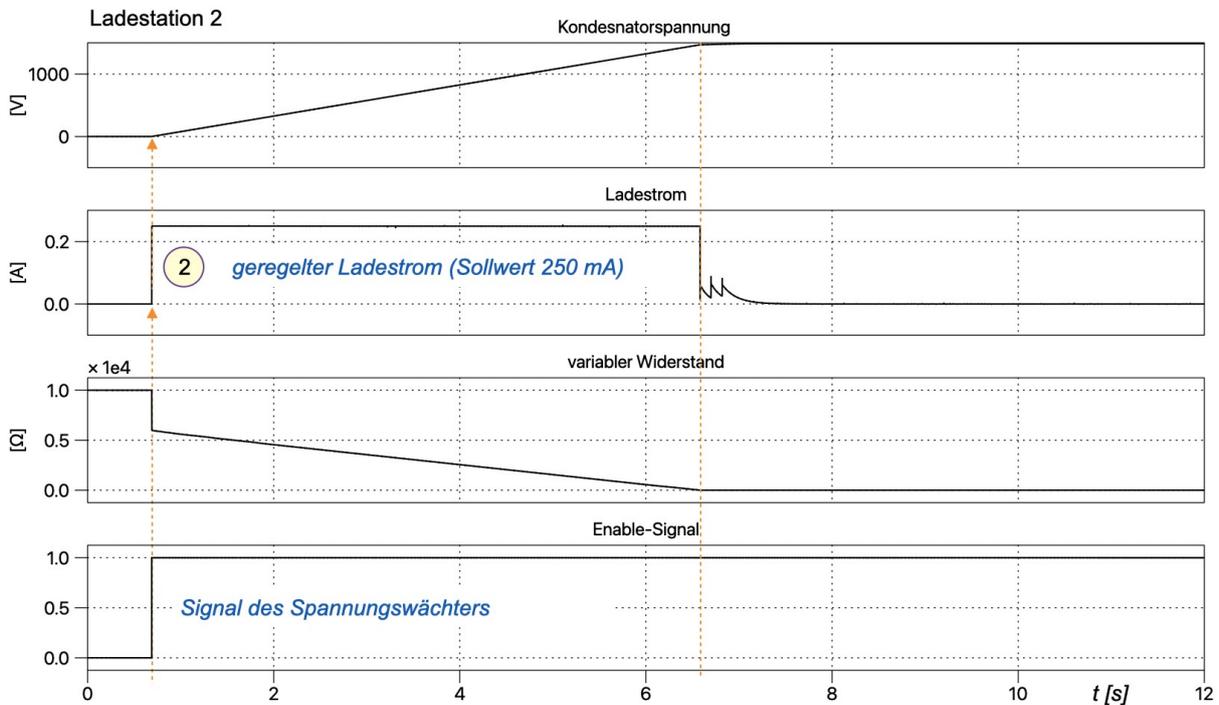


Bild 2.4.4 Ladevorgang einer Anlage

Während die Anlage vom Netz getrennt ist, bleibt die Anlagenkapazität vollständig entladen. Mit dem „Enable“-Signal des Spannungswächters wird die Anlage mit dem Netz verbunden. Der Ladevorgang der Anlagenkapazität beginnt. Der Stromregler der Vorladeeinheit lädt die Anlagenkapazität mit konstantem Strom, im Beispiel wurden hierfür 250 mA vorgegeben. Man erkennt, dass die Spannung an der Anlagenkapazität bei konstantem Strom linear ansteigt.

Sobald die Betriebsspannung erreicht ist, regelt der Stromregler den Ladestrom ab: Die Anlage ist nun betriebsbereit. Im Beispiel wurde als Stellglied ein variabler Widerstand verwendet, der das Funktionsprinzip illustriert. In der Praxis würde man als Stellglied eine leistungselektronische Schaltung verwenden. Da die Vorschaltseinheit im Stromweg bleibt, sollte ihr Widerstand im Betrieb bei null liegen. In der Praxis lässt sich hierfür ein niederohmiger Schalter (Transistor) verwenden, der im Strompfad verbleibt, bzw. die Vorschaltseinheit wird nach der Vorladung überbrückt.

Frage 2.4.4: Vorladung und Betrieb der Anlagen. Untersuchen Sie die in der letzten Frage beschriebene Methode in der Simulation

Lösung: In folgender Abbildung wurde das Netz mit allen Anlagen nach der oben beschriebenen Methode schwarz gestartet. Die Abbildung zeigt die Spannung an der Sammelschiene, sowie wie alle Anlagenströme an der Sammelschiene.

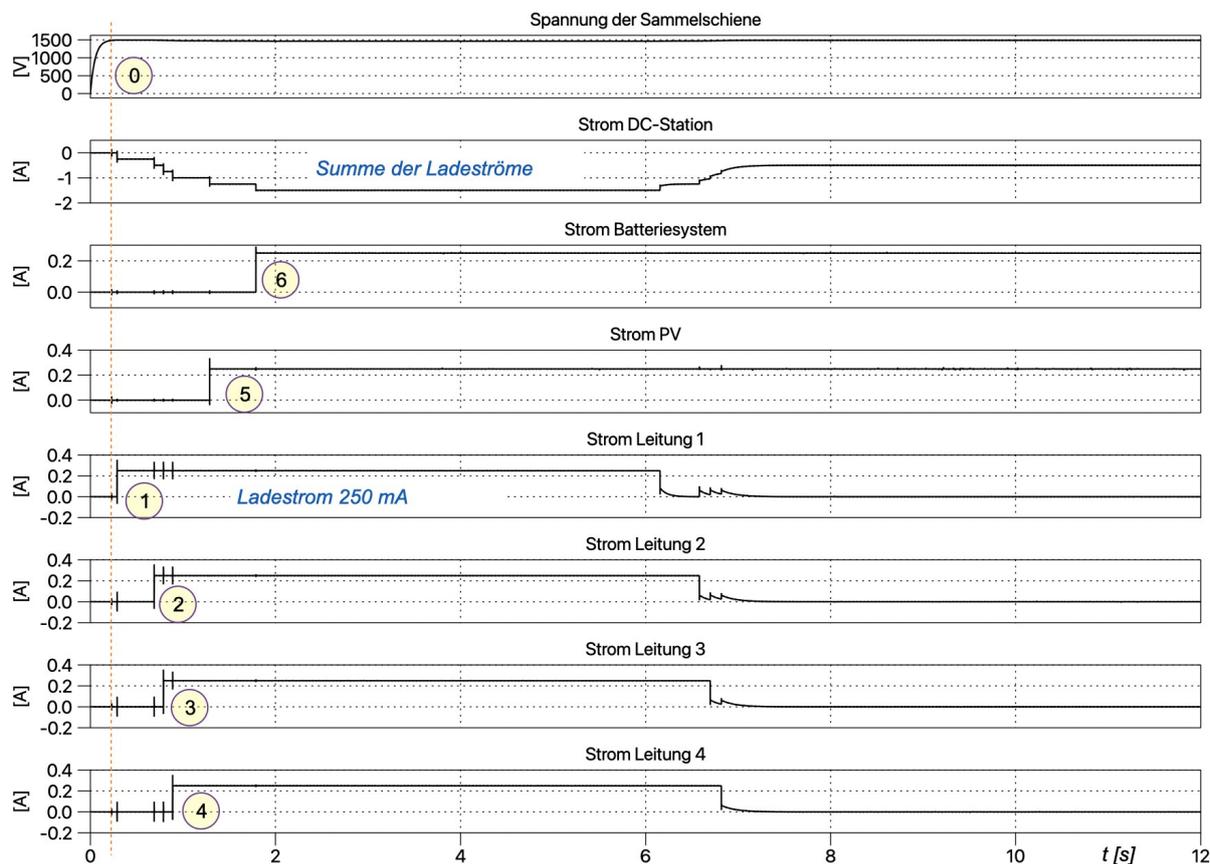


Bild 2.4.5 Schwarzstart des Netzes

Während der Vorladung der DC-Station (Phase 0) bleibt der Strom am Anschluss der DC-Station an die Sammelschiene bei null: Die Anlage bleibt von der Sammelschiene getrennt und lädt sich aus der eigenen Energiequelle vor.

Das Zuschalten der DC-Station an die Sammelschiene ist an einem kleinen Stromimpuls an den Abgängen zu allen Anlagen zu erkennen, der durch das Laden der Kabel verursacht wird. Unmittelbar danach beginnen die Ladevorgänge der einzelnen Anlagen. Die zeitliche Staffel der Anschaltung der

Anlagen ans Netz mit dem Ladevorgang wurde im Beispiel mit Hilfe einer Zeitverzögerung für das „Enable“-Signal der Spannungswächter vorkonfiguriert.

Man erkennt den gestaffelten Beginn der Vorladung der Ladestationen, wobei die DC-Station die benötigten Ladeströme bereitstellt. Anschließend beginnt die Vorladung der PV-Station und die Vorladung des Batteriespeichers. Die Vorladung der Ladestationen wird im betrachteten Zeitraum abgeschlossen, da diese Anlagen die kleinsten Kapazitäten besitzen. PV-Anlage und Batteriespeicher besitzen eine größere Leistung und größere Anlagenkapazitäten. Hier wird die Betriebsspannung innerhalb der Simulationsdauer nicht erreicht.

Beim Batteriespeicher wäre auch eine Vorladung aus der eigenen Energiequelle möglich gewesen. Die Vorladung der anderen Anlagen wäre hierdurch nicht betroffen, auch nicht die Vorladung der DC-Station. Allerdings müssen im Anschluss an die Vorladung im Betrieb mehrerer Spannungsquellen am Netz die Spannungsregler aufeinander abgestimmt sein.

2.5. Fehlerbilder

Im Fehlerfall wird ein Leitungsabschnitt kurzgeschlossen. Folgende Abbildung zeigt als Beispiel einen solchen Kurzschluss in der Anschlussleitung einer der Anlagen.

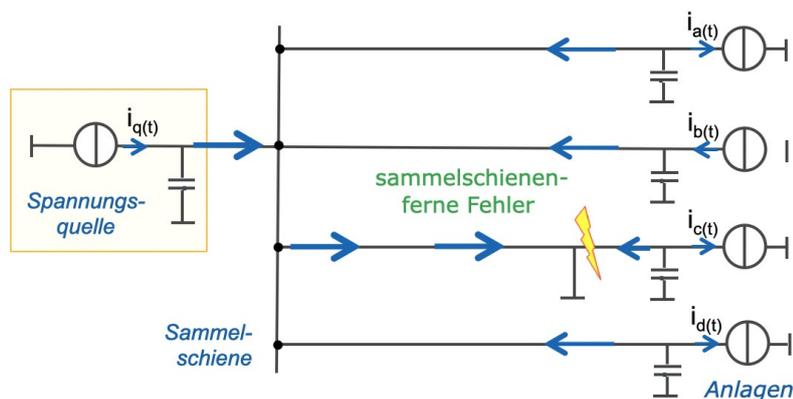


Bild 2.5.1 Beispiel für ein Fehlerbild

Durch den Kurzschluss fällt die Spannung am Fehlerort spontan auf null. Die Spannungswelle breitet sich von der Fehlerstelle aus im Netz aus. In die Fehlerstelle entladen sich alle Kapazitäten der Anlagen. Die Höhe der Entladungsströme hängt hierbei von der Entfernung zur Fehlerstelle und vom Leitungsquerschnitt ab, d.h. dem Leitungswiderstand von den Anlagen zum Fehlerort. Insgesamt ergibt sich ein charakteristisches Fehlerbild, wie in der Abbildung für einen sammelschienerfernen Fehler dargestellt.

Die Zeitkonstanten der Fehlerereignisse lassen sich so zusammenfassen:

(1) Wellenausbreitung $< 1 \mu\text{s}$: Der Spannungseinbruch breitet sich mit der Ausbreitungsgeschwindigkeit der Leitung aus. Für eine Länge von 20 Metern bei $200 \cdot 10^6 \text{ m/s}$ benötigt die Fehlerausbreitung 100 ns. Die Zeitkonstante der Fehlerausbreitung bleibt für Entfernungen von weniger als 200 m unter $1 \mu\text{s}$. Resonanzeffekte für Fehlerechos liegen im Bereich von 1 MHz.

(2) Kondensatorentladung in den Fehler $< 3 \text{ ms}$: Die Zeitkonstante $\tau = R C$ der Kondensatorentladung ist abhängig vom Leitungswiderstand R von der Anlagenkapazität bis zum Fehlerort und der Größe C der Anlagenkapazität. Für eine Leitungslänge von bis zu 200 m und einem Widerstandsbelag von $0,34 \Omega/\text{km}$ beträgt der Widerstand $68 \text{ m}\Omega$. Mit einer Kapazität im Bereich bis 10 mF ergibt sich die Zeitkonstante $\tau = 680 \mu\text{s}$. Bis zur vollständigen Entladung des Kondensators vergeht etwa die 5-fache Zeit. Somit liegt die Zeitkonstante der Kondensatorentladung im Bereich $< 3 \text{ ms}$.

Bei Fehlern in Fehler in der Nähe der Sammelschiene fallen die Zeitkonstanten deutlich geringer aus, wobei allerdings Resonanzen durch die Leitungsinduktivität beachtet werden müssen und sich Fehlerechos ergeben, die innerhalb der genannten Zeitkonstante (3 ms) langsamer abklingen.

(3) Reaktion der Anlagenregler > 1 ms: Für die Fehlerfälle spielen die Regler der Anlagen zunächst keine Rolle: Es gelten die physikalischen Eigenschaften der Regelstrecke. Alle hier betrachteten Anlagen besitzen als Regelstrecke die Eigenschaft einer Stromquelle, auch die spannungsgeregelte DC-Station. Als Stromquellen stellen alle Anlagen beim Kurzschluss maximal ihren Bemessungsstrom bereit (auch die DC-Station mit Spannungsregler). Alle Anlagenströme sind klein gegenüber den Entladeströmen der Anlagenkapazitäten. Daher spielen die Anlagen für die Fehlertransienten keine Rolle.

An der Sammelschiene wird die Spannung gemessen, stellvertretend für die Spannung an allen Abgängen. An den Anschlusspunkten aller Anlagen an der Sammelschiene wird der Leitungsstrom gemessen. Aus der Sammelschienenspannung und den Strömen in den Abgängen der Sammelschiene soll ein charakteristisches Fehlerbild ermittelt werden.

Frage 2.5.1: Beschreiben Sie, was den in der Abbildung oben dargestellten Fehler charakterisiert. Wie unterscheiden sich die Sammelschienenspannung und die Ströme in den Abgängen im Fehlerfall vom Normalbetrieb? Wie unterscheidet sich das Fehlerbild von einem sammelschienen nahen Fehler? Welche Konsequenzen haben die Fehler ohne Schutzmaßnahmen (welcher Zustand stellt sich ein)?

Lösung: (1) Fehlerbild: der Fehler trennt das Netz in zwei Abschnitte: (a) Das Netz bis zur Fehlerstelle, (b) die betroffene Anlage bis zur Fehlerstelle. Die Kapazität der Anlage entlädt sich in den Fehler, bleibt aber ohne Einfluss auf das übrige Netz.

Im Netz hat die kürzeste Entfernung zum Fehlerort die DC-Station: Die Kapazität der DC-Station entlädt sich über ihren Anschluss zur Sammelschiene in den fehlerhaften Abgang. Hierdurch ergibt sich ein hoher Strom in der betroffenen Leitung. Alle anderen Anlagenkapazitäten entladen sich ebenfalls in den Fehler, allerdings fallen die Entladeströme wegen des größeren Leitungswiderstands zum Fehlerort geringer aus.

Da die Kondensatorspannungen der Betriebsspannung U_0 entsprechen, sind die Entladeströme I_x der Anlagen nur durch den Widerstand R_x der Leitung von der Anlage bis zum Fehlerort begrenzt: $I_x = U_0/R_x$. Charakteristisch in allen anderen Leitungen ist die Stromrichtung aus den Leitungen zur Sammelschiene hin, sowie der im Vergleich zum Bemessungsstrom große Entladestrom.

(2) Fehler nahe der Sammelschiene: Bei Fehlern in der Nähe der Sammelschiene überwiegt der Strom der DC-Station bei weitem: Hier begrenzt nur der Widerstand der relativ kurzen Anschlussleitung der DC-Station den Fehlerstrom. Das Fehlerbild der Anlagen bleibt grundsätzlich ähnlich wie beim sammelschienenfernen Fehler: Der Widerstand der Anschlussleitungen entspricht bei gleichem Leitungsquerschnitt der Entfernung zum Fehlerort, und somit der Länge der Anschlussleitung.

(3) Zustand nach dem Fehler: Alle Anlagenkapazitäten haben sich innerhalb ca. 3 ms in den Fehler entladen, das Netz ist spannungslos. In diesem Zustand lässt sich keine Leistung im Netz transportieren, auch wenn die Anlagen als Stromquellen grundsätzlich weiterhin Strom einspeisen könnten, bzw. im Rahmen der Einspeisung auch Ströme beziehen.

Frage 2.5.2: Simulation des Fehlerfalls. Untersuchen Sie den Fehlerfall in der Simulation. Was ist charakteristisch für Fehler in den Anschlussleitungen der Anlagen?

Lösungsbeispiel: Folgende Abbildung zeigt das Netzmodell mit einigen Fehlerfällen. Die Fälle 1 bis 3 sind Fehler in einem der Abgänge (hier eine der Ladestationen an Leitung 2) in unterschiedlicher Entfernung. Fall 4 stellt einen Fehler direkt an der Sammelschiene dar. Die Fehler sind als Kurzschlüsse der Leitung realisiert. Da das System bipolar und symmetrisch betrieben wird, genügt für die Betrachtung ein Kurzschlussfall: Den Kurzschluss zwischen beiden Leitern.

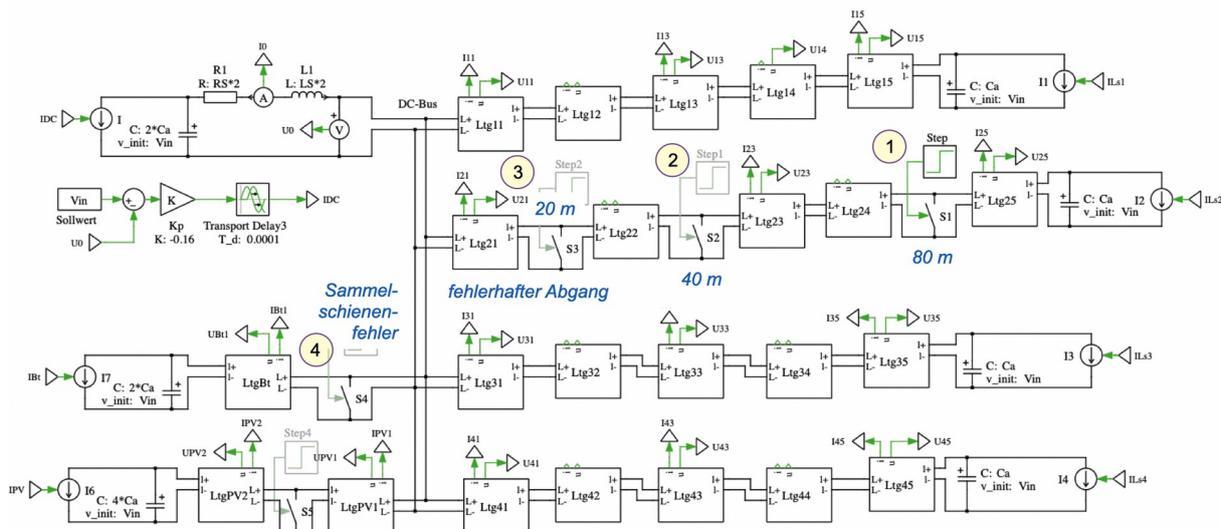


Bild 2.5.2 Netzmodell mit Fehlerfällen

Der Simulationslauf in der folgenden Abbildung zeigt die Spannung an der Sammelschiene und den Strom in allen Abgängen der Sammelschiene. Die Stromrichtung wird jeweils von der Sammelschiene in die Leitung hinein gemessen. Man erkennt, dass alle Fehlerströme die Bemessungsströme der Anlagen weit übersteigen. Daher spielen die Ströme der Anlagen in der Betrachtung der Fehlertransienten keine Rolle: In der Simulation sind alle Anlagenströme gleich Null.

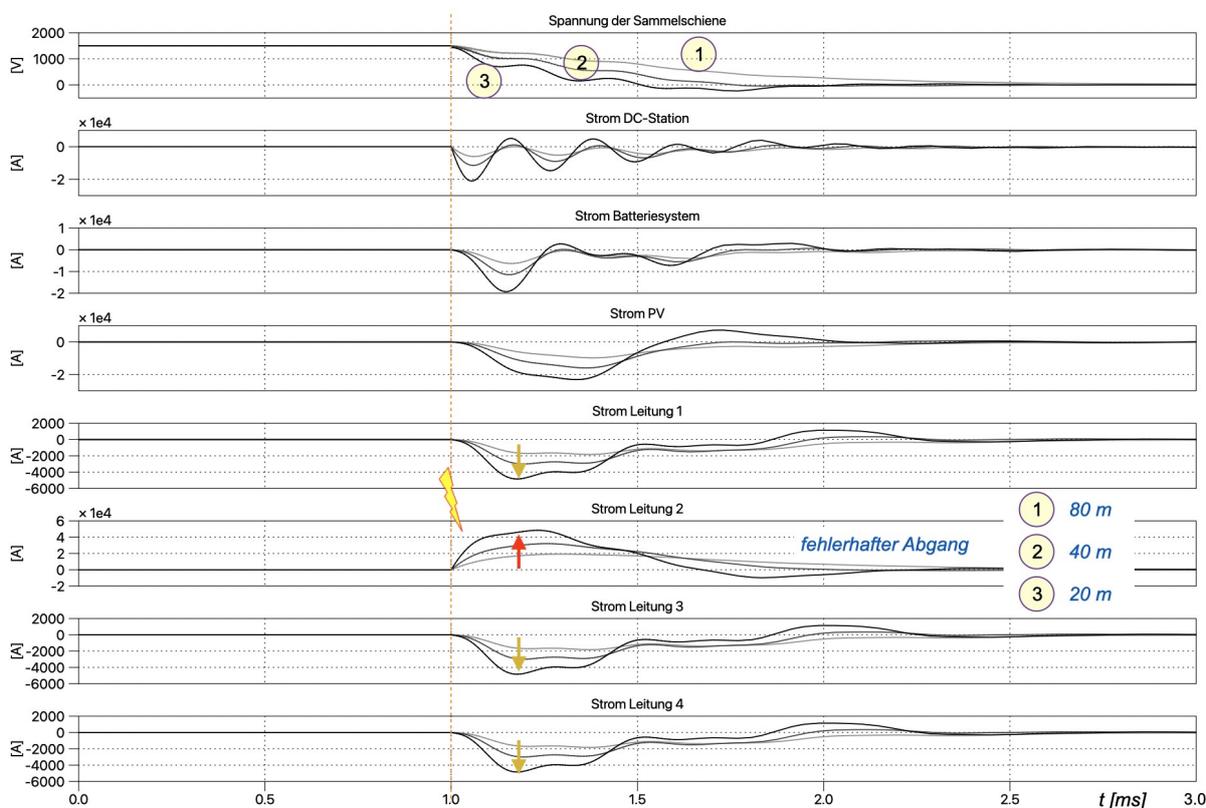


Bild 2.5.3 Fehlerbild beim Kurzschluss in einem Abgang

Die Simulation findet aus dem Betriebszustand heraus statt: Alle Kapazitäten einschließlich der Leitungskapazitäten sind auf die Betriebsspannung aufgeladen. Zum Fehlerzeitpunkt $t_0 = 1$ ms wird das betroffene Leitungssegment kurzgeschlossen. Man erkennt, dass die Entladung der Anlagenkapazitäten innerhalb der Simulationsdauer von 3 ms abgeschlossen ist, die Entladung findet innerhalb von 2 ms statt.

Die Spannung an der Sammelschiene bricht nicht unmittelbar ein, sondern folgt der Entladung der Anlagenkapazitäten in den Fehlerort. Der fehlerhafte Abgang ist am Entladestrom leicht zu erkennen: Er nimmt einen Strom zwischen 10 und 40 kA auf. Der Bemessungsstrom für eine Anlage von 150 kW an 1500 V Betriebsspannung wäre 100 A. Der Fehlerstrom wächst umgekehrt proportional zur Entfernung zum Fehlerort.

Alle anderen Ströme sind negativ: Diese Leistungen speisen also in den Fehler ein. Die Fehlerströme sind bei gleichem Leitungsquerschnitt umgekehrt proportional zur Entfernung der Anlagenkapazität zum Fehlerort. Batteriesystem, PV-Anlage und DC-Station haben größere Leitungsquerschnitte zur Sammelschiene, jedoch werden die Entladeströme durch den Widerstand der betroffenen Leitung bis zum Fehlerort bestimmt. Die Fehlerströme dieser Anlagen liegen zwischen 5 kA und 20 kA, die Fehlerströme der nicht betroffenen Ladestationen im Bereich 2 bis 5 kA.

Frage 2.5.3: Fehlerenergie. Welche Leistung nimmt die fehlerhafte Leitung auf? Welche Energie wird freigesetzt? Was geschieht mit der Energie?

Lösung: Aus der Messung der Spannung an der Sammelschiene und dem Fehlerstrom im betroffenen Leitungsabgang ergibt sich der Verlauf der Leistung $p(t)$. Aus dem Zeitintegral dieser Leistung folgt die freigesetzte Energie. Folgende Abbildung zeigt den Verlauf.

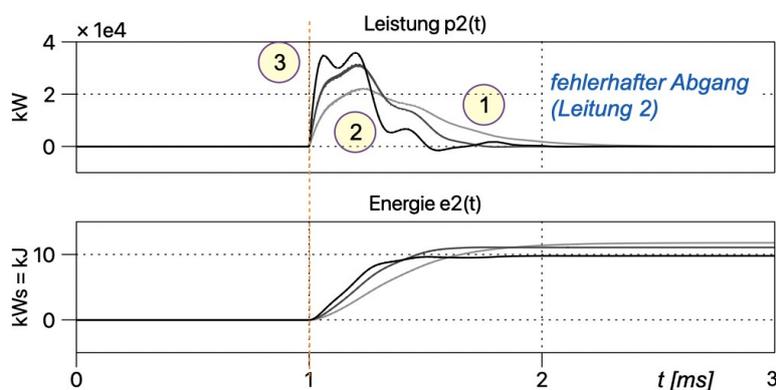


Bild 2.5.4 Leistung und Energie im fehlerhaften Abgang

Man erkennt, dass die Entladung innerhalb 1 ms stattfindet. Die Leistungsspitze wächst bei kürzeren Entfernungen von der Sammelschiene zum Fehlerort. Die Energie bleibt annähernd gleich. Der Wert der Energie folgt der der Energie der Anlagenkapazitäten. Im Netz sind insgesamt 12 mF an Kapazität vorhanden. Die Energiemenge berechnet sich mit der Betriebsspannung U_0 aus:

$$E_{\text{ges}} = \frac{1}{2} C_{\text{ges}} \cdot U_0^2 \quad (2.4.1)$$

Mit einer Betriebsspannung von 1500 V erhält man eine Energie von insgesamt 13,5 kJ (= 13,5 kWs). Der größte Teil dieser Energie wird in der betroffenen Leitung in Form von Wärme umgesetzt. Die restliche Energie wird in den übrigen Leitungen in Wärme gewandelt, entsprechend den Entladeströmen der Leitungen ($p_i(t) = R_i i_i^2(t)$).

Frage 2.5.4: Untersuchen Sie einen Fehler in der Nähe der Sammelschiene in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung. Charakteristisch ist der spontane Einbruch der Sammelschienenspannung durch den Fehler. Alle Anlagen speisen in den Fehler ein, d.h. alle Leitungsströme sind negativ. Die Fehlerströme der Anlagen entsprechen den Leitungswiderständen von der Sammelschiene zu den Anlagenkapazitäten. Da die DC-Station unmittelbar an der Sammelschiene angeschlossen ist (Leitungslänge 2 m mit einem Leitungswiderstand von 0,68 mΩ), ist der Fehlerstrom der DC-Station am größten (bis zu 200 kA).

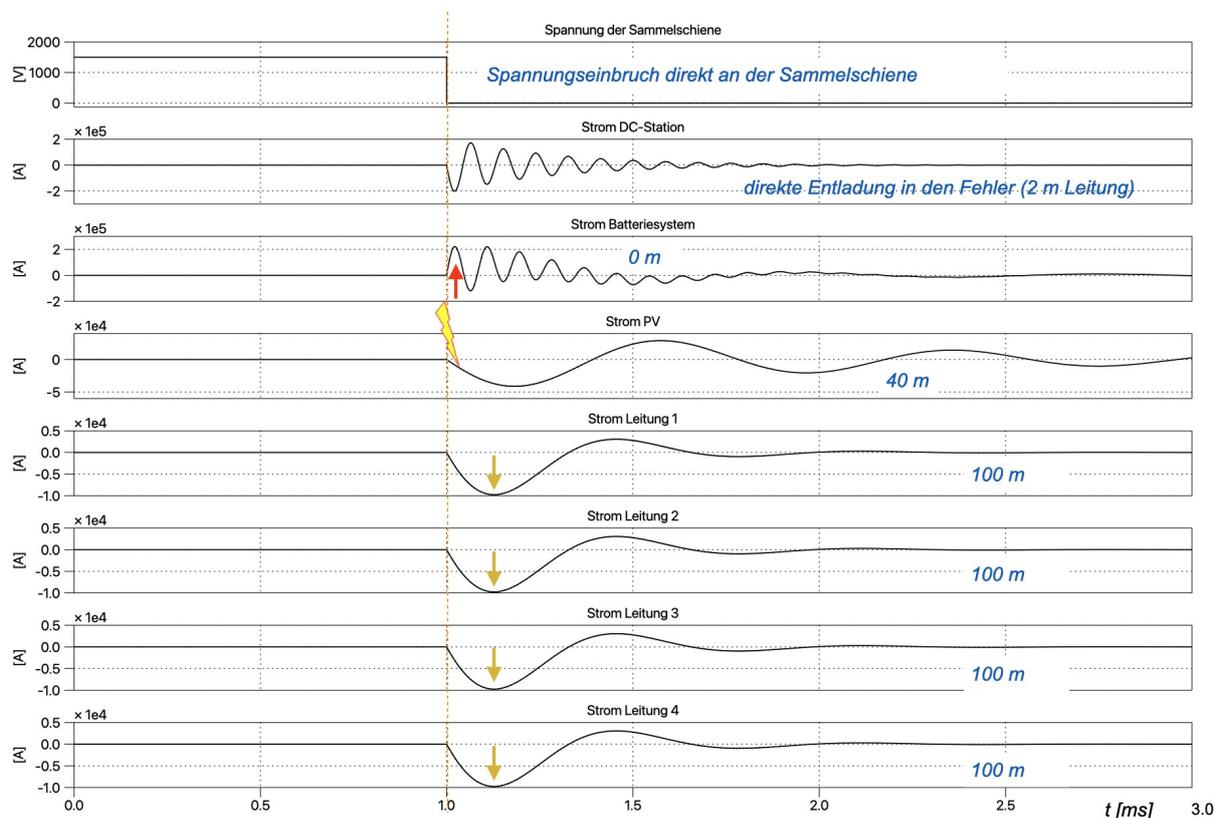


Bild 2.5.5 Fehlerbild eines Sammelschienensfehlers

Bei einer Sammelschienenspannung von 0 V kann die Sammelschiene keine Leistung aufnehmen und übertragen: Die Energie aller Anlagenkapazitäten wird in den jeweiligen Leistungswiderständen in Wärme umgesetzt. Bei der DC-Station pendelt die Leistung zwischen der Induktivität der Zuleitung und der Anlagenkapazität, bis der Leitungswiderstand die Leistung aufgenommen hat.

Die Anlagenkapazität der DC-Station von $C_{dc} = 2$ mF bildet mit der Leitungsinduktivität $L_{dc} = 96$ nH durch den Kurzschluss an der Sammelschiene einen Parallelschwingkreis. Die Resonanzfrequenz errechnet sich zu $f_{dc} = 11,5$ kHz, die entsprechende Periodendauer lässt sich am Zeitverlauf ablesen.

Die Energie pendelt zwischen Anlagenkapazität und Leitungsinduktivität. Hierbei gilt der Energiesatz $\frac{1}{2} L I^2 = \frac{1}{2} C U^2$. Für eine ungedämpfte Schwingung beträgt der Spitzenwert des Stroms bei der Betriebsspannung U_0 somit $I_0 = U_0 / \sqrt{L/C}$. Bei einer Leitung wäre der Ausdruck $\sqrt{L/C}$ der Wellenwiderstand, hier ist C allerdings die Anlagenkapazität. Mit den genannten Werten $C = 2$ mF und $L \approx 100$ nH beträgt $\sqrt{L/C} = 7$ mΩ und somit die maximale Stromamplitude $I_0 = 1500 \text{ V} / 7 \text{ m}\Omega = 214$ kA. Die Schwingung klingt mit der Zeitkonstanten $\tau = 1/\delta = 2L/R = 200 \text{ nH} / 0,68 \text{ m}\Omega \approx 0,3$ ms ab. Für die Abklingdauer wäre etwa der 5-fache Wert der Zeitkonstanten zu verwenden, somit ca. 1,5 ms.

Die Resonanzfrequenzen der übrigen Anlagen sind wegen der längeren Leitungslängen niedriger. Der Strom am Batteriesystem wird ebenfalls in den Fehler reflektiert, bis die Energie am Leitungswider-

stand aufgebraucht ist. Allerdings taucht dieser Fehlerstrom nicht am Abgang der Sammelschiene auf, da er sich hinter dem Fehler befindet und durch den Fehler vom Netz getrennt ist.

Der Strom am Abgang des Batteriesystems folgt dem Strom der DC-Station mit umgekehrtem Vorzeichen, plus den Fehlerströmen der übrigen Abgänge. Für die Ströme bleibt an der Sammelschiene die Knotenregel erhalten. Auf diese Weise lässt sich der fehlerhafte Abgang leicht erkennen: der Strom fließt von der Sammelschiene aus in den Abgang, alle übrigen Fehlerströme fließen in die Sammelschiene.

Frage 2.5.5: Fehlerursache. Interpretieren Sie folgendes Fehlerbild. Wo liegt die Fehlerursache? Welches System ist betroffen? In welcher Entfernung zur Sammelschiene liegt der Fehler?

Lösung: Der Fehler findet sich im Abgang der PV-Anlage: Hier fließt der Strom von der Sammelschiene aus in den Abgang, alle übrigen Ströme fließen zur Sammelschiene. Die Spannung an der Sammelschiene bricht nicht spontan ein, daher befindet sich der Fehler in einiger Entfernung zur Sammelschiene. Den größten Beitrag zum Fehlerstrom leistet die DC-Station. Die Energie der Kapazität der DC-Station pendelt bis zur vollständigen Entladung zwischen der DC-Station und dem Fehlerort. Die Energie wird am Leitungswiderstand bis zum Fehlerort aufgebraucht.

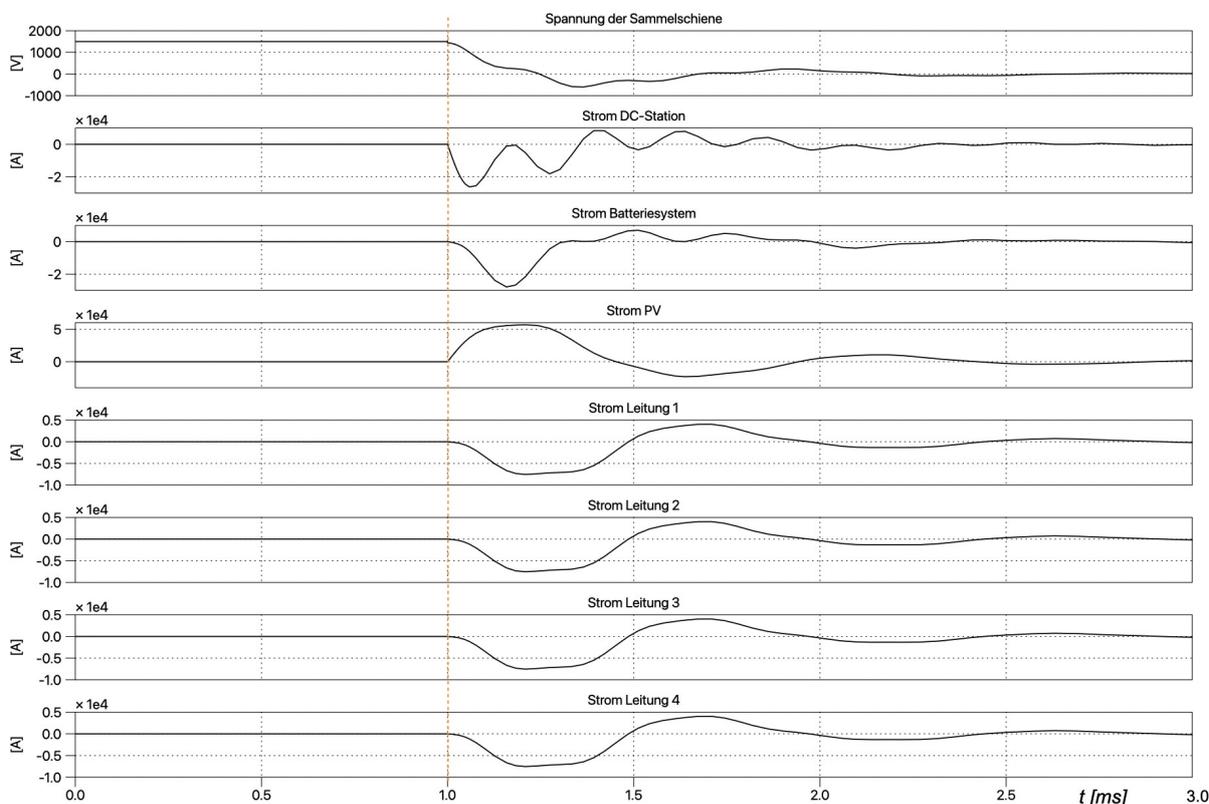


Bild 2.5.6 Wo ist der Fehler?

Aus der Resonanz des Stroms der DC-Station lässt sich bei bekannter Leitungsinduktivität die Entfernung zum Fehlerort abschätzen. Die Periodendauer des Stroms der DC-Station beträgt etwa das Dreifache des Wertes für den Kurzschluss an der Sammelschiene. Somit ist die Entfernung zum etwa neunmal so groß.

Frage 2.5.6: Effekte der Entladungsströme. Die Energie der Anlagenkapazitäten wird in den Leitungen in Wärme umgesetzt. Im Modell wurde der Widerstand der Sammelschiene vernachlässigt. Nimmt man für die Sammelschiene einen Widerstand an, wird ein Teil auch in der Sammelschiene in Wärme umgesetzt. Außerdem führen hohe Entladeströme zu Kräften an der Sam-

melschiene und den betroffenen Leitungen. Schätzen Sie die Erwärmung der Leiter und die Kräfte zwischen den Leitern ab für ein Leiterpaar von 1 m Länge aus Kupfer mit einem Querschnitt von 100 mm² und einem Abstand von 5 cm zwischen den Leitern. Als Gesamtkapazität werden 12 mF bei einer Betriebsspannung von 1500 V angenommen. Für den Strom verwenden Sie den Maximalwert beim Sammelschienenfehler.

Lösung: (1) Erwärmung: Aus Gleichung (2.4.1) ergibt sich die Energiemenge von 13,5 kJ. Ein Leiter mit insgesamt 2 m Länge und einem Querschnitt von 100 mm² = 1 cm² besitzt ein Volumen von 2000 cm³ bzw. 2 Litern. Mit einer Dichte von ca. 9 g/cm³ wiegen die Leiter ca. 1,8 kg. Kupfer besitzt eine Wärmekapazität von $c_{Cu} = 0,385 \text{ kJ}/(\text{kg K})$. Das Material erwärmt sich mit der gegebenen Wärmemenge um $\Delta T = Q / (m \cdot c_{Cu}) = 13,5 \text{ kJ} / (1,8 \text{ kg} \cdot 0,4 \text{ kJ}/(\text{kg K})) = 19 \text{ Kelvin}$.

(3) Die Kraft zwischen parallelen stromdurchflossenen Leitern berechnet sich aus $F = B I_L a$, wobei I_L den Leiterstrom bezeichnet und a die Länge der Leiter. Die tangentielle magnetische Feldstärke eines stromdurchflossenen Leiters im Abstand d von der Leitermitte berechnet sich zu $H = I_L / 2\pi d$, somit beträgt die magnetische Flussdichte $B = \mu_0 I_L / 2\pi d$.

Für einen Strom von 100 kA in einer Leiterschleife mit Leiterabstand $d = 5 \text{ cm}$ berechnet sich ein Wert der Flussdichte von $B = (4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs/Am} \cdot 10^5 \text{ A}) / (2\pi \cdot 5 \cdot 10^{-2} \text{ m}) = 2/5 \text{ Vs/m}^2 = 400 \text{ mT}$. Mit diesem Wert berechnet sich die Kraft auf einer Leiterlänge von $a = 1 \text{ m}$ zu $F = 0,4 \text{ Vs/m}^2 \cdot 10^5 \text{ A} \cdot 1 \text{ m} = 40000 \text{ Ws/m} = 40000 \text{ Nm/m} = 40000 \text{ N}$. Diese Kraft entspricht einem Gewicht von $4000 \text{ kg} = 4 \text{ t}$ bei Erdbeschleunigung (mit $g \approx 10 \text{ m/s}^2$).

Die Kräfte wachsen mit dem Quadrat des Stromes: $F = B I_L a = \mu_0 I_L^2 a / (2\pi d)$. Bei einem maximalen Strom von 10 kA (d.h. 1/10) sinkt die Kraft auf 1/100. In diesem Fall beträgt die Kraft maximal 400 N entsprechen einem Gewicht von 40 kg.

Während die thermischen Effekte der Kondensatorentladung beschränkt bleiben, sind die Stromspitzen beim Sammelschienenfehler bei der DC-Station recht hoch und verursachen kurzzeitig erhebliche Kräfte. In der Simulation war die Länge der Zuleitung der DC-Station auf 2 m mit einem Leitungswiderstand von $R = 68 \text{ m}\Omega$ und einer Induktivität von $L = 100 \text{ nH}$ beschränkt.

Mit einer Betriebsspannung von $U_0 = 1500 \text{ V}$ an der Anlagenkapazität ergibt sich eine Stromspitze von $I_L = U_0 / R = 22000 \text{ kA}$. Allerdings wird der Stromanstieg durch die Leitungsinduktivität begrenzt: $dI_L/dt = 1/L U_0$. Mit den genannten Werten ergibt sich eine Anstiegsrate für den Kurzschlussstrom von $dI_L/dt = 1,5 \cdot 10^3 \text{ V} / (10^{-7} \text{ Vs/A}) = 15 \text{ kA}/\mu\text{s}$. Innerhalb von $10 \mu\text{s}$ würde der Strom somit auf 150 kA ansteigen, wobei sich durch den Strom die Anlagenkapazität entlädt. Durch den Schwingkreis aus Anlagenkapazität und Leitungsinduktivität wird der maximale Strom auf eine Amplitude von $I_0 = U_0 / \sqrt{L/C} = 214 \text{ kA}$ begrenzt (siehe Aufgabe 2.5.4)

Die Anschlussleitung ist mit 2 m sehr kurz bemessen: In der Realität wäre die Leitung bis zur den einzelnen Anlagenkapazitäten zu verwenden. Allerdings illustriert das Beispiel die Effekte bei Fehlern in der Nähe der Sammelschiene bzw. in der Nähe der Anlagenkapazitäten.

2.6. Fehlerklärung

Ziel der Fehlerklärung ist die Isolation eines Fehlers, damit der Betrieb des Netzes weitergehen kann. Das Netz besitzt als Verteilnetz eine Baumstruktur. Ein Kurzschluss in einem der Abgänge oder an der Sammelschiene führt zum Spannungsverlust im ganzen Netz: eine Energieübertragung ist nicht mehr möglich. Bevor der Betrieb wieder aufgenommen werden kann, muss der Fehler isoliert werden. Bei Sammelschienenfehlern ist der weitere Betrieb nicht möglich. Fehler nahe der Sammelschiene in einem der Abgänge lassen sich aber durch einen Leitungsschutz am Abgang isolieren.

Voraussetzung zur Fehlerklärung ist die Fehlererkennung nach den im vorausgegangenen Abschnitt beschriebenen Fehlerbildern. Auf dieser Basis kommen folgende Strategien zur Fehlerbehebung in Frage:

- Langsames Schalten: Warten, bis alle Anlagenkapazitäten entladen sind, dann den verbliebenen Bemessungsstrom im fehlerhaften Abgang abschalten. Hierfür genügen mechanische Lasttrennschalter mit Schaltzeiten im Bereich von 100 ms.
- Schnelles Schalten mit Schaltzeiten $< 10 \mu\text{s}$, um zu verhindern, dass die Entladeströme zu groß werden. Hierfür kommen Halbleiterschalter in Frage.

Die Fehlerklärung kann kombiniert werden mit strombegrenzenden Elementen für Entladeströme der Anlagen. Induktivitäten zur Begrenzung des Stromanstiegs haben den Nachteil, dass sich die Ströme schwer abschalten lassen, da eine Unterbrechung des Strompfades mit dem Verlust der in der Induktivität gespeicherten Energie verbunden ist und beim Abschalten hohe Spannungsspitzen auftreten. Daher gibt es Grenzen für die maximal zulässigen Induktivitäten. Die mit den Leitungen verbundenen Induktivitäten sind bei der Fehlerklärung ebenfalls zu berücksichtigen: Kurze Leitungen stellen eine minimale Induktivität dar, die abgeschaltet werden muss.

Frage 2.6.1: Einfluss der Leitungsinduktivität. Folgende Abbildung zeigt ein Leitungssegment von 20 m, an dessen Ende sich zum Zeitpunkt t_0 ein Kurzschluss ereignet. Zum Zeitpunkt $t_1 = t_0 + 20 \mu\text{s}$ soll der Leitungsschutz auslösen und das Segment von der Spannungsquelle (Kapazität $C = 2 \cdot C_a$) trennen. Die Abbildung zeigt die Zeitverläufe ohne Schutzauslösung und mit Schutzauslösung. Die Simulation wurde mit einem idealen Schalter und festem Abtastintervall von $\text{dt} = 10 \text{ ns}$ gerechnet. Die Leitungsinduktivität beträgt $L_1 \approx 1 \mu\text{H}$, die Leitungskapazität $C_1 \approx 5,5 \text{ nF}$, der Leitungswiderstand $R_1 = 6,8 \text{ m}\Omega$, die Anlagenkapazität $C = 2 \text{ mF}$. Erklären Sie die Effekte.

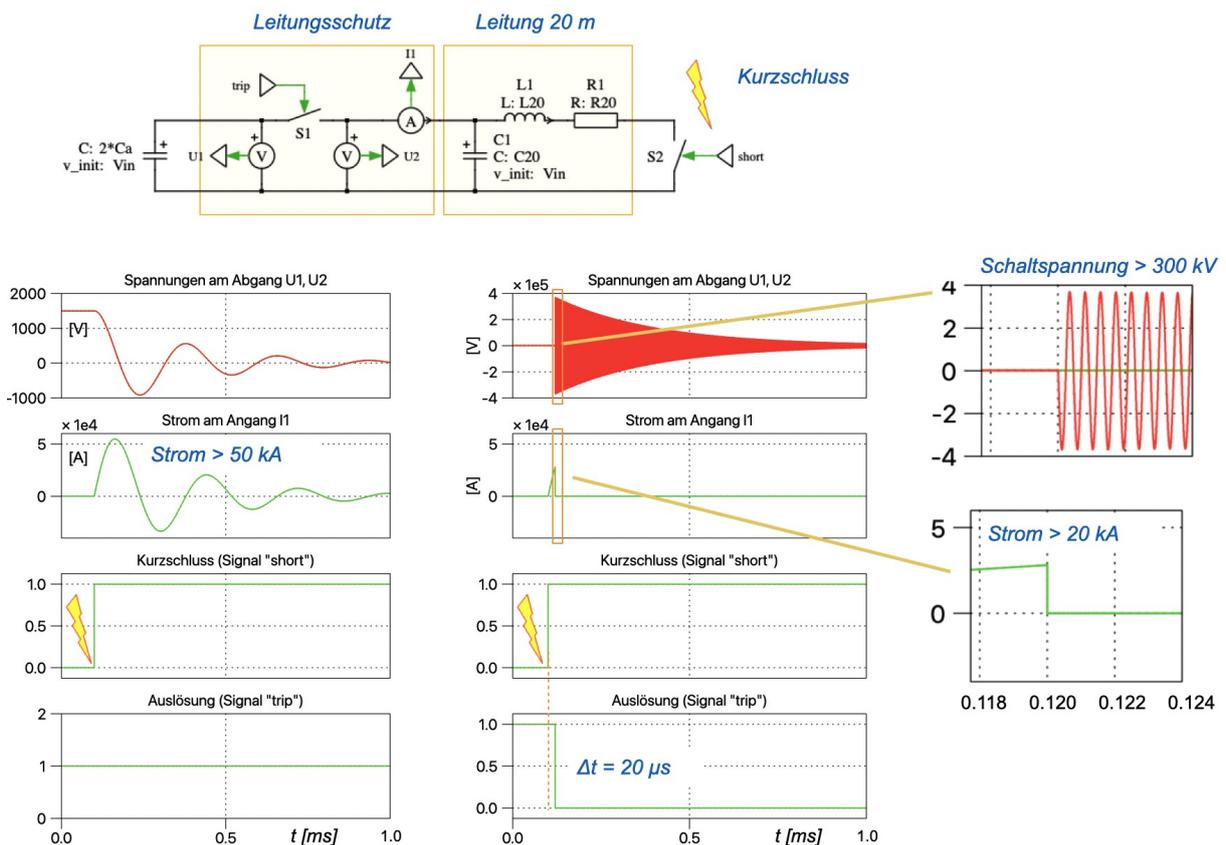


Bild 2.6.1 Abschalten einer Induktivität

Lösung: (1) Ohne Schutzauslösung: Die Anlagenkapazität entlädt sich in den Leitungswiderstand, wobei sie mit der Leitungsinduktivität einen Schwingkreis bildet. Die Energie pendelt zwischen Anlagenkapazität und Leitungsinduktivität: $\frac{1}{2} C U^2 = \frac{1}{2} L_1 I^2$. Für die ungedämpfte Schwingung ergibt sich hieraus eine Amplitude des Stroms von $I_0 = U_0 / \sqrt{L_1 / C} = 1500 \text{ V} / 22 \text{ m}\Omega \approx 68 \text{ kA}$. Die Frequenz der Schwin-

ung errechnet sich aus $\omega_0^2 = 1/(L_1 C_1)$ zu $f_0 = 3,6$ kHz, entsprechend einer Periodendauer der Schwingung von ca. 0,3 ms.

(2) Mit Schutzauslösung: Der Strom wird getrennt, wenn er etwa eine Amplitude von $I_1 = 28$ kA erreicht. Durch die Trennung entsteht ein Resonanzkreis mit der Leitungsinduktivität L_1 und der Leitungskapazität C_1 . Anders wäre die Trennung des Stroms nicht möglich, da der in der Induktivität gespeicherte Strom einen Pfad zu Kommutierung benötigt. Die zum Schaltzeitpunkt gespeicherte Energie beträgt $\frac{1}{2} L_1 I_1^2$. Diese Energie pendelt nun zwischen Leitungskapazität und Leitungsinduktivität, bis sie über dem Leitungswiderstand aufgebraucht ist. Die Spannungsamplitude ergibt sich aus dem Energiesatz zu $U_1 = I_1 \sqrt{(L_1/C_1)} = 28 \text{ kA } 13 \Omega \approx 360 \text{ kV}$. Die Resonanzfrequenz beträgt ca. 2,2 MHz.

Eine andere Methode zur Berechnung der Spannungsamplitude beim Trennen des Strompfades folgt der induzierten Spannung über der Induktivität: $U_L = L_1 \text{ d}I/\text{d}t$. Verwendet man überschlägig $\text{d}I \approx I_1 = 28$ kA und $\text{d}t = 10$ ns, so ergibt sich mit $L_1 \approx 1 \mu\text{H}$ eine Amplitude von $U_L \approx 280$ kV.

Frage 2.6.2: Welche Möglichkeiten zur Vermeidung der Spannungsspitzen beim Trennen des Strompfades der Induktivität gibt es? Untersuchen Sie Maßnahmen in der Simulation. Welche Anforderungen muss ein Schalter für den Leitungsschutz erfüllen?

Lösung: Es muss eine Möglichkeit gefunden werden, die in der Induktivität durch den Fehlerstrom gespeicherte Energie durch einen geeigneten Pfad zur Kommutierung abzubauen. In der Simulation wurden folgende Möglichkeiten untersucht: (1) Freilaufdiode, (2) variabler Widerstand (Varistor) parallel zum Schalter. Folgende Abbildung zeigt die beiden Schaltungen.

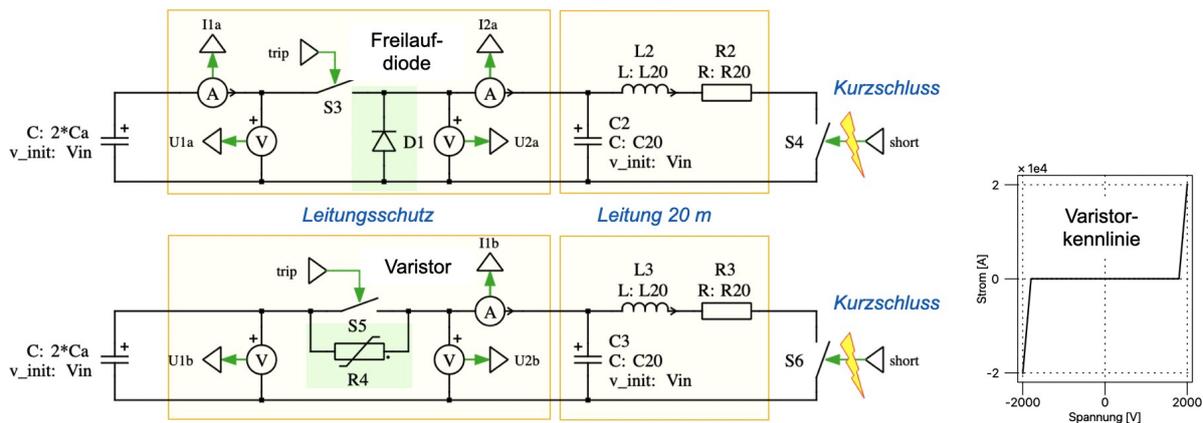


Bild 2.6.2 Pfade zur Kommutierung des Stroms der Leitungsinduktivität

Freilaufdiode: Mit der Freilaufdiode steht ein gesonderter Strompfad für die Kommutierung des Stroms der Leitungsinduktivität zur Verfügung. Die durch den Kurzschluss aufgeladene Spule kann sich bei Öffnen des Schalters im Leitungsschutz über die Freilaufdiode entladen. Der zeitliche Verlauf findet sich in der folgenden Abbildung. Zum Zeitpunkt $t_0 = 0,1$ ms ereignet der Kurzschluss, der Leitungsschutz öffnet $20 \mu\text{s}$ später.

Die beiden Strompfade sind nun getrennt: Die Kapazität am Eingang befindet sich in einem offenen Stromkreis, wodurch die Ladung weitgehend erhalten bleibt. Der Ladezustand ist an der Eingangsspannung U_1 vor dem Schalter des Leitungsschutzes zu erkennen.

Die Ausgangsspannung U_2 fällt mit dem Öffnen des Schalters auf null. Die Leitungsinduktivität befindet sich in einem durch die Freilaufdiode geschlossenen Stromkreis und kann sich in den Leitungswiderstand entladen, wie der Verlauf des Stromes I_{1b} hinter dem Schalter zeigt. Die Leitungskapazität spielt in diesem Fall keine Rolle, da sich durch die Diode überbrückt ist.

Variabler Widerstand (Varistor): In diesem Fall bleibt für den Strom der Leitungsinduktivität ein Kommutierungspfad über den Varistor enthalten; einen gesonderten Stromkreis gibt es nicht. Daher fließt auch nach Öffnen des Schalters ein Strom durch den Leitungsschutz. Die Induktivität entlädt sich auf diesem Wege in den Leitungswiderstand.

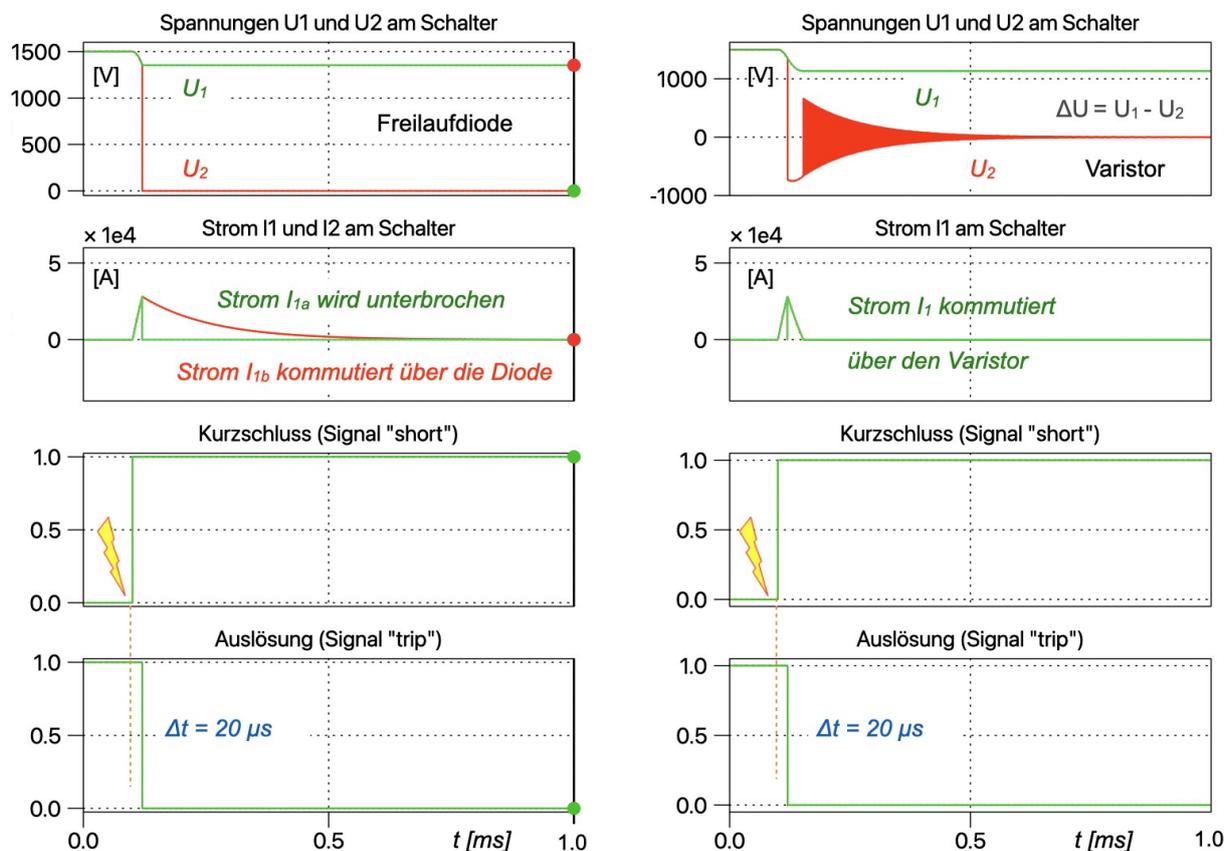


Bild 2.6.3 Zeitverläufe bei der Trennung des Strompfades

Für den Varistor wurde die in der ersten Abbildung dargestellte Kennlinie vorgegeben: In einem Spannungsbereich von bis zu 1800 V (im Arbeitsbereich der Leitung) ist der Widerstand annähernd unendlich groß. Nur wenn die Spannung diese Grenze übersteigt, sinkt der Widerstand erheblich, nach Kennlinie auf einen Wert von ca. $200 \text{ V} / 20 \text{ kA} = 10 \text{ m}\Omega$.

Auch in dieser Variante bleibt die Ladung des Kondensators am Eingang weitgehend erhalten, da der Varistor nur bis zur Entladung der Leitungsinduktivität leitet. Da der Entladestrom der Induktivität in Messrichtung positiv bleibt, wird die Kapazität am Eingang durch diesen Strom entladen: Die Ladespannung sinkt etwas stärker als im Fall der Freilaufdiode, da der Varistor in leitenden Zustand ebenfalls Leistung aufnimmt. Der Widerstand des leitenden Varistors ist größer als der Leitungswiderstand.

Nachdem der Varistor hochohmig wird, ist der Anfang der kurzgeschlossenen Leitung offen: Es zeigen sich Reflexionen der Spannung am offenen Ende, die mit den genannten Zeitkonstanten abklingen. Die Spannung bleiben allerdings innerhalb des Bemessungsbereichs.

Anforderungen an den Schalter: Beiden Verfahren gemeinsam bleibt das Schaltvermögen des Schalters im Leitungsschutz: Er muss in der Lage sein, den nach dem Kurzschluss am Leitungsende nur durch die Leitung begrenzten Strom abzuschalten. Im dargestellten Beispiel wäre hierfür ein Schaltvermögen von ca. 20 kA erforderlich bei einer Schaltzeit von $20 \mu s$ vom Eintritt des Kurzschlusses bis zur

Abschaltung des Stroms. Bei noch kürzeren Leitungslängen wäre der Stromanstieg größer. Daher ist die Angabe einer minimalen Leitungsinduktivität L_{\min} eine sinnvolle Vorgabe für den Leitungsschutz.

Bei längeren Leitungen ist wegen der größeren Induktivität die Stromanstiegszeit geringer. Allerdings ist beim Öffnen des Schalters die induzierte Spannung höher: $U_1 = I_0 \sqrt{L_1/C}$. Hierbei bezeichnet I_0 den Ladestrom der Spule (= Kurzschlussstrom zum Abschaltzeitpunkt), L_1 die Leitungsinduktivität und C die Kapazität am Eingang. Die 100-fache Induktivität verursacht die 10-fache Spannung über dem Schalter. Daher ist auch die Angabe einer maximal abzuschaltenden Induktivität L_{\max} eine sinnvolle Vorgabe für den Leitungsschutz.

Wesentlich für den Leitungsschutz ist eine insgesamt kurze Schaltzeit, einschließlich der frühzeitigen Erkennung des Fehlers. Im Beispiel wurde eine feste Schaltzeit ab Fehlerereignis verwendet. In der Praxis muss der Fehler durch Messung der Sammelschienenspannung und der Ströme in den Abgängen erkannt werden, um den Schalter auszulösen.

Frage 2.6.3: Fehlererkennung und selektive Abschaltung im Netz. Basierend auf den Fehlerbildern aus dem vorausgegangenen Abschnitt sollen die Abgänge der Sammelschiene geschützt werden. Hierzu werden als Leitungsschutz schnelle Schalter eingesetzt. Folgende Abbildung zeigt das Netz mit Fehlerfällen und Schutzeinrichtung. Untersuchen Sie die Funktionsweise in der Netzsimulation.

Lösung: Das Netz enthält vier Ladestationen, einen Batteriespeicher, eine PV-Einspeisung und die DC-Station als Netzbildner. Alle Systeme sind stromgeführt, bis auf die DC-Station, die für den Ausgleich der Ströme sorgt. Das Netz ist betriebsfähig. An der Sammelschiene wird die Spannung und der Strom in jedem Abgang gemessen und angezeigt. Alle Fehlerzustände starten aus dem Betriebszustand. Das Netz startet im Betrieb aller Anlagen, wobei die PV-Einspeisung den Großteil der Last trägt. Die DC-Station sorgt mit geringer Leistung für den Ausgleich.

Folgende Fehlerfälle werden betrachtet: (1) In den Abgängen: Drei Fehler in unterschiedlicher Entfernung auf der Zuleitung einer Ladestation, ein Fehler in der Zuleitung der PV-Einspeisung, (2) ein Sammelschienenfehler direkt nach dem Schutzgerät im Abgang des Batteriespeichers.

Ziel der Fehlerklärung ist die Trennung des fehlerhaften Abgangs durch den Leitungsschutz. Der Leitungsschutz ist realisiert durch Schalter in beiden Leitungen, wie in der nächsten Abbildung dargestellt. Im Modell sind die Schalter als ideale Schalter realisiert, wodurch sich hohe Stromtransienten di/dt beim Abschalten ergeben. Zur Kommutierung des Stroms beim Abschalten sind eine Freilaufdiode und Varistoren über den Schaltern vorgesehen.

Das Auslösekriterium folgt den Fehlerbildern: Fehlerindikator für Kurzschlüsse in den Abgängen ist der Strom. Die Spannung im Netz folgt dem Stromintegral und liefert daher nur ein Folgekriterium für Leitungsfehler. Eine Ausnahme ist der Sammelschienenfehler: Hier ist der Spannungsverlust der primäre Fehlerindikator. Der Leitungsschutz beobachtet die Spannung an der Sammelschiene und den Strom im betreffenden Abgang.

Die Auslösung wurde mit Hilfe eines Zustandsautomaten realisiert: der Schalter wechselt im Fehlerfall von Zustand „Schalter geschlossen“ in den Zustand „Schalter geöffnet“. Der Zustandsübergang erfolgt, wenn die Spannung an der Sammelschiene unter einen vorgegebenen Schwellwert fällt (im Beispiel unter 10%), oder der Strom den Bemessungsstrom der Anlage im Abgang auf ein Vielfaches des Bemessungsstromes steigt (im Beispiel auf mehr als das Doppelte). Auf diese Weise reagiert der Schalter auf die Stromanstiegszeiten. Als minimale Schaltzeit wird mit Hilfe einer Verzögerung im Signalfeld ein Wert von $t = 1 \mu\text{s}$ vorgegeben.

Die Fehlerbilder zeigen, dass die Fehlerströme immer in den fehlerhaften Abgang hinein fließen. Daher sollte die Überschreitung eines Schwellwertes in dieser Stromrichtung zu einer selektiven Abschaltung des betroffenen Abgangs führen.

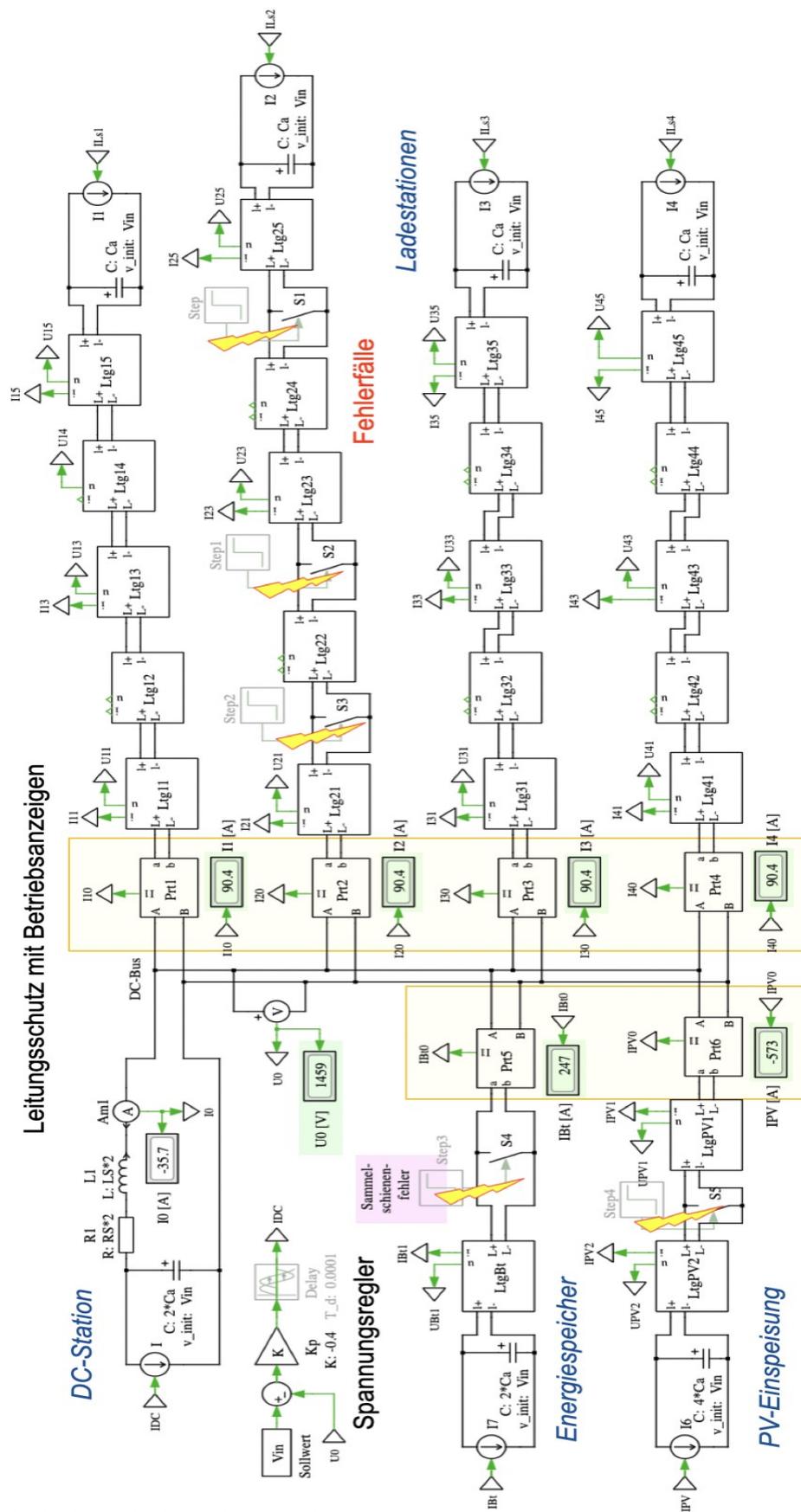


Bild 2.6.4 Netzmodell mit Leitungsschutz und Fehlerfällen

Bei einem Sammelschienenfehler (plötzlicher Spannungsabfall) sollte der Leitungsschutz aller Anlagen auslösen. Die Fehlerklärung findet nur aus Sicht des Netzes an den betroffenen Abgängen statt. Ein Anlagenschutz ist an dieser Stelle nicht enthalten.

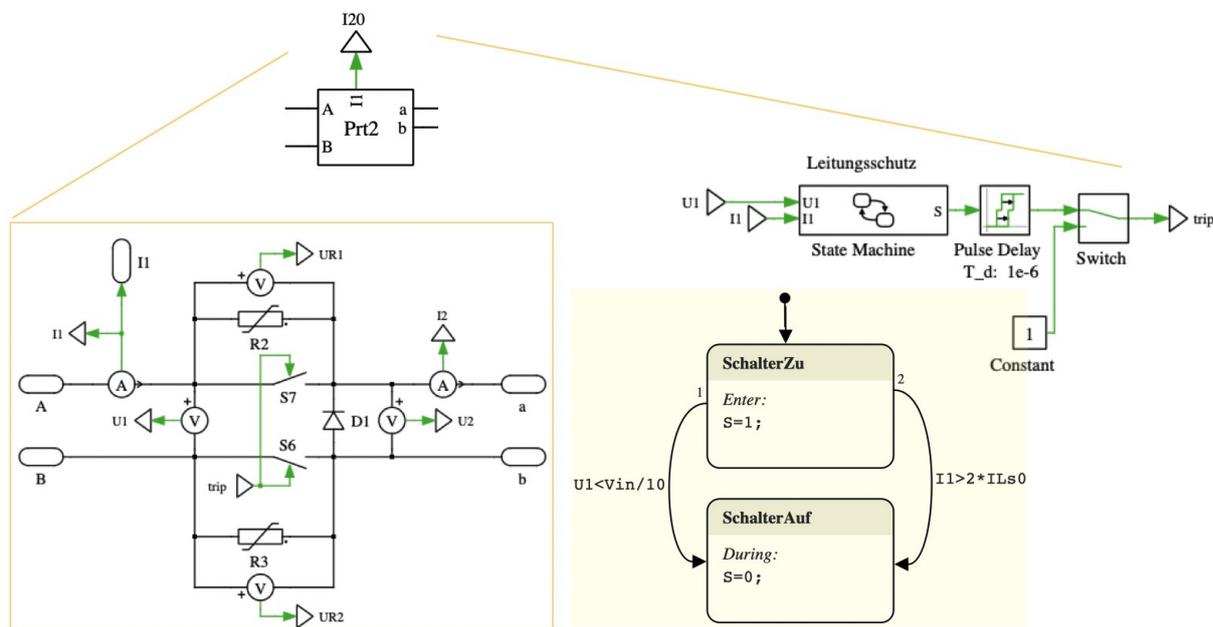


Bild 2.6.5 Realisierung des Leitungsschutzes

Folgende Abbildung zeigt einen Simulationslauf. Das Netz ist im Betriebszustand, wobei der Lastzustand den Anzeigen im Schaltbild des Netzes entspricht. Zum Zeitpunkt $t_0 = 3$ ms ereignet sich auf einer der Leitungen zu den Ladestationen ein Kurzschluss. Man erkennt, dass der Leitungsschutz den Fehler erkennt und den betreffenden Abgang vom Netz trennt. Der Betrieb des Netzes geht weiter.

Die DC-Station regelt die Spannung gleich die Ströme nach Abwurf der Last aus. Im Zeitverlauf wurden die 3 Fehlerfälle in unterschiedlicher Entfernung von der Sammelschiene überlagert: Je kürzer die Entfernung zur Sammelschiene ausfällt, desto schneller steigen die Fehlerströme an, und desto schneller wird die Schwelle des doppelten Bemessungsstromes im betroffenen Abgang überschritten, Allerdings wurde als minimale Schaltzeit 1 μ s ab Überschreiten der Schwelle vorgegeben.

Daher steigen die Fehlerströme mit der Nähe zum Abgang: Den höchsten Fehlerstrom verursacht der Fehler in 20 m Entfernung, den geringsten Fehlerstrom der Fehler in 80 m Entfernung. Den benötigten Fehlerstrom liefern hauptsächlich die DC-Station und das Batteriesystem, unabhängig von der Stromrichtung im Betrieb. Grund hierfür ist die geringe Impedanz der Verbindung dieser Anlagen zur Sammelschiene: Die Anlagenkapazitäten stellen für den Fehlerstrom Spannungsquellen dar. Die Strombeiträge der Anlagen verhalten sich umgekehrt proportional zur Impedanz (= Innenwiderstand) dieser Spannungsquellen.

Auch der Fehler im Abgang der PV-Anlage lässt sich durch den Leitungsschutz klären, wobei auf eine weitere Abbildung verzichtet wurde. Wegen der geringen Impedanz zum Fehler (Entfernung von 20 m bei hoher Anschlussleistung der Anlage und folglich großem Kabelquerschnitt und großem Bemessungsstrom) fallen die Fehlerströme hier deutlich größer aus. Die Stromrichtung im Betrieb spielt für die Fehlerströme keine Rolle: Kurzschlussströme aus den Anlagenkapazitäten fließen stets zum Kurzschluss. Die PV-Anlage besitzt im Betrieb einen Bemessungsstrom von -600 A. Der Fehlerstrom erreicht bis zur Trennung über 2000 A.

Insgesamt läuft der Betrieb des Netzes trotz des Fehlers ungestört weiter. Der Leitungsschutz ist in der Lage, alle Fehler in den Abgängen zu erkennen und durch selektive Abschaltung zu klären. Die nicht fehlerhaften Anlagen bleiben in Betrieb. Die Spannung an der Sammelschiene bleibt erhalten.

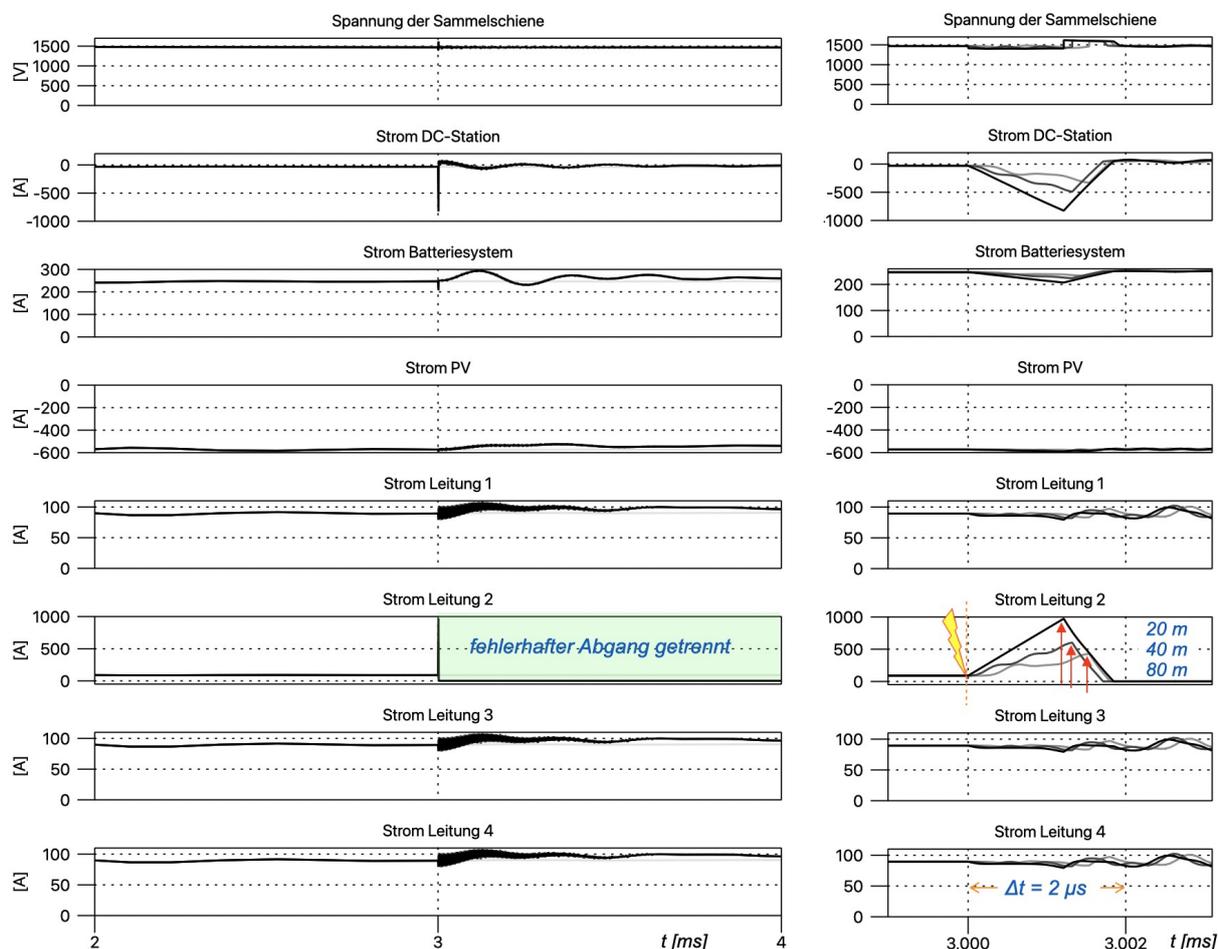


Bild 2.6.6 Selektive Abschaltung von Fehlern in einem Abgang

Voraussetzung hierfür sind schnelle Schalter: Bei einem Sammelschienenverteiler (Netz als Baumstruktur) führt jeder Kurzschluss in einer der Abgänge innerhalb weniger Millisekunden zum Spannungsverlust im gesamten Netz durch Entladung der Anlagenkapazitäten in den Kurzschluss. Für den unterbrechungsfreien Betrieb muss die Entladung der Anlagenkapazitäten verhindert werden. Hierzu sind Schaltzeiten im Bereich $< 10 \mu\text{s}$ erforderlich.

Frage 2.6.4: Sammelschienenfehler. Untersuchen Sie die das Verhalten des Systems bei einem Sammelschienenfehler. Was wird mit der realisierten Methode erreicht? Welche Möglichkeiten zur Fehlerklärung bestehen?

Lösung: Auch hier gelingt durch den Spannungswächter des Leitungsschutzes die sofortige Trennung aller Anlagen vom Netz: Alle Schutzeinrichtungen lösen aus. Auch hierbei bleibt die Ladung der Anlagenkapazitäten erhalten. Allerdings ist bei Verlust der Sammelschiene ein weiterer Betrieb des Netzes nicht möglich. Im Beispiel liegt der Fehler im Abgang des Batteriespeichers unmittelbar hinter dem Schutzgerät. Der Fehler führt zu einem sofortigen Verlust der Spannung an der Sammelschiene, wäre in diesem Fall durch den Leitungsschutz des Speichers von der Sammelschiene zu trennen. In einem solchen Fall könnte der Betrieb also fortgesetzt werden. Befinden sich der Kurzschluss direkt an der Sammelschiene, kann der Betrieb nicht aufgenommen werden.

Das Modell unterscheidet diese Fälle nicht: Fehler in einem Abgang nahe der Sammelschiene und Fehler direkt an der Sammelschiene gelten als Sammelschienefehler und führen zum Stillstand des Betriebs. In folgendem Simulationslauf erkennt man, dass beim Fehlerereignis die Spannung an der Sammelschiene komplett einbricht. Alle Anlagen zum Leitungsschutz schalten daher ab.

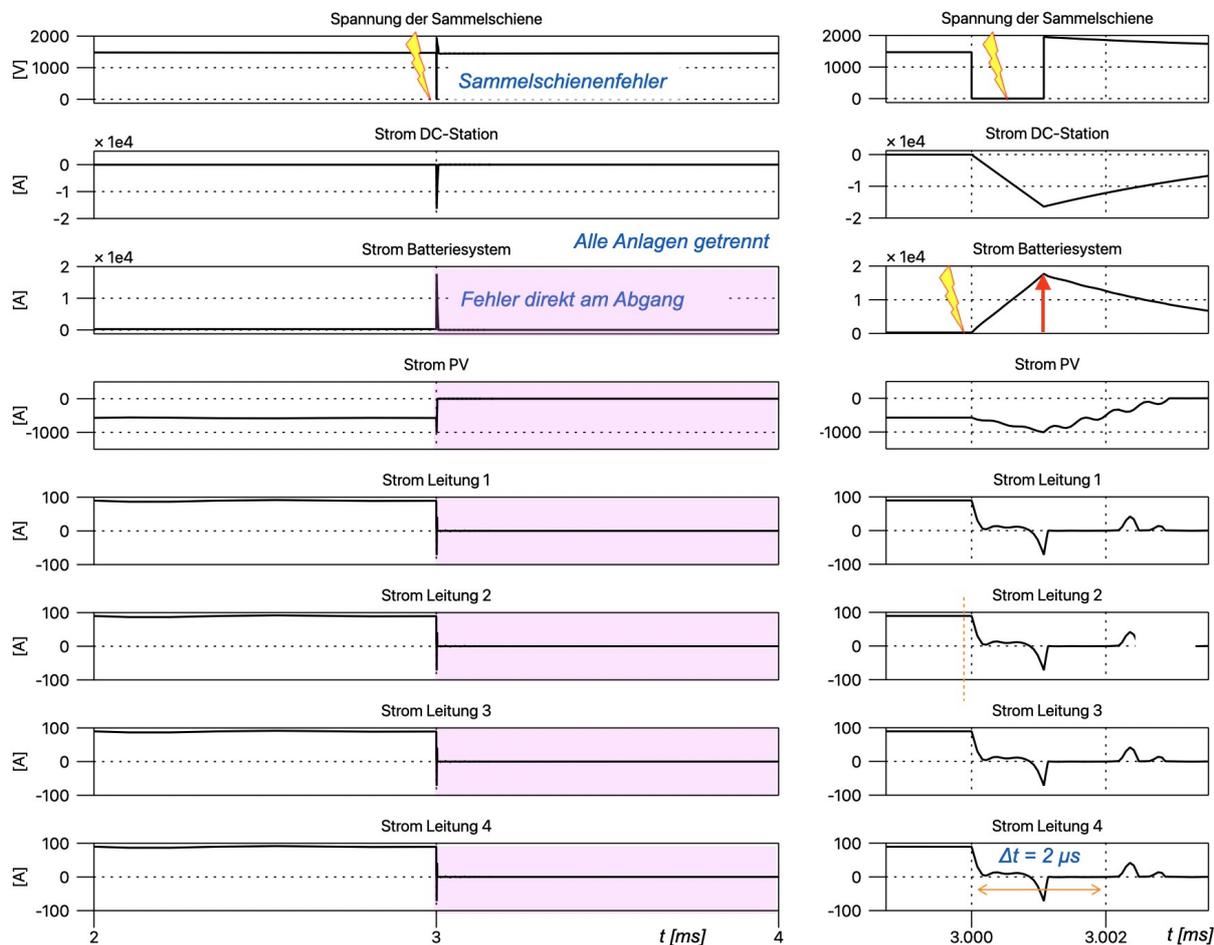


Bild 2.6.7 Fehler an der Sammelschiene

Am Fehlerstrom ist auch hier die Fehlerursache zu erkennen: Der Strom am Abgang des Batteriesystems steigt bis zur Abschaltung auf über 15 kA, d.h. annähernd den dreifachen Wert des Bemessungsstromes. Dieser Strom ist positiv und fließt in den Abgang, Alle anderen Kurzschlussströme sind negativ, strömen also zur Sammelschiene. Daher wäre dieser Fehler grundsätzlich zu isolieren.

Die DC-Station bleibt im Modell an der Sammelschiene und stellt daher die Spannung wieder her. Da alle Anlagen vom Netz getrennt sind, fließt kein Strom. Bei einem Fehler direkt an der Sammelschiene müsste der Anlagenschutz der DC-Station diese vom Netz trennen. Einen Anlagenschutz enthält das Modell nicht. Ein Leitungsschutz für die DC-Station bringt keinen Fortschritt, da die DC-Station als Netzbildner stets für den Betrieb des Netzes benötigt wird.

Möglichkeiten zur Fehlerklärung: Als Verfeinerung wären durch den Schutz isolierbare Fehler und nicht isolierbare Fehler zu unterscheiden. Für Letztere ist ein manueller Eingriff zur Behebung der Fehlerursache erforderlich. Die Fehlerursachen lassen sich ggf. durch die Bauform verringert (z.B. durch den Einsatz laminiertes Sammelschienen, Aufteilung der Sammelschiene in Segmente bei größeren Verteilern, ...). Der hier dargestellte Fehler ließe sich isolieren, indem alle nicht betroffenen Anlagen den Betrieb wieder aufnehmen.

3. Anforderungen an Anlagen am Netz

Anlagen am DC-Netz sind Bezugsanlagen, wie z.B. Ladestationen, die Leistung aufnehmen, Einspeiseanlagen, wie z.B. PV-Anlagen, die Leistung abgeben, sowie Energiespeicher, die in beiden Lastflussrichtungen arbeiten. Diese Anlagen sind stromgeführt. Ein weiterer Anlagentyp ist der Netzbildner, der die Spannung im Netz bereitstellt. Der Netzbildner benötigt eine kontinuierlich verfügbare und variabel einsetzbare Energiequelle. Als Netzbildner kann ein Konverter arbeiten, der mit einem übergeordneten Netz verbunden ist, wie die DC-Station, aber auch ein Energiespeichersystem.

Zum gemeinsamen Betrieb am Netz müssen die Anlagen Anforderungen erfüllen und Konventionen einhalten. Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht über die Anlagen und Anforderungen zum Betrieb am Netz.

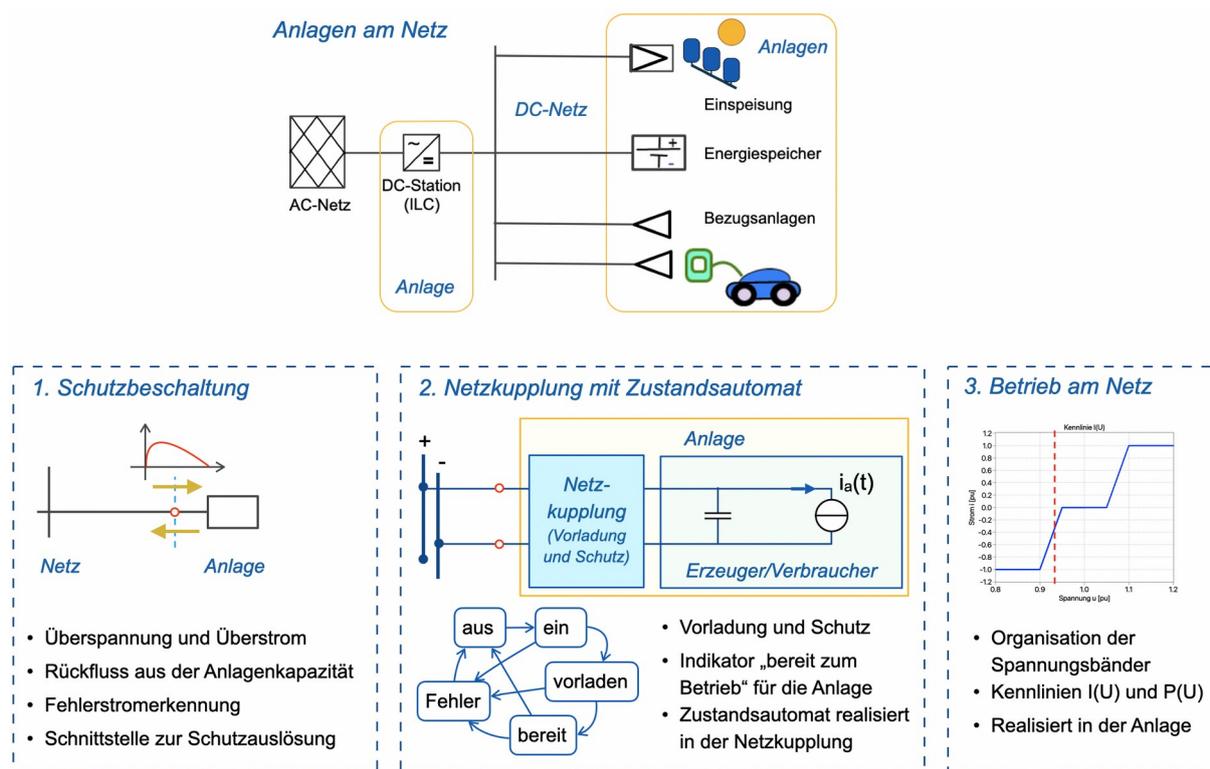


Bild 3.1 Übersicht über die Anforderungen an Anlagen

Die Anforderungen an Anlagen am DC-Netz lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

- **Schutzbeschtaltung:** Die Schutzbeschtaltung schützt die Anlage vor Einwirkungen aus dem Netz und das Netz vor Einwirkungen der Anlage. Hierzu gehört der Schutz gegen Überspannungen und Überstrom aus dem Netz, die Begrenzung des Zuflusses ins Netz durch die Anlagenkapazitäten, sowie gegebenenfalls die Realisierung einer Schnittstelle zur externen Fehlerauslösung. Nach dem Stand der Technik ist bei Anlagen größerer Leistung auch eine Feldbuschnittstelle zur Anbindung an ein Leitsystem oder ein Energiemanagementsystem üblich. Über diese Schnittstelle lässt sich der Zustand der Anlage kommunizieren, einschließlich erfasster Daten bei Fehlern.
- **Netzkupplung:** Die Netzkupplung verbindet die Anlage mit dem Netz und trennt die Anlage vom Netz. Eine wesentliche Funktion der Kupplung ist das Vorladen der Anlagenkapazität, bevor der Betrieb am Netz möglich ist. Die Trennung vom Netz erfolgt entweder durch planmäßiges Abschalten der Anlage, oder wird durch eine Fehlersituation ausgelöst. Daher ist die Netzkupplung ein Teil des Anlagenschutzes. Die Netzkupplung kann als separates Modul realisiert werden, das Anlagen an die Spezifikationen des Netzes anpasst. Wesentlicher Bestandteil der

Netzkupplung ist ein Zustandsautomat, der das Protokoll des Ankopplungsmanövers ans Netz realisiert, und nach erfolgreicher Kopplung der Anlage die Bereitschaft zum Betrieb signalisiert.

- Betrieb am Netz: Ist die Anlage mit dem Netz verbunden, kann der Betrieb abhängig von der Spannung am Anschlusspunkt der Anlage erfolgen. Hierzu sind in der Anlage Kennlinien der Form $I(U)$ bzw. $P(U)$ abzubilden. Die Kennlinien werden direkt im Verbraucher oder Erzeuger der Anlage realisiert. Von der Netzkupplung aus betrachtet ist der Betrieb ein Zustand des Zustandsautomaten. Verlässt die Anlage das Netz, kommuniziert sie diesen Wunsch an den Zustandsautomaten der Netzkupplung.

Die genannten Anforderungen gelten grundsätzlich, können aber je nach konkreter Realisierung des DC-Netzes unterschiedlich ausfallen. Für AC-Netze finden sich solche Anforderungen in den sogenannten Anschlussrichtlinien und Standards zum Schutz und zur Inbetriebnahme von Anlagen. Für DC-Netze ist der Stand der Technik noch in Entwicklung, folglich die Spezifikation von Anschlussrichtlinien. Wegen der physikalischen Unterschiede zwischen der Funktionsweise und den Betriebsmitteln der DC-Netze zu AC-Netzen lassen sich Lösungen aus der AC-Technik nicht übernehmen. Die hier beschriebenen Anforderungen orientieren sich an den physikalischen Grundlagen und dem Stand der Technik zur Zeit der Erstellung dieses Manuskriptes.

3.1. Schutzbeschaltung

Die Schutzbeschaltung soll für folgende Anforderungen ausgelegt werden. Physikalisch realisieren lässt sich die Schutzbeschaltung als Teil der Netzkupplung. Der Kern der Anlage wird dann an die Netzkupplung angeschlossen und erhält von dort das Signal der Betriebsbereitschaft.

Frage 3.1.1: Überspannung und Überstrom. Anlagen sollen vor Spannungsspitzen aus dem Netz geschützt werden. Für eine Betriebsspannung von ca. $U_n = 1500$ V wird beispielsweise eine Obergrenze von +20% angenommen, somit 1800 V. Oberhalb dieser Grenze soll der Überspannungsschutz arbeiten. Es wird angenommen, dass die Anlage für kurze Zeit mit Spannungsspitzen von bis zum 1,5-fachen der Betriebsspannung belastet werden, somit 2250 V. Welche Bedeutung „kurze Zeit“ hat, ist hierbei festzulegen. Es wird angenommen, dass die Anlage bis zu 10 μ s mit Spannungsspitzen bis zum 1,5 U_n belastet wird, für bis zu 1 s mit 1,2 U_n , sowie für 10 Minuten mit 1,15 U_n . Untersuchen Sie den Überspannungsschutz in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Die Anlage ist als bipolares symmetrisches System ausgeführt. Somit beträgt der Spannungsbereich ± 750 V um den Mittelpunkt (Neutralleiter). Der Neutralleiter wird nicht belastet. Allerdings ist die Vorgabe eines Spannungspulses unmittelbar am Anschlusspunkt der Anlage keine sinnvolle Vorgabe: Wegen ihrer Eingangskapazität stellt die Anlage eine Spannungsquelle dar, die Ladeströme wären nicht begrenzt.

Der Spannungspuls mit 1,5 $U_n = U_n + 0,5 U_n$ und 10 μ s Dauer wird daher zu einem Stromimpuls umgeformt: Ein Widerstand von 0,1 Ω begrenzt den Strom auf 0,5 $U_n / 0,05 \Omega = 15$ kA, eine Induktivität von $L = 0,75 \mu$ H begrenzt den Stromanstieg auf $dI/dt = 0,5 U_n / 0,75 \mu$ H = 10 kA / 10 μ s. Die Simulation zeigt, dass der Stromimpuls in etwa 8 μ s sein Maximum von etwa 6 kA erreicht und insgesamt eine Dauer von etwa 20 μ s besitzt.

Die Energie des Pulses beträgt etwa 150 J. Diese Energie wird in die Anlagenkapazität übertragen. Die Diode in Flussrichtung sorgt dafür, dass keine Ladung aus der Anlagenkapazität in die Spannungsquelle zurückfließt. Mit der gewählten Anlagenkapazität von insgesamt 0,5 mF ergibt sich hieraus eine Spannungsüberhöhung auf 1,12 U_n , also um etwa 12 %. Diese Spannung liegt im erlaubten Bereich und wird durch die Last der Anlage abgebaut.

Für die Spannungsüberhöhungen von bis zu 1,2 U_n ist der Eingang der Schaltung auszulegen, d.h. die Transistoren müssen mit Betriebsspannungen bis in diesen Bereich arbeiten können. Die Dauern von 1 s für 1,2 U_n und 10 Minuten für 1,15 U_n sind Vorgaben für die thermische Auslegung der Schaltung. Bei Nennstrom nimmt die Anlage entsprechend mehr Leistung auf, sofern die Anlage nicht leistungs-

geregelt ist und den Strom entsprechend reduziert. Der Varistor am Eingang der Schaltung leistet hierbei keinen Beitrag. Er greift erst bei Spannungen ab der doppelten Nennspannung.

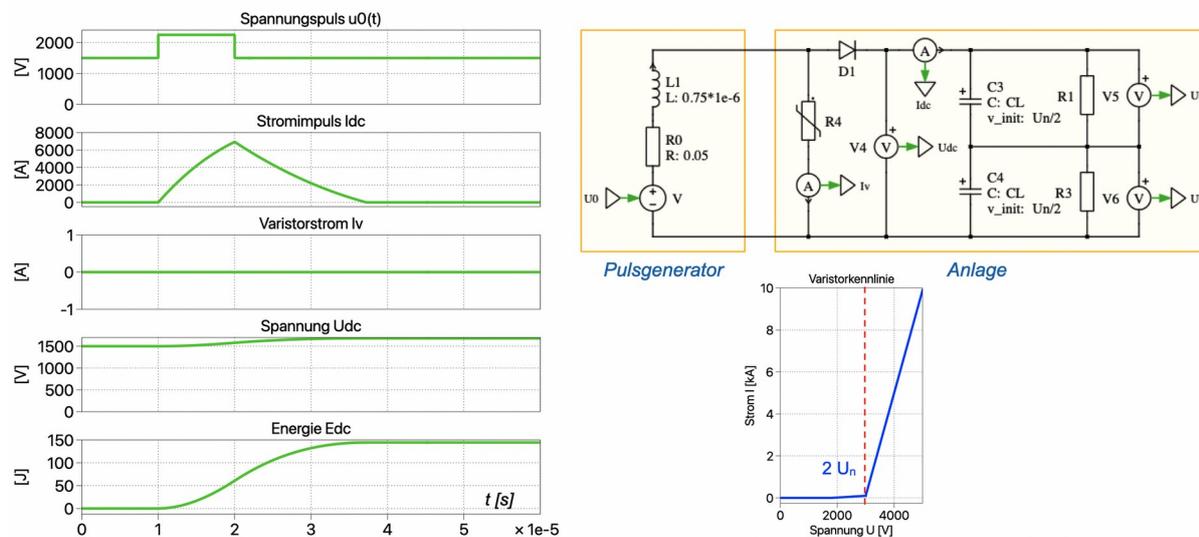


Bild 3.1.1 Belastung durch einen Stromimpuls 6 kA 8/20 μ s

Es bleibt die Frage, woher der Spannungsimpuls bzw. Stromimpuls kommen soll. Vom Freileitungsnetz ist das DC-Netz durch die DC-Station entkoppelt und galvanisch getrennt. Ein Blitz müsste über die Mittelfrequenztransformatoren der DC-Station auf die Sekundärseite einkoppeln und sämtliche Leitungen bis zur Anlage durchlaufen.

Ein Widerstand von 100 m Ω entspricht einer Leitungslänge von etwa 200 m. Eine Induktivität von 0,75 μ H entspricht einer Leitungslänge von etwa 2 m, außerdem müsste der Mittelfrequenztransformator der DC-Station durchlaufen werden, der einen deutlich höheren Wert besitzt. Somit könnte der Stromanstieg deutlich geringer ausfallen.

Frage 3.1.2: Überlastung des Eingangs durch die Anlage. Ein Fehler innerhalb der Anlage kann eine dauerhafte Überlastung des Eingangs bewirken. Wie lässt sich die Anlage hiervon schützen?

Lösung: Durch eine konventionelle Sicherung (Schmelzsicherung). Schmelzsicherungen sind bei PV-Anlagen und Batteriesystemen üblich und reagieren im Bereich einiger Millisekunden. Im Netz bleibt die Frage, ob der Leistungsschutz in der Zuleitung der Anlage nicht schneller reagiert. Für alle Fälle stellt die Sicherung einen zusätzlichen Schutz bereit.

Frage 3.1.3: Rückfluss aus der Anlagenkapazität. Bei Bezugsanlagen führt der Lastfluss stets in die Anlage. Hier kann eine Diode in Lastflussrichtung einen Rückfluss von Energie aus der Anlagenkapazität verhindern. Welchen Einfluss hat die Rückflussdiode auf die Spannung in der Anlage (in Lastflussrichtung hinter der Diode)?

Lösung: Bei niedrigen Frequenzen (DC) keine. Folgende Abbildung zeigt die Anlage an einem DC-Netz mit einer Induktivität von 100 μ H und einem Widerstand von 68 m Ω . Diese Werte entsprechen etwa einer Kabellänge von 100 m. Durch die Diode wird ein Rückfluss von der Anlagenkapazität ins Netz verhindert. Es wäre somit möglich, dass die Spannung in der Anlage durch den einseitigen Zufluss steigt (siehe Pulsbelastung weiter oben).

Durch den Laststrom wird die Kapazität jedoch entladen, Lastfluss und Zufluss bleiben unidirektional. Für niedrige Frequenzen (hier bis 10 Hz) entspricht der Spannungseinbruch in der Anlage dem Spannungsverlust am Innenwiderstand: Für den Scheitelwert $I_{\max} = 200$ A ergibt sich an 68 m Ω ein Scheitel-

wert für den Spannungsabfall von ca. 14 V. Da die Schaltung DC-Ströme bereitstellt, sind höhere Frequenzen nicht relevant. Stromanstiegszeiten bei Lastwechseln sind gesondert zu untersuchen.

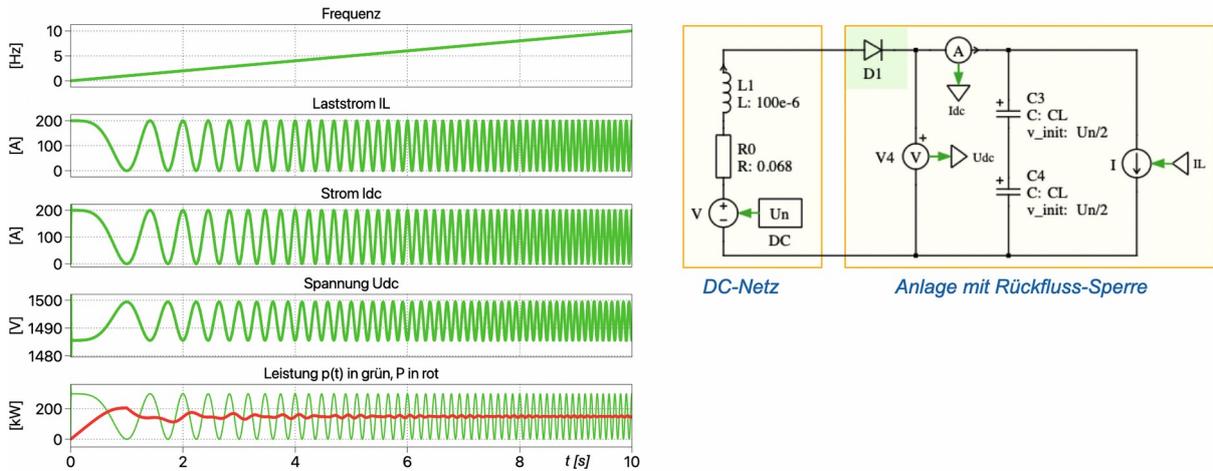


Bild 3.1.2 Last mit wechselnder Strombelastung und Rückfluss-Diode

Die Netzinduktivität besitzt mit der Anlagenkapazität eine Resonanzfrequenz von 712 Hz. Bei dieser Frequenz stellt die Schaltung einen gedämpften Parallelschwingkreis dar. Der Leitungsstrom liegt im Zweig der Induktivität und somit innerhalb des Resonanzkreises. Daher kann der Leitungsstrom je nach Dämpfung durch den Leitungswiderstand groß werden. Der Anlagenstrom in Lastflussrichtung hinter der Anlagenkapazität ist hiervon nicht betroffen (er bleibt als Anregung unverändert).

Frage 3.1.4: Stromanstiegszeiten. Folgende Abbildung zeigt die gleiche Anordnung. Der Laststrom ist hier konstant, wird jedoch mit unterschiedlichen Anstiegszeiten angefordert: 10 ms, 1 ms und 0,1 ms. Wie erklären sich die Verläufe des Stroms in der Leitung und die der Spannung über der Anlagenkapazität? Welche Konsequenz ergibt sich für die Anlagekapazitäten?

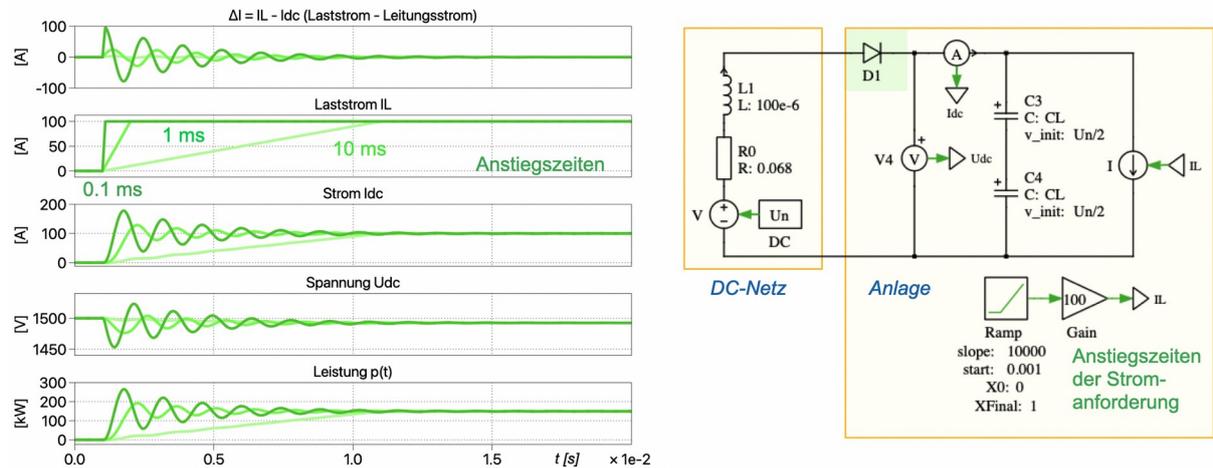


Bild 3.1.3 Last mit unterschiedlichen Stromanstiegszeiten

Lösung: Die Schaltung bleibt ein Schwingkreis mit Resonanzfrequenz 712 Hz. Diese Resonanz wird durch den Stromanstieg angeregt. Die Abklingkonstante berechnet sich zu $\tau = 1/\delta = 2L/R$ und beträgt hier etwa 3 ms. Bis die Schwingung zu 95% abgeklungen ist, muss man etwa die 3-fache dieser Dauer warten.

Der obere Teil des Zeitverlaufs zeigt die Differenz aus Laststrom und Leistungsstrom. Man erkennt, dass bei einer Stromanstieg von null auf 100 A innerhalb 0,1 ms die Amplitude ΔI der Schwingung der

Stromanforderung entspricht. Während der Schwingung pendelt Energie zwischen der Anlagenkapazität und der Leitungsinduktivität. Die Höhe der Schwingungsamplituden von Spannung und Strom sind voneinander abhängig. Diese Beziehung folgt aus dem Energiesatz:

$$\frac{1}{2} C \Delta U^2 = \frac{1}{2} L \Delta I^2 \quad (3.1.1)$$

Hieraus ergibt sich der Zusammenhang

$$\Delta U = \sqrt{\frac{L}{C}} \Delta I \quad (3.1.2)$$

Mit den in Frage 3.1.3 genannten Werten ergibt sich $R = \sqrt{L/C} = 0,45 \Omega$. Aus einer Überschwinger im Strom von 100 A folgt ein Überschwinger in der Spannung von 45 V. Bei gegebener Leitungsinduktivität L lässt sich die Auswirkung auf die Spannung verringern durch Vergrößern der Anlagenkapazität C.

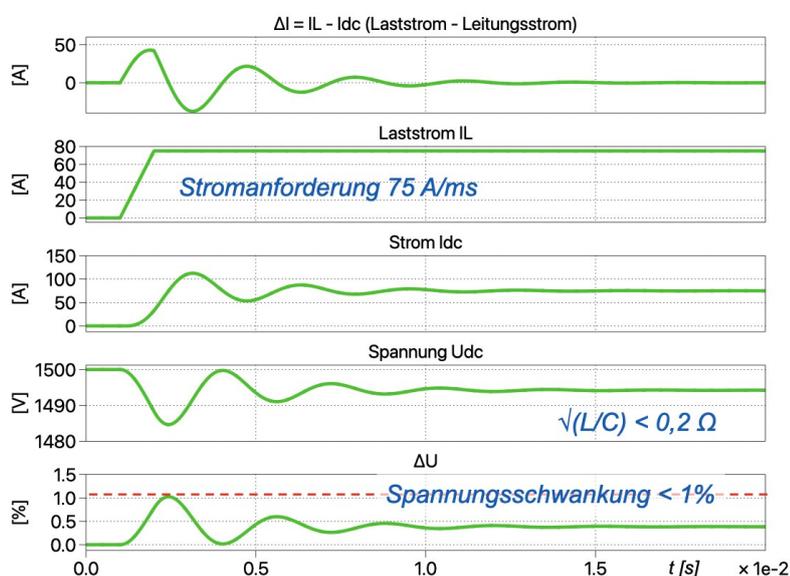


Bild 3.1.4 Wahl der Anlagenkapazitäten zur Begrenzung der Spannungsschwankungen

Dieser Zusammenhang gestattet die Wahl der Anlagenkapazitäten anhängig von der zulässigen Stromanstiegsrate bei gegebener Leitungsinduktivität. Lässt man Stromanstiegsraten von 75 A/ms zu und möchte die Spannungsschwankungen auf 1% der Nennspannung begrenzen, so folgt bei gegebener Leitungskapazität L hieraus die minimal benötigte Anlagenkapazität C.

Der Strom bedient sich bei dieser Anstiegsrate zum großen Teil aus der Kapazität. Für 1% von 1500 V soll die Spannungsschwankung maximal 15 V betragen. Hierfür wird ein Widerstand von $R = \sqrt{L/C} = 0,2 \Omega$ benötigt. Bei einer Leitungsinduktivität von 100 μH ergibt sich hieraus eine minimale Anlagenkapazität von 5 mF.

Frage 3.1.5: Schalter im Strompfad. Ein Schalter in der Anschlussleitung der Anlage liegt im Strompfad der Leitungsinduktivität. Um diesen Strompfad aufzutrennen, muss ein ein Weg gefunden werden, die in der Leitungsinduktivität gespeicherte Energie aufzunehmen. Es muss also ein Weg zur Kommutierung des Stromes der Leitungsinduktivität gefunden werden, der die Energie aufnimmt. Abgesehen hiervon ist das Unterbrechen des Leitungsstromes möglich: die Anlagenkapazität lässt sich vom Netz trennen. Die Energie der Anlagenkapazität bleibt hierbei erhalten oder wird vom Laststrom der Anlage aufgebraucht. Untersuchen Sie eine Möglichkeit zur Abschaltung der Anlage in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung. Es liegt ein Schalter im Strompfad und es findet sich ein Weg (= Kommutierungspfad) zur Aufnahme der Energie der Leitungsinduktivität. Trennt man den Leitungsstrom der Anlage hinter dem Anschlusspunkt auf, dann nimmt ein RC-Glied den von der Induktivität getriebenen Strom auf.

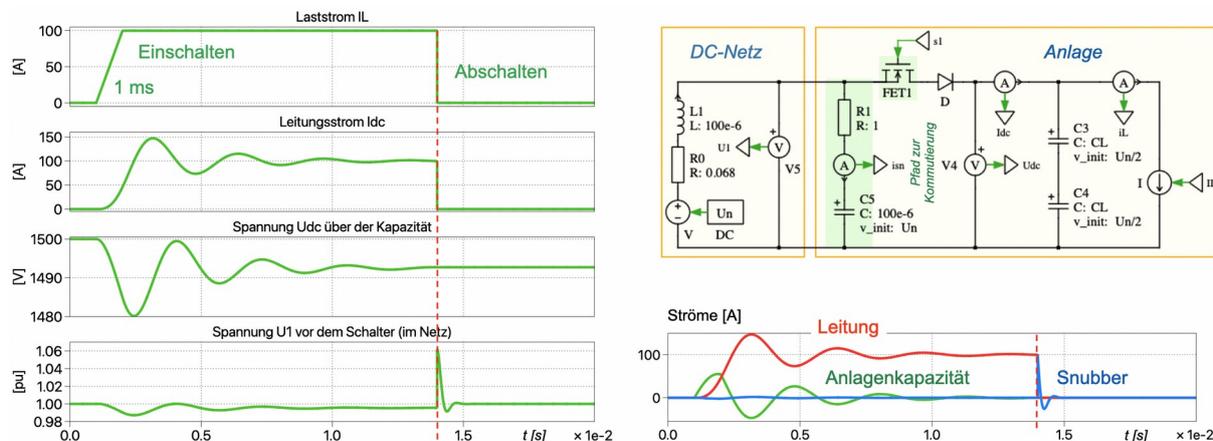


Bild 3.1.5 Abschalten und Trennen der Anlage

Je nach Größe der Kapazität wird die Leistung zwischen der Kapazität im Kommutierungspfad und der Leitungsinduktivität so lange hin und her reflektiert, bis die Energie am Widerstand des RC-Gliedes aufgebraucht ist. Solche RC-Glieder zur Aufnahme der Energie und Dämpfung der Schwingung finden sich unter der Bezeichnung „RC-Snubber“. Die Auslegung der Kapazität richtet sich nach der in der Induktivität gespeicherten Energie (siehe Gleichung (3.1.1)). Die Größe des Widerstandes bestimmt die Höhe der Spannungsspitze auf der Leitung: bei einem Leitungsstrom von $I_{dc} = 100 \text{ A}$ ist mit $R = 1 \text{ }\Omega$ mit einer Spannung von $100 \text{ V} \approx 7 \%$ der Nennspannung zu rechnen (mit $U_n = 1500 \text{ V}$).

Wenn der Anlagenstrom nicht ebenfalls abgeschaltet wird, leert dieser nach der Trennung vom Netz die Anlagenkapazität. Im Beispiel wurde der Anlagenstrom zur Schaltzeitpunkt des Transistorschalters abgestellt. Laststrom und Leitungsstrom werden zum gleichen Zeitpunkt unterbrochen. Die Spannung an der Anlagenkapazität bleibt daher auf dem Niveau unmittelbar vor der Trennung vom Netz.

Die Kapazität C im RC-Glied übernimmt nach der Trennung die Rolle der Anlagenkapazität; sie fällt nur kleiner aus und ist über den Verlustwiderstand R angeschaltet. Allerdings ist die Leitung nun stromlos und die Leitungsinduktivität entladen. Um die Anlage komplett vom Netz zu trennen, ist ggf. ein weiterer Schalter erforderlich.

Frage 3.1.6: Unterspannung und Flicker. Unterspannung bedeutet eine Spannung unterhalb des normalen Spannungsbandes. Ob eine Anlage unterhalb des normalen Bereiches betrieben werden soll, hängt von ihrer Aufgabe ab: eine Notstromversorgung sollte einen möglichst weiten Bereich abdecken können, z.B. bis zu $0,8 U_n$. Unter Flicker werden kurzzeitige Spannungseinbrüche verstanden, wobei kurzzeitig hier als $\Delta t < 50 \text{ }\mu\text{s}$ verstanden wird. Untersuchen Sie das Verhalten der Anlage bei Unterspannung und Flicker in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Folgende Abbildung zeigt einen Simulationslauf, bei dem die Eingangsspannung über einen Zeitraum von 10 ms auf $0,7 U_n$ absinkt und später ein Flicker-Ereignis über die Dauer einer Millisekunde mit einer Pulsdauer von $50 \text{ }\mu\text{s}$ eintritt. Während des Flicker-Ereignisses bricht die Spannung periodisch auf 0 V ein.

Die Spannungsmodulation wird direkt in die Versorgungsspannung am Beginn der Anschlussleistung eingebracht, befindet sich also an der Sammelschiene. Beim Absinken der Netzspannung sorgt die Rückfluss-Diode dafür, dass aus der Anlagenkapazität kein Strom ins Netz fließt. Die Spannung an der Anlagenkapazität wird daher nur durch den Anlagenstrom abgebaut. Da der Anlagenstrom unverän-

dert bleibt, sinkt die Spannung an der Anlagenkapazität bis das Niveau der Spannung im Netz erreicht ist. Ab diesem Zeitpunkt fließt Strom aus dem Netz über die Anschlussleitung nach.

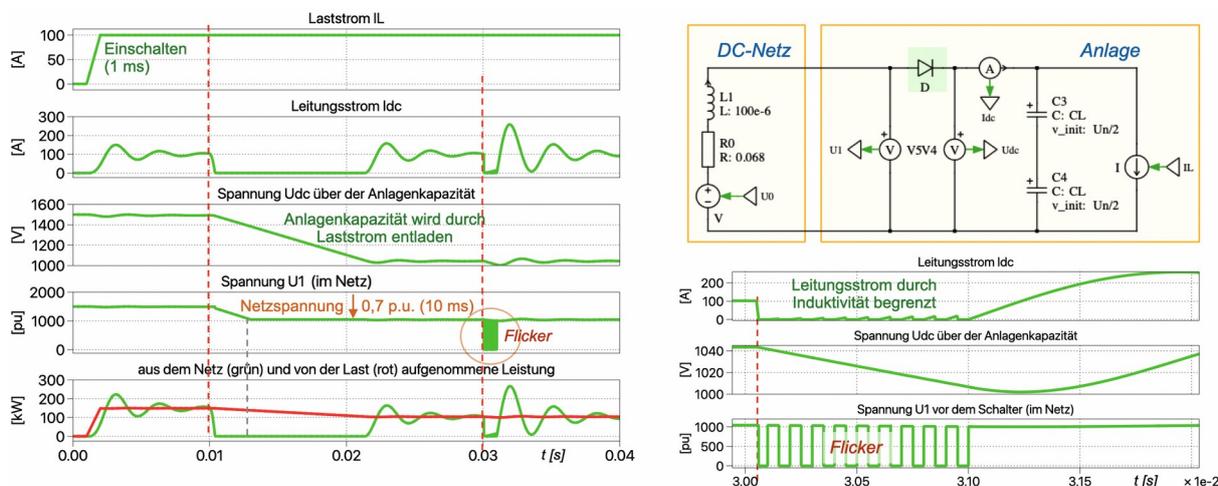


Bild 3.1.6 Verhalten bei Unterspannung und Flicker

Während die Spannung im Netz unterhalb der Anlagenspannung liegt, ist der Leitungsstrom null. Sobald der Strom wieder fließt, ist das Verhalten ähnlich wie beim Einschalten. Die Spannung im Netz schwankt mit dem Laststrom im Rahmen der Einschaltvorgänge.

Da die Anlage stromgeregelt ist, sinkt mit der Spannung auch die Leistungsaufnahme der Anlage. Die Anlage ist durch die Anlagenkapazität gepuffert und bezieht ihre Leistung von dort, unabhängig vom Austausch der Leistung zwischen Netz und Anlagenkapazität. Bei einer leistungsgeregelten Anlage würde die Stromaufnahme steigen. Allerdings kann man davon ausgehen, dass die Anlagenregelung abhängig von der Versorgungsspannung erfolgt und dass die Anlage bei Unterspannung ggf. abgeregelt wird.

Zum Zeitpunkt $t = 30$ ms tritt ein Flicker-Ereignis ein, erkennbar an den schnellen Spannungsschwankungen am Anschlusspunkt der Anlage (Spannung U_1 im Netz). Während die Versorgungsspannung den Wert 0 annimmt, bleibt die Spannungsquelle mit der Schaltung verbunden, so dass der Strom der Leitungsinduktivität über die Spannungsquelle zurückfließen kann. Der Leitungsstrom I_{dc} vor der Rückfluss-Diode entspricht während der Flicker-Phase dem Strom der Leitungsinduktivität.

Nach Rückkehr der Spannung auf einen konstanten Wert beginnt der Leitungsstrom auf den geforderten Wert des Laststroms anzusteigen. Der Stromanstieg wird durch die Leistungsinduktivität begrenzt. Nach Ende der Flicker-Phase kehren Spannung und Strom vom Wert null zurück. Das das Ende der Flicker-Phase entspricht daher einem Einschaltvorgang mit den hiermit verbundenen Schwankungen der Netzspannung durch den Ausgleich der Energie in den Speichern im Netz.

Die Simulation zeigt, dass die Anlage wegen des Puffers durch die Anlagenkapazität durch den Flicker nicht betroffen ist: der Betrieb der Anlage kann weitergehen. Im Netz verursacht der Flicker Spannungsschwankungen innerhalb des zulässigen Rahmens durch den Einschwingvorgang am Ende der Flicker-Phase,

Frage 3.1.7: Fehlerstromerkennung. Das Netz ist in der Form TN-S ausgeführt, es wird also ein vom Neutralleiter separater Schutzleiter mitgeführt. Die Fehlerstromerkennung funktioniert daher, wie von AC-Netzen bekannt. Illustrieren Sie das Prinzip in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Folgende Abbildung zeigt das Netz mit den Phase L+, L- und Schutzleiter PE. Ein Neutralleiter M wäre ebenfalls möglich, wird hier aber nicht mitgeführt. Das Netz ist bipolar und nur

symmetrisch belastet. Der Sternpunkt im DC-Netz ist geerdet. Die Anlage ist an den Phasen L+, L- und am Schutzleiter PE angeschlossen.

Sollte ein spannungsführender Teil der Anlage berührt werden, so fließt über den Körperwiderstand R_K der Strom $I_K = U_n/R_K$, bei ± 750 V Betriebsspannung also in Höhe von 0,75 A. Ströme in dieser Höhe müssen innerhalb von 10 ms abgeschaltet werden, gefordert werden hier 2,5 ms.

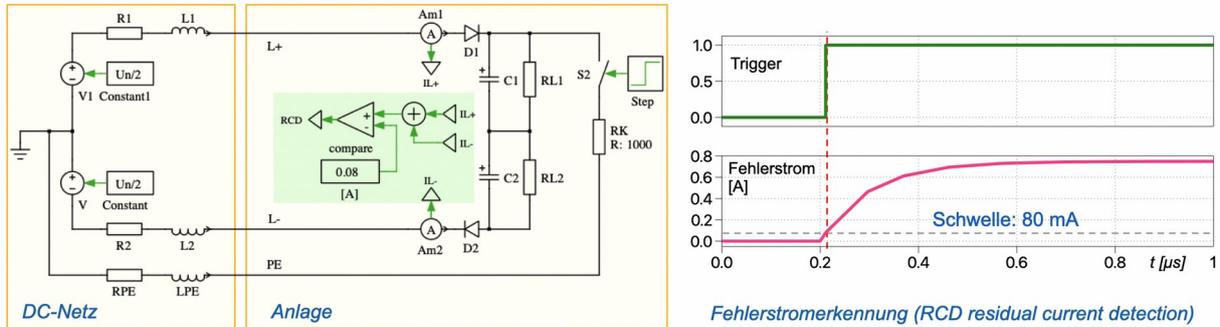


Bild 3.1.7 Schaltung zur Fehlerstromerkennung

Die Fehlerstromerkennung funktioniert wie von FI-Schutzschaltern in AC-Netzen bekannt: Die Summe der Ströme durch die Leiter L+ und L- muss null ergeben, andernfalls fließt ein Fehlerstrom außerhalb der Leiter. Der Vergleich der Summe der Ströme mit dem Schwellwert von 80 mA ergibt ein Auslösesignal für die Trennung der spannungsführenden Teile und für die Entladung der Anlage.

Wegen der Anlagenkapazitäten genügt es nicht, die Anlage vom Netz zu trennen. Der Anlagenschutz kümmert sich um die Abschaltung. Die Fehlerstromerkennung spricht auch auf Leckströme an, unabhängig vom Berührungsschutz.

Frage 3.1.8: Schnittstelle zur Schutzauslösung und Wartung. Zum Abschalten von Anlagen im Fehlerfall und zur Sicherung abgeschalteter Anlagen gegen Wiedereinschalten bei Wartungsarbeiten lässt sich ein Signal definieren, das innerhalb des Netzes beispielsweise mit Hilfe einer Leitung oder eines Kommunikationsprotokolls verteilt wird. Im Fehlerzustand des Signals darf eine Anlage nicht hochfahren und nicht ans Netz. Wie wäre ein solches System zu implementieren? Welchen Vorteil hätte ein solches System?

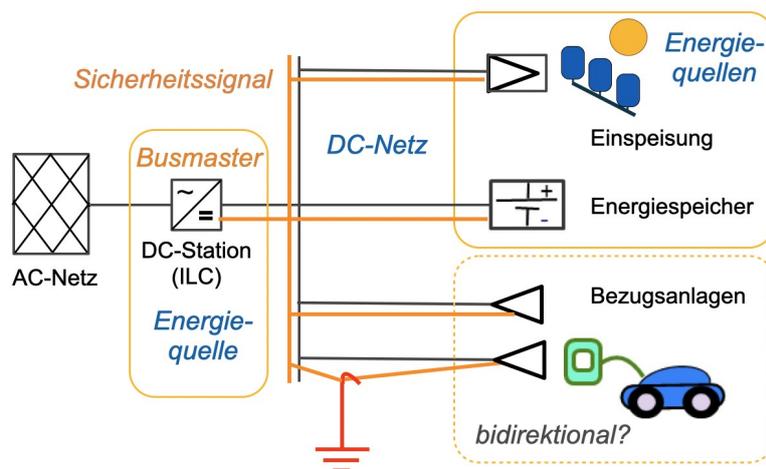


Bild 3.1.8 Konzept der Absicherung durch zentrale Verriegelung

Lösung: Siehe Abbildung oben. In den Anlagen wäre eine Schnittstelle für das Sicherheitssignal zu implementieren, das entweder als Signalleitung oder mit Hilfe eines Feldbus-Protokolls realisiert würde.

Das Signal kennt zwei Zustände: Normal und Fehlerzustand. Anlagen, die einen Fehlerzustand erkennen, können den Zustand des Signals ändern. Der Zustand des Signals wird in den Anlagen vom Zustandsautomaten der Netzkupplung verarbeitet.

Ein Vorteil des Verfahrens ist die Möglichkeit zur zentralen Abschaltung aller Anlagen. Zu diesem Zweck wird der Zustand des Signals vom Wartungsdienst manuell geändert (im einfachsten Fall durch sichtbare Erdung einer Signalleitung, bzw. durch ein entsprechendes Bedienelement innerhalb der Installation). Speziell in Anlagen mit mehreren Energiequellen müssten andernfalls mehrere Systeme abgeschaltet und deren Zustand überprüft werden. Das Sicherheitssignal funktioniert in diesem Fall wie eine Notbremse bzw. wie ein Notausschalter mit Verriegelung gegen Wiedereinschalten. Das Verfahren funktioniert, wenn alle Anlagen sich an die Konvention des Sicherheitsprotokolles halten.

3.2. Netzkupplung

Die Netzkupplung ist dem Verbraucher bzw. dem Erzeuger der Anlage vorgeschaltet. In der Simulation ist der Verbraucher bzw. Erzeuger als Stromquelle abgebildet.

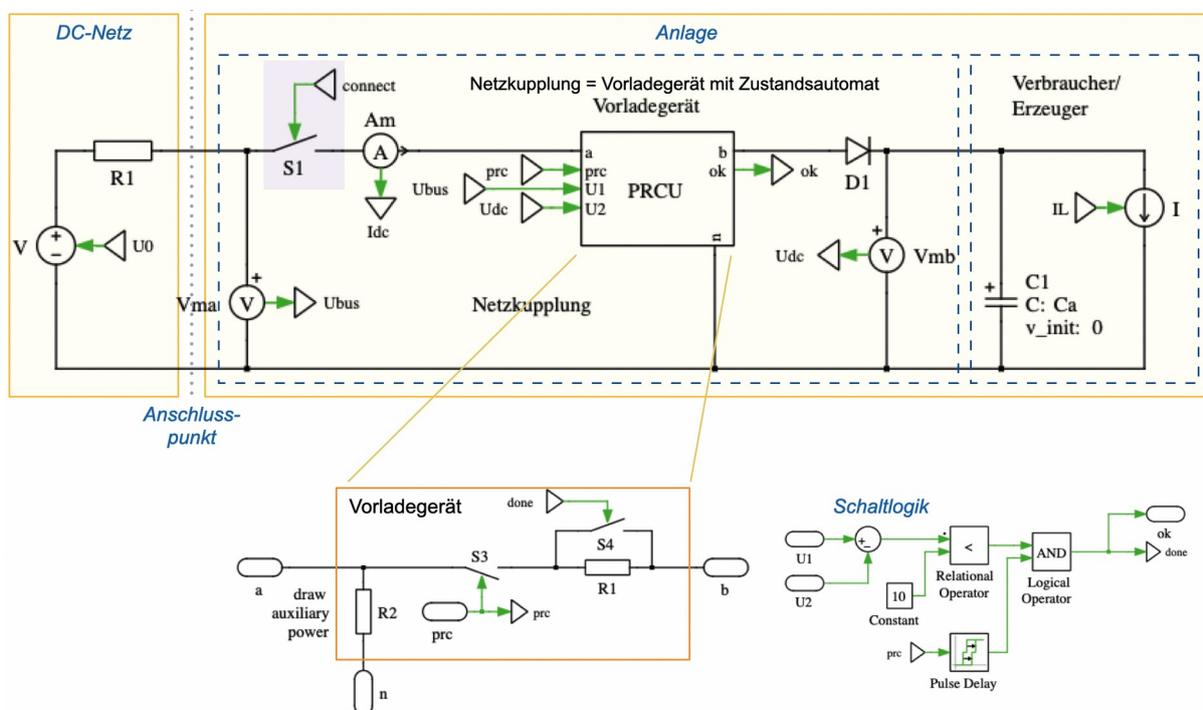


Bild 3.2.1 Aufbau der Anlage mit Netzkupplung

Die Netzkupplung besteht aus der Anschaltung ans Netz (Schalter mit Signal „connect“), dem Vorladegerät (PRCU = pre-charging unit) und einem Zustandsautomaten, der die Signale zum Anschalten ans Netz, zum Vorladen und zur Aktivierung des Verbrauchers bzw. Erzeugers führt. Die Schaltung der Vorladung ist im unteren Teil der Abbildung dargestellt.

Frage 3.2.1: Erläutern Sie den Aufbau der Schaltung und die Funktionsweise der Schaltung einschließlich der Vorladung.

Lösung: Basis der Funktionsweise ist der Messwert der Spannung U_{bus} am Anschlusspunkt (vor dem Schalter), sowie die Messung der Spannung U_{dc} über der Anlagenkapazität, die den Ladezustand des Kondensators repräsentiert. Der Anlagenstrom wird zur Überprüfung der Arbeitsweise der Schaltung in der Simulation gemessen.

Die Vorladeschaltung wird mit Hilfe des Signals „prc“ aktiviert. Sie erhält die Messwerte der beiden Spannungen als Basis ihrer Schaltlogik. Sobald die Anlage insgesamt mit Hilfe des Signals „connect“ am Schalter S1 mit dem DC-Netz verbunden ist, erhält das Vorschaltgerät Spannung und zieht mit Hilfe des Widerstands R_2 einen Hilfsstrom aus dem Netz.

Sobald sie vom Zustandsautomaten das Signal „prc“ erhält, wird die Anlagenkapazität mit Hilfe eines Vorladewiderstandes mit dem Netz verbunden: Der Ladevorgang beginnt. In der Praxis würde man eine leistungselektronische Schaltung zum Vorladen verwenden, der Ladewiderstand R_1 dient nur zur Illustration des Prinzips.

Die Vorladeschaltung stellt durch einen Vergleich der Kondensatorspannung mit der Netzspannung fest, ob der Kondensator aufgeladen ist. Stimmt die Ladung des Kondensators, gibt die Vorladeschaltung das Signal „ok“ an den Zustandsautomaten. Bedingung hierfür ist das aktive Signal „prc“, andernfalls bleibt die Vorladeschaltung deaktiviert (auch wenn sie die Messwerte der beiden Spannungen erhält). Nach Ende der Aufladung wird der Vorladewiderstand R_1 überbrückt: Die Anlagenkapazität ist nun direkt mit dem Netz verbunden,

Frage 3.2.2: Betrieb der Anlage mit der Netzkupplung. Folgende Abbildung zeigt einen Zeitablauf mit der Spannung und dem Strom am Anschlusspunkt der Anlage, sowie der Spannung am Kondensator und den Ausgangssignalen des Zustandsautomaten. Erläutern Sie die Arbeitsweise der Anlage mit Netzkupplung. Welche Rolle spielen die Signale des Zustandsautomaten?

Lösung: Der Zustandsautomat liefert die Ausgangssignale „connect“, „precharge“ und „ready“. Das Signal „connect“ bedient den Schalter zur Verbindung der Anlage mit dem Netz. Das Signal „precharge“ aktiviert das Vorladegerät. Die Funktion des Signals „ready“ erschließt sich aus dem zeitlichen Ablauf: Dieses Signal aktiviert den Verbraucher bzw. Erzeuger. Dieser darf nur einen Strom aus dem Netz beziehen, bzw. nur dann einen Strom ins Netz einspeisen, wenn das Signal „ready“ aktiv ist.

Somit ist das einzige Signal, das die Netzkupplung verlässt, das Signal „ready“ zur Aktivierung und Deaktivierung des Verbrauchers bzw. Erzeugers. Die übrigen Signale verbleiben mit dem Vorladegerät innerhalb der Netzkupplung.

In der Praxis wird man auch die beiden Messwerte der Spannung und die Messung des Stroms am Anschlusspunkt dem Regler des Verbrauchers bzw. Erzeugers zur Verfügung stellen, bzw. das Vorladegerät in den Verbraucher oder Erzeuger integrieren. Der Zustandsautomat ist Teil der Software des Vorladegerätes.

Am zeitlichen Ablauf erkennt man, dass die Netzspannung zu Beginn der Simulation langsam hochgefahren wird. Die Anlage bleibt inaktiv und vom Netz getrennt. Sobald die Spannung am Anschlusspunkt das Niveau V_1 unterhalb des Betriebsbereichs erreicht, verbindet die Netzkupplung die Anlage mit dem Netz (Signal „connect“, der Hilfsstrom ist für die Skala des Stroms am Anschlusspunkt zu gering).

Sobald die Spannung am Bus die untere Schwelle V_2 des Betriebsbereiches überschreitet, beginnt der Zustandsautomat die Vorladung der Anlagekapazität mit Hilfe des Signals „precharge“. Man erkennt, dass die Spannung am Kondensator ansteigt. Die Initiative ist nun beim Vorladegerät. Nachdem das Vorladegerät dem Zustandsautomaten die Betriebsbereitschaft des Kondensators signalisiert (Ausgangssignal „ok“ am Vorladegerät), signalisiert dieser die Betriebsbereitschaft der Anlage mit Hilfe des Signals „ready“ an den Verbraucher bzw. Erzeuger.

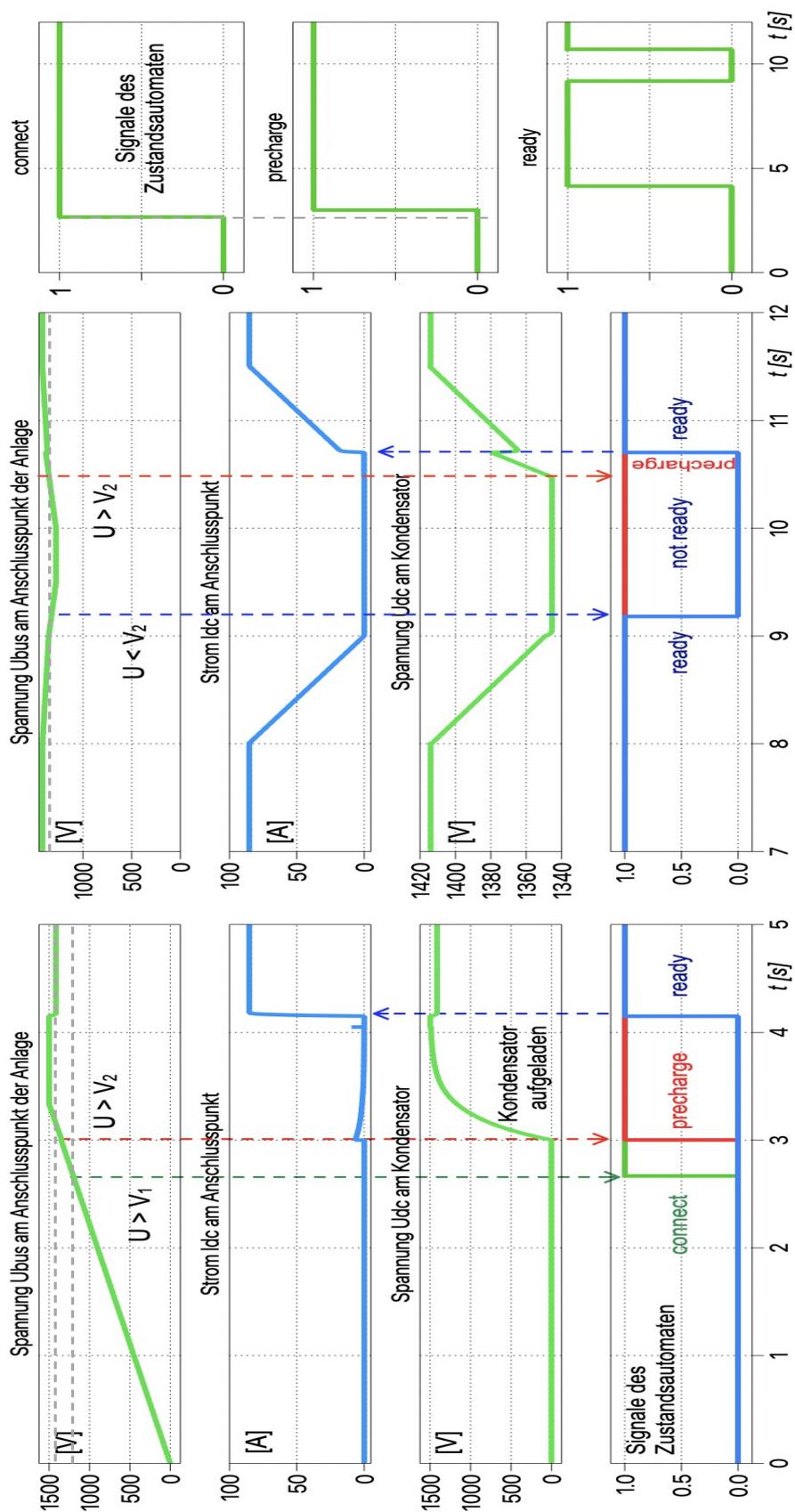


Bild 3.2.2 Betrieb der Anlage am Netz

Nach dem Signal „ready“ beginnt der Verbraucher in der Anlage, einen Strom zu beziehen. Die Führung des Anlagenstromes ist dem Verbraucher der Anlage komplett überlassen. Er muss nur den Leistungsbezug einstellen, wenn das Signal „ready“ zurückgenommen wird. Da die Anlage mit Hilfe der Anlagenkapazität einen Puffer zum Netz verbunden ist, lassen sich Zeitkonstanten für den Anstieg und den Abfall des Stromes vereinbaren, die mit dem Verbraucher bzw. Erzeuger und den Induktivitäten auf der Zuleitung (und hieraus folgenden Spannungsschwankungen im Netz bei Stromänderungen) vereinbar sind.

Man erkennt, dass die Spannung im Netz auch durch den Leistungsbezug leicht sinkt. Grund hierfür ist der Innenwiderstand der Spannungsquelle, der zur Illustration des Effekts hinreichend groß gewählt wurde. Die Zeitskala der Simulation geht über mehr als 10 Sekunden. Auf die Simulation von Effekten der Induktivitäten wurde in diesem Maßstab verzichtet: Die Simulation soll die Führung der Anlagen am Netz illustrieren.

Der mittlere Zeitverlauf zeugt einen Spannungseinbruch im Netz unterhalb der Schwelle V_2 des erlaubten Betriebsbereiches. Hier signalisiert die Netzkupplung dem Verbraucher mit Hilfe des Signals „ready“, dass er seine Leistung zurücknehmen soll. Das Nachladen der Anlagenkapazität übernimmt die Netzkupplung, sobald die Spannung am Anschlusspunkt wieder in den normalen Bereich zurückkehrt. Erst anschließend erfolgt die Freigabe zum Betrieb an den Verbraucher mit Hilfe des Signals „ready“. Ganz rechts in der Abbildung ist der zeitliche Verlauf aller Ausgangssignale des Zustandsautomaten über die gesamte Simulationsdauer dargestellt.

Frage 3.2.3: Zustandsautomat. Folgende Abbildung zeigt den Zustandsautomaten mit seinem Zustandsdiagramm. Erläutern Sie das Funktionsprinzip und den Ablauf bei der Ankopplung der Anlage ans Netz und beim Betrieb der Anlage.

Lösung: Folgende Abbildung zeigt die Zustände und Zustandsübergänge des Automaten zusammen mit seinem Blockschaltbild oben rechts. Im Blockschaltbild erkennt man die Ausgangssignale „connect“, „precharge“ und „ready“. Als Eingangssignale wird einerseits der Messwert der Busspannung U_{bus} verwendet, sowie das Signal „ok“ des Vorladegerätes, das die Bereitschaft der Anlagenkapazität anzeigt („Cready“ für capacitor ready).

Als weitere Eingangssignale erkennt man „reset“, „off“ und „alarm“, wobei nur das Fehlersignal „alarm“ beschaltet ist. Im Zustandsdiagramm führt der Weg des Kontrollflusses vom Startpunkt oben links in den Zustand „aus“. Sobald die Spannung U_{bus} am Anschaltplatz der Anlage die Schwelle V_1 überschreitet, schaltet die Netzkupplung in den Zustand „aufwachen“. In diesem Zustand sendet sie das Ausgangssignal „connect“ (bzw. hebt den Pegel dieses Signals auf den Wert 1). Der Automat bleibt weiter im Zustand „aufwachen“. Zustände werden generell nur verlassen, wenn die Bedingung am Zustandsübergang eintritt.

Der aus dem wachen Zustand Einzug erreichbare Zustand ist „vorladen“, unter der Bedingung, dass die Spannung am Anschaltplatz die Schwelle V_2 zum Betriebsbereich überschreitet. In diesem Zustand gibt der Automat die Anweisung, die Anlagenkapazität vorzuladen. Der Automat bleibt im Zustand „vorladen“, bis eines der folgenden Ereignisse eintritt: (1) Die Spannung fällt unter die Schwelle V_1 des aktiven Bereiches, oder (2) der Automat erhält das Fehlersignal „alarm“. In beiden Fällen wechselt der Automat in den Zustand „Fehler“, aus dem nur der Weg über ein Signal „reset = zurücksetzen“ wieder heraus führt. Im Fall (3) wechselt der Automat in den Zustand „abwarten“, wenn das Vorladegerät die Aufladung der Anlagenkapazität am Signaleingang „Cready“ meldet.

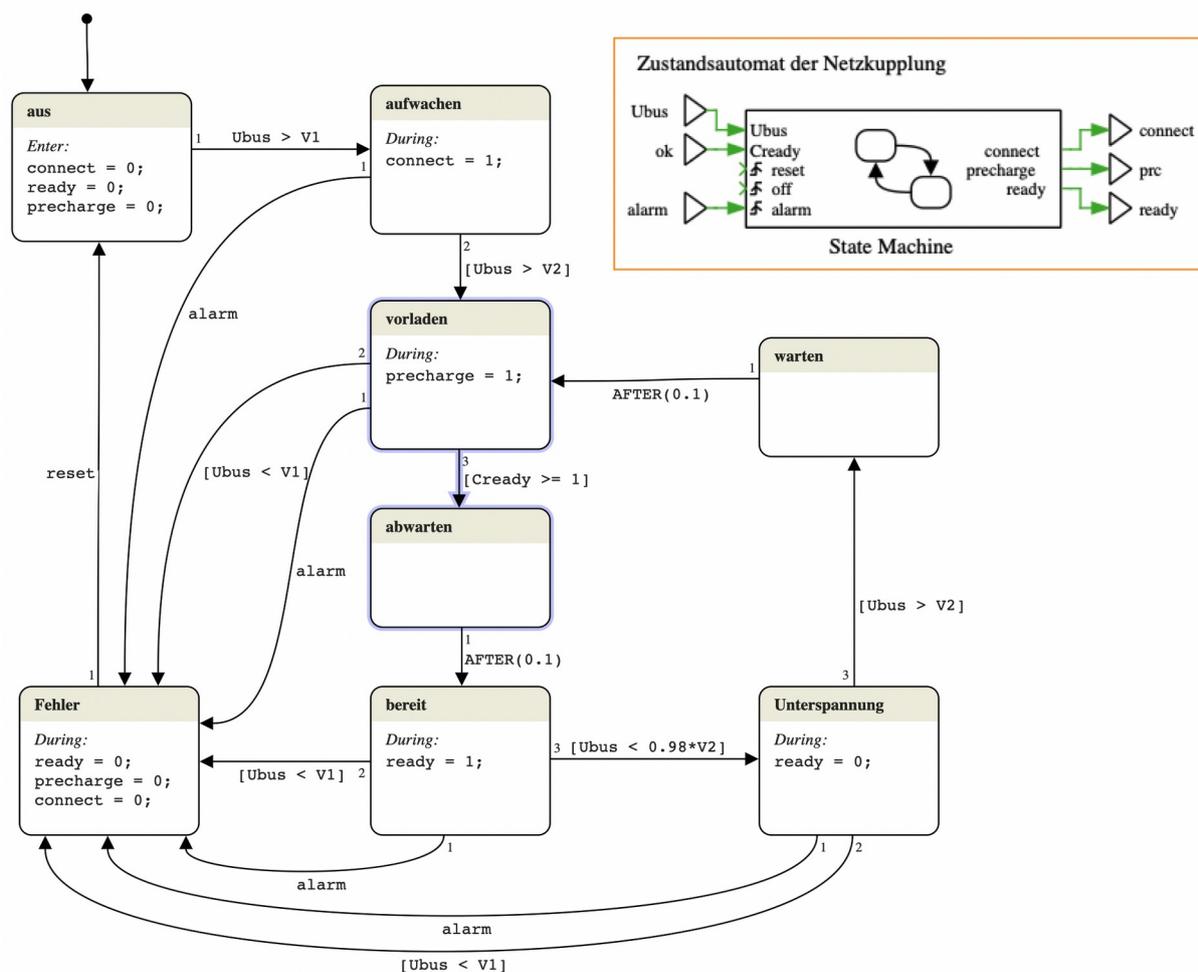


Bild 3.2.3 Aufbau des Zustandsautomaten

Der Wartezustand führt nach Ablauf der Wartezeit (hier 0.1 s) automatisch weiter in den Zustand „bereit“: Die Anlage ist nun betriebsbereit und signalisiert dem Verbraucher diese Bereitschaft mit dem Signal „ready“.

Sollte die Spannung am Anschlusspunkt die Schwelle V_2 des normalen Betriebsbereichs unterschreiten (mit einer Hysterese von 2% den Wert $0,98 V_2$), wechselt der Automat nach rechts in den Zustand „Unterspannung“. In diesem Zustand wird das Signal „ready“ zurückgenommen. Sollte die Spannung wieder ins normale Band zurückkehren, führt der Weg über einen Wartezustand wieder zum Zustand „aufladen“, da die Kapazität vor der Wiederaufnahme des Betriebs nachgeladen werden muss. Diese Schleife wird immer dann durchlaufen, wenn die Spannung den normalen Bereich verlässt und daher kein Bezug von Leistung zugelassen ist.

Sollte die Spannung den aktiven Bereich nach unten ($U_{bus} < V_1$) verladen, geht die Anlage unmittelbar in den Fehlerzustand. In der Abbildung führt ein externes Fehlersignal „alarm“ aus jedem Betriebszustand in den Fehlerzustand.

Der Zustandsautomat ist nicht vollständig: Es fehlt die Implementierung des Eingangssignals „off“ zur planmäßigen Abschaltung der Anlage. Ebenso fehlt die Reaktion auf Spannungen oberhalb des normalen Betriebsbereiches bzw. zum oberen kritischen Bereich. Der dargestellte Automat dient der Illustration des Prinzips und lässt sich erweitern. Eine Übersicht über eine Simulationsdauer von 20 s mit Spannungseinbrüchen am Anschlusspunkt zeigt folgende Abbildung.

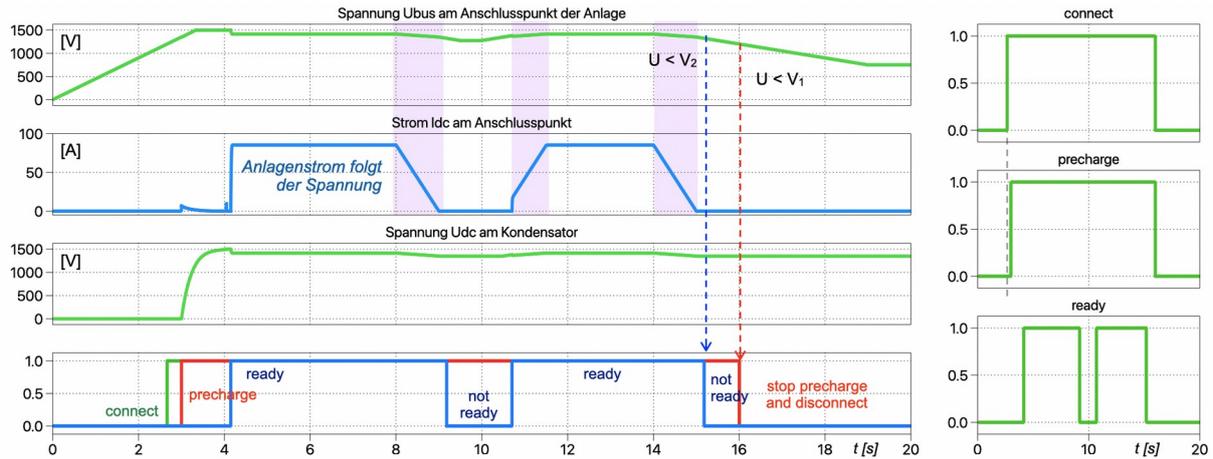


Bild 3.2.4 Simulationslauf mit Spannungsschwankungen am Anschlupunkt

Neben der bereits beschriebenen Führung der Anlage durch den Zustandsautomaten der Netzkuppung erkennt man am Anlagenstrom auch, dass die Anlage sich gegenüber dem Netz konstruktiv verhält: Mit sinkender Spannung am Anschlupunkt nimmt der Verbraucher auch seinen Strom und damit die bezogene Leistung zurück. Dieses Verhalten führt nicht der Zustandsautomat: Dieser bestimmt mit Hilfe des Signals „ready“ nur die Phasen der Betriebsbereitschaft.

Frage 3.2.4: . Führung der Anlagen. Folgende Abbildung zeigt den letzten Teil des Simulationsmodells zusammen mit einem Ausschnitt der Spannungen am Anschlupunkt und an der Anlagenkapazität, sowie des Anlagenstroms. Erläutern Sie, auf welche Weise der Anlagenstrom in Abhängigkeit der Spannung am Anschlupunkt geführt wird.

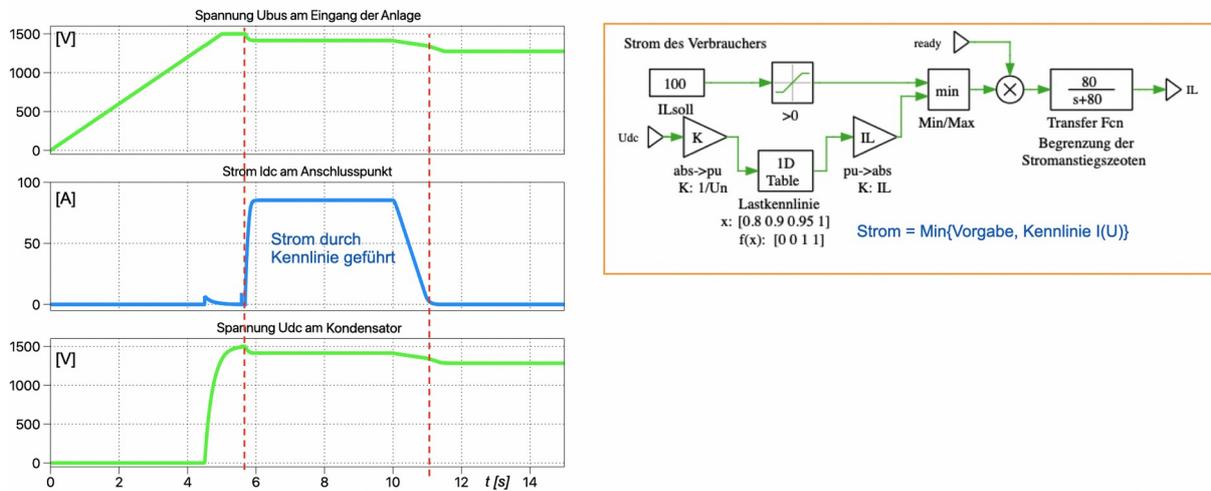


Bild 3.2.5 Führung des Verbrauchers bzw. Erzeugers der Anlage

Lösung: Die Vorgabe des Stroms ist das Minimum aus einer festen Vorgabe (hier 100 A) und einer spannungsabhängigen Stromkennlinie. Auf diese Weise bestimmt die Kennlinie den maximalen Anlagenstrom (der kleinere Wert aus Vorgabe und Kennlinie zählt). Die Kennlinie ist so gestaltet, dass der Strom der Anlage proportional zur Spannung verläuft: Sinkt die Spannung, sinkt der maximal mögliche Anlagenstrom. Die Steigung der Kennlinie und der Spannungsbereich sind geeignet vorgegeben worden.

Der zeitliche Verlauf zeigt, dass der Strom auch im annähernd konstanten Bereich der Spannung unterhalb der Vorgabe von 100 A bleibt: Da die Spannung unterhalb des Nennwertes liegt, wird die

Stromaufnahme geringfügig reduziert. Sinkt die Spannung dann deutlich, reduziert sich die Stromaufnahme bis auf null, unabhängig von der Bereitschaftsanzeige „ready“ der Netzkupplung.

Auf diese Weise bleiben die Rollen der Netzkupplung und des Verbrauchers (bzw., Erzeugers) getrennt: Die Netzkupplung weiss nichts über den Verbraucher, außer wann er betrieben werden darf, und wann nicht. Der Verbraucher muss nichts über den Zustand des Netzes wissen. Ebenso wenig kümmert er sich um die Ankopplung ans Netz, das Laden der Anlagenkapazität oder die Entkopplung vom Netz. Diese Funktionen regelt der Zustandsautomat auf dem Vorladegerät.

3.3. Betrieb am Netz

Im letzten Beispiel wurde bereits gezeigt, wie die Führung des Anlagenstromes in Abhängigkeit der Spannung am Anschlusspunkt erfolgen kann. Geeignete Kennlinien und die Interaktion der Anlagen an einem DC-Netz sind Inhalt des folgenden Kapitels 4 dieses Manuskripts. An dieser Stelle sollen einige physikalische Voraussetzungen für den Betrieb der Anlagen am Netz geklärt werden.

Frage 3.3.1: Bemessung der Anlagenkapazität. Die Anlagenkapazität soll so ausgelegt werden, dass einerseits durch der mit der Schaltfrequenz des Wandlers getaktete Strom möglichst wenig Brummspannung (Spannungsripple) verursacht, andererseits durch Lastwechsel bedingte Stromänderungen (in Kombination mit der Induktivität der Anschlussleistung) möglichst geringe Spannungsschwankungen im Netz verursachen. Nach welchen Kriterien ist die Anlagenkapazität zu bemessen? Nennen Sie ein Beispiel für die Auslegung.

Lösung: (1) Brummspannung: Die Spannung ist das Stromintegral über der Anlagenkapazität, siehe Gleichung (2.3.1). Wenn der Strom mit einem Tastverhältnis von 50% getaktet wird, steigt die Spannung im halben Taktintervall über dem Mittelwert auf das Niveau

$$\hat{u} = \frac{T \hat{i}}{2C} \quad \text{hieraus folgt} \quad C = \frac{T \hat{i}}{2\hat{u}} .$$

Die Brummspannung wird als doppelte Amplitude $2 \hat{u}$ der Spannungsänderung gemessen. Da die Amplitude \hat{i} des geschalteten Stroms bei einem Tastverhältnis von 50% den doppelten Wert des Mittelwertes I_n besitzt, bleibt die Gleichung gültig, wenn man den Scheitelwert \hat{u} der Brummspannung und den Mittelwert des Stroms $\hat{i} = I_n$ einsetzt.

Beispiel: Bei einer Spannung von $U_n = 1500 \text{ V}$ erhält man für Brummspannung von 1‰ einen Wert $\hat{u} = 1,5 \text{ V}$. Mit einem Strom $I_n = 100 \text{ A}$ und einem Schaltintervall von $T = 1/30 \text{ ms}$ (bei 30 kHz) wird somit mindestens eine Kapazität von $C = 1,1 \text{ mF}$ benötigt.

(2) Lastbedingte Spannungsschwankungen: Bei einem Lastwechsel steigt der Strom z.B. innerhalb kurzer Zeit an. Bei kurzen Stromanstiegszeiten stellt den geforderten Strom die Anlagenkapazität bereit. Der Anlagenkapazität wird folglich ein Energiebetrag entnommen. Dieser Betrag wird vom Netz ausgeglichen, wobei die Leitungsinduktivität Energie mit der Anlagenkapazität austauscht: Es kommt zu einer Schwingung des LC-Kreises. Für die ausgetauschte Energie gilt

$$\frac{1}{2} C \Delta U^2 = \frac{1}{2} L \Delta I^2 \quad (3.1.1)$$

Abwechselnd stellt sich die Spannungsamplitude ΔU und die Stromamplitude ΔI ein. Die Schwingung klingt an der Leitungsinduktivität ab.

Aus dem Energiegleichgewicht (3.3.1) ergibt sich der Zusammenhang

$$\Delta U = \sqrt{\frac{L}{C}} \Delta I \quad (3.1.2)$$

Die Amplitude der Spannungsschwankung ist proportional zur Amplitude des Stroms. Der Widerstand zwischen Spannung und Strom beträgt $R = \sqrt{L/C}$. Für eine maximale initiale Spannungsschwankung von maximal $\Delta U = 1\%$ der Nennspannung von $U_n = 1500\text{ V}$ benötigt man bei einer Leitungsinduktivität von $L = 100\ \mu\text{H}$ und einer Stromamplitude von $\Delta I = 100\text{ A}$ mindestens eine Kapazität von $2,5\text{ mF}$.

Folgende Abbildung zeigt zwei Simulationsläufe für die in den Beispielen genannten Werte zusammen mit dem jeweiligen Schaltungsmodell.

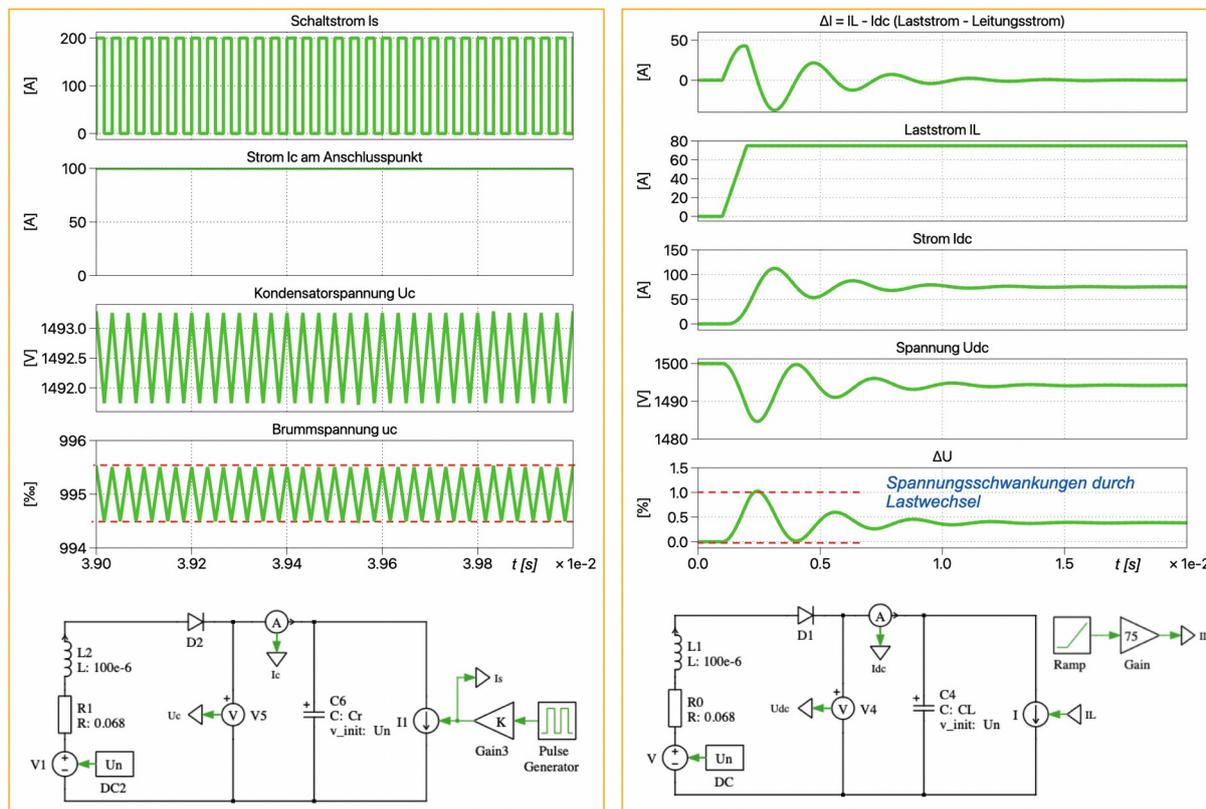


Bild 3.3.1 Brummspannung und lastbedingte Spannungsschwankungen

Für die Brummspannung spielt die Leitungsinduktivität keine Rolle. Die Brummspannung wird direkt über der Anlagenkapazität gemessen und gibt den Beitrag der Anlage zur Brummspannung im Netz wieder. Der Begriff „Brummspannung“ stammt aus der 50-Hertz Gleichrichtertechnik. Für Schaltfrequenzen außerhalb des Hörbereiches ist der Begriff nicht wörtlich zutreffend.

Beim Lastwechsel taucht die Stromanstiegsrate nicht explizit in der Berechnung auf. Die Annahme ist hier, dass die Anstiegsrate so hoch ist, dass der Strom zunächst der Kapazität entnommen wird. Der Einschwingvorgang beim Lastwechsel wurde zusammen mit der Resonanzfrequenz der Schwingung bereits in Abschnitt 3.1 analysiert.

Verglichen mit der geforderten Brummspannung von 1% stellt die geforderte maximale Spannungsänderung von 1% bei Lastwechseln die größeren Anforderungen an die Anlagenkapazität.

Frage 3.3.2: Begrenzung des Stromanstiegs bei Lastwechseln. Lastwechsel mit hohen Stromanstiegsraten führen zu Spannungsschwankungen im Netz. Daher wird gefordert, dass die Anlagen die Stromanstiegsraten begrenzen, z.B. auf Werte in der Größenordnung von 75 A/ms . Wie lässt sich eine solche Anforderung in den Anlagen umsetzen?

Lösung: Die Stromanstiegszeiten lassen sich durch Vorverarbeitung der Stromanforderung begrenzen, also durch Filterung der Signale mit einem Tiefpass. In folgender Abbildung sind zwei Möglichkeiten

dargestellt: (1) Filterung durch einen gleitenden Mittelwert (Moving Average Filter), (2) Filterung durch einen Tiefpass 1. Ordnung (Übertragungsfunktion, Transfer Function). Als Stromforderung wurden im Beispiel 100 A fest vorgegeben. Die Filterung begrenzt die Stromanstiegszeiten, wie aus den Zeitverläufen ersichtlich. Sie funktioniert auch für variable Stromanforderungen.

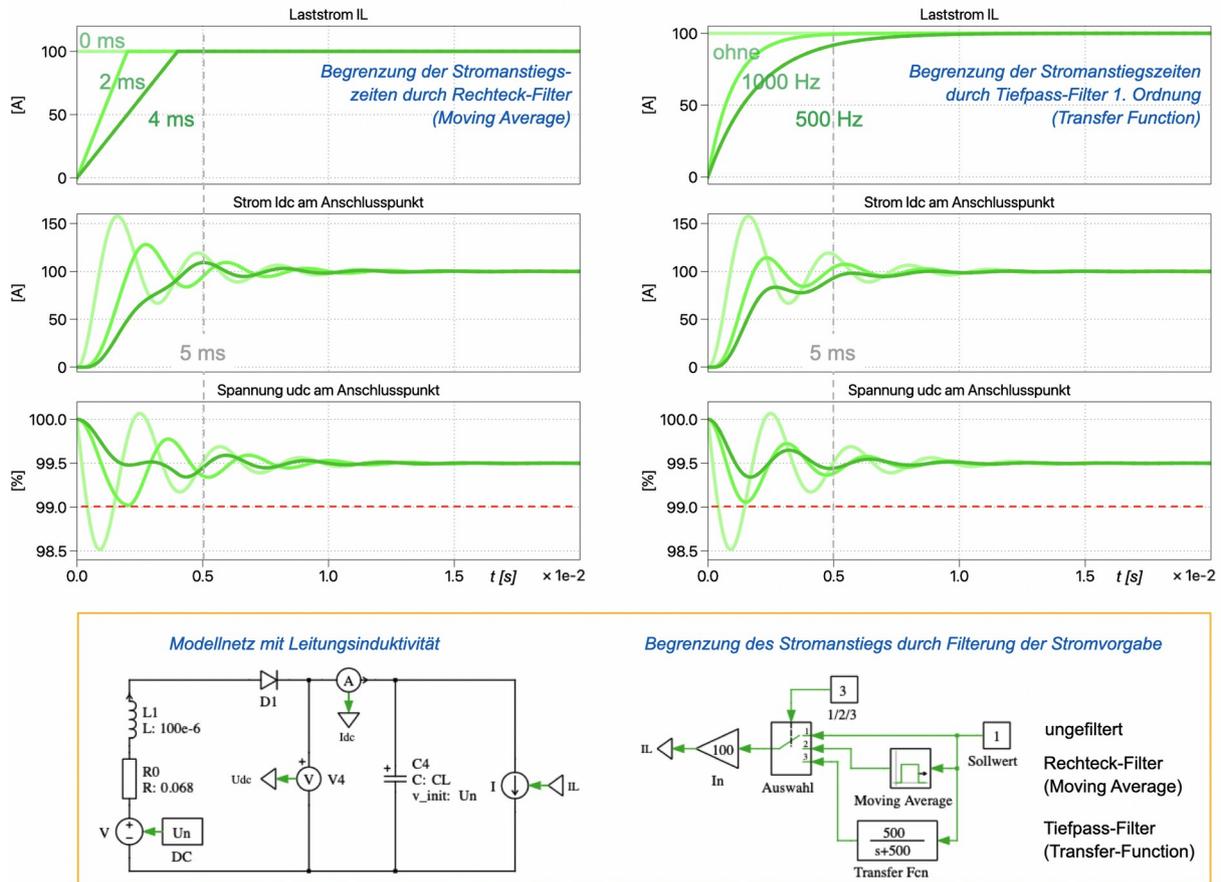


Bild 3.3.2 Filterung der Stromvorgabe zur Begrenzung des Stromanstiegs

Beim gleitenden Mittelwert wird eine Anzahl Stützstellen gemittelt. Mit jeder neuen Stützstelle fällt die letzte Stützstelle aus der Bewertung. Einen Lastsprung übersetzt der gleitende Mittelwert in eine Rampe, wobei die Anstiegszeit der Dauer der Mittelung entspricht. Somit kann die gewünschte Anstiegszeit direkt vorgegeben werden: Aus dem Lastsprung wird ein linearer Anstieg, bis das gewünschte Niveau erreicht wird. Die Abbildung zeigt links die Sprungantwort für eine Mittelwertbildung über 2 ms und 4 ms. Ein Mittelwert über 2 ms genügt hier, um die Spannungsschwankungen auf 1% der Nennspannung zu begrenzen.

Rechts dargestellt ist die Verarbeitung durch einen Tiefpass erster Ordnung. Der Wert im Nenner der Übertragungsfunktion entspricht der Grenzfrequenz des Filters in Hertz. Der Wert im Zähler hat die identische Größe, damit das Filter das Signal nicht verstärkt oder abschwächt (nach dem Grenzwertsatz der Laplace-Funktion erhält man die Verstärkung im eingeschwungenen Zustand für $t \rightarrow \infty$, wenn die Variable $s \rightarrow 0$ geht).

Einer Grenzfrequenz von 1000 Hz entspricht einer Periodendauer von 1 ms. Das Filter ist nach einigen Vielfachen dieser Zeitkonstanten eingeschwungen. Beide Methoden sind gleichwertig bei gleichen Steigungen (= Stromanstiegsraten). Dies ist beim Tiefpass 1. Ordnung bei einer Grenzfrequenz von 1000 Hz (entsprechend 1 ms pro Periode) und 500 Hz (entsprechend 2 ms pro Periode) der Fall. Den kontinuierlicher Signalverlauf beim Strom hat die Übertragungsfunktion.

Frage 3.3.3: Realisierung der Anlage mit Netzkupplung. Wie lässt sich ein Verbraucher (bzw. ein Erzeuger) mit Hilfe der Netzkupplung so erweitern, dass er sich am Anschlusspunkt des DC-Netzes betreiben lässt? Welche Schnittstellen werden am Verbraucher benötigt?

Lösungsbeispiel: Wie in folgender Abbildung dargestellt, kann der größte Teil aller Funktionen von der Netzkupplung bereitgestellt werden. Folgende Messsignale werden benötigt: Die Spannungen am Anschlusspunkt, die Spannung über der Anlagenkapazität, der Strom am Anschlusspunkt.

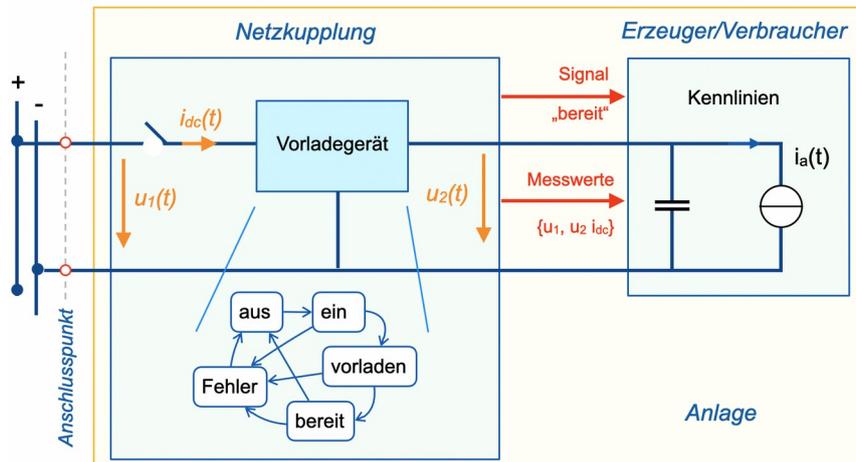


Bild 3.3.3 Blockschaltbild der Anlage mit Netzkupplung

Der Verbraucher (bzw. Erzeuger) wird mit Hilfe des Signals „bereit“ (=“ready“) geführt. In der Praxis kann man davon ausgehen, dass das Vorladegerät mit Software als Modul in den Verbraucher oder Erzeuger integriert wird.

Frage 3.3.4: Parametrisierung von Kennlinien. Wenn man die Spannung in Abhängigkeit der Leistung darstellt, kommt man zu einer Kennlinie wie links in folgender Abbildung dargestellt.

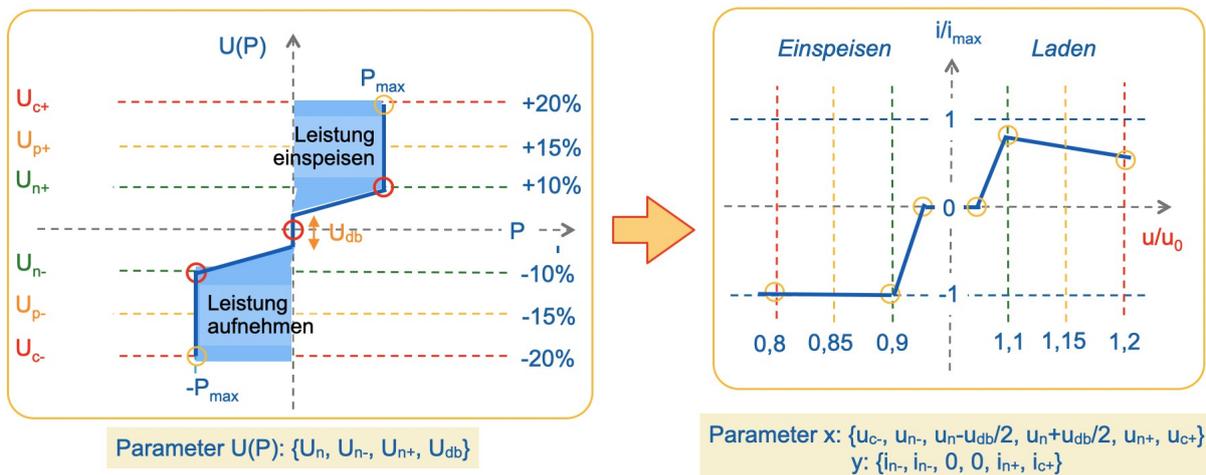


Bild 3.3.4 Vorgabe von Kennlinien für den Betrieb von Anlagen

Für die Spannung werden hierbei folgende Eckpunkte vorgegeben: Nennspannung U_n , die unteren und oberen Grenzen des Betriebsbereiches U_{n-} und U_{n+} , sowie die Breite U_{db} des Totbandes um die Nennspannung. Wie lässt sich die dargestellte Kennlinie hiermit beschreiben? Für die Implementierung auf der Anlage ist die Strom-Spannungskennlinie $i(u)$ rechts daneben vorteilhaft, da die Anlage eine Stromquellencharakteristik hat: der Strom $i(u)$ lässt sich direkt als Vorgabe für die Stellgröße bzw. für den Regler verwenden. Welcher Zusammenhang besteht zur Spannungskennlinie $U(P)$?

Lösung: Kennlinie $U(P)$: Auf der y-Achse sind zur Beschreibung der stückweise linearen Kennlinie folgende Werte erforderlich: $\{U_{c-}, U_{n-}, (U_n - U_{db}/2), (U_n + U_{db}/2), U_{n+}, U_{c+}\}$. Auf der x-Achse sind die zugehörigen Werte $\{-P_{max}, -P_{max}, 0, 0, P_{max}, P_{max}\}$. Aus den Wertepaaren der Eckpunkte (x,y) lässt sich der Verlauf der Kennlinie linear interpolieren.

Kennlinien $i(u)$: Es handelt sich um normierte Werte $u = U/U_n$ und i/i_{max} , wobei für I_{max} der Bemessungsstrom I_n verwendet werden kann. Die Wertepaare sind in der Abbildung bereits angegeben. Zur Spannungs-Leistungskennlinie $U(P)$ besteht folgender Zusammenhang: $P(U) = U I = U I(U)$. Hieraus folgt $I(U) = P(U)/U$. Die Kennlinie $P(U)$ erhält man durch Umkehrung von $U(P)$. Die normierte Form der Strom-Spannungskennlinie $i(u)$ erhält man aus der absoluten Form $I(U)$ als $i(u) = I(U/U_n) / I_n$.

3.4. Anlagentypen

Frage 3.4.1: Bezugsanlagen. Bezugsanlagen bzw. Verbraucher dienen bisher als Beispiel für die Schutzbeschaltung, die Kupplung ans Netz und für den Betrieb am Netz. An dieser Stelle sollen zwei Sonderfälle betrachtet werden: (1) Kleine Lasten, sowie (2) die Priorisierung von Lasten im Betrieb. Erläutern Sie, welches Verhalten durch folgende Kennlinien vorgegeben wird.

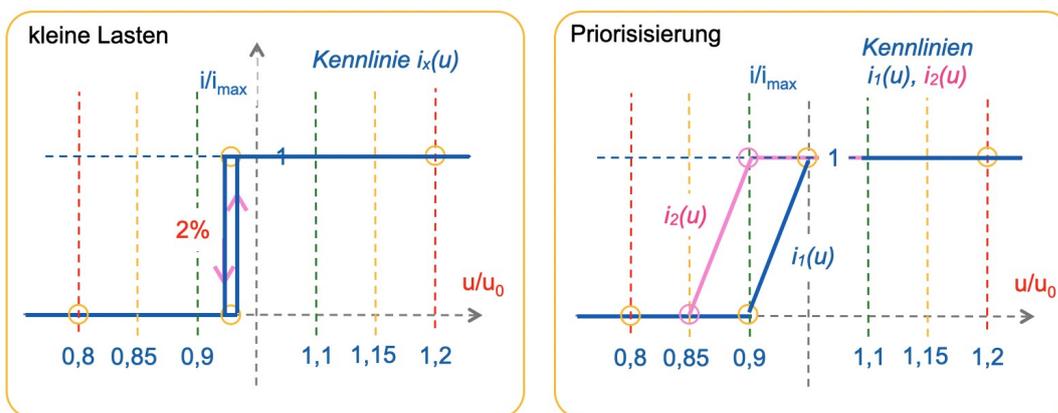


Bild 3.4.1 Kennlinien für kleine Lasten und zur Priorisierung von Lasten

Lösung: (1) Kleine Lasten werden entweder eingeschaltet oder ausgeschaltet. Sie haben keinen linearen Bereich in der Kennlinie, sondern springen von einem in den anderen Zustand. Damit es nicht zum Flackern kommt, wird mit einer Hysterese geschaltet, beispielsweise im Bereich von 2% der Spannung. Die Schaltzeit ist außerdem mit einer Totzeit verbunden, z.B. einer Wartezeit von 1 s vor dem nächsten möglichen Schaltvorgang (abhängig von der aktuellen Spannung).

(2) Priorisierung von Lasten: Die priorisierte Last ist die mit der Kennlinie $i_2(u)$: Sie ist unterhalb des normalen Spannungsbandes aktiv und regelt erst bei $0,85 U_n$ ab. Die Last mit Kennlinie $i_1(u)$ ist bereits ab $0,9 U_n$ abgeregelt. In diesem Zustand bezieht die Last 1 noch den vollen Strom. Auch ein Kennlinienverlauf $i_2(u)$ mit dem oberen Knickpunkt bei $(1; 1)$ statt bei $(0,9; 1)$ wäre gegenüber $i_1(u)$ priorisiert, da über einen breiteren Spannungsbereich aktiv.

Frage 3.4.2: Einspeiseanlagen. Bei Bezugsanlagen war der Eingang der Anlage gegen Rückfluss aus der Anlagenkapazität mit Hilfe einer Diode in Lastflussrichtung geschützt. Bei Einspeiseanlagen funktioniert diese Methode wegen der umgekehrten Lastflussrichtung nicht. Untersuchen Sie in der Simulation, welche Probleme sich hierbei bei Unterspannung und bei Flicker ergeben. Welche Möglichkeiten gibt es, einen Rückfluss aus der Anlagenkapazität zu vermeiden?

Lösungsbeispiel: Folgende Abbildung illustriert das Problem der Kopplung der Anlagenkapazität ans Netz in Lastflussrichtung (= Einspeisung). Bei einer Unterspannung im Netz entlädt sich die Anlagenkapazität auch im Leerlaufbetrieb. Das ist speziell problematisch bei Spannungseinbrüchen im Netz, beispielsweise bei Flicker. Aus Sicht der Anlagenkapazität ist diese Situation kurzschlussartig, es fließt

ßen sehr große Entladungsströme, die nur durch den Leitungswiderstand und bzgl. des Stromanstiegs durch die Leitungsinduktivität begrenzt sind. Im Beispiel einer ca. 100 m langen Leitung erreichen die Ströme über 2 kA in einer Flickerperiode. Beim Verbraucher war diese Situation vergleichsweise unkritisch (siehe 3.1.6)

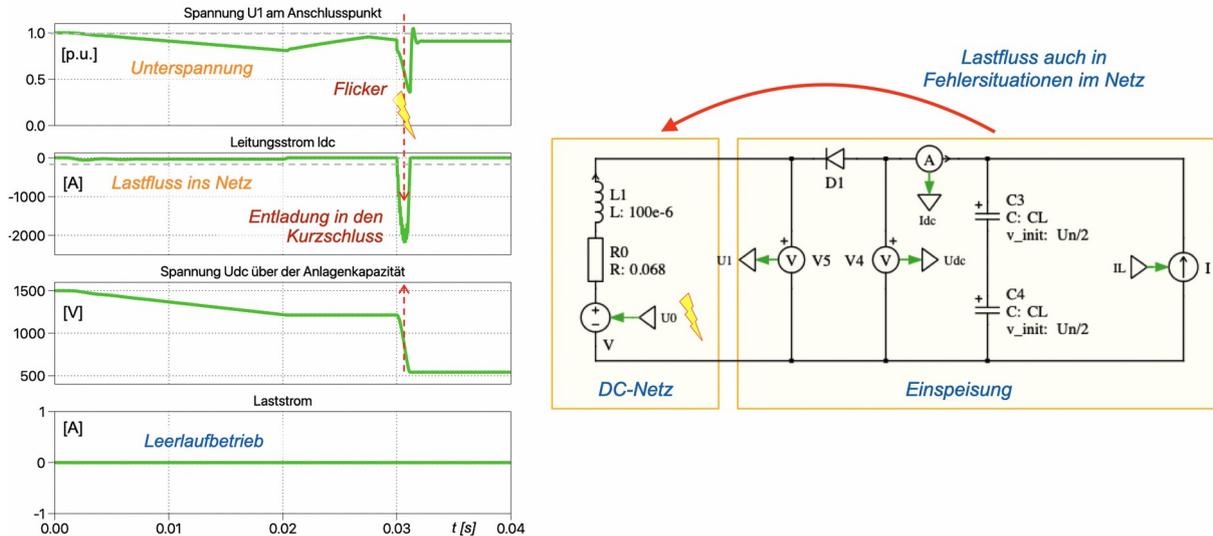


Bild 3.4.2 Probleme durch Kopplung der Anlagekapazität in Lastflussrichtung

Der unerwünschte Rückfluss aus der Anlagenkapazität lässt sich nur mit einer aktiven Schaltung begrenzen. Für den Schalter im Strompfad der Leitungsinduktivität wird ein Kommutierungspfad für den Strom der geladenen Induktivität beim Anschalten benötigt. Dieser wird durch einen RC-Snubber vor dem Schalter bereitgestellt, der beim Schalten die Energie der Induktivität aufnimmt.

Der Schalter wird ausgelöst bei Unterspannung und Überstrom. Zur Feststellung der Unterspannung wird die bereits vorhandene Messung der Spannung U_1 am Anschlusspunkt verwendet. Da die Auslösung bei Überstrom sehr rasch erfolgen muss, wird zur Strommessung ein eigener Shunt-Widerstand mit eigenem Schaltkreis für den Schalter verwendet. Folgende Abbildung zeigt die Schaltung mit einem Simulationslauf.

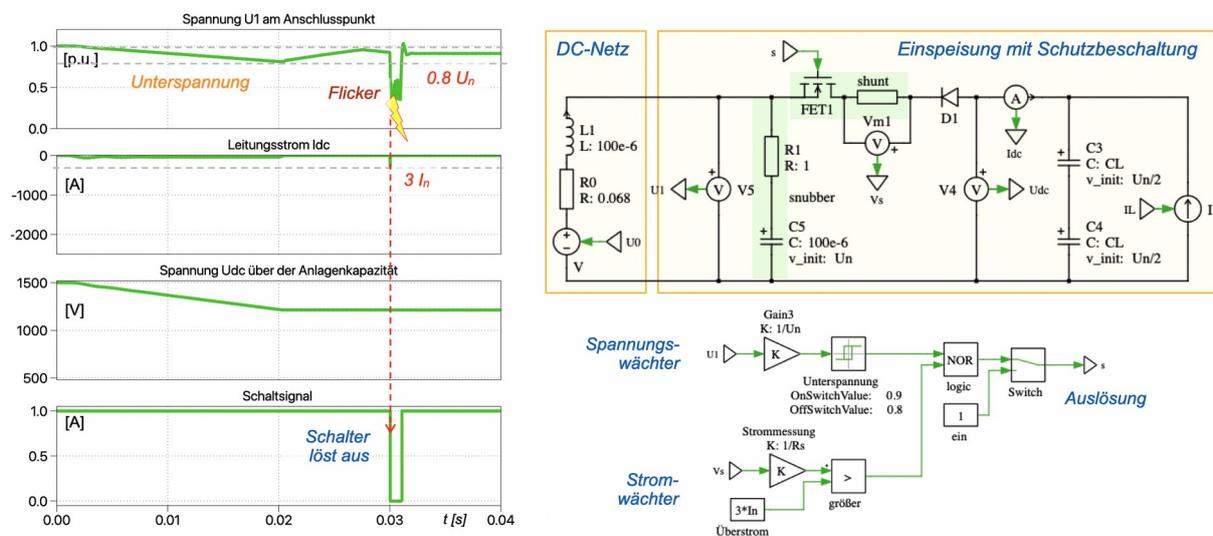


Bild 3.4.3 Schaltung zur Entkopplung bei Unterspannung und Überstrom

Im Bereich der anfänglichen Unterspannung reagiert der Schalter noch nicht, da die Schwelle mit $0,8 U_n$ nicht unterschritten wird. Die Schaltung wurde im Leerlauf belassen. Bei geschlossenem Schalter bleibt die Anlagenkapazität mit dem Netz verbunden: es fließt ein Strom, die Anlagenkapazität entlädt sich langsam ins Netz. Sobald die Netzspannung wieder über das Niveau der Anlagenkapazität steigt, verhindert die Diode im Strompfad den Rückfluss.

Beim Flicker verursacht der spontane Spannungseinbruch auf null einen rasch ansteigenden Entladungsstrom aus der Anlagenkapazität. Die Schaltlogik triggert bei Überschreitung des dreifachen Nennstromes sofort und löst den Schalter aus. Das Schaltsignal ist unten im Zeitdiagramm abgebildet. Während des Flickers hält der Spannungswächter den Schalter offen.

Die Schaltung funktioniert auch unter Last bei der Einspeisung ins Netz. Allerdings sollte bei Auslösung des Schalters auch der Strom der Anlage zurückgenommen werden, um die Anlagenkapazität nicht zu überladen.

Frage 3.4.3: Bidirektionale Anlagen. Energiespeicher, Antriebe mit Bremsenergie oder Ladesäulen mit bidirektionalen Wandlern sind Beispiele für Anlagen mit bidirektionalem Lastfluss. Folgende Abbildung zeigt eine bidirektionale Anlage, die mit einer Leitung ans DC-Netz angeschlossen ist. Eine Diode zur Entkopplung der Anlagenkapazität vom Netz ist hier nicht vorgesehen. Für Situationen mit Überspannung, Unterspannung, Überstrom und Kurzschluss findet sich ein Leitungsschutz am Abgang der DC-Sammelschiene und ein Schalter in der Anlage. Untersuchen Sie das Verhalten der Anlage mit Leitungsschutz in der Simulation.

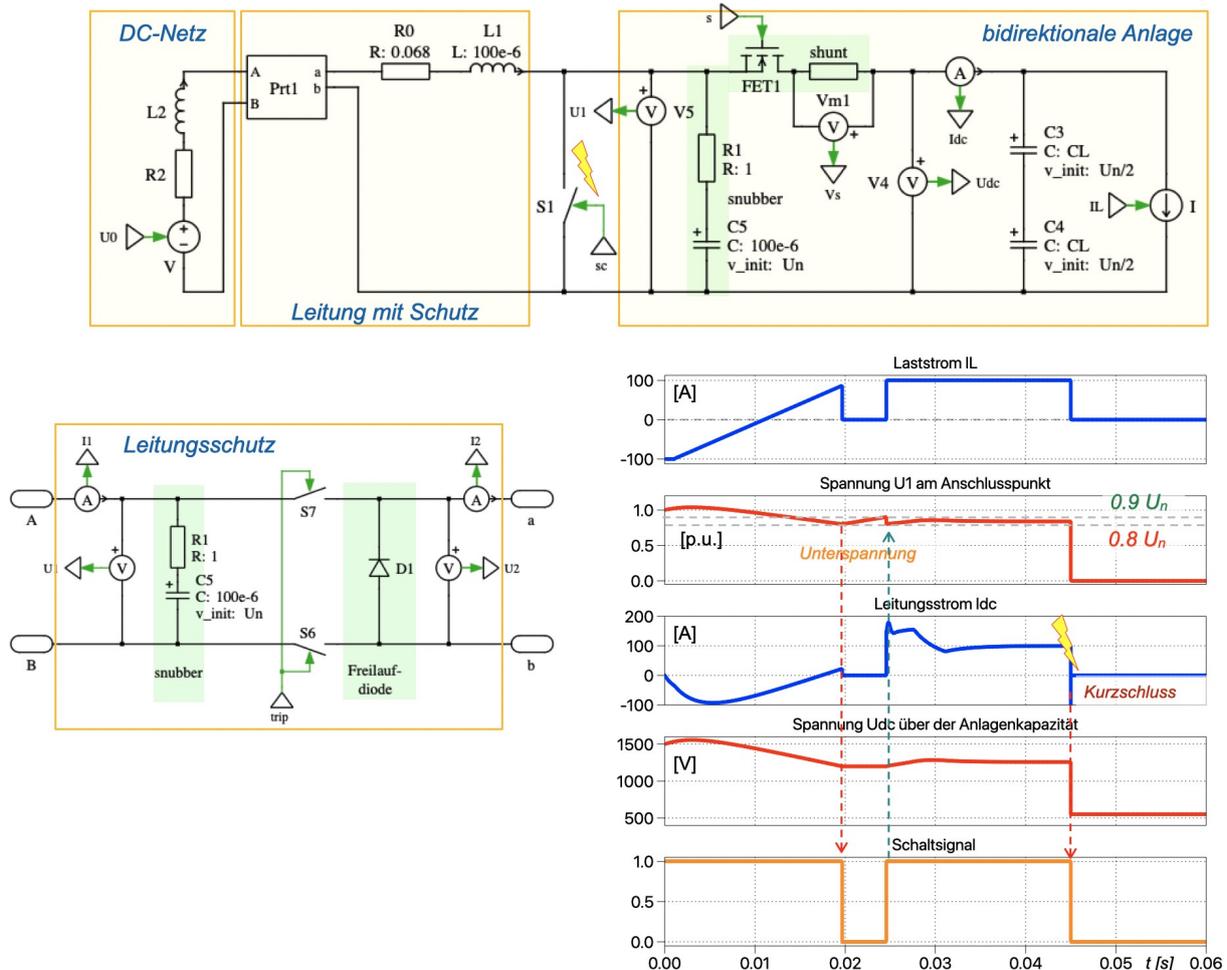


Bild 3.4.4 Leitungsschutz und Anlagenschutz an einer bidirektionalen Anlage

Lösungsbeispiel: Das Modell in der Abbildung besteht aus dem Netz (repräsentiert durch eine Spannungsquelle), der Anschlussleitung mit Schutzgerät, einem Kurzschluss unmittelbar am Anschlusspunkt der Anlage, und der Anlage.

Die Anlagenkapazität ist ständig mit dem Netz verbunden und wird nur im Störfall durch den Schalter FET1 getrennt. Für die Kommutierung des Ladestroms der Leitungsinduktivität bei Öffnen des Schalters ist ein RC-Snubber vorgesehen, der in beiden Lastflussrichtungen funktioniert und die Energie der Induktivität aufnehmen bzw. durch den Widerstand in Wärme wandelt.

Die Induktivität des Netzes hat keine Funktion, außer das Öffnen des Schalters im Leitungsschutz zu behindern. Der Leitungsschutz enthält daher netzseitig ebenfalls einen Kommutierungspfad für die netzseitigen Induktivitäten (RC-Snubber). Leitungsseitig genügt für die Entladung der Leitungsinduktivität eine Freilaufdiode, da bei einem Kurzschluss die Stromrichtung vorgegeben ist.

Der Schalter in der Anlage wird bei Unterspannung betätigt: Er entkoppelt dann die Anlagenkapazität vom Netz, wobei der Anlagenstrom ebenfalls zurückgenommen werden muss, um eine Entladung oder Überladung der Anlagenkapazität zu vermeiden. Der Schalter öffnet auch bei Überströmen in beiden Lastflussrichtungen, also auch bei einem Kurzschluss vor der Anlage.

In diesem Fall befindet sich der Kurzschluss direkt vor der Anlage: Es gibt zwischen Kurzschluss und Anlagenkapazität keine Induktivität, die den Stromanstieg begrenzt. Der Strom wird nur durch den Shunt-Widerstand begrenzt (hier 1 mΩ). Daher fällt der anlagenseitige Kurzschlussstrom extrem groß aus: der Kondensator auf ca 1/3 entladen. Für eine realistischere Betrachtung wären die Impedanzen im Stromweg zum Kurzschluss genauer nachzubilden.

Zu Beginn der Simulation erkennt man, dass der Leitungsstrom dem Laststrom nacheilt. Diese Verzögerung hat mit Regelzeitkonstanten nichts zu tun: Es gibt keinen Regler, die Anlage wird von einer idealen Spannungsquelle versorgt. Grund für die Zeitkonstante ist die Anlagenkapazität: Die Spannung im Netz muss sich erst ändern, bevor aus der Spannungsquelle ein Strom fließen kann.

Frage 3.4.4: Netzbildner. Der Netzbildner arbeitet als Spannungsquelle und sorgt für den Ausgleich der benötigten oder überschüssigen Energie. DC-Station und Batteriesystem eignen sich als Netzbildner, da beide über einen nach Bedarf belastbaren Energiespeicher verfügen: Die DC-Station durch die Anbindung ans AC-Netz, das Batteriesystem durch die Batterie. Hierzu wird folgende Schaltung simuliert.

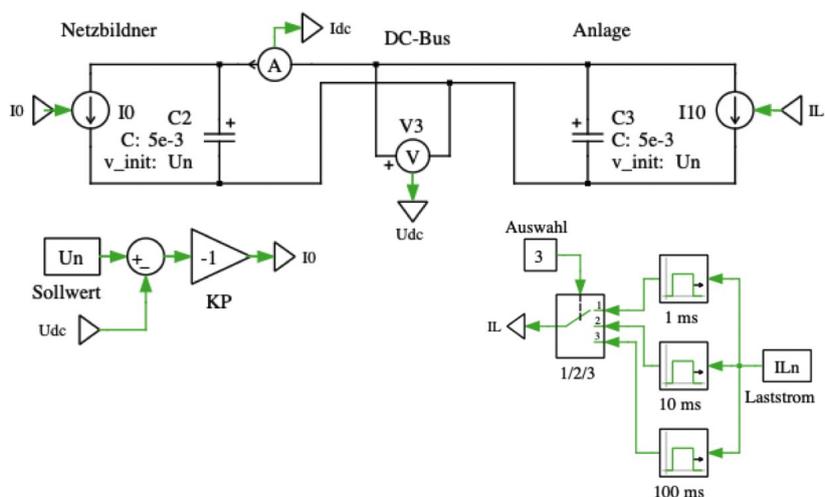


Bild 3.4.5 Einfaches Netz mit Netzbildner und Anlage

Der Netzbildner ist spannungsgeführt mit einem P-Regler. Die Anlage fordert mit wählbaren Anstiegsraten einen Laststrom. Netzbildner und Anlage verfügen jeweils über eine Anlagenkapazi-

tät on 5 mF. Gemessen wird die Spannung U_{dc} am Bus, die hier auch den beiden Kondensatorspannung entspricht, sowie der Strom I_{dc} zwischen Netzbildner und Anlage. Der Laststrom I_L wird vorgegeben, den Strom I_o des Netzbildners stellt der Regler. Ein Simulationslauf zeigt das in folgende Abbildung dargestellte Ergebnis. Woher kommen die unterschiedlichen Ströme bei den beiden kürzeren Anstiegszeiten? Woher kommt das Einschwingverhalten in Spannung, Leistungsstrom und Leistung? Welche Konsequenzen für die Dimensionierung der Anlagenkapazitäten ergeben sich?

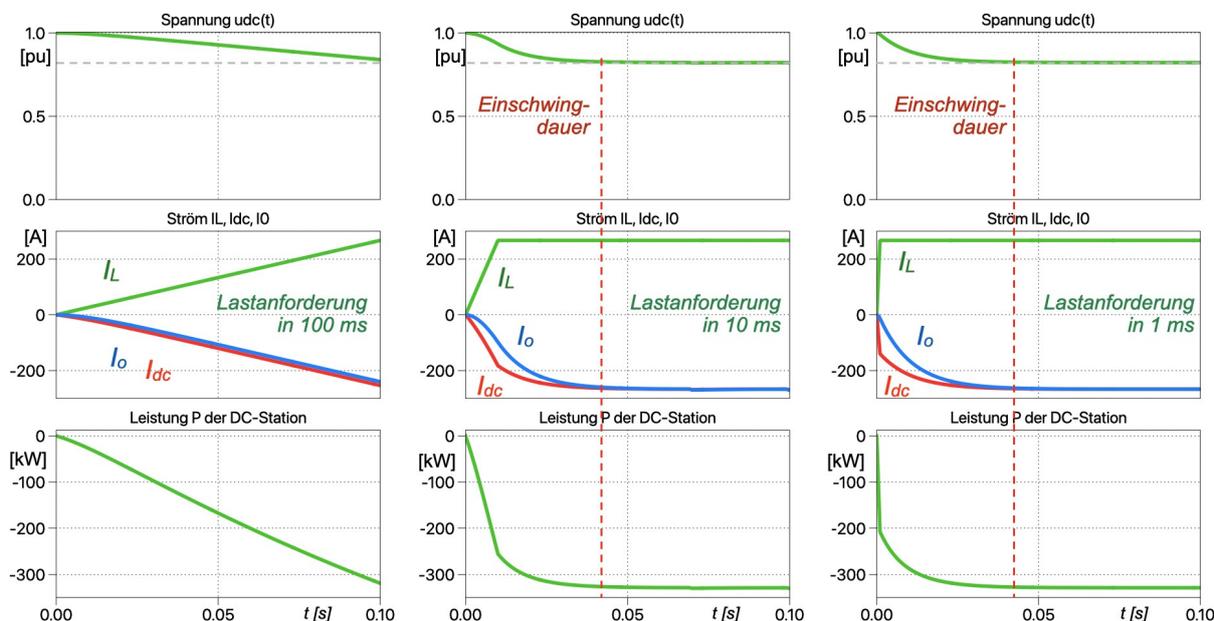


Bild 3.4.6 Einschwingverhalten der Ströme und der Spannung

Lösung: Das Netz ist völlig verlustfrei. Zeitkonstanten können nur durch die Ladung der Kapazitäten zustande kommen. Für den Zusammenhang zwischen der Kondensatorspannung U_{dc} und den Kondensatorströmen erhält man:

$$u(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i(\tau) \cdot d\tau + u_{\text{initial}} \quad (2.3.1)$$

Funktionsprinzip der DC-Netze ist die Spannung als Indikator für die Leistungsbilanz im Netz. Die Spannung im Netz entspricht der Spannung über der kollektiven Anlagenkapazität. Der Strom am DC-Bus repräsentiert unmittelbar nach der Lastanforderung den Kondensatorstrom des Netzbildners (mit umgekehrtem Vorzeichen). Einen weiteren Teil des Laststromes steuert die Anlagenkapazität bei. Dieser Strom ist in der Ersatzschaltung nicht dargestellt.

Wenn man die beiden Kapazitäten zusammenfasst und den Kondensatorstrom in Lastflussrichtung misst, ergibt sich ein klareres Bild (siehe folgende Abbildung). Man erkennt nun die kausale Kette: Ursache ist die Lastanforderung. Diese wird unmittelbar aus der Kapazität bedient. Durch den Kondensatorstrom $I_c(t)$ ändert sich die Spannung über dem Kondensator (= Spannung im Netz) nach der Beziehung (2.3.1) oben.

Der Netzbildner reagiert erst auf Änderungen der Spannung im Netz. Im eingeschwungenen Zustand sorgt der Netzbildner für einen Ausgleich des Kondensatorstroms ($I_c \rightarrow 0$) bei einem Spannungsniveau etwas unterhalb des Sollwertes (P-Regler). Die Zeitkonstante der Einschwingvorgänge sind somit nur abhängig von der verfügbaren Kapazität im Netz.

Fordert man eine minimale Anstiegsrate du/dt der Netzspannung, so lässt sich die hierfür maximal zulässige Kapazität C berechnen. Durch Differenzieren der Gleichung (2.3.1) erhält man

$$\frac{du(t)}{dt} = \frac{1}{C} i(t) \quad (2.3.1')$$

Für einen sprunghaften Stromanstieg auf den Wert \hat{i} ergibt sich somit die Forderung

$$\frac{du}{dt} = \frac{1}{C} \hat{i} > \left(\frac{du}{dt}\right)_{\min}$$

Hieraus folgt bei gegebener Änderungsrate der Spannung die maximal zulässige Anlagenkapazität $C < \hat{i} / (du/dt)$. Für einen Spannungsanstieg von mindestens 1 V/ms ergibt sich bei einem Strom von 270 A eine maximale Kapazität von 270 mF.

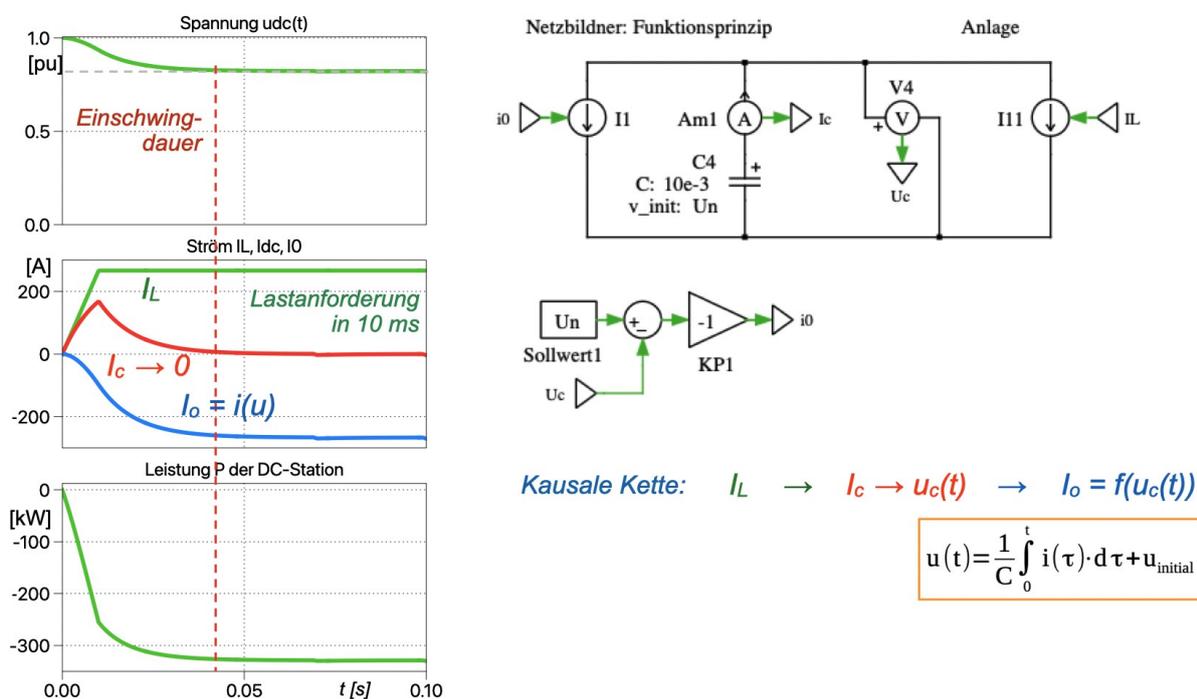


Bild 3.4.7 Ersatzschaltung mit kausaler Kette

Im Beispiel beträgt die Änderungsrate der Spannung bei der Lastforderung innerhalb 1 ms etwa 1%, entsprechend 15 V/ms. Die Bemessung der Kapazität mit 10 mF ist gemessen an einer Anforderung von 1 V/ms also auf keinen Fall zu groß. Für die Regelung im Netz ist entscheidend, dass bei Laständerungen der Ausgleich der Kondensatorströme im gewünschten Arbeitspunkt stattgefunden hat.

Bemerkung zur kausalen Kette: Die Anlagenkapazität stellt die Momentanreserve der Regelung dar: Strom und somit Leistung werden aus der Kapazität sofort bezogen. Der Regler spielt hierfür keine Rolle. Der Regler hat die Rolle der Primärregelung: Er reagiert auf den Effekt der Momentanreserve, die sich hier aus der Kapazität bedient, wodurch die Spannung über der Kapazität sinkt. Die Spannung als Führungsgröße des Reglers ist in der kausalen Kette nachgelagert.

Setzt man die Energiemenge der Anlagenkapazität zum Anschlusswert der Anlage ins Verhältnis, ergibt sich eine Zeitkonstante, die Trägheit $H = E/P$. Für eine Kapazität von 10 mF bei einer Spannung von 1500 V erhält man eine Energie von 11,25 kW. Bezogen auf die Anschlussleistung der Anlage von 400 kW erhält man eine Zeitkonstante von 28 ms. In dieser Zeit wäre die Kapazität bei voller Leis-

tung theoretisch entladen. Die Trägheit steht dem Primärregler als Puffer für die Regelung zur Verfügung. Mit Hilfe einer größeren Kapazität lässt sich die Trägheit erhöhen.

Im DC-Netz funktioniert der Netzbildner als Primärregler. Die verfügbaren Kapazitäten im Netz stellen die Momentanreserve bereit. Der Primärregler stellt das Gleichgewicht der Ströme her und gleicht somit die Leistung im Netz aus.

4. Netzbetrieb

In einem Netz muss zwischen den Anlagen für eine Ausgleich der Leistung gesorgt werden. Unter Anlagen werden hierbei meistens stromgeführte Systeme verstanden, die entweder Leistung beziehen oder Leistung abgeben. In folgender Abbildung gehören hierzu eine PV-Anlage und mehrere Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

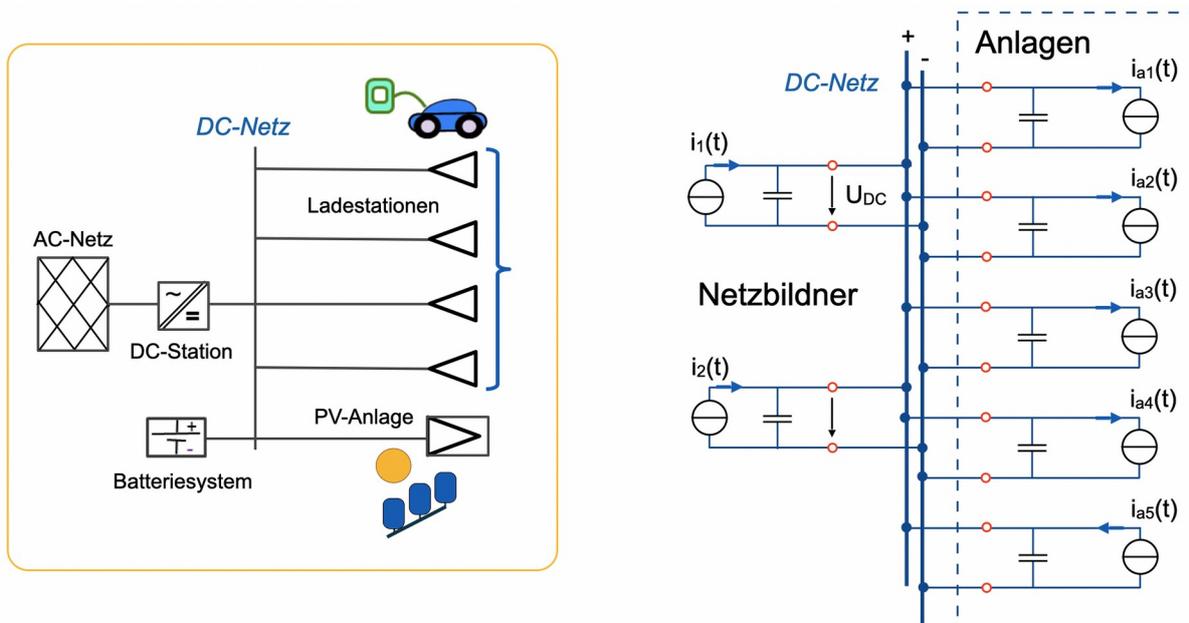


Bild 4.1. Netz mit elektrischer Ersatzschaltung

Der Ausgleich der Leistung findet durch netzbildende Systeme statt: Sie arbeiten spannungsgeführt. Als Spannungsquelle halten sie die Netzspannung konstant. In der Abbildung arbeitet die DC-Station als Netzbildner, sowie das Batteriespeichersystem. Beide Systeme sind in der Lage, überschüssige Leistung aufzunehmen bzw. einen Mangel an Leistung auszugleichen. Bei der DC-Station erfolgt der Ausgleich über das AC-Netz, beim Batteriespeichersystem erfolgt der Ausgleich mit Hilfe des Speichers.

Auch die netzbildenden Systeme sind im hier betrachteten Netz Stromquellen im Sinne ihrer physikalischen Eigenschaften als Regelstrecke. Sie werden durch einen Regler spannungsgeführt. Die Spannung im Netz bildet sich aus der Summe $i(t)$ aller Ströme an der Sammelschiene und der kollektiven Anlagenkapazität C :

$$u(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i(\tau) \cdot d\tau + u_{\text{initial}} \quad (2.3.1)$$

Die Netzbildner implementieren eine Füllstandregelung: Der bereitgestellte oder abgeführte Strom sorgt für den Ausgleich der Ströme (Knotenregel) in einer Weise, dass die Spannung im Netz konstant bleibt. Stellgröße der Netzbildner ist der Strom. Da das Netz als Regelstrecke den Strom zur Spannung integriert, genügt für die Spannungsregelung ein P-Regler.

Die Höhe der Spannung ist hierbei unabhängig von der Bilanz der Ströme: Die Knotenregel gilt immer, unabhängig vom Spannungsniveau (d.h. unabhängig vom Füllstand der Kapazitäten). Daher kann die Spannung als Indikator für den Lastzustand im Netz verwendet werden.

Alle Betriebsmittel im Netz besitzen Einschränkungen: Die Ströme der Netzbildner und der Anlagen sind begrenzt. Wenn ein Netzbildner an seine Grenzen kommt, muss er den Anlagen signalisieren, dass sie den Bezug oder die Einspeisung drosseln sollen. Zur Kommunikation des Lastzustandes

im DC-Netz wird die Spannung verwendet. Daher werden in allen Anlagen Kennlinien implementiert, die den Strom in Abhängigkeit der Spannung stellen.

Da alle Anlagen in den betrachteten Netzen als Regelstrecke Stromquellen darstellen, entspricht die Führungsgröße der Stellgröße: Ein Regler ist nicht erforderlich. Es genügt die Steuerung durch die Kennlinien. Das gilt auf für die Netzbildner, wenn man die Abhängigkeit der Spannung vom Strom als Kennlinie $u(i)$ interpretiert und nach dem Strom in Abhängigkeit der Spannung $i(u)$ auflöst. Die Ströme aller Anlagen und Systeme werden hierzu an den Anschlussklemmen gemessen, ebenso die Spannung im Netz. Spannungsverluste durch die Anschlussleitungen werden in diesem Modell vernachlässigt.

4.1. Funktionsprinzip

Die Spannung im Netz wird in Spannungsbänder eingeteilt, wobei die Betriebsspannung U_n im Mittelpunkt steht. Für den normalen Betrieb werden eine untere und eine obere Grenze $\{U_{n-}, U_{n+}\}$ definiert. Innerhalb dieses Bereiches befindet sich das Netz in einem normalen Lastzustand.

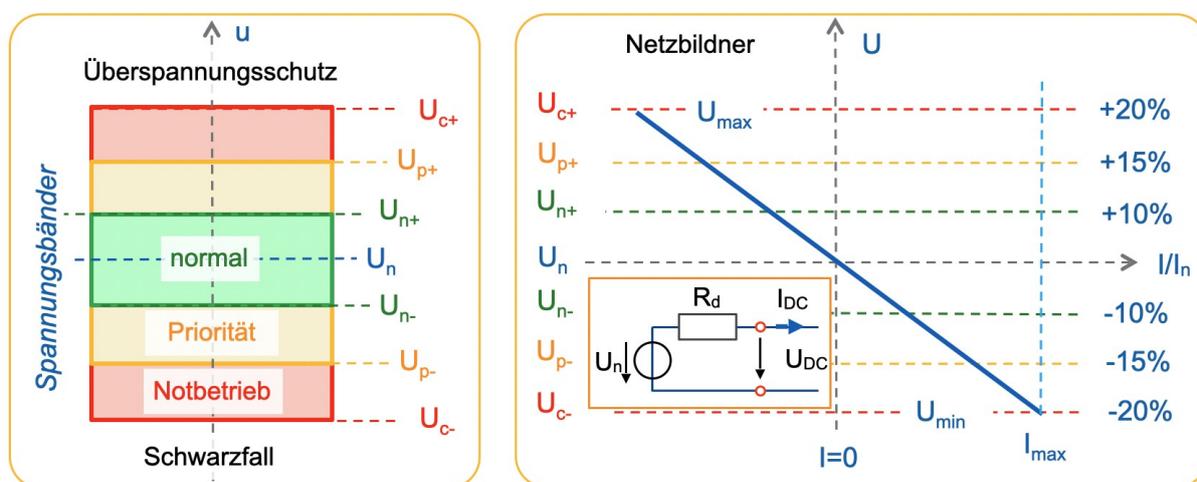


Bild 4.1.1 Organisation der Spannungsebenen

Ein weiterer Bereich mit den Grenzen $\{U_{p-}, U_{p+}\}$ befindet sich außerhalb des normalen Betriebs: In diesem Bereich ist nur der Betrieb priorisierter Anlagen erlaubt. Alle anderen Anlagen dürfen in diesem Spannungsbereich keine Leistung entnehmen (Spannung zu niedrig) oder keine Leistung einspeisen (Spannung zu hoch).

Außerhalb des priorisierten Bereiches befindet sich ein Bereich $\{U_{c-}, U_{c+}\}$ für Notsituationen. In diesem Bereich ist das Netz in einem kritischen Zustand. Nur Systeme, die das Netz stabilisieren und zu einem normalen Betrieb zurückführen, dürfen hier arbeiten.

Frage 4.1.1: Spannungsbereiche. In der Abbildung wurden die Spannungsbänder im Bereich von $\pm 20\%$ der Nennspannung definiert. Warum ist der Bereich oberhalb $1,2 U_n$ kritisch? Aus welchem Grund schränkt man den Betriebsbereich auf minimal $0,8 U_n$ ein?

Lösung: Anlagen werden auf die Bemessungsspannung ausgelegt. Überspannung kann die Anlagen zerstören. Bei Unterspannung werden bei leistungsgeregelten Systemen die Ströme sehr groß. Netzbetrieb bedeutet einen Betrieb mit weitgehend konstanter Spannung.

Frage 4.1.2: Arbeitsbereich des Netzbildners. Der rechte Teil der Abbildung zeigt den Arbeitsbereich des Netzbildners. Bei Nennspannung liefert er die Leistung $P = 0$ (Leerlaufspannung). Welche Leistung erbringt der Netzbildner an den Grenzen des Arbeitsbereiches? Wie lässt sich die Kennlinie mathematisch beschreiben? Wie lässt sich die Kennlinie physikalisch interpretieren?

Lösung: Bei $U_n = 0,8$ beträgt die Leistung $P_{0,8} = 0,8 U_n I_{max}$, bei Überspannung $P_{1,2} = -1,2 U_n (2I_n - I_{max})$. Liegt I_{max} im Bereich $I_{max} \approx 1,2 I_n$, so bleibt die Leistung hierbei annähernd gleich der Nennleistung (bei

Überspannung in umgekehrter Richtung). Die Kennlinie lässt sich in normierter Form beschreiben durch

$$u(i) = 1 - r \cdot i \quad (4.1.1)$$

wobei $u = U/U_n$, $i = I/I_n$ und $r = \Delta u / \Delta i$. Mit $\Delta u = 0,2$ und $\Delta i = 1,2$ wäre $r = 1/6$. Bei Nennstrom $i = 1$ wäre die Spannung auf den Wert $u = 1 - 1/6 = 0,83$ abgesunken; beim maximalen Strom $i_{\max} = 1,2$ beträgt $u = 1 - 0,2 = 0,8$.

Physikalische Interpretation: Die Kennlinie nach Gleichung (4.1.1) beschreibt eine Spannungsquelle mit Innenwiderstand: Mit steigendem Strom gibt die Klemmenspannung nach (engl. Voltage-Droop).

Beispiel: In entnormierter Schreibweise beträgt $R = r U_n / I_n$. Mit einer Nennspannung von 1500 V und einem Nennstrom von 100 A ergibt sich für $r = 1/6$ ein absoluter Wert von $R = 2,5 \Omega$.

Bemerkung: Die Spannungskennlinie $U(I)$ entspricht den Zählpfeilrichtungen im Bildausschnitt unten rechts in Abbildung 4.1.1. In diesem System bedeutet ein positiver Strom eine Leistungsabgabe. Für gemischte Verbraucher und Einspeiseanlagen muss die Zählpfeilrichtung festgelegt werden. Die in der Abbildung oben gewählte Richtung entspricht dem Erzeugerzählpfeilsystem. Verwendet man das Verbraucherzählpfeilsystem (Stromaufnahme = Leistungsbezug), würde sich die Kennlinie um die Spannungsachse spiegeln (umgekehrte Vorzeichen beim Strom).

Frage 4.1.3: Mehrere Netzbildner. In der Abbildung sind zwei Netzbildner in Betrieb. Es sei angenommen, dass beide Netzbildner die gleiche Kennlinie besitzen, sowie gleiche Nennströme. Welchen Anteil am Ausgleichsstrom liefern beide Netzbildner? Lässt sich die Aussage physikalisch begründen? Wie lässt sich bei Netzbildnern mit unterschiedlicher Leistung (d.h. unterschiedlichem Nennstrom) der Beitrag zum Ausgleich folglich einstellen?

Lösung: Der Strombeitrag jedes Netzbildners folgte der Beziehung $i(u) = 1 - u/r$, d.h. der umgekehrten Kennlinie aus Gleichung (4.1.1). Beide Systeme liefern bei der Spannung u gleiche Strombeiträge und teilen sich die Leistung somit zu gleichen Anteilen auf.

Besitzt einer der Netzbildner einen geringeren Nennstrom, z.B. $I_{n2} = \frac{1}{2} I_{n1}$, so bleibt die Kennlinie zwar in der Form $i_2(u) = i_1(u) = 1 - u/r$ erhalten, jedoch ist der Bezugswert I_{n2} für den Strom i_2 nur halb so groß, daher liefert das zweite System nur den halben Anteil.

Der Leistungsbeitrag lässt sich somit über die Kennlinien einstellen, wobei in normierter Form die Kennlinien gleich bleiben, jedoch die Bezugswerte für den Strom beim Umrechnen auf die absoluten Größen unterschiedlich sind. Da die Netzbildner als spannungsgeführte Stromquellen arbeiten, ist die Parallelschaltung der Systeme unkritisch.

Die Leistungsbeiträge lassen sich abweichend von der genannten normierten Form mit Hilfe der Steigung r (entsprechend dem normierten Innenwiderstand der Quellen) anpassen.

Frage 4.1.4: Leistung der Anlagen. Welche Leistung liefern die Anlagen abhängig von der Spannung im Netz, wenn die Ströme der Anlagen konstant bleiben? Wie ließe sich die Leistung der Anlagen abhängig von der Spannung im Netz steuern?

Lösung: Die Anlagen leisten $P_{an} = U I_{an}$. Bei konstantem Anlagenstrom steigt somit die Leistung mit der Spannung: Bei Überspannung nehmen Bezugsanlagen mehr Leistung auf, bei Unterspannung weniger. Bezugsanlagen mit konstantem Strom benehmen sich somit netzdienlich.

Bei Einspeiseanlagen gilt die Aussage mit umgekehrtem Vorzeichen des Stroms bzw. der Leistung: Hier würde bei einem Überangebot (= Überspannung) noch mehr Leistung eingespeist, bei einem Unterangebot (= Unterspannung) weniger. Ein solches Verhalten wäre nicht netzdienlich.

Die Anlagenströme und somit die Leistung der Anlagen lassen sich über geeignete Kennlinien $i(u)$ einstellen, die die Grenzen der Anlagen und die Lastsituation im Netz berücksichtigen.

4.2. Kennlinien

Für Anlagen an einem DC-Netz sollen aus den Kenngrößen der Anlagen und den Spannungsbändern im Netz Kennlinien zur Führung der Stromquellen ermittelt werden. Die Spannungsbänder werden wie in Abschnitt 4.1 definiert. Die Kennlinien haben die Gestalt $i(u)$, stellen somit den Strom der Anlagen in Abhängigkeit der Spannung im Netz. Als Kenngröße der Anlagen wird die Bemessungsleistung verwendet. Aus der Nennspannung im Netz und der Leistung der Anlage ergibt sich der Bemessungsstrom der Anlage. Wenn kein maximaler Strom vorgegeben ist, wird der Bemessungsstrom als maximaler Strom verwendet.

Netzbildner

Der Netzbildner soll das Verhalten einer Spannungsquelle mit Innenwiderstand nachbilden. In der Ersatzschaltung entspricht der Netzbildner einer Stromquelle. Die Spannung im Netz stellt sich durch die Kapazitäten der Anlagen im Netz ein. Folgende Abbildung zeigt ein Netz mit zwei Netzbildnern und einer variablen Last.

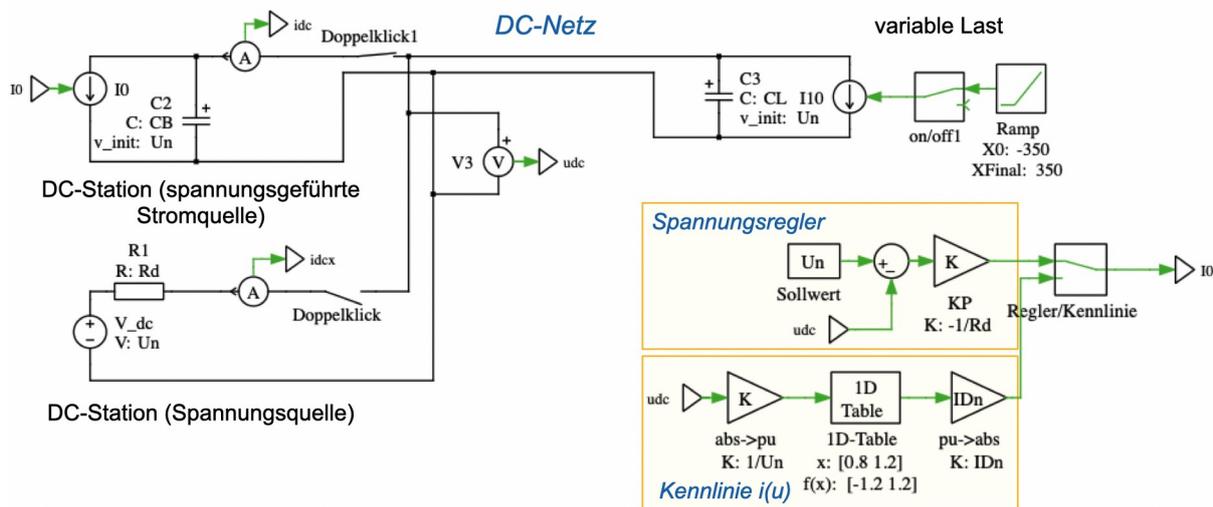


Bild 4.2.1 Netzbildner mit variabler Last

Frage 4.2.1: Spannungsquelle. Beschreiben Sie das Verhalten der Spannungsquelle mit Innenwiderstand, wenn folgende Kenngrößen verwendet werden: Leistung $P_{DC} = 400 \text{ kW}$, maximaler Strom $I_{max} = 1,2 I_n$ (wobei I_n der Bemessungsstrom ist). Als Nennspannung im Netz sollen $U_n = 1500 \text{ V}$ verwendet werden. Die Kennlinie soll den Verlauf aus Abbildung 4.1.1 besitzen. Bestimmen Sie den Innenwiderstand der Quelle und untersuchen Sie die Schaltung in der Simulation.

Lösung: Als Bemessungsstrom berechnet man $I_n = U_n^2 / P_n = 267 \text{ A}$. Aus der Kennlinie aus Abbildung 4.1.1 erhält man $r = 0,2 / 1,2 = 1/6$. Hieraus ergibt sich der Innenwiderstand $R = r U_n / I_n = 0,94 \Omega$.

Aus der Messung des Stroms der Spannungsquelle und der Spannung im DC-Netz ergeben sich die in der Abbildung dargestellten Kennlinien. Die Spannungskennlinie besitzt die Form $u(i) = 1 - r i$, Zur Führung von Stromquellen eignet sich die Form $i(u) = 1 - u/r$.

Die in folgender Abbildung dargestellten Kennlinien sind im Verbraucherzählpfeilsystem wiedergegeben: Hier entspricht ein positiver Strom in Richtung der Spannungsquelle einer Leistungsaufnahme, ein negativer Strom einer Leistungsabgabe,

Die Diagramme lassen sich im Verbraucherzählpfeilsystem wie folgt interpretieren: Ist die Spannung unterhalb des Nennwertes, so befindet sich zu wenig Leistung im Netz: Der Netzbildner speist ein. Liegt die Spannung oberhalb der Nennspannung, nimmt der Netzbildner Leistung aus dem Netz auf.

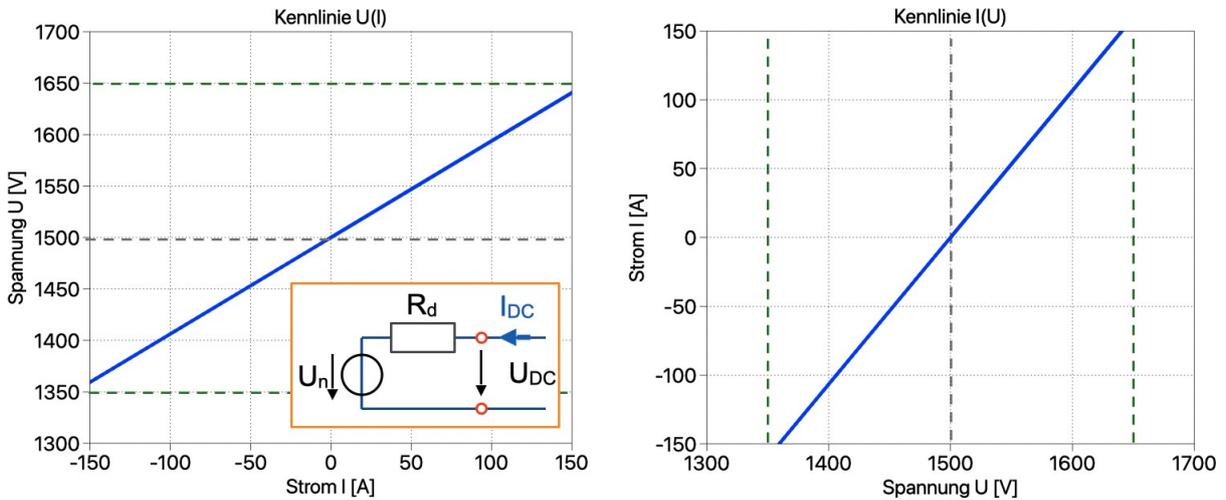


Bild 4.2.2 Kennlinien der Spannungsquelle

Frage 4.2.2: Spannungsgeführte Stromquelle. Realisieren Sie eine spannungsgeführte Stromquelle als Netzbildner mit der gleichen Kennlinie. Realisieren Sie die Führung wahlweise als Regelung mit einem P-Regler und mit Hilfe eines Kennlinienfeldes in einer Tabelle. Untersuchen Sie die Schaltung in der Simulation. Lassen sich die Spannungsquelle und die spannungsgeführte Stromquelle parallel betreiben?

Lösung: Siehe Abbildung 4.2.1. Realisierung mit P-Regler: Da der P-Regler an der integrierenden Regelstrecke (Spannung über der Kapazität) ausregelt, gilt $I = (U_n - U) / R_d$. Die Kennlinie entspricht somit der Vorgabe $U = U_n - R_d I$.

Die Kennlinie lässt sich in normierter Form auch in eine Tabelle eingeben. Hierbei genügt es, die Eckpunkte der Spannung $x = u$ im Bereich $\{0,8; 1,2\}$ vorzugeben, sowie die zugehörigen Stromwerte $y = i$ im Bereich $\{-1,2; 1,2\}$. Die Gerade wird durch Interpolation zwischen den beiden Eckpunkten berechnet. Die Eingabe der x- Koordinate muss im verwendeten Programm in steigender Reihenfolge vorgegeben werden, die Stromwerte auf der y-Koordinate passend hierzu.

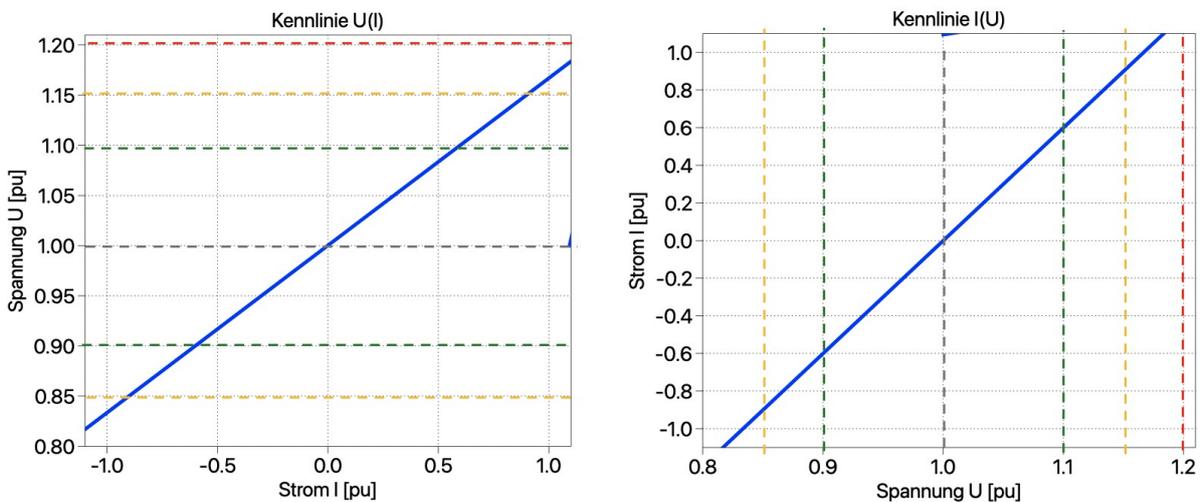


Bild 4.2.3 Kennlinien der Stromquelle in normierter Form

Man erhält identische Kennlinien für die Führung der Stromquelle durch den Regler und für die Führung der Stromquelle mit Hilfe der Kennlinie. Im parallelen Betrieb besitzen beide Netzbildner eine identische Kennlinie. Sie teilen sich den benötigten Strom und somit die benötigte Leistung daher zu gleichen Teilen auf. Der variable Laststrom erreicht in den Abbildungen der Kennlinien nicht ganz das 1,2-fache des Bemessungsstromes.

Bezugsanlagen (Ladestationen)

Für eine Bezugsanlage wird die in folgender Abbildung wiedergegebene Kennlinie $i(u)$ gewählt. Für Spannungen unterhalb des normalen Bereiches (0,8 p.u.) soll die Anlage keinen Strom beziehen. Ab einer Spannung von 0,9 p.u. darf die Anlage ihren Bemessungsstrom beziehen. Bemessungsstrom wird hierbei als maximaler Strom gewertet.

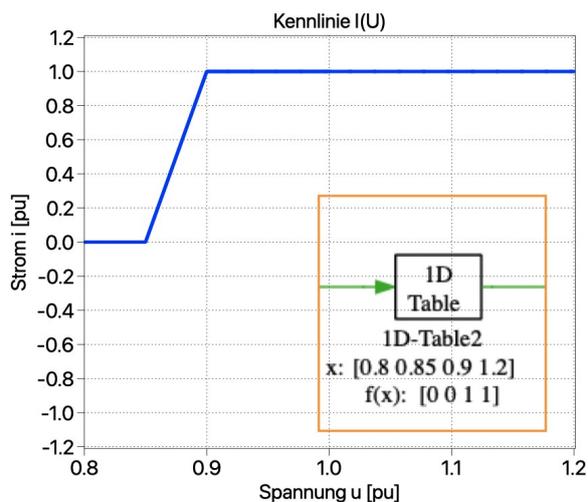
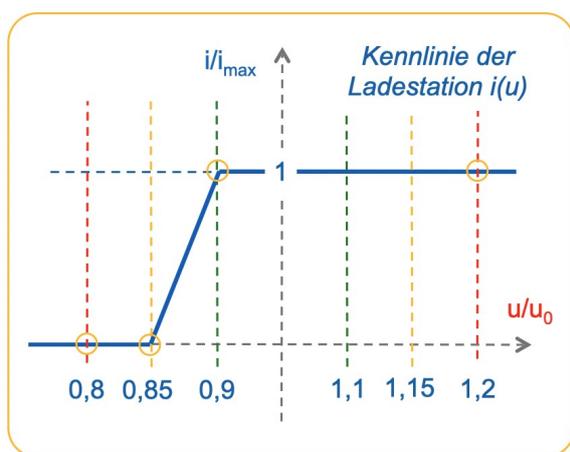


Bild 4.2.4 Kennlinie für Bezugsanlagen

Frage 4.2.3: Vorgabe der Kennlinie. In der Abbildung links findet sich die Darstellung der Kennlinie als Tabelle. Auf welche Weise folgen die Eckpunkte der Tabelle der Vorgabe? Wann erreicht die Ladestation ihre Nennleistung Leistung? Welche maximale Leistung bezieht die Anlage nach der Kennlinie?

Lösung: Als Eckpunkte werden einfach die Knickpunkte der Kennlinie verwendet. Die Interpolation zwischen den Knickpunkten gibt den gewünschten Verlauf wieder.

Leistung: Wenn die Spannung $u = 1$ erreicht, beträgt der Strom $i = 1$: An diesem Punkt erreicht die Anlage ihre Nennleistung. Darüber bleibt der Strom auf dem Nennwert, jedoch steigt die Spannung weiter: $P(U) = I_n \cdot U$. Hier bezieht die Anlage eine höhere Leistung als die Bemessungsleistung. Wollte man die Leistung begrenzen, wäre die Kennlinie ab dem Punkt $\{1; 1\}$ linear abzusenken.

Frage 4.2.4: Simulation der Bezugsanlage im Netz. Untersuchen Sie die Bezugsanlage im Netz und ermitteln Sie die Kennlinie aus der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

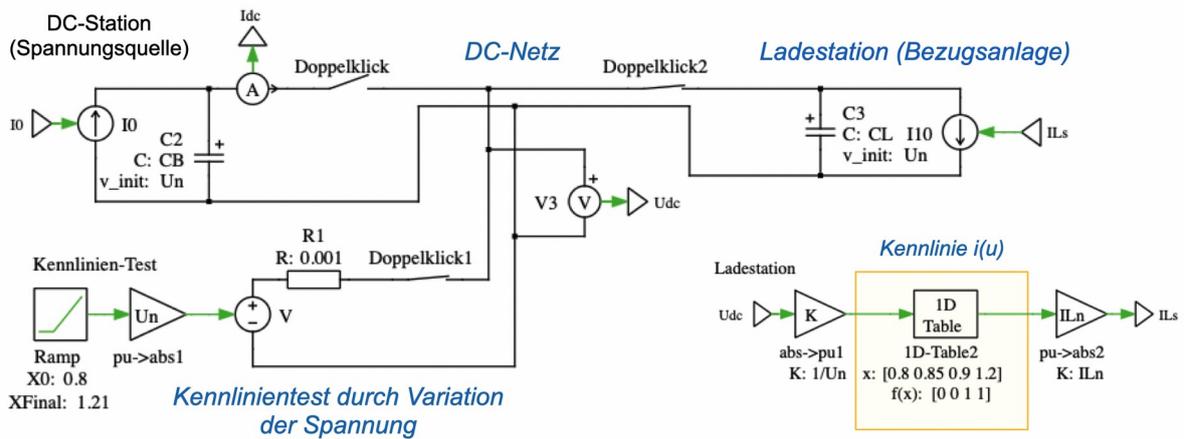


Bild 4.2.5 Bezugsanlage im DC-Netz

Die Kennlinie wird nach Vorgabe in einer Tabelle geführt. Der Einfachheit halber wird die normierte Form beibehalten. Daher wird der Messwert der Spannung auf die Nennspannung U_n bezogen. Die Vorgabe für den Strom $i(u)$ aus der Kennlinie wird auf den Bezugswert I_n (Bemessungsstrom) expandiert. Dieser Strom dient als Vorgabe des Stroms der Bezugsanlage.

Zum Test der Kennlinie wird eine annähernd ideale Spannungsquelle verwendet, die den gewünschten Spannungsbereich durchfährt (hier von 0,8 bis 1,2) und jede gewünschte Leistung bereitstellt oder aufnimmt. Der Innenwiderstand der Quelle wird zum Laden der Kapazitäten in der Simulation benötigt. Die Höhe der Ladeströme spielt in der Simulation keine Rolle. In der Praxis würde man diese Methode nicht verwenden.

Einspeisung (PV-Anlage)

Für die Einspeisung soll folgende Kennlinie vorgegeben werden. Der positive Bereich des Stromes scheidet hier aus: Alle Anlagen werden im Verbraucherzählpeilsystem geführt: Positive Ströme und positive Leistung bedeutet Leistungsaufnahme. Da die PV-Anlage Leistung abgibt, bleibt der Strom negativ.

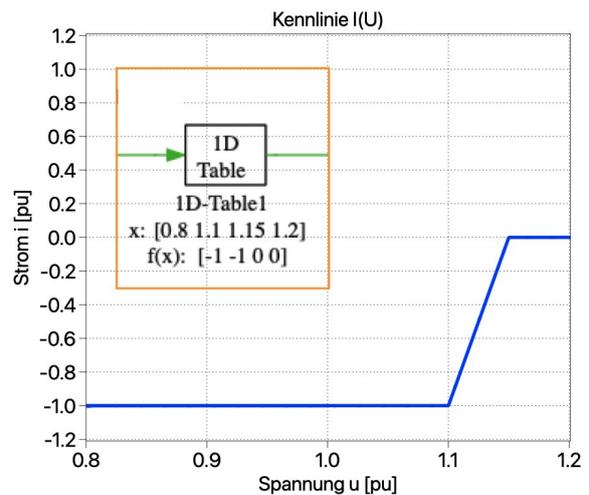
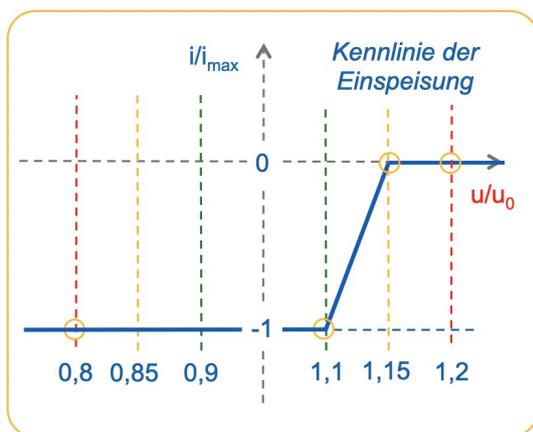


Bild 4.2.6 Kennlinie für die Einspeisung

Als Bezugswert des Stromes wird der Bemessungsstrom verwendet. Mit einem Maximalwert von -1 im normierten System bleibt der Bemessungsstrom die Grenze.

Frage 4.2.5: Vorgabe der Kennlinie. Erläutern Sie den Zweck der dargestellten Kennlinie. Wie lässt sich die Vorgabe in die Tabelle übertragen? Wann erreicht die PV-Anlage ihre Nennleistung Leistung? Welche maximale Leistung bezieht die Anlage nach der Kennlinie?

Lösung: Die Anlage darf im normalen Spannungsband mit Ihrem Bemessungsstrom betrieben werden. Oberhalb des normalen Spannungsbandes wird die Einspeiseleistung im Bereich 1,1 p.u. bis 1,15 p.u. gedrosselt, so dass im kritischen Band keine Einspeisung mehr erfolgt. Bei unterkritischer Spannung besteht kein Anlass zur Drosselung. Zur Vorgabe der Kennlinie in die Tabelle genügen die Eckpunkte.

Leistung: Die Anlage erreicht ihre Nennleistung im Arbeitspunkt {1;1}, überschreitet somit bis zum Punkt {1,1; 1} ihre Nennleistung. Möchte man die Einspeisung auf die Nennleistung begrenzen, so wäre der Knickpunkt der Kennlinie auf den Arbeitspunkt {1; 1} zu verlegen.

Frage 4.2.6: Simulation der Einspeisung im Netz. Untersuchen Sie die Einspeisung im Netz und ermitteln Sie die Kennlinie aus der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

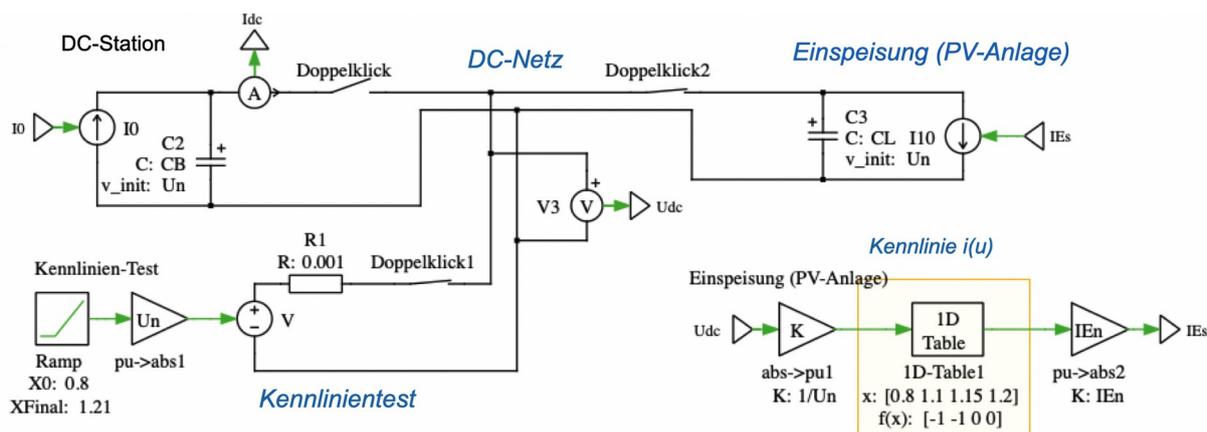


Bild 4.2.7 Einspeisung im Netz

Die Kennlinie wurde in normierter Form vorgegeben. Daher wird der Messwert der Spannung auf die Nennspannung bezogen. Die Vorgabe des Stroms aus der Tabelle wird aus dem normierten System auf den Bemessungsstrom der Anlage expandiert.

Die Ermittlung der Kennlinie aus der Simulation erfolgt wiederum mit Hilfe einer annähernd idealen Spannungsquelle. Der Netzbildner lässt sich hierbei deaktivieren. Bleibt der Netzbildner aktiv, lässt sich die Kennlinie ebenfalls ermitteln, da die Spannungsquelle den Netzbildner führt: Der Innenwiderstand der Spannungsquelle ist vernachlässigbar, daher folgt auch der Netzbildner der Testspannung. Das Verfahren ist auf die Simulation beschränkt, da mit großen Ladeströmen für die Kapazitäten verbunden. In der Praxis würde der Netzbildner den Spannungsbereich durchfahren.

Batteriespeicher

Für den Batteriespeicher wird die in folgender Abbildung dargestellte Kennlinie vorgegeben. Im normalen Spannungsbereich soll der Batteriespeicher Leistung aufnehmen, wenn die Spannung den Nennwert übersteigt. Liegt die Spannung unter dem Nennwert, soll Leistung abgegeben werden.

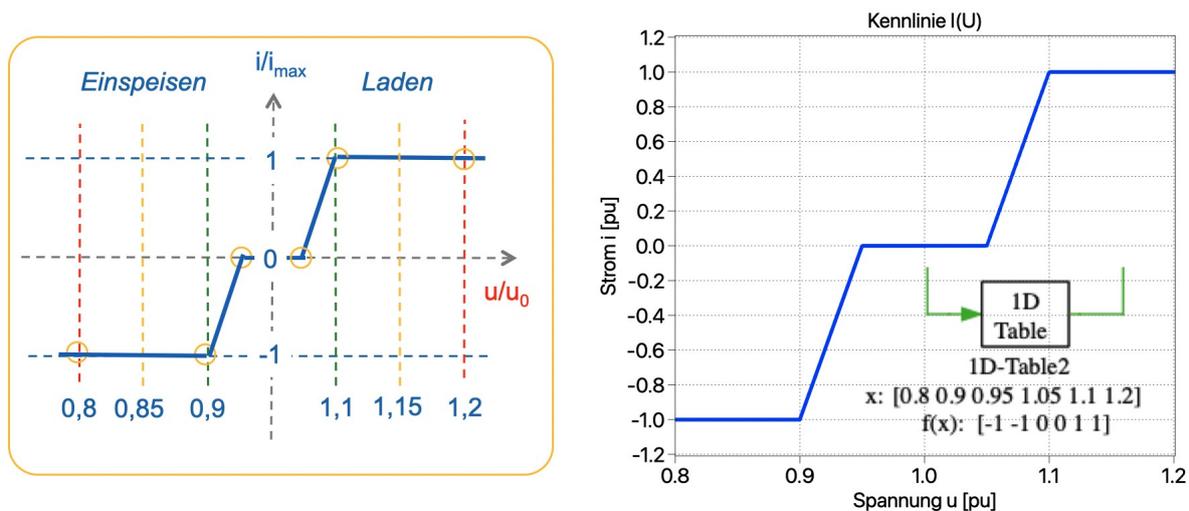


Bild 4.2.8 Kennlinie für den Batteriespeicher

Auf diese Weise unterstützt der Batteriespeicher den Netzbildner. Innerhalb des normalen Spannungsbandes befindet sich im Bereich 0.95 p.u. bis 1.05 p.r. ein Totband, in dem der Batteriespeicher keinen Beitrag liefert. Hier ist die Spannungsführung dem Netzbildner überlassen. Als maximaler Strom wurde der Bemessungsstrom des Batteriespeichers verwendet.

Frage 4.2.7: Vorgabe der Kennlinie. Erläutern Sie den Zweck der dargestellten Kennlinie. Wie lässt sich die Vorgabe in die Tabelle übertragen? Wann erreicht er Batteriespeicher seine Nennleistung Leistung? Welche maximale Leistung erreicht die Anlage in Bezugsrichtung und Einspeisrichtung nach der Kennlinie?

Lösung: Liegt die Spannung unterhalb der Nennspannung, wird Leistung abgegeben. Oberhalb der Nennspannung wird Leistung aufgenommen. Diese Regel nutzt die Kennzeichnung des Lastzustandes im Netz mit Hilfe der Spannung. Die Kennlinie lässt sich mit Hilfe der Eckpunkte in die normierte Form der Tabelle übertragen, wie im Ausschnitt rechts in der Abbildung dargestellt. Zwischen den Eckpunkten wird der Verlauf der Kennlinie interpoliert.

Leistung: Der Batteriespeicher überschreitet seine Bemessungsleistung im Arbeitspunkt $\{1,1; 1\}$. Soll die Leistung auf den Bemessungswert beschränkt werden, wäre die Kennlinie ab dem Punkt $\{1; 1\}$ linear abzusenken. Unterhalb der Nennspannung bleibt der Batteriespeicher innerhalb seiner Bemessungsleistung.

Frage 4.2.8: Simulation der Einspeisung im Netz. Untersuchen Sie den Batteriespeicher im Netz und ermitteln Sie die Kennlinie aus der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

Die Kennlinie wird wiederum in normierter Form vorgegeben. Zum Nachschlagen in der Tabelle wird der Messwert der Spannung auf die Nennspannung bezogen. Die Vorgabe des Stroms aus der Tabelle wird aus dem normierten System auf den Bemessungsstrom des Batteriespeichers expandiert.

Die Anordnung zur Ermittlung der Kennlinie aus der Simulation erfolgt wiederum mit Hilfe einer annähernd idealen Spannungsquelle bleibt unverändert. Die Spannungsquelle durchfährt den gewünschten Spannungsbereich und führt hierbei die Ladung aller Kapazitäten mit. Durch Messung des Stroms des Batteriespeichers erhält man die Kennlinie.

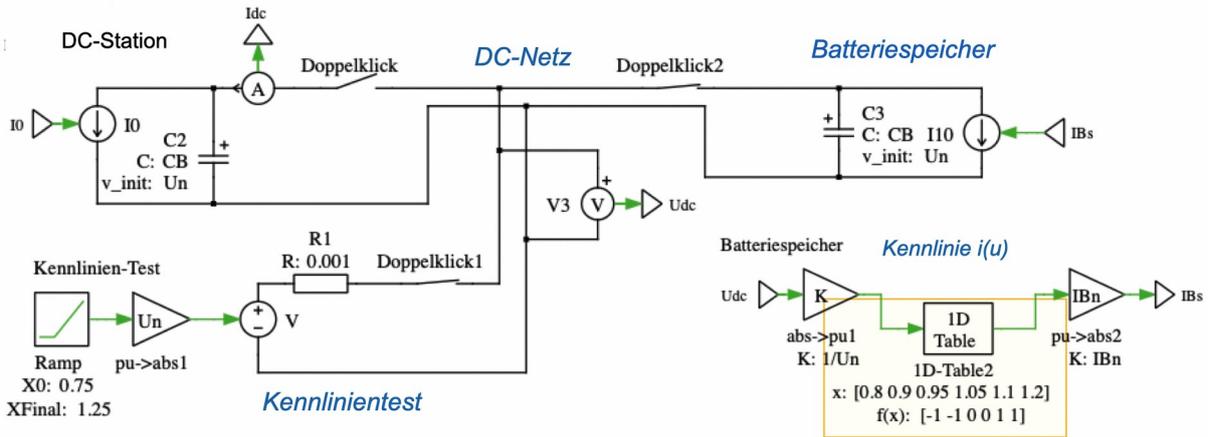


Bild 4.2.9 Batteriespeicher im Netz

Für alle Anlagen wird das Verbraucherzählpfeilsystem verwendet. Eine Leistungsaufnahme durch den Speicher erfolgt bei positivem Strom, eine Leistungsabgabe bei negativem Strom.

4.3. Modellnetz

Als Beispiel soll das Netz aus folgender Abbildung dienen. Der Netzanschlusspunkt am AC-Netz liegt hierbei unter der Anschlussleistung der PV-Anlage. Sofern keine weiteren Verbraucher aktiv sind, kann die Leistung der PV-Anlage über die DC-Station zur Hälfte ins AC-Netz abgeführt werden, und zur Hälfte vom Batteriespeicher aufgenommen werden.

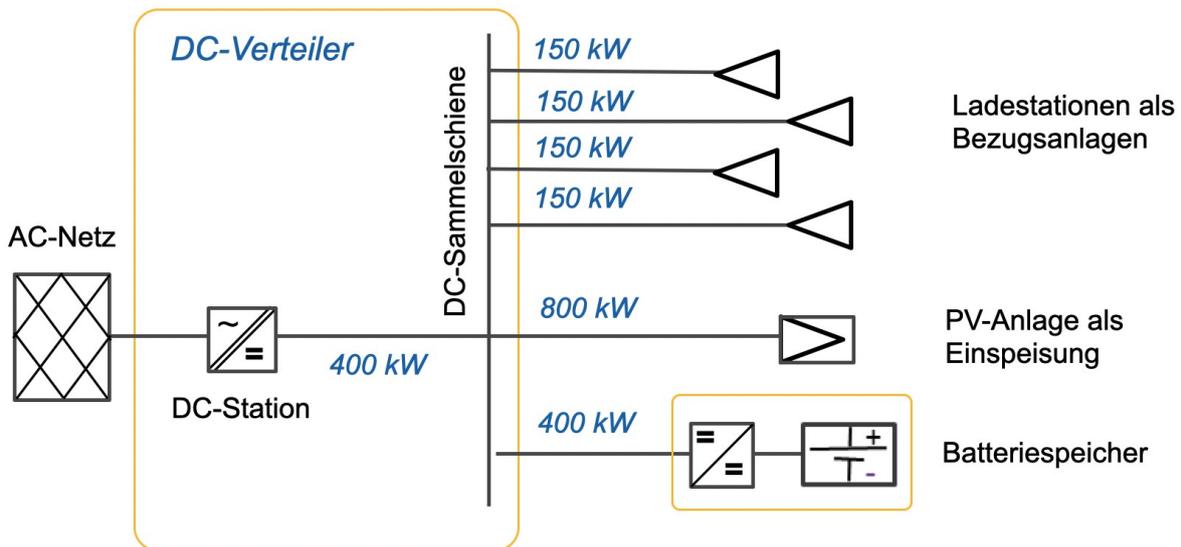


Bild 4.3.1 Musternetz für das Simulationsmodell

Zusätzlich angeschaltet sind Schnellladestationen, deren maximale Leistung insgesamt die Anschlussleistung der DC-Station übersteigt. Die Gesamtleistung der Ladestationen kann anteilig aus der PV-Anlage, dem Batteriespeicher und von der DC-Station gedeckt werden.

Die Verteilung der Leistung nach Angebot und Nachfrage soll im DC-Netz mit Hilfe der Kennlinien der Anlagen erfolgen. Die Kennlinien sollen in den Anlagen abgelegt sein. Ein Energiemanagement-System kann die Kennlinien bei Änderungen der Konfiguration neu auf die Anlagen laden. Der Batteriespeicher soll seine Kennlinie eigenständig an seinen Ladezustand anpassen.

In der Praxis ist ein solches Netz in einem Einkaufszentrum vorstellbar, wobei vermutlich mehr DC-Ladestationen kleinerer Leistung zum Einsatz kämen. Ein weiterer Anwendungsfall wäre ein Industriernetz, wobei das Netz auf die Versorgung der Maschinen (mit Frequenzumrichter) erweitert werden könnte. Auch untergeordnete Spannungsebenen für Verbraucher geringerer Leistung sind vorstellbar. Ziel der Untersuchung ist die Funktionsweise des Netzes mit Hilfe der Kennlinien.

Frage 4.3.1: Leistungsbegrenzung der DC-Station. Bauen Sie das Netz mit der DC-Station und den 4 Ladestationen auf. Begrenzen Sie die Leistung der DC-Station und der Ladestationen. Untersuchen Sie das Verhalten des Netzes in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

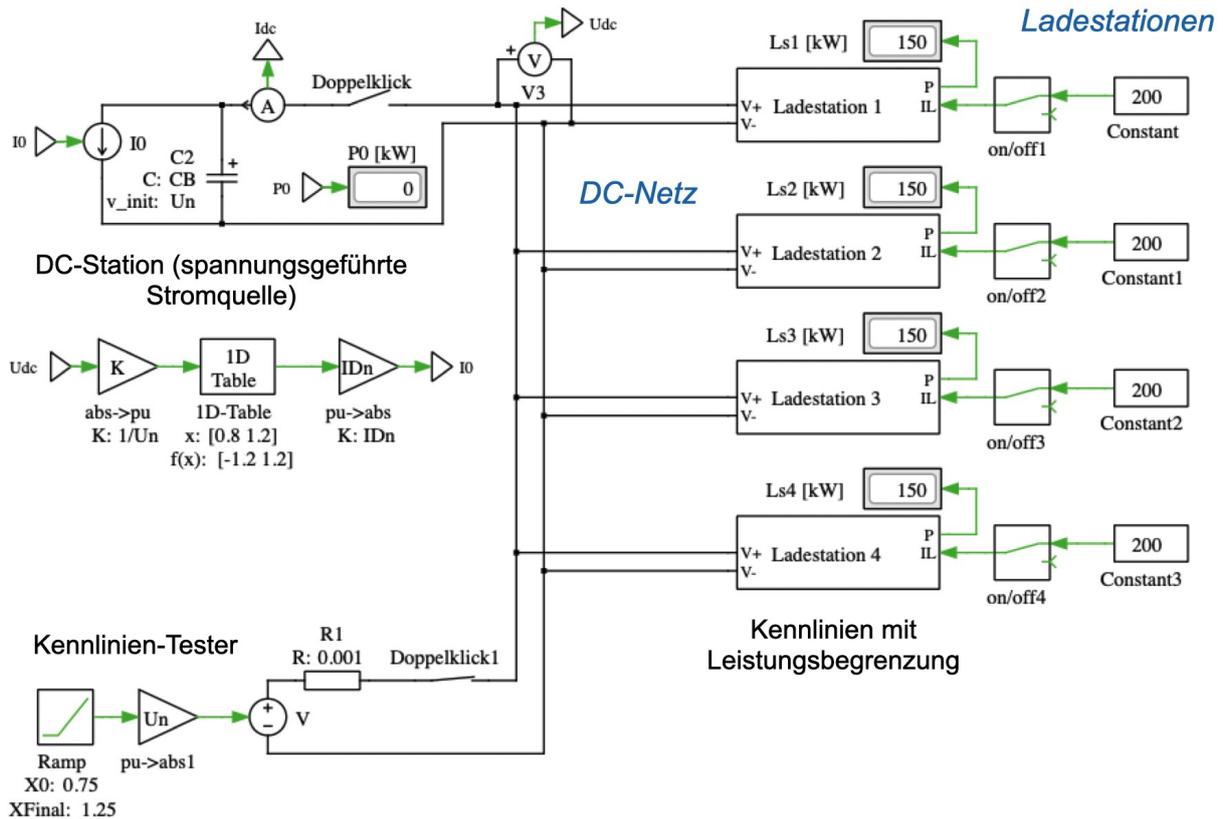


Bild 4.3.2 Simulationsmodell mit Ladestationen

Neben der DC-Station mit unveränderter Kennlinie enthält das Modell nun die 4 Ladestationen mit Betriebsanzeige und Vorgabe des Laststroms. Die annähernd ideale Spannungsquelle als Kennlinientester bleibt im Modell erhalten zur Aufnahme der Kennlinien. An der Betriebsanzeige erkennt man, dass sie Ladestationen bei maximaler Stromvorgabe an der idealen Spannungsquelle in ihr Leistungsmaximum laufen.

Für die Ladestationen war eine maximale Leistung von 150 kW vorgesehen. An 1500 V Betriebsspannung beträgt der maximale Strom 100 A. Wenn die Lastvorgabe das Maximum überschreitet, sorgt die in den Ladestationen implementierte Kennlinie für die Begrenzung des Stroms und der Leistung.

Das Modell der Ladestationen zeigt die folgende Abbildung. Die Lastvorgabe wird auf das Vorzeichen geprüft: Die Ladestation funktioniert im Modell nur als Last, d.h. unidirektional, und kann im Verbraucherzählpeilsystem nur einen Strom aufnehmen, d.h. es gilt stets $I > 0$.

Parallel zur Lastvorgabe wird aus der Spannungsmessung die Stromvorgabe aus der Kennlinie $u(i)$ nachgeschlagen. Die Kennlinie kennzeichnet den maximal erlaubten Strom. Als Stromvorgabe wird somit das Minimum aus der Lastvorgabe und den Grenzen der Kennlinie verwendet: Übersteigt die Vor-

gabe den erlaubten Bereich, so gilt die Kennlinie. Bei Werten unterhalb der Kennlinie gilt die Stromvorgabe. Aus dem Produkt von Strom und Spannung an den Anschlussklemmen der Ladestation ergibt sich die bezogene Leistung.

Die Leistungsbegrenzung ist in die Stromkennlinie eingearbeitet. Nach der Kennlinie erreicht die Ladestation ihren maximalen Strom (= Bemessungsstrom) im Arbeitspunkt {0,9; 1}. An dieser Stelle beträgt die Leistung im normierten System somit $p_1 = u_1 i_1 = 0,9$. Das Leistungsmaximum wird erreicht im Punkt {1; 1}. Ab hier muss eine Begrenzung des Stromes erfolgen, so dass mit weiter steigender Spannung die Leistung konstant bleibt.

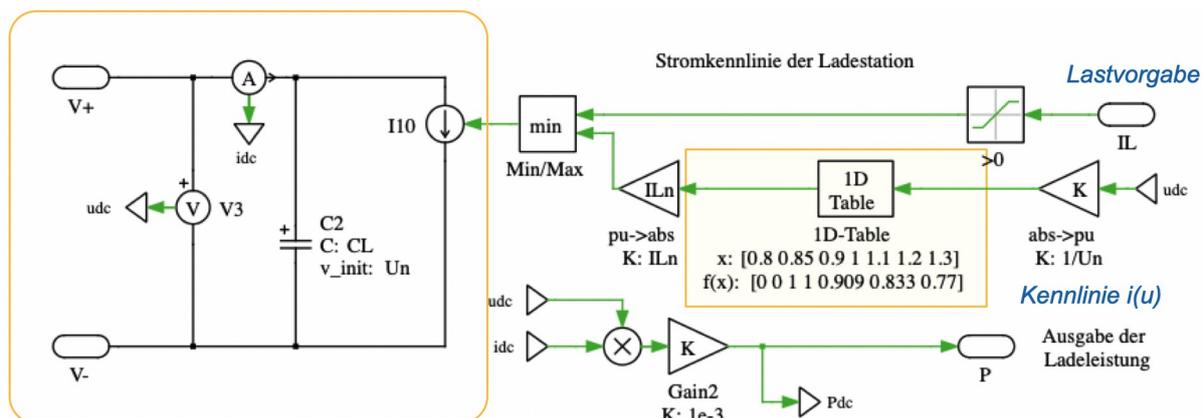


Bild 4.3.3 Modell der Ladestationen

Aus der Bedingung $p(u, i) = u i(u) = 1 = \text{konstant}$ folgt für den Strom der Verlauf $i(u) = 1/u$. Die entsprechenden Werte wurden für die Stützstellen $u = 1,1$, $u = 1,2$ und $u = 1,3$ in der Tabelle eingetragen. Der Verlauf der Leistung bleibt annähernd linear.

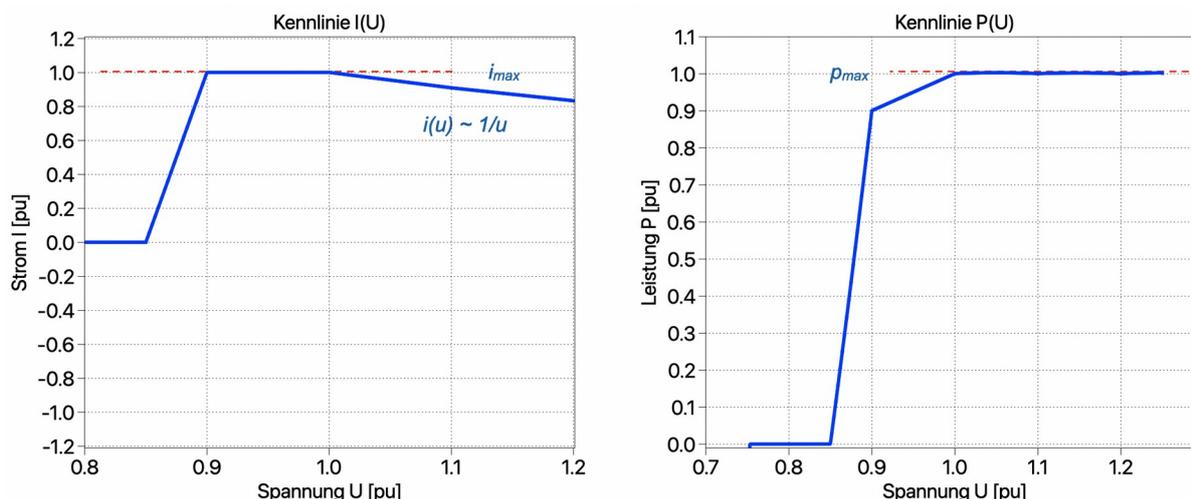


Bild 4.3.4 Kennlinien der Ladestationen mit Leistungsbegrenzung

Die Kennlinie begrenzt Strom und Leistung der Bezugsanlage im Bereich erhöhter Spannungen durch Vorgabe des Anlagenstroms. Der Schutz der Anlage vor Überspannungen kann nicht durch die Kennlinie geleistet werden.

Frage 4.3.2: Erweiterung um die PV-Anlage. Erweitern Sie das Modell um eine PV-Anlage mit der oben angegebenen Leistung. Untersuchen Sie die Schaltung im Modell.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

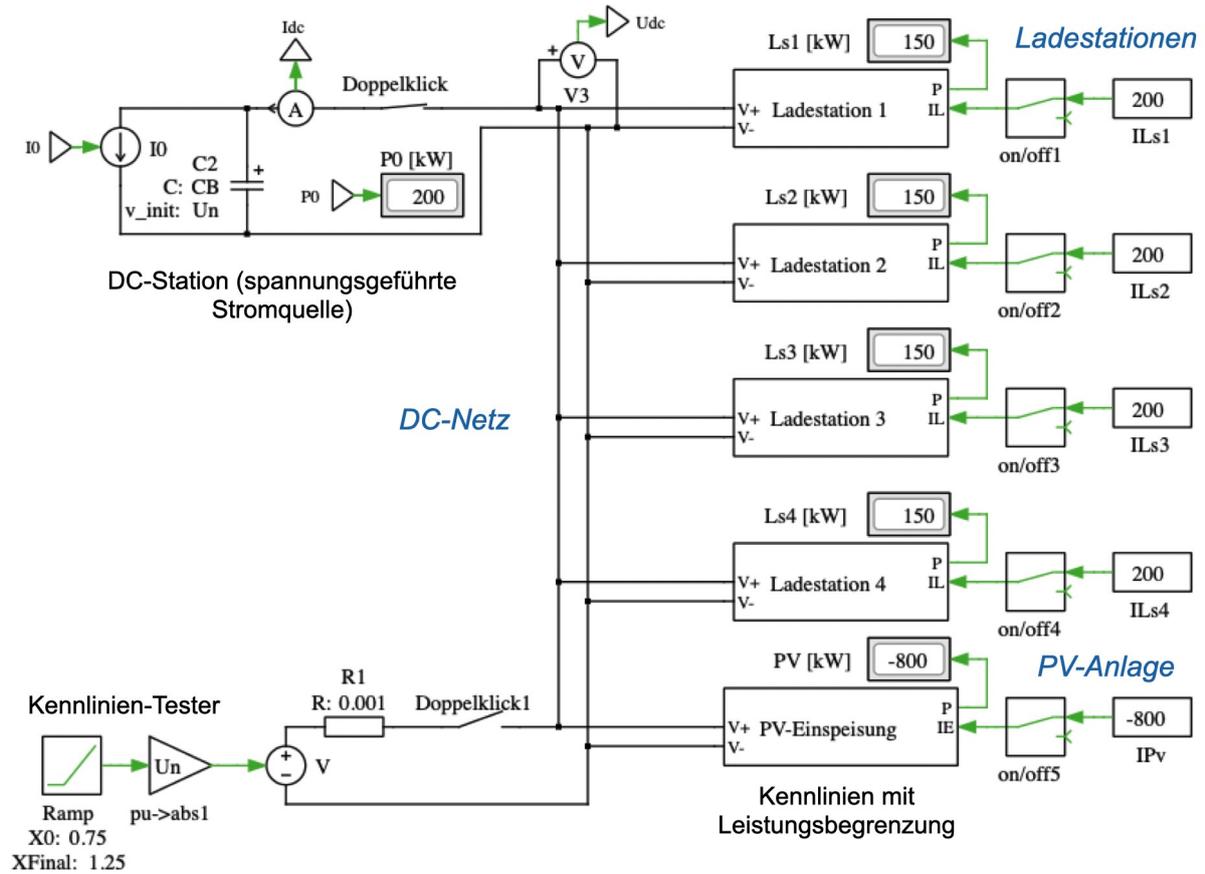


Bild 4.3.5 Simulationsmodell mit PV-Anlage

Das Netz wird ergänzt um die PV-Anlage. Die Abbildung zeigt den Betrieb mit maximalen Leistungsvorgaben. Mit Hilfe der Kennlinien werden die Leistungsgrenzen der Anlagen eingehalten. Die DC-Station gleicht die Leistungsdifferenz zwischen Einspeisung und Verbrauch aus.

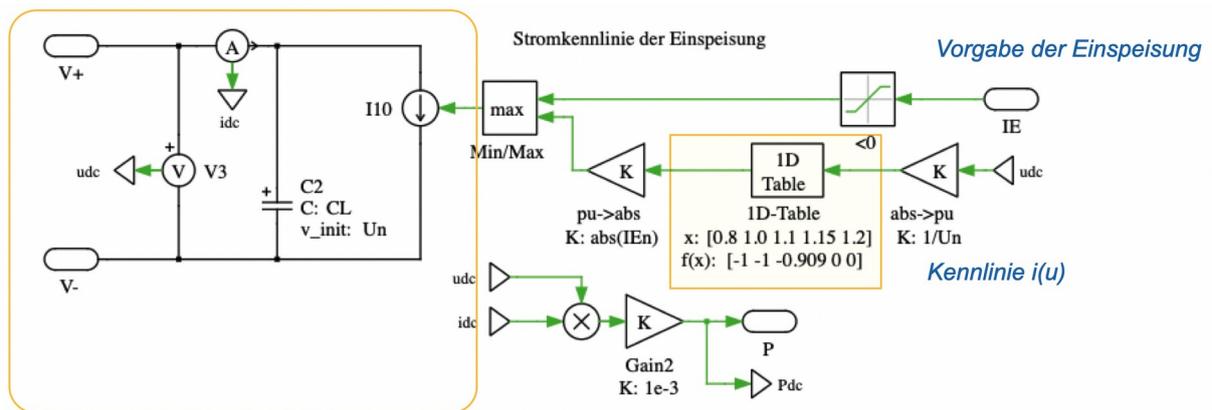


Bild 4.3.6 Modell der PV-Anlage

Für die PV-Anlage lässt sich der Strom unmittelbar vorgeben. Die PV-Anlage kann keine Leistung aufnehmen, daher sind im Verbraucherzählpfeilsystem nur negative Ströme möglich. Die Kennlinie beschreibt im negativen Bereich die untere Grenze des Stromes (bzw. der Leistung). Höhere negative Ströme sind möglich. Daher wird aus der Stromvorgabe und der Kennlinie das Maximum ausgewählt.

Bei der Umrechnung vom normierten System ins absolute System ist das Vorzeichen des Stroms und der Leistung zu beachten: Die Skalierung erfolgt mit dem Betrag des maximalen Stroms und dem Betrag der maximalen Leistung.

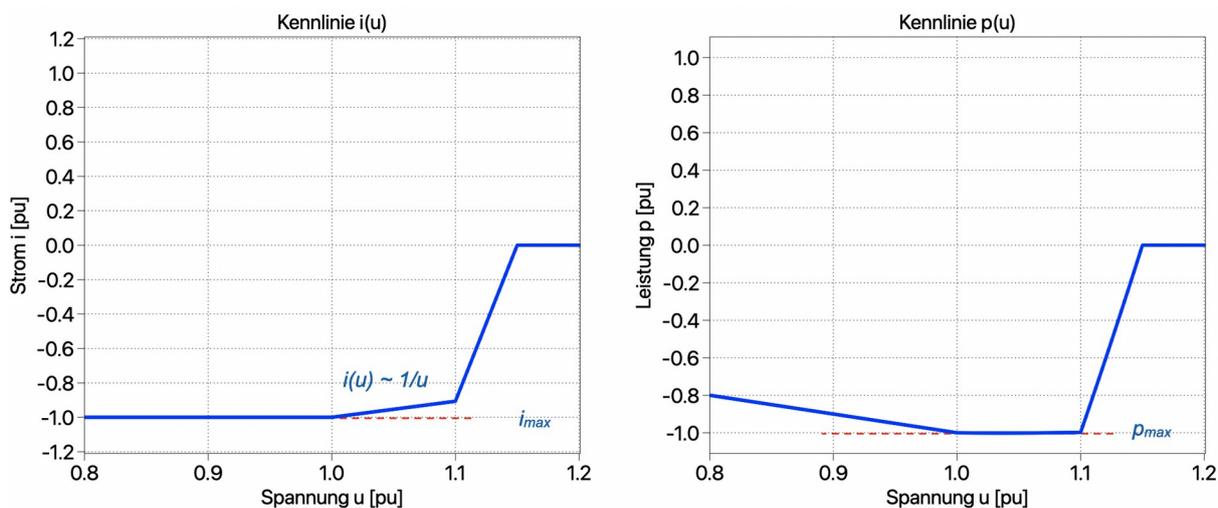


Bild 4.3.7 Kennlinien der PV-Anlage mit Leistungsbegrenzung

Ab dem Spannungsniveau $u = 1$ erreicht die PV-Anlage ihre maximale Leistung. Ab diesem Punkt muss der Strom umgekehrt proportional zur Spannung abgesenkt werden, damit die Leistung konstant bleibt. Bei Spannungen größer 1.1 gibt es einen Leistungsüberschuss im Netz. Ab hier wird die Einspeiseleistung der PV-Anlage gedrosselt.

Frage 4.3.3: Erweiterung um den Batteriespeicher. Erweitern Sie das Modell um einen Batteriespeicher mit der oben angegebenen Leistung. Untersuchen Sie die Schaltung im Modell. Beachten Sie, dass die Kennlinie des Batteriespeicher abhängig vom Ladezustand ist: Ein voller Speicher kann keine Leistung mehr aufnehmen, ein leerer Speicher keine Leistung abgeben.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

Der Speicher arbeitet autonom mit Hilfe seiner Kennlinie: Eine Vorgabe zur Leistung gibt es nicht, nur die Möglichkeit, den Speicher zu aktivieren bzw. außer Betrieb zu nehmen. Die Kennlinie sorgt in Abhängigkeit der Spannung dafür, dass der Speicher bei Spannungen oberhalb der Nennspannung Leistung aufnimmt und den Leistungsüberschuss im Netz somit mindert, bzw. bei Unterspannung Leistung abgibt und das Netz auf diese Weise stützt.

Die Kennlinie wurde auf die maximale Leistung begrenzt. Diese erreicht der Speicher im Bereich der Überspannung im Arbeitspunkt $\{1, 1; 0,906\}$. Somit wird der maximale Strom bei der Leistungsaufnahme nicht erreicht. Für die Begrenzung der Kennlinien gilt die jeweils untere Grenze von Leistung und Strom. Der maximale Strom im unteren Bereich der Spannung erreicht die Leistungsgrenze nicht.

Halbvoller Speicher

Die in der Abbildung dargestellte Kennlinie gilt für einen halbvollen Speicher: Hier sind sowohl Leistungsentnahme und Leistungsabgabe möglich. Bei vollem Speicher ist keine Aufnahme von Leistung möglich: Hier kann der Speicher nur noch einspeisen.

Bei leerem Speicher ist keine Abgabe von Leistung möglich, der Speicher arbeitet nur noch als Bezugsanlage. Demnach orientieren sich die Kennlinien für volle und leere Speicher an den Kennlinien für Einspeiseanlagen und Bezugsanlagen.

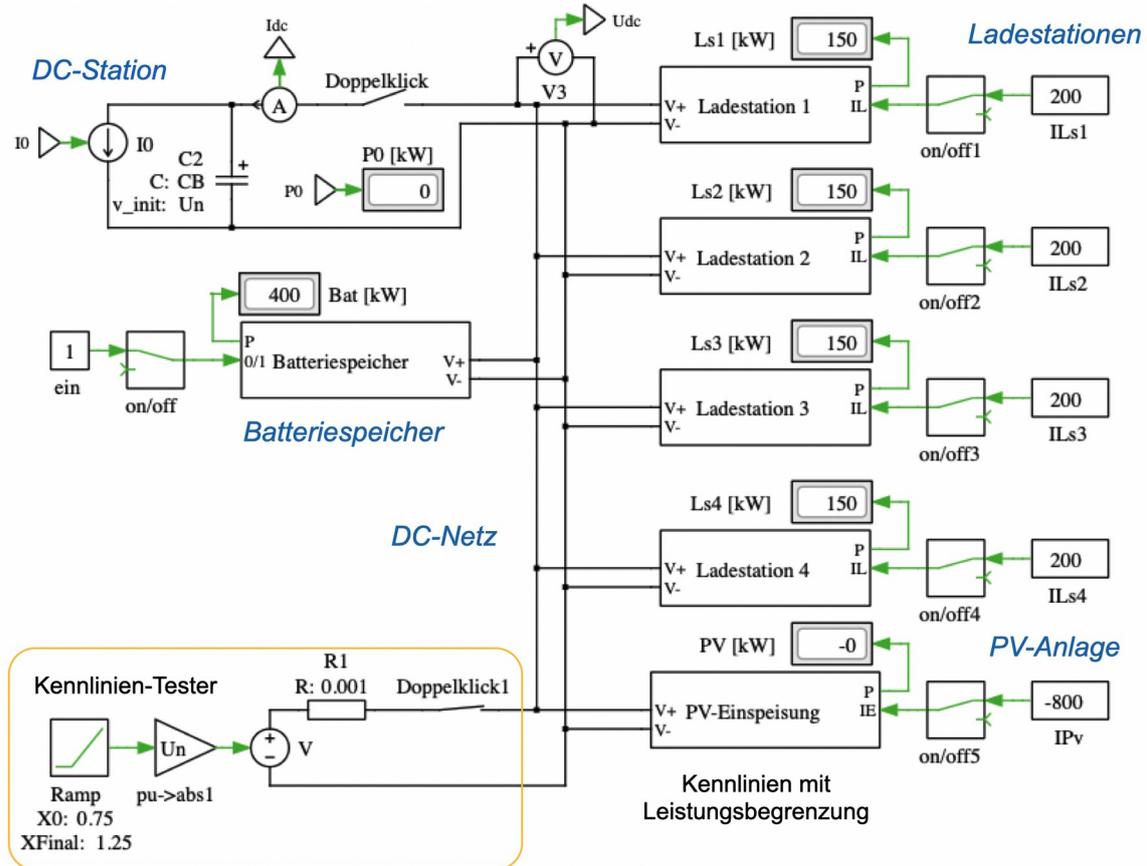


Bild 4.3.8 Vollständiges Simulationsmodell

Für Füllstände zwischen Halbvoll und Voll wurde als Beispiel ein Füllstand von $\frac{3}{4}$ angenommen. In diesem Bereich ist die Leistungsaufnahme durch den Speicher zu drosseln.

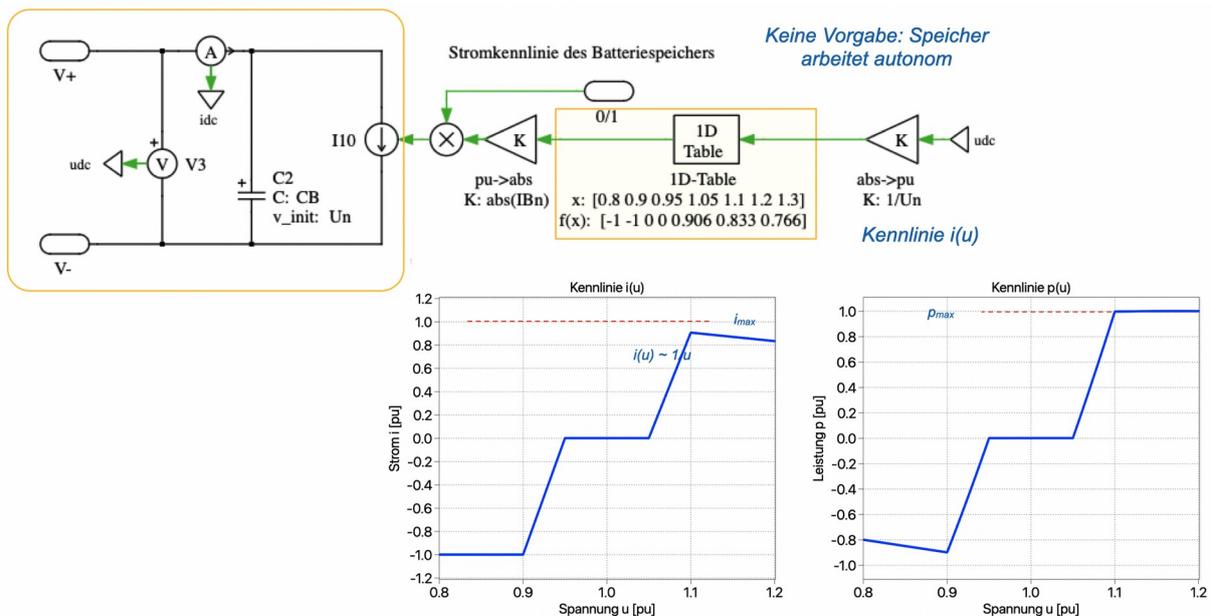


Bild 4.3.9 Modell des Speichers mit Kennlinie für den halbvollen Speicher

Im Bereich zwischen leer und halbvoll ist umgekehrt die Leistungsabgabe zu drosseln. Hier wurde als repräsentatives Beispiel ein Füllstand von $\frac{1}{4}$ angenommen

Abhängigkeit der Kennlinien vom Füllstand des Speichers

Folgende Abbildung zeigt die Kennlinien des Batteriespeichers in Abhängigkeit des Füllstandes. Die Auswahl der passenden Kennlinie trifft der Speicher selbst in Abhängigkeit seines Ladezustandes (engl. SoC für state of charge). Im Modell erfolgt die Einstellung des Ladezustandes durch eine manuelle Vorgabe in 5 Stufen: (1) Speicher leer, (2) Füllstand $\frac{1}{4}$, (3) Füllstand $\frac{1}{2}$, (4) Füllstand $\frac{3}{4}$, (5) Speicher voll. Folgende Abbildung zeigt die zugehörigen Kennlinien.

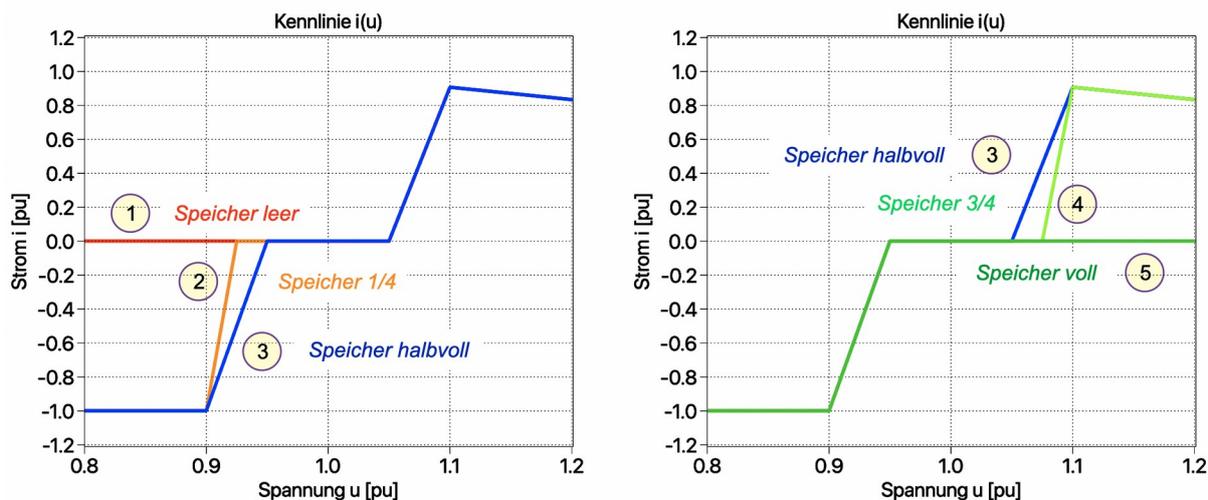


Bild 4.3.10 Kennlinien in Abhängigkeit des Füllstandes

Der Speicher bewegt sich zwischen Bezugsanlage und Einspeisung, wobei das Totband im Bereich $u = 0,95$ und $u = 1,05$ beibehalten wurde. Für die Füllstände $\frac{1}{4}$ und $\frac{3}{4}$ wurde das Totband jeweils erweitert, so daß das Laden bzw. Entladen erst später einsetzt. Der maximale Strom wird an den Grenzen des normalen Spannungsbandes auch bei den Füllständen $\frac{1}{4}$ und $\frac{3}{4}$ erreicht, so dass in diesem Bereich ein netzdienliches Verhalten mit maximaler Leistung möglich bleibt. Die Kurven sollen nur das Prinzip illustrieren.

Frage 4.3.4: Leistungsbegrenzung der DC-Station. Die DC-Station gerät nicht an ihre Grenzen, wenn alle Anlagen ihre Kennlinien einhalten. Für den Fall, dass sich eine Anlage außerhalb der Regeln bewegt, soll eine Strombegrenzung und Leistungsbegrenzung der DC-Station eingeführt werden. Realisieren Sie diese Funktion und untersuchen Sie das Verhalten in der Simulation.

Lösungsbeispiel: Siehe folgende Abbildung.

Die Stromkennlinie wird so begrenzt, dass die maximale Leistung im Bereich überhöhter Spannungen eingehalten wird. Im Bereich der Spannungen unterhalb des Nennwertes bleibt der maximale Strom die Begrenzung. Das Leistungsmaximum wird hier nicht überschritten. Folgende Abbildung zeigt die Anordnung einschließlich der Kennlinie.

Als Anlage ohne Leistungsbegrenzung fungiert hier der Kennlinientester. Als nahezu ideale Spannungsquelle kann er jede Leistung fordern, in beiden Lastflussrichtungen. Das gilt für die DC-Station wie für alle Anlagen.

Daher lassen sich mit Hilfe des Kennlinientesters im Betrieb mit allen Anlagen einschließlich der DC-Station die Kennlinien der Anlagen aufnehmen. Der Kennlinientester durchfährt hierbei den eingestell-

ten Spannungsbereich im Intervall von $u = 0.75$ bis $u = 1.25$. Durch den niedrigerem Innenwiderstand werden beim Durchfahren des Spannungsbereichs alle Kapazitäten im Netz auf die jeweilige Spannung aufgeladen.

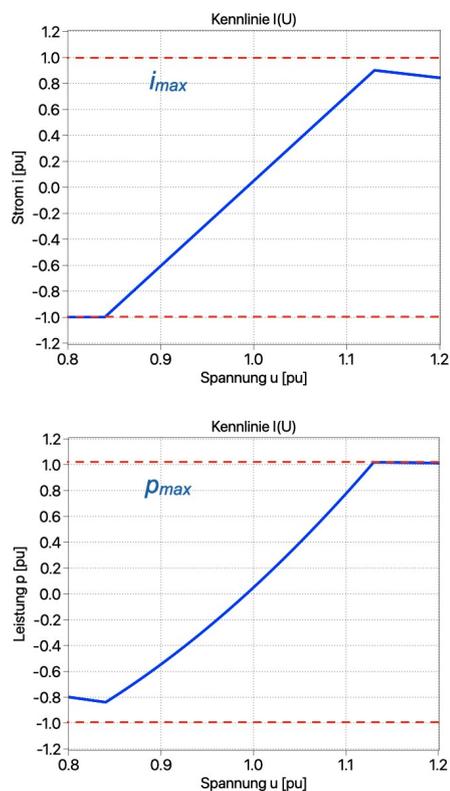
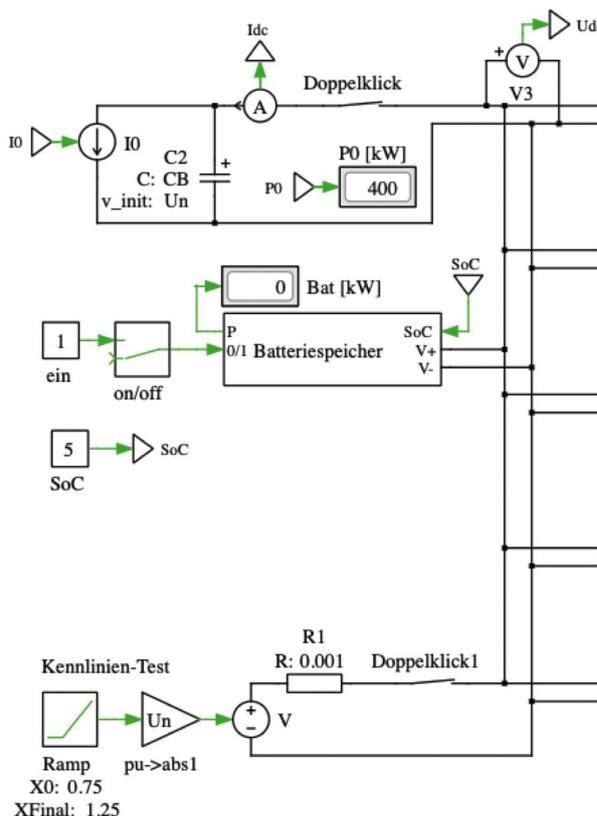


Bild 4.3.11 Kennlinie der DC-Station mit Leistungsbegrenzung

Die Zeitkonstante der Ladung der Kapazitäten ist hierbei im Verhältnis zur gewählten Simulationsdauer von 10 s zum Durchfahren des Spannungsbereichs vernachlässigbar und daher in den Kennlinien nicht sichtbar (bis auf die initiale Entladung der vorgeladenen Kapazitäten auf die Spannung $u = 0,75$ zu Beginn des Durchlaufs).

4.4. Betriebsfälle

Das Modell ermöglicht die Realisierung unterschiedlicher Betriebszustände. Hierzu gehört der Betrieb der Ladestationen nur mit Hilfe der DC-Station oder mit Unterstützung durch den Batteriespeicher, der Betrieb der PV-Einspeisung ohne Last mit verschiedenen Ladezuständen des Speichers, bzw. der Betrieb aller Anlagen mit unterschiedlichem Lastzustand (z.B. durch Abschalten einiger Ladestationen). Von Interesse ist hierbei, welcher Betriebszustand sich insgesamt einstellt.

Frage 4.4.1: In welchem Zustand befindet sich das System, wenn alle Ladestationen und die PV-Anlage mit maximaler Leistung arbeiten? Welche Beiträge zum Ausgleich liefern die DC-Station und der Batteriespeicher?

Lösung: Siehe folgende Abbildung.

Der Lastzustand lässt sich an der Spannung im Netz ablesen: Man erhält einen Wert von $u = 1,054$ entsprechend 1581 V. Da die PV-Einspeisung mit 800 kW die Last von insgesamt 600 kW überwiegt, ergibt sich ein Leistungsüberschuss im Netz, die Spannung steigt über den Nennwert.

DC-Station und Batteriespeicher gleichen das Defizit gemäß ihrer Kennlinie aus. Der Batteriespeicher befindet sich im halbvollen Zustand. Die Kennlinie des Batteriespeichers bewegt sich ab $u = 1,05$ aus dem Totband, daher bleibt der Beitrag des Batteriespeichers vergleichbar gering.

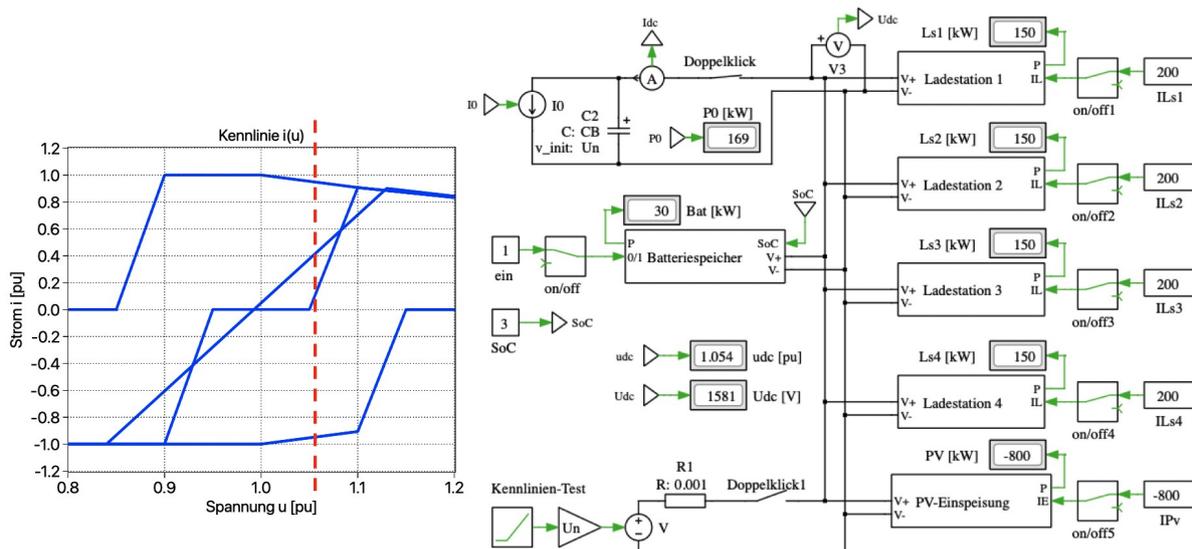


Bild 4.4.1 Betriebszustand mit maximaler Last und maximaler Einspeisung

Den größten Anteil der Leistung stellt die DC-Station bereit.

Frage 4.4.2: Betrieb unter Vollast. Wie ändert sich der Lastzustand bei Abschalten der PV-Einspeisung unter sonst gleichen Bedingungen wie bei Frage 4.4.1? Was geschieht, wenn man den Batteriespeicher außer Betrieb nimmt?

Lösung: Die geforderte Leistung von 600 kW werden anteilig von der DC-Station und dem Batteriespeicher erbracht. Nach den Kennlinien leistet der Batteriespeicher jetzt den größten Beitrag.

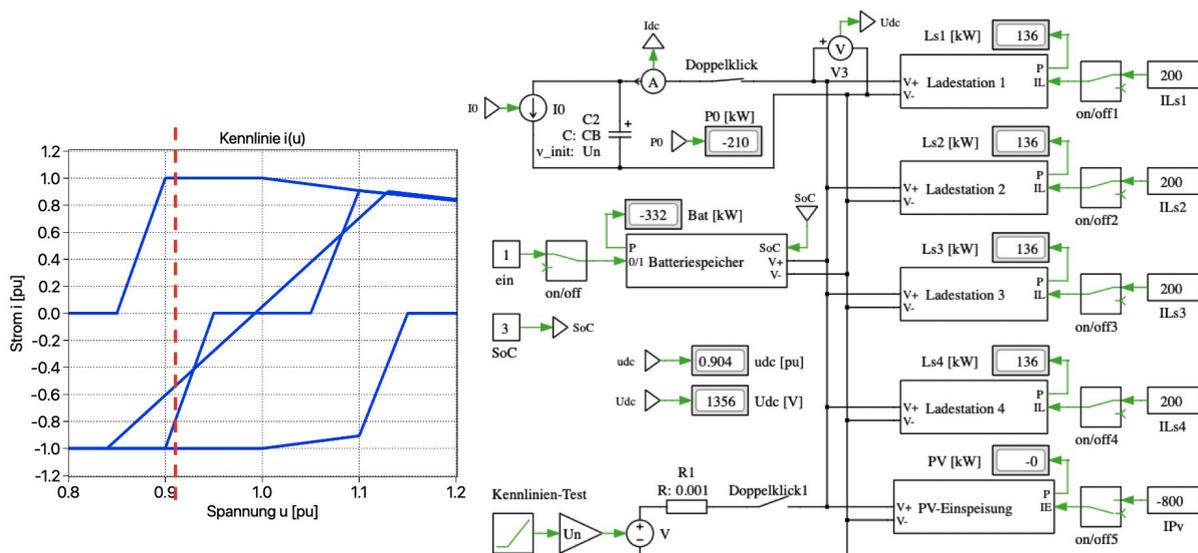


Bild 4.4.2 Betriebszustand mit maximaler Last ohne Einspeisung

Das System befindet sich mit einer Lastforderung ohne Einspeisung im Zustand eines Leistungsdefizits, die Spannung bewegt sich an die Grenze des normalen Bereichs von $u = 0,904$. Die Ladestationen reduzieren ihre Leistungsanforderung wegen der geringeren Spannung leicht.

Wenn man den Batteriespeicher ebenfalls außer Betrieb nimmt, überwiegt die Lastanforderung von 600 kW das maximal mögliche Angebot der DC-Station von 400 kW. Die DC-Station fährt die Spannung auf $u = 0,876$ unter das normale Spannungsband. In diesem Bereich drosseln die Ladestationen ihre Leistungsaufnahme auf jeweils 67 kW, die DC-Station stellt insgesamt 270 kW zur Verfügung.

Frage 4.4.3: Betrieb ohne DC-Station. Wenn man die DC-Station vom Netz nimmt (und ebenso den Kennlinientester), stellt sich ebenfalls ein stabiler Betriebszustand ein, solange entweder der Batteriespeicher eine Leistungsbeitrag erbringt, oder die PV-Einspeisung. Wie ist das möglich?

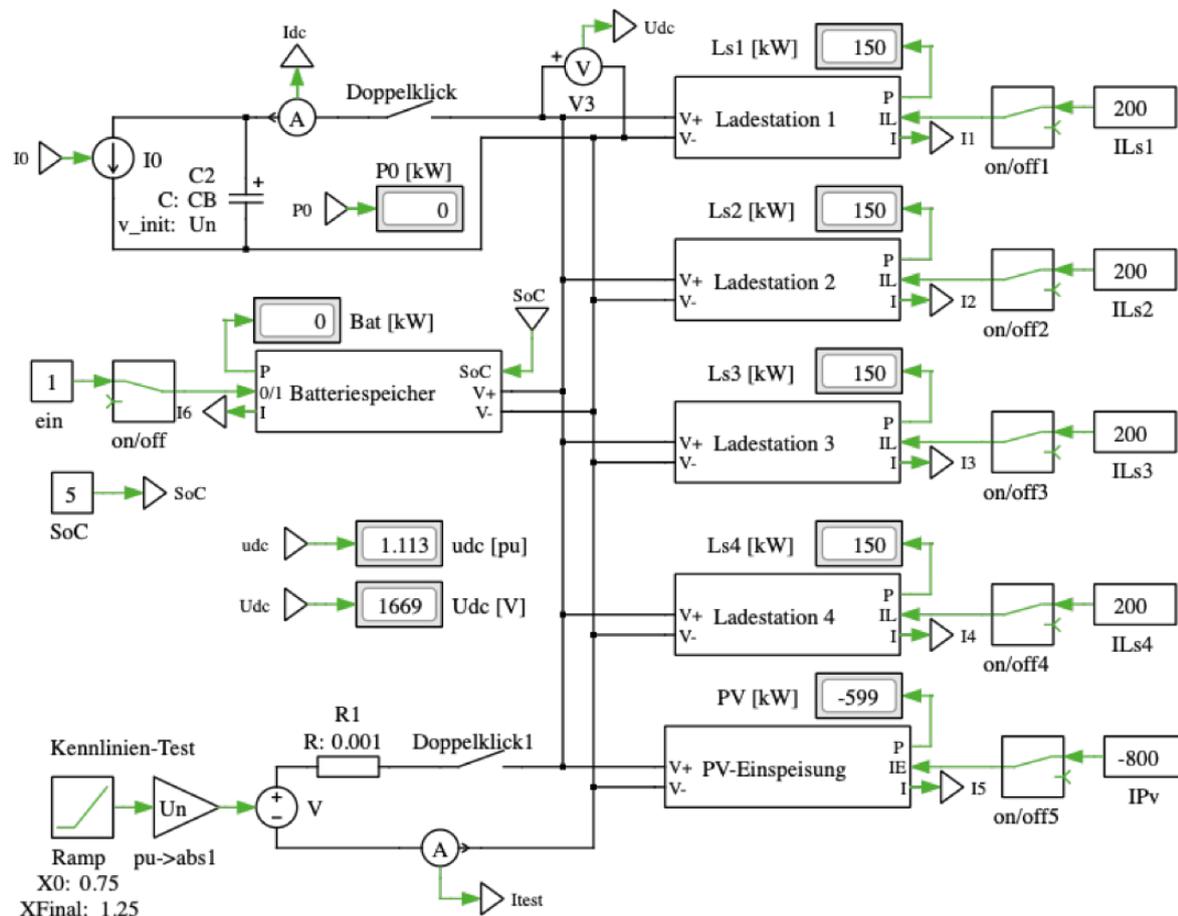


Bild 4.4.3 Betriebszustand ohne DC-Station mit PV-Einspeisung und vollem Speicher

Lösung: Die PV-Anlage speist ein und sorgt somit für die Aufladung der Kapazitäten im Netz. Sobald die Spannung die Schwelle der Ladestationen erreicht, beziehen diese Leistung bis in die Begrenzung. Der Batteriespeicher ist zwar angeschaltet, jedoch im vollen Ladezustand nicht in der Lage, überschüssige PV-Leistung aufzunehmen. Die PV-Anlage drosselt mit Hilfe ihrer Kennlinie die Einspeisung auf den Bedarf der Ladestationen. Mangels DC-Station befindet sich das Netz im Inselbetrieb.

Frage 4.4.4: Stabilität des Betriebs. Unter welchen Umständen stellt sich überhaupt ein stabiler Betriebszustand ein? Untersuchen Sie die Kennlinien unter unterschiedlichen Betriebsbedingungen auf einen stabilen Arbeitspunkt.

Lösung: Ein stabiler Arbeitspunkt stellt sich ein, wenn die Summe aller Ströme Null ergibt. Diese Bedingung folgt aus der Knotenregel an der Sammelschiene. Ein Ungleichgewicht der Ströme führt durch die Kapazitäten im Netz zu einer steigenden Spannung, bzw. zu einer sinkenden Spannung. Das Spannungsniveau ist hierfür unerheblich.

Allerdings verschiebt das Spannungsniveau mit Hilfe der Kennlinien die Anlagenströme, verschiebt auf diese Weise wiederum den Arbeitspunkt $\{u, i\}$, bis sich ein stabiler Punkt findet. Der stabile Punkt ist dann erreicht, wenn die Summe aller Ströme sich zu Null addiert.

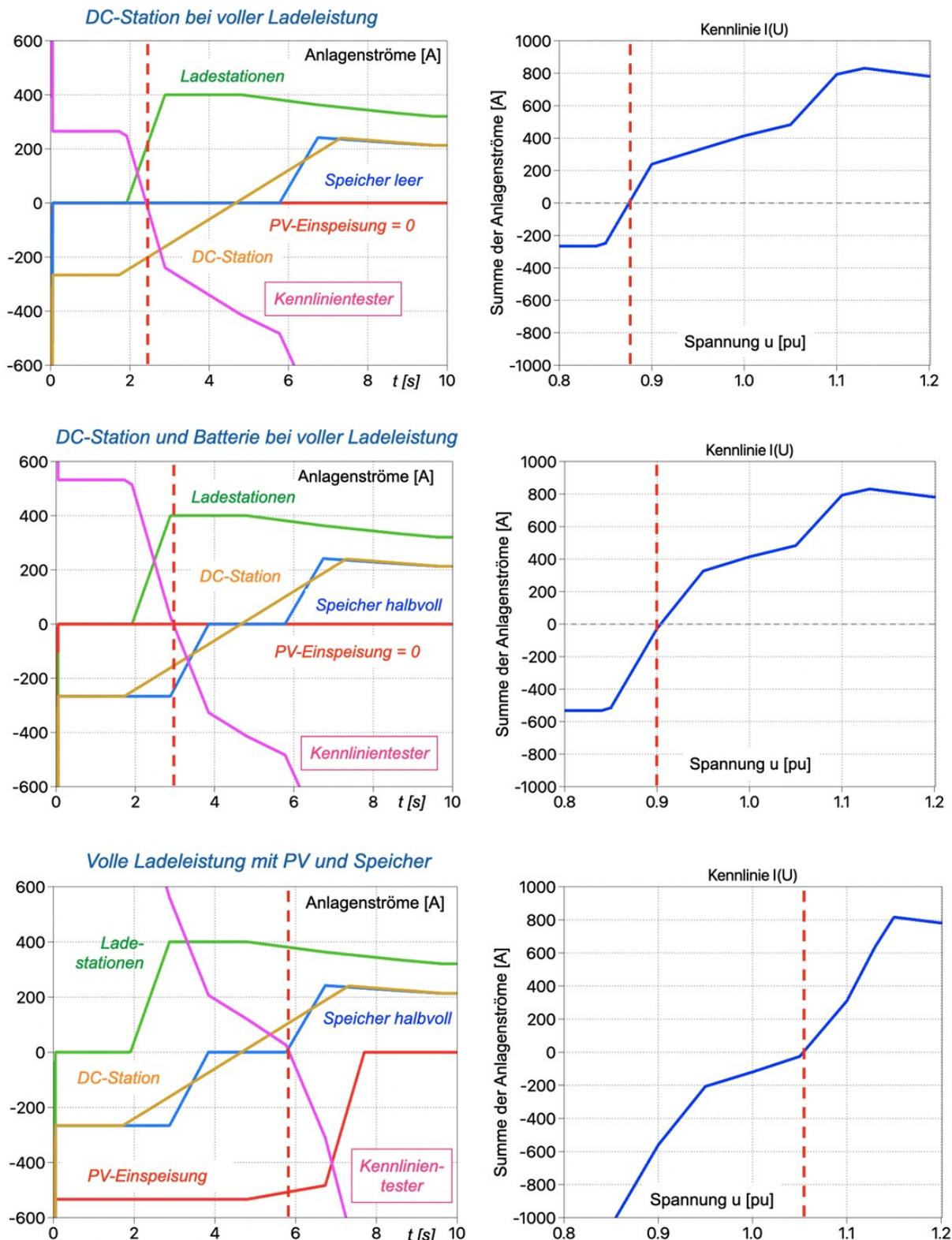


Bild 4.4.4 Betriebszustände im Kennlinienfeld

Die Verschiebung des Arbeitspunktes lässt sich mit Hilfe des Kennlinientesters beobachten. Der Kennlinientester als nahezu ideale Spannungsquelle sorgt in jeder Situation für einen Ausgleich der Ströme. Ein stabiler Arbeitspunkt für das gesamte System (ohne Kennlinientester) ergibt sich dort, wo der Beitrag des Kennlinientester = null ist. Die Abbildung oben zeigt einige Beispiele.

In allen dargestellten Fällen bleiben alle Ladestationen mit maximaler Leistungsanforderung in Betrieb. Im oberen Teil des Bildes ist nur die DC-Station in Betrieb, der Speicher ist leer, die PV-Anlage abgeschaltet. Die Kennlinie in violett kennzeichnet den Strombeitrag des Kennlinientesters. Der stabile Arbeitspunkt findet sich an der Stelle, wo diese Kurve den Strombeitrag null liefert, also die x-Achse schneidet. Die DC-Station liefert hier etwas mehr als 200 A, also etwa die Hälfte des Stromes bei voller Leistung der Ladestationen und etwas unterhalb ihres Maximalstroms von 267 A.

Rechts neben dem Zeitverlauf der Ströme ist die Summe der Ströme (ohne den Kennlinientester) dargestellt. Man erkennt, dass die Summe aller Anlagenströme im Arbeitspunkt null beträgt. Im Betrieb mit nur der DC-Station stellt sich eine Spannung unterhalb des normalen Bandes ein, d.h. unterhalb von $u = 0,9$.

Ist das Batteriesystem im aufgeladenen Zustand (im mittleren Teil der Abbildung halbvoll), so kann auch die Batterie einen Beitrag zur Ladeleistung liefern: Die Ladestationen sind nun mit voller Leistung in Betrieb. Die Batterie übernimmt einen Großteil des Ladestromes, die DC-Station fährt ihren Anteil zurück. Insgesamt liegt die Spannung in diesem Arbeitspunkt bereits im normalen Spannungsband etwas oberhalb $u = 0,9$.

Der untere Teil der Abbildung zeigt alle Anlagen im Betrieb. Die Darstellung der Ströme zeigt, dass die PV-Anlage die gesamte benötigte Leistung bereitstellt. DC-Station und Batteriespeicher nehmen überschüssige PV-Leistung auf. Die Spannung in diesem Arbeitspunkt stellt sich im normalen Bereich oberhalb der Nennspannung ein.

Das Funktionsprinzip des DC-Netzes ist die Füllstandregelung an der kollektiven Anlagenkapazität: Der Füllstand stellt sich so ein, dass die Summe der Zuflüsse und Abflüsse sich zu Null ergänzt. Hierbei wirkt der Füllstand mit Hilfe der Kennlinien auf die Höhe der Zuflüsse und Abflüsse. In der Simulation startet das Netz ohne den Kennlinientester mit der Betriebsspannung $u = 1$. Von hier aus bewegt sich der Arbeitspunkt mit Hilfe der Kennlinien auf einen stabilen Wert, in dem die Summe der Ströme null ergibt. Der Weg vom Startpunkt aus lässt sich mit Hilfe der Kennlinien beobachten.

5. Anschlussrichtlinien

...

... Allgemeines: a) Zweck der Richtlinie; b) Voraussetzungen: Organisation der Spannungsebenen, Standards zur Inbetriebnahme, ...

5.1. Statische Spannungshaltung

...Q(U), Q(P), Leistungsfaktor

...

Frage 5.1.1: ...

Lösung: ...

Frage 5.1.2: ...

Lösung: ...

Frage 5.1.3: ...

Lösung: ...

Frage 5.1.4: ...

Lösung: ...

...

5.2. Dynamische Netzstützung

...FRT (OVRT, UVRT) ... Verhalten bei Fehlern und Überspannung/Unterspannung

...

5.3. Wirkleistungsabgabe

...P(f)

5.4. Oberschwingungen

...

...

6. Mittelspannungsnetze

6.1. Mittelspannungskabel

... einschließlich Leitungsmodell

...

Frage 6.1.1:

Lösung: ...

....

Frage 6.1.2:

Lösung: ...

....

Frage 6.1.3:

Lösung: ...

....

Frage 6.1.4:

Lösung: ...

...

6.2. Netzmodell

... einschließlich Schwarzstart

Bild 2.3 ...

...

Frage 6.2.1:

Lösung: ...

....

Frage 6.2.2:

Lösung: ...

....

Frage 6.2.3:

Lösung: ...

....

Frage 6.2.4:

Lösung: ...

....

6.3. Fehlerbilder

...

Bild 2.3 ...

...

Frage 6.4.1:

Lösung: ...

....

Frage 6.4.2:

Lösung: ...

....

Frage 6.4.3:

Lösung: ...

....

Frage 6.4.4:

Lösung: ...

....

6.4. Fehlerklärung

...

Bild 2.3

...

Frage 6.4.1:

Lösung: ...

....

Frage 6.4.2:

Lösung: ...

....

Frage 6.4.3:

Lösung: ...

....

Frage 6.4.4:

Lösung: ...

....

Englisch - Deutsch

Active power	Wirkleistung
Apparent power	Scheinleistung
Capacitor	Kapazität
Circuit breaker	Leistungsschalter
Line voltage	Leiter-zu-Leiter Spannung (Effektivwert)
Inductor	Induktivität
Nominal power	Nennleistung
Nominal voltage	Nennspannung
Peak value	Spitzenwert
Phase voltage	Leiter-zu-Nullleiter Spannung (Effektivwert)
Reactive power	Blindleistung
Resistor	Widerstand
Transformer	Transformator
Transmission	Übertragung
Voltage source	Spannungsquelle
Winding	Wicklung
...	
...	

Abkürzungen

AC	Alternating Current, Wechselstrom
DC	Direct Current, Gleichstrom
$T = 1/f$	Schwingungsdauer, Periodendauer [s]
$f = 1/T$	Frequenz, Anzahl der Schwingungen pro Zeiteinheit [1/s]
$\omega = 2\pi f = 2\pi/T$	Kreisfrequenz, Winkelgeschwindigkeit der Kreisbewegung [1/s]
E	Energie [Joule, J, Nm, Ws, $\text{kg m}^2/\text{s}^2$] potentielle Energie $E_p = 1/2 k y^2$, kinetische Energie, Translation $E_k = 1/2 m v^2$, kinetische Energie, Rotation $E_r = 1/2 J \omega^2$, Energie elektrisches Feld $E_C = 1/2 C U^2$, Energie magnetisches Feld $E_L = 1/2 L I^2$
RMS	Root mean square (Effektivwert)
Z	komplexer Widerstand (Impedanz, impedance)
R	Wirkwiderstand (resistance)
X	Blindwiderstand (Reaktanz, reactance)
Y	komplexer Leitwert (Admittanz, admittance)
G	Wirkleitwert (conductance)
B	Blindleitwert (susceptance)
S	Scheinleistung (apparent power, in VA = Volt Ampere)
P	Wirkleistung (power, in Watt)
Q	Blindleistung (reactive power, in Var = Volt ampere reactive)
A	Ampere
deg	degrees (Phasenwinkel in Grad)
kV	Kilo Volt (1000V)
kVA	Kilo Volt Ampere (Scheinleistung S, zur Unterscheidung von kW = Wirkleistung))
kVar	Kilo Volt Ampere reactive (Blindleistung, Q)
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetztransformator
p.u.	per unit (auf Nennwert und physikalische Einheit normierte Größe)
PV	Photovoltaik
W	Watt (Wirkleistung, P)

Konstanten

$\epsilon_0 = 8,86 \cdot 10^{-12} \text{ As/Vm}$	Leitfähigkeit (Permittivität) im Vakuum
$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs/Am}$	Leitfähigkeit (Permeabilität) im Vakuum

Literatur

- (1) Stephan Rupp, Planung und Analyse elektrischer Energieversorgungsnetze, [Teil 1.1: Aufbau der Netze](#), Vorlesungsunterlage, siehe auch: <http://www.srupp.de>
- (2) Adolf J. Schwab, Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende, Springer Berlin, 6. Auflage, 2019, ISBN 978-3-662-60373-4
- (3) Schmolke, Callondann, DIN VDE 0100 richtig angewandt, VDE-Schriftenreihe Normen verständlich, Band 106, 8., neu bearbeitete und erweiterte Auflage, Errichtung von Niederspannungsanlagen übersichtlich dargestellt, VDE-Verlag, 2022, ISBN 978-3-8007-5634-6
- (4) Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, Detlef Schulz: Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, Vieweg+Teubner Verlag, 8. Auflage, 2010, ISBN 978-3834807366
- (5) S. Rupp, S. Brüske, [Schutzkonzepte für DC-Netze in der Niederspannung](#), VDE, 1. DC-Verteilernetztagung, Görlitz, 2024

Quellen im Web

- (6) Current/OS Foundation, internationales Industriekonsortium mit dem Ziel der Spezifikation von DC-Netzen in der Niederspannung, siehe <https://currentos.foundation>
- (7) Open DC Alliance, Industriekonsortium mit dem Ziel der Spezifikation industrieller DC-Netze in der Niederspannung, siehe <https://odca.zvei.org>
- (8) Flexible Elektrische Netze (FEN), Forschungsgemeinschaft mit industrieller Beteiligung mit dem Ziel der Erforschung und Entwicklung eines flexiblen Stromnetzes mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbaren Energiequellen (und somit DC-Systemen), <https://www.fenaachen.net>
- (9) Forschungsprojekt AC2DC, Konsortium aus Industrie und Forschung mit dem Ziel der Entwicklung von Konzepten und Lösungen für DC-Netze in der Mittelspannung, siehe ...
- (10) ...

Anhang A – Kabeleigenschaften

...

...

Anhang B – Organisation der Spannungsebenen

...

Anhang C – Kraftwerksbetrieb mit Windparks

Dieser Anwendungsfall basiert auf dem Einsatz von Gleichspannungsnetze in der Mittelspannung (MVDC-Netze). Die Mittelspannung wird hierbei bis zu einer Spannung von 60 kV interpretiert. Ein mit Hilfe von Kabeln (statt Freileitungen) mit dieser Spannung realisiertes DC-System hat eine vergleichbare Transportkapazität wie ein Drehstromsystem mit 110 kV (hier beträgt die Spannung an einem Kabel $110/\sqrt{3}$ kV AC), besitzt jedoch wesentlich bessere Übertragungseigenschaften und lässt sich kostengünstiger realisieren.

Entwicklung der Netze

Im deutschen Stromnetz beträgt der Anteil erneuerbarer Erzeuger an der jährlichen Energieproduktion zum Stand des Jahres 2021 knapp 50%. Nach dem Ausstieg aus Kernenergie und Kohle sollen diese die gesamte Versorgung übernehmen, zusammen mit Gaskraftwerken. Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht.

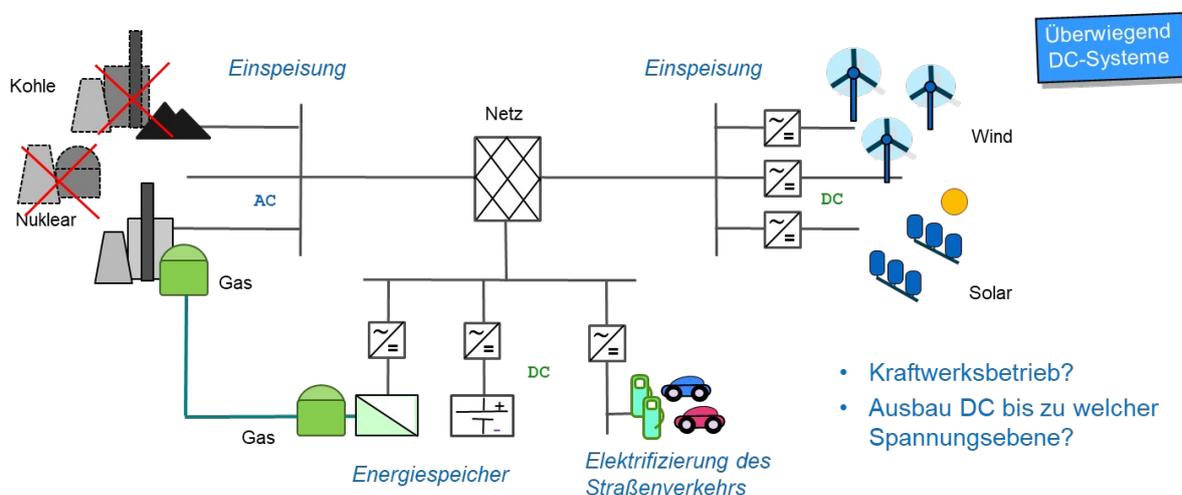


Bild C.1 Stromnetz nach dem Ausstieg aus Kernkraft und Kohle

Hierbei ist davon auszugehen, dass der Strombedarf insgesamt um ca. 50% wachsen wird, bedingt durch die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und den Einsatz elektrischer Wärmepumpen anstelle von Ölheizungen und Gasheizungen.

Erneuerbare Erzeuger wie Windanlagen und Solaranlagen zusammen mit ihrem Speichersystemen (Batterien, Elektrolyse, Brennstoffzellen), sowie Ladesysteme für Fahrzeugbatterien haben eins gemeinsam: Es sind Gleichstromsysteme.

Zu den Aufgaben künftiger Netze zählen:

- Wie lässt sich mit erneuerbaren Erzeugern der Kraftwerksbetrieb sicherstellen?
- Wie weit erfolgt der Ausbau der Gleichstromsysteme ins Netz?

Nach dem heutigen Stand der Technik werden erneuerbare Erzeuger über AC-Verteilnetze zusammengeführt. Für die Anbindung erneuerbarer Erzeuger, wie z.B. Windparks, sowie künftiger Elektrolyseanlagen, Brennstoffzellen und Batteriesysteme spielen 110 kV Verteilnetze eine entscheidende Rolle. Folgende Abbildung zeigt einen Netzausschnitt des 110 kV-Verteilnetzes (blaue Linien) in Norddeutschland mit zwei Anschlusspunkten des 110 kV-Verteilnetzes an das 380 kV-Übertragungsnetz (rote Punkte). Umspannwerke mit Übergängen in die 20 kV AC-Mittelspannung finden sich an den Referenzpunkten C (blauen Punkten) im Netz. Dort sind Windparks angeschlossen, bzw. über die 20 kV Mittelspannung auch Ortschaften und Industriebetriebe.

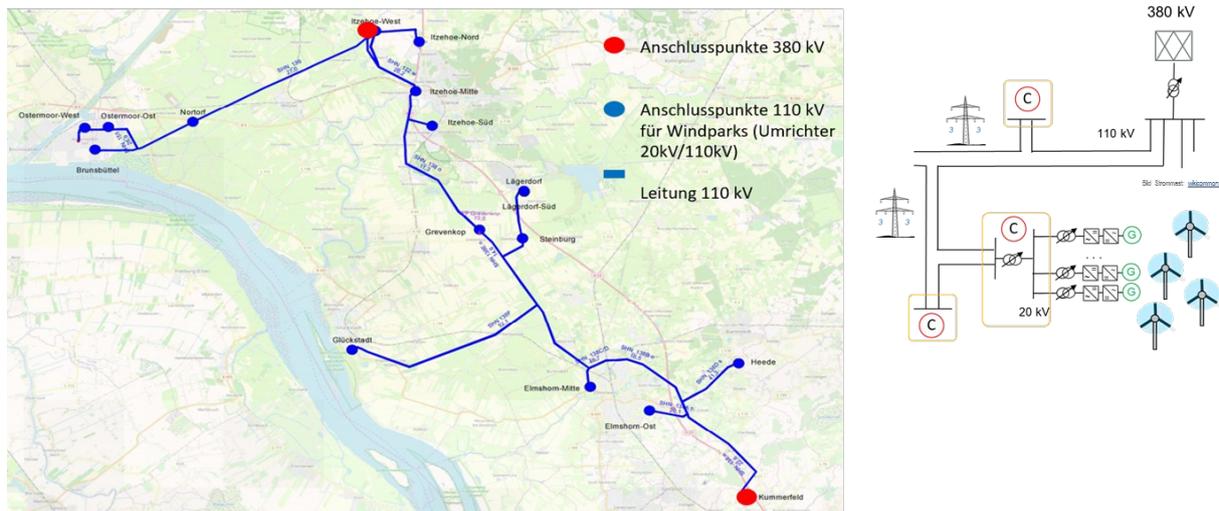


Bild B.2 Beispiel für ein Verteilnetz mit 110 kV AC

Die 110 kV Leitungen des Verteilnetzes sind üblicherweise als Freileitungen ausgeführt, wie rechts in der Abbildung skizziert. Hierbei ermöglicht die Ausführung mit zwei Anschlusspunkten ans Übertragungsnetz an den Leitungsenden eine Redundanz der Versorgung: Der Strom nimmt jeweils den kürzesten Weg zum nächsten Anschlusspunkt ans Übertragungsnetz (380 kV). Im Falle einer Leitungsunterbrechung ist der kürzeste Weg der zweite Anschlusspunkt am Referenzpunkt C. Die

Windparks heutiger Bauart verfügen über eine Anschlussleistung von ca. 40 MVA am Referenzpunkt C. An den Anschlusspunkten zum Übertragungsnetz werden zwischen 200 MVA und 300 MVA an Leistung aufgesammelt. Diese Leistung wird stromgeführt ins Netz gespeist.

Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern

Erneuerbare Erzeuger sind bis heute von diesen Systemdienstleistungen ausgenommen. Sie wirken nach Vorgaben durch die gängigen Anschlussrichtlinien (z.B. TAR 4110) netzstützend bzw. netzdienlich. Diese Funktionen verbleiben allerdings im stromgeführten Betrieb der Anlagen und beinhalten nicht die o.g. Systemdienstleistungen von Kraftwerken.

Für die Systemdienstleistungen verwenden konventionelle Kraftwerke ihren Energiespeicher: Das Kraftwerk stellt am Anschlusspunkt eine stabile Netzspannung bereit, unabhängig von der Entnahme oder der Einspeisung von Strom. Schnelle Lastschwankungen gleicht die Schwungmasse der Generator-Turbinensätze aus: Die sogenannte Momentanreserve stellt eine Mehrleistung aus der kinetischen Energie bereit, bzw. nimmt ein Überangebot als kinetische Energie auf.

Auf die resultierende Drehzahländerung $f(P)$ aus der Bereitstellung reagiert der Drehzahlregler des Kraftwerks mit einer Anpassung der Turbinenleistung $P(f)$. Letztere entspricht der Regelleistung als Primärregelleistung (unmittelbar durch den P-Regler) bzw. als Sekundärregelleistung (durch Anpassung des Arbeitspunktes des Reglers).

Ein Kraftwerksbetrieb erneuerbarer Erzeuger ist nach heutigem Stand der Technik nicht vorgesehen. Windparks folgen dem Angebot an Windleistung und arbeiten daher stromgeführt. Der Kraftwerksbetrieb bzw. spannungsgeführte Betrieb wäre jedoch durch den Einsatz von Energiespeichern möglich. Die Energiespeicher werden zur Speicherung eines Überangebotes an Windenergie als Elektrolyse (Power-to-Gas) sowieso benötigt, bzw. in umgekehrter Lastflussrichtung als Brennstoffzellen zur Erzeugung von Energie aus Gas, bzw. als Batteriespeichersysteme für den kurzfristigen Energieausgleich.

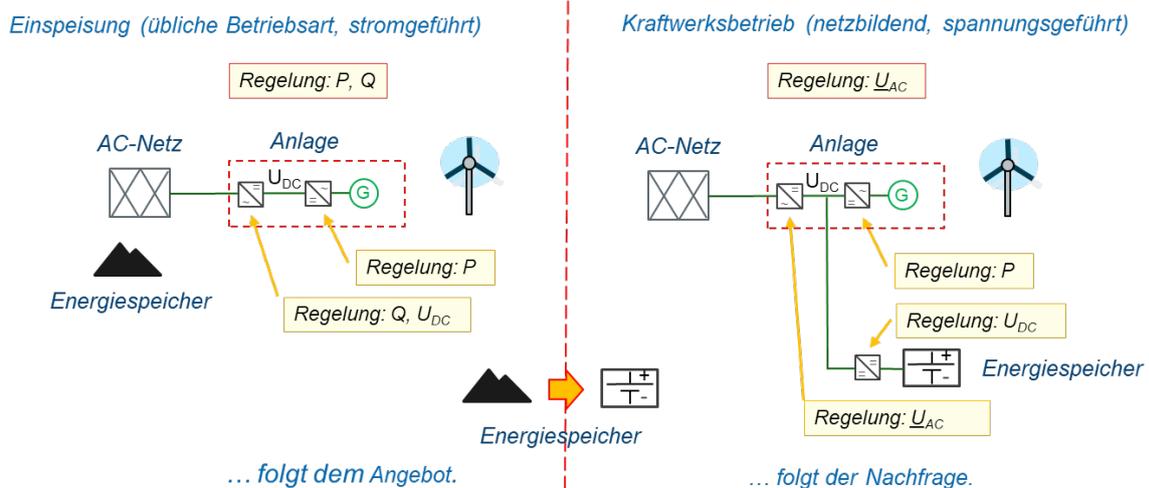


Bild C.3 Kraftwerksbetrieb konventionell und mit erneuerbaren Energien

Wie in Abbildung C.3 rechts dargestellt, ist für den Kraftwerksbetrieb nur eine passende Betriebsführung der Anlagen erforderlich, d.h. eine geeignete Software. Der Anlagenumrichter des Windrades bleibt hierbei völlig unverändert: Das Angebot an elektrischer Leistung folgt dem Angebot an Wind. Allerdings wird der netzseitige Umrichter auf den spannunggeführten Betrieb umgestellt: Er stellt nun eine stabile Netzspannung bereit, zusammen mit den hiermit verbundenen weiteren Systemdienstleistungen.

Den Ausgleich zwischen vom Netz angeforderter Leistung und von der Anlage bereitgestellter Leistung übernimmt der Umrichter am Energiespeicher: er stellt eine stabile Spannung am DC-Netz bereit. Diese Art der Betriebsführung ist bereits Stand der Technik in Inselnetzen (dort vorwiegend in Kombination mit Batteriespeichern für Solarenergie in Kombination mit netzbildenden Umrichtern). Ebenso ist die Umschaltung vom stromgeführten Betrieb in den spannunggeführten Betrieb bereits Stand der Technik an HGÜ-Kopfstationen.

Vom spannunggeführten Betrieb in Netz ausgenommen sind bisher erneuerbare Erzeugungsanlagen. Der spannunggeführte Betrieb im Verbund mit konventionellen Kraftwerken wäre auch technisch nicht machbar. Abgesehen davon ist ein solcher Ansatz wirtschaftlich nicht sinnvoll, da für den spannunggeführten Betrieb, wie in Abbildung D.3 rechts dargestellt, jedes Windrad individuell mit einem Energiespeicher im DC-Zwischenkreis versorgt werden müsste.

Diese Lösung scheidet technisch aus, da die Anbindung über das 110 kV-Verteilnetz wegen des hiermit verbundenen Transformators auf 110 kV mit einer zu hohen Netzimpedanz verbunden ist. Konventionelle Kraftwerke arbeiten mit einem Maschinentransformator unmittelbar am 380 kV-Übertragungsnetz. Der Einsatz einer über eine vergleichsweise große Impedanz angebotenen weiteren Spannungsquelle (= Windrad über 110 kV) parallel zum Kraftwerk liefert keinen nennenswerten Beitrag mehr zum Kraftwerksbetrieb. Abgesehen davon wären einzelne Windräder als Kraftwerke wenig leistungsfähig (ca. 5 MW pro Windrad im Vergleich zu ca. 1 GW für konventionelle Kraftwerke).

Ein Verbundbetrieb erneuerbarer Erzeuger mit den im Netz verbliebenen Gaskraftwerken erscheint nur möglich, wenn diese direkt an den Transformator am Anschlusspunkt zum 380 kV-Netz angebunden sind, dieser also als Maschinentransformator arbeitet.

Einsatz von MVDC-Kabelsystemen

Der Einsatz von MVDC-Kabelsystemen hat das Potenzial, konventionelle 110 kV AC-Systeme zu ersetzen: Die Kopfstation am Referenzpunkt A in der folgenden Abbildung C.4 ist über einen Transformator direkt ans 380 kV-Netz angeschlossen. Sie arbeitet im spannunggeführten Betrieb und kumuliert die Leistung aller angeschlossenen Erzeuger.

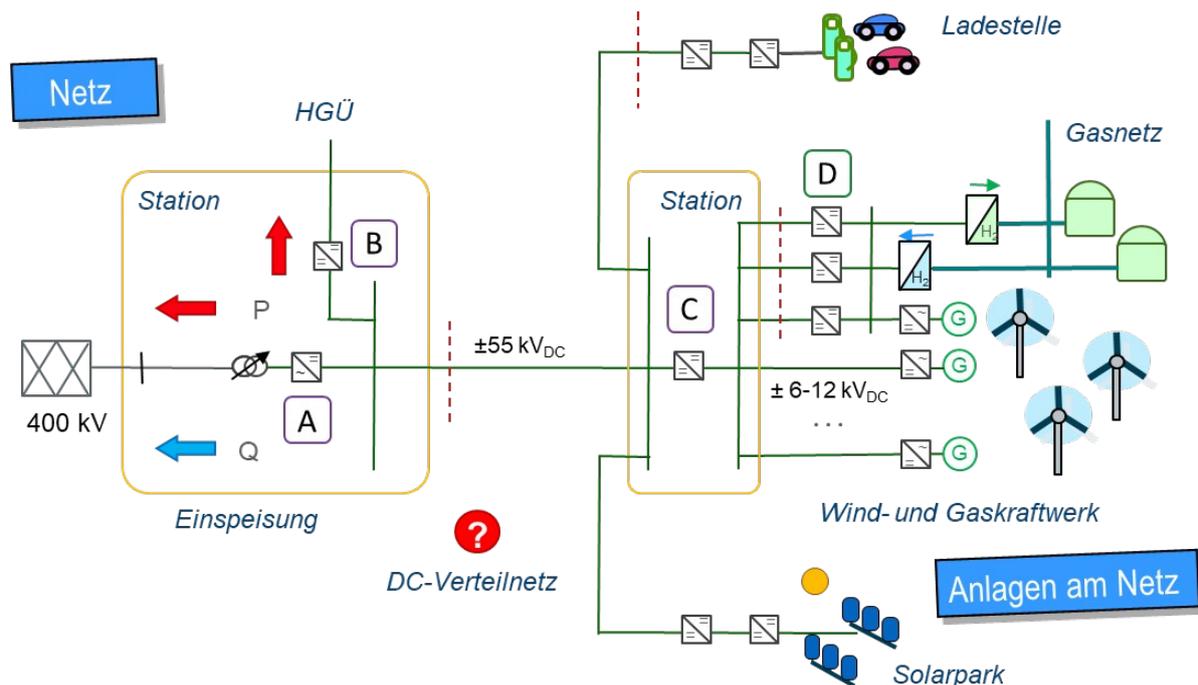


Bild C.4: Einsatz hybrider AC/DC-Netze der Energiewende

Das Leistungsangebot insgesamt entspricht somit der Leistung großer konventioneller Kraftwerke. Die Betriebsweise der Kopfstation am Referenzpunkt A entspricht außerdem dem heutigen Stand der Technik beim spannungsgeführten Betrieb von HGÜ-Kopfstationen.

Die Energiespeicher sind nun unmittelbar an das DC-Verteilnetz angebunden. Auf diese Art wird eine kleinteilige Realisierung für einzelne Windanlagen vermieden. Auch regulatorisch erscheint dieses Konzept leicht umsetzbar: Die Rolle des Windparkbetreibers bleibt unverändert. Allerdings reduzieren sich dessen Kosten, da ein Wechselrichter und Transformator für den Netzanschluss der einzelnen Windräder nicht mehr benötigt wird.

Der Wechselrichter findet sich nun an der Kopfstation A. Hierdurch ergibt sich zwar eine Verschiebung der Kosten vom Anlagenbetreiber zum Verteilnetzbetreiber, jedoch insgesamt kein Mehraufwand. Für eine wirtschaftliche Bewertung des Netzszenarios verbleiben somit:

- Der Aufwand für den anlagenseitigen Wandler am Referenzpunkt C gegenüber einem konventionellen Transformator an dieser Stelle.
- Der Aufwand für das DC-Verteilnetz auf Basis konventioneller 20 kV-AC-Kabel im Vergleich zu einem 110 kV AC-Kabelnetz.
- Der Aufwand für die DC-Umspannstation (Schaltanlagen und Schutztechnik) am Referenzpunkt C gegenüber einem konventionellen AC-Umspannwerk.

Im Rahmen der Energiewende ist ein weiterer Ausbau erneuerbarer Erzeuger, einschließlich Windanlagen um einen Faktor 2 bis 3 erforderlich. Daher ist absehbar, dass die vorhandene Basis an Windanlagen um diesen Faktor erweitert werden muss. Hierzu muss ein entsprechender Ausbau der Verteilnetze erfolgen.

Mangels Akzeptanz weiterer Freileitungen, z.B. für die 100 kV AC-Verteilung, sind Netzbetreiber angehalten, diese Erweiterungen als Kabelstrecken auszuführen. Für das DC-Verteilnetz wurde ein Referenznetz erstellt und dieses wirtschaftlich gegenüber den konventionellen AC-Verteilnetzen bewertet.

Für das Referenznetz wurde das bestehende 110 kV AC-Netz als Basis verwendet. Hierbei wurden die AC-Leitungen durch äquivalente DC-Leitungen mit vergleichbarer Transportkapazität ersetzt. Die Dimensionierung erfolgte mit den Ergebnissen der Untersuchungen aus Forschungsprojekten.

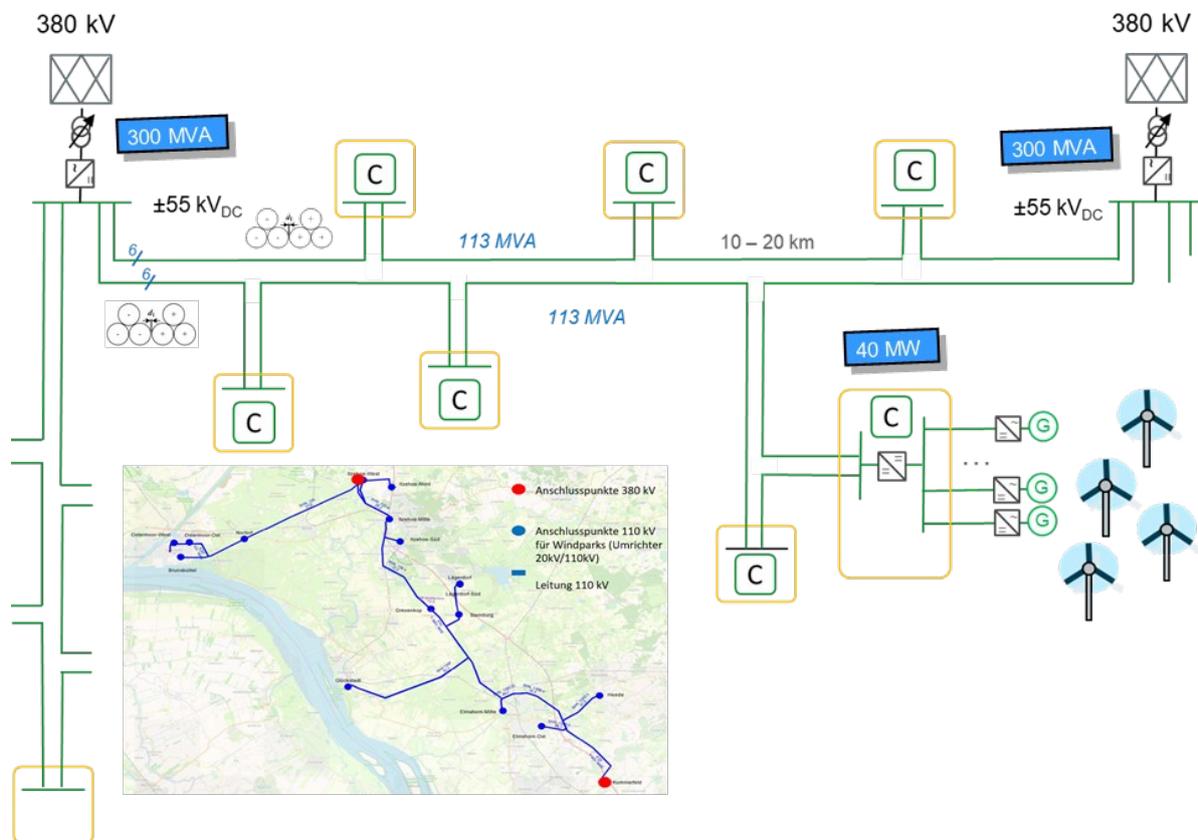


Bild C.5: Ersatz von 110 kV AC durch ein DC-Verteilnetz

Es zeigt sich, dass jeweils ein Dreierbündel konventioneller 20 kV AC-Leitungen mit einem Leiterquerschnitt von jeweils 240 mm² hierfür ausreicht. Die Verlegung kann auf die für 20 kV AC-Kabel gewohnte Weise erfolgen und ist daher vergleichsweise kostengünstig. Das Referenznetz bietet Anschlussmöglichkeiten für Windparks im Einzugsbereich beider Anschlusspunkte ans 380 kV-Netz mit einer Leistung von bis zu 300 MVA pro Anschlusspunkt und Referenznetz. Durch Anschluss mehrerer DC-Verteilnetze, wie in der Abbildung links dargestellt, lässt sich die Leistung am Anschlusspunkt steigern.

Eine Betrachtung zur Wirtschaftlichkeit beruht auf auf folgenden Eckdaten:

- Systeme: Transformatoren zwischen 10 und 15 Euro/kVA gegenüber Marktpreisen für Umrichter zwischen 100 und 150 Euro/kVA (Faktor 10)
- Kabel einschließlich Garnituren und Verlegung: 110 kV AC zu 387 Euro/m im Vergleich zu 60 kV DC zu 107 Euro/m (Faktor 1/3)
- Schaltanlagen und Schutztechnik im Umspannwerk C: vergleichbar
- Referenznetz: 110 kV AC zu 233 Euro/kVA im Vergleich zu 60 kV DC zu 287 Euro/kVA bei heutigen Marktpreisen (ca. 25% mehr)

Somit ergibt sich die in Abbildung C.6 zusammengefasste Lage. Bei heutigen Marktpreisen erscheint der Einsatz der DC-Verteilnetze mit geringem Mehraufwand machbar. Es ist davon auszugehen, dass sich die Preise für Umrichtertechnik im Netz in Richtung der Preise für Umrichter am Netz entwickeln werden. Für Solarumrichter ist man heute bereits auf halben bis 1/3 des angenommenen Niveaus.

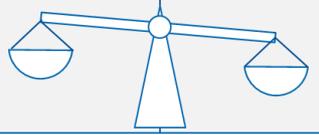
110 kV Kabelnetz	MVDC Kabelnetz
Kosten für Kabel, Transformatoren und Umrichter	
 +25%	
Möglichkeit zum Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Energien	
✘	✔
Einsparmöglichkeiten für Schaltanlagen einschließlich Schutztechnik	
✘	✔

Bild C.6: Wirtschaftliche Bewertung bei heutigen Marktpreisen

Es bleibt als entscheidender Mehrwert die Möglichkeit, die vorhandene Installation erneuerbaren Erzeugern zusammen mit ihren Energiespeichern für den Kraftwerksbetrieb einzusetzen und so den Schwund an konventioneller Kraftwerksleistung im Netz zu kompensieren. Hierzu ist lediglich die Betriebsführung der netzseitigen Wandler umzustellen.

- Der Betrieb der Umrichter an den Energiespeichern ist spannungsgeführt auszuführen, wodurch sich ein lokal umzusetzendes Regelkonzept ergibt, ohne Einsatz von Kommunikationstechnik zur Betriebsführung.
- Insgesamt sollten Stabilität und Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung hierdurch gegenüber dem heutigen Stand der Technik deutlich an Qualität gewinnen.

In der wirtschaftlichen Bewertung wurden die Aufwände für die Schaltanlagen und Schutztechnik im Umspannwerk am Referenzpunkt C als vergleichbar angenommen. Die Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen zeigen, dass der anlagenseitige Umrichter strombegrenzend ausgeführt wird. Daher entspricht der netzseitige Kurzschlussstrom dem Bemessungsstrom.

Somit kann die Auslegung der Schaltanlagen auf den Bemessungsstrom erfolgen, und nicht, wie in der AC-Technik üblich, auf den Kurzschlussstrom in Höhe des 20-fachen des Bemessungsstroms. Da die Umrichter nach den bisherigen Untersuchungen außerdem den Strom aus Gründen der Eigensicherheit schneller begrenzen als konventionelle Schutzgeräte, sollte sich der Aufwand durch Verzicht auf Leistungsschalter und Einsatz von Lasttrennschaltern weiter reduzieren lassen. In diesem Fall wäre das DC-Verteilnetz bereits mit heutigen Marktpreisen die wirtschaftlichere und zugleich leistungsfähigere Lösung.

Anhang D – Konvertertypen

Zwei-Level und Drei-Level-Konverter

... fehlende Strombegrenzung

Multilevel-Konverter mit Halbbrücken

... fehlende Strombegrenzung

DC-Steller

... Buck-Boost, Flyback

Dual-Active-Bridge-Konverter

...

Leistungselektronische Transformatoren

... Begriff klären: galvanische Trennung und Transformation des Spannungsniveaus

... integrierte Transformatoren bei Schaltfrequenz (Mittelfrequenztransformatoren)