

## **Rückwirkungen von Netzstörungen auf Kernkraftwerke**



## Rückwirkungen von Netzstörungen auf Kernkraftwerke

Robert Arians  
Simone Arnold  
Benjamin Brück  
Christian Müller  
Claudia Quester  
Dagmar Sommer

Juni 2017

### **Anmerkung:**

Das diesem Bericht zugrunde liegende F&E-Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) unter dem Kennzeichen 3614R01305 durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Auftragnehmer.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers übereinstimmen.

**Deskriptoren**

Elektrische Energieversorgung, Kernkraftwerke, Netzstörungen, Simulationen

## **Kurzfassung**

Eine zuverlässige elektrische Energieversorgung von Kernkraftwerken, zu der auch die Versorgung mit elektrischer Energie aus dem Verbundnetz einen wichtigen Beitrag liefert, ist für den auslegungsgemäßen Betrieb der Kraftwerke von großer Bedeutung. In den letzten Jahren wurden Störungen im Verbundnetz beobachtet, die auch Auswirkungen auf die Einrichtungen von Kernkraftwerken hatten. Im Verlauf dieses Vorhabens wurden mögliche Ursachen und Arten von Störungen des Verbundnetzes ermittelt und darauf aufbauend Szenarien von Netzstörungen entwickelt. Diese entwickelten Szenarien von Netzstörungen wurden dann hinsichtlich ihrer Rückwirkungen auf die Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken untersucht. Dazu wurde ein Modell der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks, welches sich an der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerks des Typs Konvoi orientiert, mit der Software NEPLAN erstellt. Anhand der Untersuchungsergebnisse wurde ermittelt, ob es mögliche Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlagen gibt, die noch nicht in den Kernkraftwerken implementiert sind.

## **Abstract**

The electrical design of nuclear power plants and the reliability of their electrical power supply including the offsite power supply are of high importance for the safe operation of the plants. The operating experience of recent years has shown that disturbances in the external grid can have impact on the electrical equipment of nuclear power plants. In the course of this project, possible causes and types of grid disturbances were identified. Based on these, scenarios of grid disturbances were developed. In order to investigate the impact of the developed scenarios of grid disturbances on the electrical equipment of nuclear power plants, the auxiliary power supply of a German pressurized water reactor of type Konvoi was simulated using the simulation tool NEPLAN. On the basis of the results of the analyses, it was identified whether there are possible measures to prevent the spread of grid disturbances in the plants which have not been implemented in the nuclear power plants today.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung, Aufgabenstellung und Zielsetzung.....</b>	<b>1</b>
1.1	Arbeitspaket 1: Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik .....	2
1.2	Arbeitspaket 2: Entwicklung verschiedener Szenarien von Netzstörungen .....	3
1.3	Arbeitspaket 3: Untersuchung der Rückwirkungen von Netzstörungen auf Kernkraftwerke.....	3
<b>2</b>	<b>Stand von Wissenschaft und Technik.....</b>	<b>5</b>
2.1	Einrichtungen und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Eigenbedarfsversorgung.....	5
2.1.1	Stationärer Leistungsbetrieb .....	9
2.1.2	Versorgung durch Blockgenerator nach Lastabwurf auf Eigenbedarf.....	9
2.1.3	Versorgung über Reservenetzanschluss .....	10
2.1.4	Versorgung der Anlage durch die Notstromdieselaggregate .....	12
2.1.5	Versorgung der Anlage durch die Notspeisenotstromdieselaggregate .....	12
2.1.6	Versorgung über den Notstrom-Netzanschluss.....	13
2.1.7	Versorgung über zusätzliche mobile Notstromaggregate.....	14
2.2	Schutzeinrichtungen und Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung einer Netzstörung in die Anlage .....	14
2.2.1	Netzschutzeinrichtungen.....	15
2.2.2	Blockschutzeinrichtungen .....	15
2.3	Nationale und internationale Betriebserfahrung zu Netzstörungen und deren Auswirkungen auf Kernkraftwerke .....	19
2.3.1	Großflächige Netzstörung mit Auswirkungen auf Kernkraftwerke (Ereignis 1) .....	19
2.3.2	Phasenfehler mit daraus resultierendem Ausfall der Spannungsversorgung sicherheitstechnisch wichtiger Komponenten (Ereignis 2) .....	20
2.3.3	Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund eines defekten Schalters in einer 220-kV-Schaltanlage (Ereignis 3).....	22

2.3.4	Wetterbedingter zweimaliger Ausfall der elektrischen Energieversorgung (Ereignis 4) .....	23
2.3.5	Ausfall der externen Spannungsversorgung aufgrund eines Fehlers im Verbundnetz (Ereignis 5) .....	23
2.3.6	Ausfall der externen Spannungsversorgung aufgrund eines Einzelfehlers im Verbundnetz (Ereignis 6) .....	24
2.3.7	Kurzschluss im Verbundnetz mit anschließendem Inselbetrieb eines Kernkraftwerks (Ereignis 7).....	26
2.3.8	Reaktorschnellabschaltung aufgrund eines Blitzschlags im Verbundnetz (Ereignis 8) .....	27
2.3.9	Unterspannungstransiente aufgrund eines Blitzschlags (Ereignis 9).....	28
2.3.10	Unzureichend detektierter Phasenfehler in der Hauptnetzanbindung (Ereignis 10) .....	29
2.3.11	Komponentenausfälle durch Spannungstransienten aufgrund von Gewitter (Ereignis 11) .....	30
2.3.12	Blitzeinschlag in den Hauptnetzanschluss führt kurzzeitig zum Notstromfall (Ereignis 12) .....	32
2.3.13	Reaktorschnellabschaltung aufgrund von Netzstörungen verursacht durch menschliche Fehlhandlungen (Ereignis 13).....	33
2.3.14	Reaktorschnellabschaltung aufgrund einer Störung in einer Schaltanlage (Ereignis 14).....	33
2.3.15	Ausfall der 110-kV-Netzversorgung (Ereignis 15) .....	33
2.3.16	Kurzschluss in der Höchstspannungsschaltanlage mit anschließendem Notstromfall (Ereignis 16) .....	34
2.3.17	Simultaner Ausfall von Haupt- und Reservenetz mit anschließendem Lastabwurf auf Eigenbedarf (Ereignis 17) .....	35
2.3.18	Anregung der Notstromsignale in zwei Redundanzen nach Ausfall des 380-kV-Hauptnetzanschlusses (Ereignis 18) .....	35
2.3.19	Ausfall der externen Energieversorgung aufgrund von Sabotage (Ereignis 19) .....	38
2.3.20	Ausfall der externen Energieversorgung nach menschlichen Fehlhandlungen (Ereignis 20) .....	39
2.3.21	Abschaltungen von Gleichrichtern aufgrund von Netzstörungen (Ereignis 21) .....	40

2.3.22	Unerkannter Verlust von zwei Phasen der 400-kV-Netzanbindung (Ereignis 22) .....	40
2.3.23	Nicht erkannter Phasenfehler führt zur Reaktorschnellabschaltung (Ereignis 23) .....	42
2.3.24	Weitere Ereignisse.....	43
<b>3</b>	<b>Entwicklung verschiedener Szenarien von Netzstörungen .....</b>	<b>51</b>
3.1	Ursachen von Netzstörungen.....	52
3.2	Arten von Netzstörungen .....	52
3.3	Szenarien von Netzstörungen.....	60
3.3.1	Szenarien mit einer Art von Netzstörung.....	61
3.3.2	Szenarien mit einer Kombination von zwei Arten von Netzstörungen.....	63
3.3.3	Szenarien mit einer Kombination von drei oder mehr Arten von Netzstörungen .....	70
<b>4</b>	<b>Untersuchung der Szenarien von Netzstörungen hinsichtlich ihrer Rückwirkungen auf Kernkraftwerke .....</b>	<b>75</b>
4.1	Szenarien mit einer Art von Netzstörung.....	79
4.1.1	Unterspannung im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 1) .....	79
4.1.2	Überspannung im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 2) .....	100
4.1.3	Spannungs- und Frequenzschwankungen (Szenarien 3 und 4) .....	111
4.1.4	Unterfrequenz im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 5) .....	117
4.1.5	Überfrequenz im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 6) .....	128
4.1.6	Lastschwankungen (Szenario 7).....	131
4.1.7	Ausfall des Netzes ohne vorhergehende Transiente (Szenario 8).....	131
4.1.8	Asymmetrie bezüglich einer Phase (Szenario 9).....	132
4.1.9	Asymmetrie bezüglich zweier Phasen (Szenario 10) .....	137
4.2	Szenarien mit mehreren Arten von Netzstörungen (Szenarien 11 bis 24).....	139
4.3	Bewertung der Szenarien .....	150
4.4	Mögliche Maßnahmen zur Verhinderung oder Beherrschung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlage .....	153
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>155</b>

	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>159</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>161</b>
	<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>169</b>
<b>A</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>171</b>
A.1	Übersicht über das verwendete Modell .....	171
A.2	Kurzzeit-Umschaltung EB-Versorgung, Abschaltung von Verbrauchern ...	186
A.3	Langzeit-Umschaltung EB-Versorgung, Zuschaltung von Verbrauchern ...	186

## **1 Einleitung, Aufgabenstellung und Zielsetzung**

Die Betriebserfahrung im In- und Ausland zeigt, dass eine zuverlässige elektrische Energieversorgung von Kernkraftwerken für deren auslegungsgemäßen Betrieb von großer Bedeutung ist. Zur Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung eines Kernkraftwerkes in allen Betriebszuständen liefert die Versorgung aus dem Verbundnetz einen wichtigen Beitrag. In den letzten Jahren konnten Störungen im Verbundnetz beobachtet werden, die Auswirkungen haben, die bis in die Einrichtungen eines Kernkraftwerkes reichen.

Bei einem Ereignis kam es während Wartungsarbeiten in einer 400-kV-Schaltanlage zu einem Kurzschluss, in dessen Folge aufgrund einer ungeeigneten Auslegung der Schutzeinrichtungen in der Anlage die gesicherte Wechselstromversorgung in 2 von 4 Strängen ausfiel. Dies führte im weiteren Ereignisverlauf zu einer Unverfügbarkeit aller Wechselstromschienen in 2 von 4 Strängen der Notstromanlage und folglich zum Ausfall verschiedener Sicherheitseinrichtungen. In einem weiteren Ereignis kam es zu einem Blitzschlag ins 70-kV-Netz, welcher sich bis auf die gesicherte 380-V/220-V-Schiene ausbreitete und in dessen Folge es zu Ausfällen von elektronischen Komponenten kam. Ein weiteres Ereignis führte zu einem einphasigen Erdschluss im externen Netz, welcher aufgrund einer ungeeigneten Auswahllogik im Blockschutz nicht detektiert wurde. Aufgrund dessen konnte eine asynchrone Spannung in die Anlage propagieren. Zahlreiche sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher konnten nicht mehr versorgt werden.

Diese und weitere Ereignisse zeigen, dass es aufgrund von Störungen im Verbundnetz zu einer Propagation des Fehlers bis hin zu sicherheitstechnisch relevanten Komponenten in Kernkraftwerken kommen kann. Neben einmaligen Netzstörungen aufgrund ausgefallener Komponenten oder infolge externer Ereignisse wie beispielsweise Blitzschlag, können wiederkehrende und episodische Leistungsschwankungen im externen Netz zu Beeinträchtigungen der Netzstabilität und damit zu Rückwirkungen auf die Stromversorgung von Kernkraftwerken führen /RSK12/.

Die Zielsetzung des Vorhabens ist es, Rückwirkungen von Netzstörungen auf elektrische Einrichtungen in Kernkraftwerken zu untersuchen. Dabei sollen mögliche Szenarien von Netzstörungen entwickelt und deren Rückwirkungen auf die Einrichtungen von Kernkraftwerken im Leistungsbetrieb und im Nichtleistungsbetrieb untersucht werden. Für diese Untersuchungen wurde auch der von der GRS verfasste generische Bericht

zu Störungen im Stromnetz und Notstromfällen in Kernkraftwerken in den Jahren 2003 - 2012 /GRS14/ herangezogen. Aus den Untersuchungen soll ermittelt werden, ob es mögliche Maßnahmen und Anforderungen zur Verhinderung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlage gibt, die der Beherrschung von möglichen Auswirkungen dienen und die noch nicht in den deutschen Kernkraftwerken implementiert sind.

Im Rahmen des Vorhabens erarbeitete Ergebnisse und Zwischenergebnisse wurden im Rahmen einer Veröffentlichung bei der „24<sup>th</sup> International Conference on Nuclear Engineering (ICONE)“ im Juni 2016 in Charlotte, USA präsentiert /GRS16/. Weiterhin werden die Ergebnisse bei der „Eurosafe 2017“ im November 2017 in Paris präsentiert und dem interessierten Fachpublikum zugänglich gemacht. Die gewonnenen Erkenntnisse erweitern die Kompetenz der GRS und bilden die Grundlage für zukünftige sachgerechte Bewertungen der Auswirkungen von Störungen im Verbundnetz auf die Einrichtungen in Kernkraftwerken. Außerdem können die Erkenntnisse aus diesem Vorhaben im Rahmen von Stellungnahmen sowie in einschlägigen Arbeitsgremien und Fachausschüssen und beim Fortschreiben des kerntechnischen Regelwerks verwendet werden und besitzen daher auch einen hohen generischen Wert.

Im Rahmen des Vorhabens wurden drei Arbeitspakete aufgestellt, die von der GRS bearbeitet wurden. Diese sind in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben.

## **1.1      Arbeitspaket 1: Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik**

Der für die Bearbeitung des Vorhabens relevante Stand von Wissenschaft und Technik wird in diesem Arbeitspaket systematisch aufbereitet. Hierfür werden beispielsweise folgende Informationsquellen herangezogen:

- Nationale und internationale Betriebserfahrung bezüglich des Einflusses von Netzstörungen auf sicherheitsrelevante Komponenten
- Generischer Bericht „Störungen im Stromnetz und Notstromfälle in Kernkraftwerken in den Jahren 2003 - 2012“ /GRS14/

Durch die Auswertung der Informationsquellen werden Ereignisse aus der nationalen und internationalen Betriebserfahrung ermittelt, die hinsichtlich Netzstörungen und deren Auswirkungen auf Kernkraftwerke ausgewertet werden. Durch diese Auswertung

werden mögliche Ursachen und Arten von Netzstörungen ermittelt, die in Arbeitspaket 2 weiter ausgewertet werden.

Des Weiteren werden in diesem Arbeitspaket in deutschen Kernkraftwerken installierte Maßnahmen zur Beherrschung von Netzstörungen und Netzausfällen dargestellt. Dabei wird auch auf die in den Anlagen realisierten Blockschutzeinrichtungen, welche zur Verhinderung der Ausbreitung einer Netzstörung in der Anlage genutzt werden, eingegangen.

## **1.2           Arbeitspaket 2: Entwicklung verschiedener Szenarien von Netzstörungen**

In diesem Arbeitspaket werden aufbauend auf den Ergebnissen aus Arbeitspaket 1 die Ursachen und Arten von Netzausfällen erfasst. Die erfassten Ursachen und Arten von Netzausfällen werden anschließend kategorisiert. Dabei werden vergleichbare Ursachen, die zu einer Störung im Verbundnetz bzw. zu einem Netzausfall geführt haben, in Kategorien zusammengefasst. Dies können beispielsweise technische Defekte, fehlerhafte Personalhandlungen, ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung oder Ereignisse aufgrund von Witterungseinflüssen oder anderen Einflüssen von außen sein. Auf Basis dieser Störungsursachen werden dann verschiedene Szenarien von Netzstörungen entwickelt.

## **1.3           Arbeitspaket 3: Untersuchung der Rückwirkungen von Netzstörungen auf Kernkraftwerke**

Aufbauend auf dem zweiten Arbeitspaket werden anhand der entwickelten Szenarien die Rückwirkungen von Netzstörungen auf Kernkraftwerke untersucht. Bei den Untersuchungen werden nicht nur die Auswirkungen von Netzstörungen auf Anlagen im Leistungsbetrieb betrachtet, sondern auch auf Anlagen, die sich im Nichtleistungsbetrieb befinden.

Anhand der Untersuchungsergebnisse werden, falls erforderlich, mögliche Maßnahmen und Anforderungen aufgezeigt, die der Verhinderung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlage sowie der Beherrschung von möglichen Auswirkungen dienen und die noch nicht in den Kernkraftwerken implementiert sind.



## 2 Stand von Wissenschaft und Technik

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeiten zum Arbeitspaket 1 „Aufbereitung des relevanten Standes von Wissenschaft und Technik“ dargestellt.

Zur Darstellung von Maßnahmen zur Beherrschung von Netzstörungen und Netzausfällen werden in Abschnitt 2.1 Einrichtungen und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Eigenbedarfsversorgung in deutschen Kernkraftwerken aufgezeigt. Schutzeinrichtungen und Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlage werden in Abschnitt 2.2 behandelt.

Die Ergebnisse der Auswertung der nationalen und internationalen Betriebserfahrung hinsichtlich Netzstörungen und deren Auswirkungen auf Kernkraftwerke werden in Abschnitt 2.3 dargestellt. Durch die Auswertung der Betriebserfahrung werden mögliche Ursachen und Arten von Netzstörungen ermittelt, deren Auswertung in Kapitel 3 weiter behandelt wird.

### 2.1 Einrichtungen und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Eigenbedarfsversorgung

Die Energieversorgung der deutschen Kernkraftwerke ist so ausgelegt, dass im bestimmungsgemäßen Betrieb, bei Störungen, Störfällen und seltenen Ereignissen (Sicherheitsebenen 1 bis 4a) sowie bei Notstandsfällen (Flugzeugabsturz, Explosionsdruckwelle) und Einwirkungen von innen und außen (EVI und EVA) die Versorgung der in der jeweiligen Situation benötigten Verbraucher unter Einhaltung der elektrischen Versorgungsbedingungen der Verbraucher zuverlässig sichergestellt wird. Darüber hinaus gibt es Maßnahmen und Einrichtungen des anlageninternen Notfallschutzes, mit denen die Versorgung wichtiger Verbraucher bei vollständigem Ausfall der nicht durch Batterien gepufferten Drehstromversorgung (Station Blackout) wiederhergestellt werden kann (Sicherheitsebene 4b). Die folgenden Versorgungsmöglichkeiten stehen in den deutschen Anlagen beispielsweise zur Verfügung:

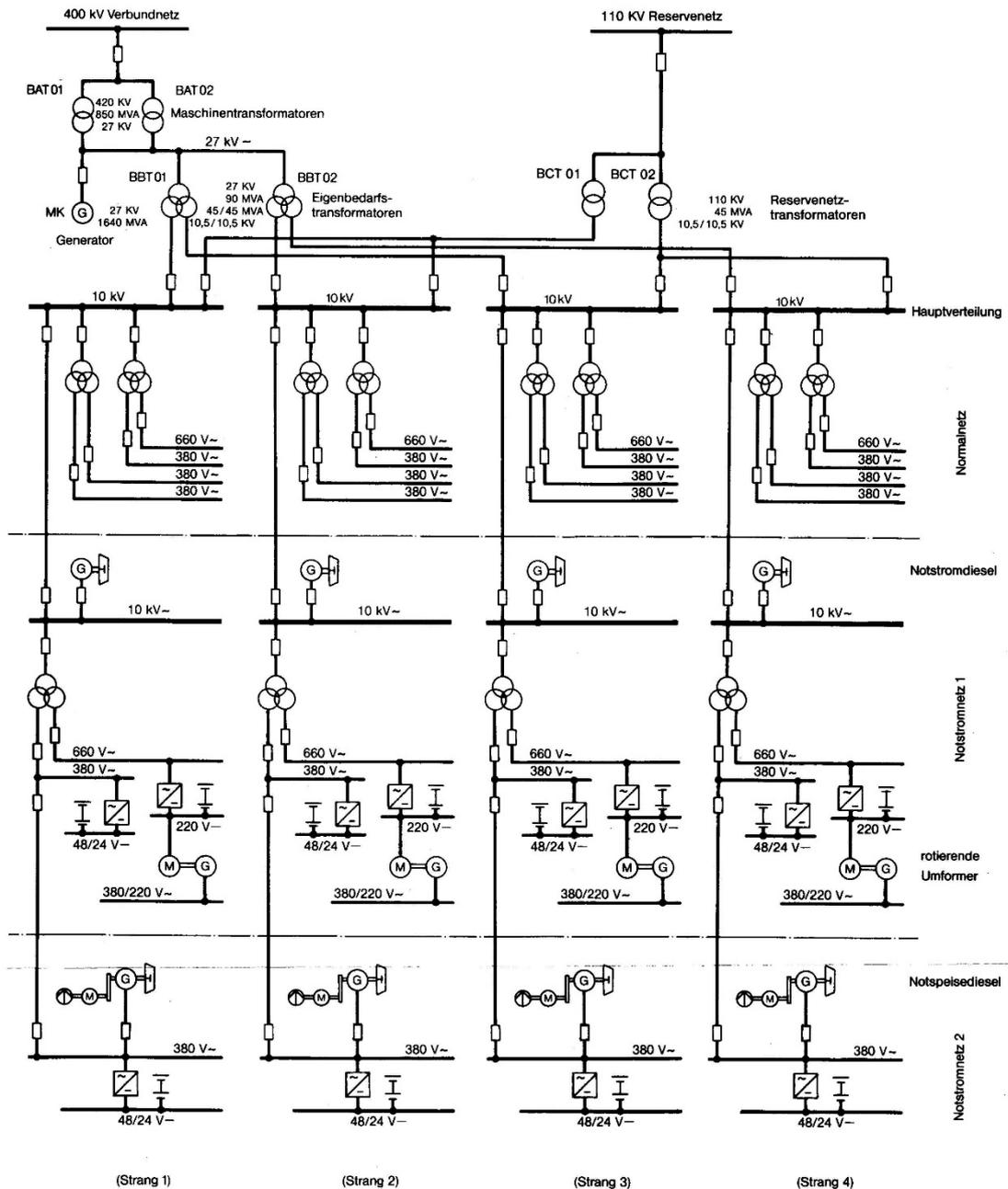
- In stationären Leistungsbetrieb erfolgt die Versorgung der Anlage über die Eigenbedarfstransformatoren durch den eigenen **Blockgenerator**.

- Mit dem **Hauptnetzanschluss** und dem **Reserve- oder Fremdnetzanschluss** gibt es auf der Hoch- bzw. Höchstspannungsebene zwei netzseitige Versorgungsmöglichkeiten der Anlage.
- Stehen die vorgenannten Versorgungsmöglichkeiten nicht zur Verfügung, verfügt die Anlage über ein Notstromsystem sowie ein Notspeisenotstromsystem (D1- und D2-Netz) mit jeweils vier zugeordneten **Dieselaggregaten**<sup>1</sup>.
- Über den **Notstrom- oder Drittnetzanschluss** kann per Handmaßnahme die Versorgung einer Nachkühlkette erfolgen.
- Darüber hinaus sind **zusätzliche mobile Notstromaggregate** vorzusehen, welche das Abfahren der Anlage sowie die Nachwärmeabfuhr ermöglichen und für deren Anschluss zwei räumlich getrennte Einspeisepunkte vorhanden sein müssen.

Im in Abb. 2.1 dargestellten Übersichtsschaltplan der elektrischen Anlagen eines Kernkraftwerks vom Typ Konvoi wird ein Beispiel für die Umsetzung des beschriebenen Energieversorgungskonzeptes gegeben.

---

<sup>1</sup> Diese Aussage bezieht sich vor allem auf Vor-KONVOI- sowie KONVOI-Reaktoren. In anderen deutschen Kernkraftwerken ist das Notstromsystem teilweise anders aufgebaut.



**Abb. 2.1** Übersichtsschaltplan der elektrischen Anlagen eines Kernkraftwerks vom Typ Konvoi ohne den Drittnetzanschluss

Die konkrete Umsetzung der Maßnahmen zur Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung ist in den einzelnen Kernkraftwerken teilweise unterschiedlich realisiert. Ausführlichere Angaben hierzu können u. a. in /UMB04/ eingesehen werden.

Um eine zuverlässige Versorgung der Verbraucher sicherzustellen, werden - ausgehend vom stationären Leistungsbetrieb - im Falle einer angenommenen Netzstörung im Hauptnetz und des damit unverfügbaren Hauptnetzanschlusses die elektrischen Ener-

giequellen eines Kernkraftwerks entsprechend ihrer Versorgungssicherheit wie folgt abgestuft eingesetzt:

- Versorgung durch Blockgenerator nach Lastabwurf auf Eigenbedarf
- Versorgung über Reservenetzanschluss
- Versorgung durch die Notstromdieselaggregate
- Versorgung durch die Notspeisenotstromdieselaggregate
- Versorgung über den Notstrom-Netzanschluss
- Versorgung über mobiles Notstromaggregat

Diese unterschiedlichen Zustände der elektrischen Energieversorgung der Verbraucher in einem Kernkraftwerk werden in den Abschnitten 2.1.1 bis 2.1.7 beschrieben.

Da in diesem Bericht nicht nur Anlagen im Leistungsbetrieb, sondern auch Anlagen im Nichtleistungsbetrieb betrachtet werden, sind neben dem stationären Leistungsbetrieb noch zwei weitere Zustände der elektrischen Energieversorgung der Anlage als „Ausgangszustände“ bei Auftreten einer Netzstörung von Interesse, die vor allem im Rahmen des Abfahrens der Anlage, der Revision und des dauerhaften Nichtleistungsbetriebes vorkommen:

- Versorgung über den Hauptnetzanschluss
- Versorgung über den Reservenetzanschluss

Die Versorgung der Anlage über den Hauptnetzanschluss erfolgt vor allem nach der im Rahmen des betrieblichen Abfahrens der Anlage erfolgten Abtrennung des Generators vom Netz, sowie - je nach Stand von Freischaltungen - während Revision und dauerhaftem Nichtleistungsbetrieb. Ein Öffnen des Generatorschalters erfolgt beispielsweise auch nach einer Turbinenschnellabschaltung oder einem Ansprechen des Blockschutzes oder Generator-Aggregateschutzes bei Fehlern im Bereich des Generators (ebenfalls Auslösung einer TUSA).

Für diese Ausgangszustände stehen dann entsprechend weniger Rückfallebenen für die Eigenbedarfsversorgung der Anlage zur Verfügung, da beispielsweise ein Lastabwurf auf Eigenbedarf bei Nichtleistungsbetrieb nicht in Betracht kommt. Prinzipiell ist das Auftreten oder erneute Auftreten einer Netzstörung aber auch während aller anderen oben genannten Zustände der elektrischen Energieversorgung denkbar, beispiels-

weise ein zeitlich versetzter Ausfall von Haupt- und Reservenetz oder eine erneute Netzstörung vor oder während der Normalisierung der Anlage.

Die Übergänge zwischen den Zuständen der elektrischen Energieversorgung eines Kernkraftwerks werden zumeist durch das Ansprechen von Schutzeinrichtungen entweder des Netzschutzes oder des Blockschutzes ausgelöst, seltener beispielsweise durch Handanregungen /GRS85/. Einige Schutzeinrichtungen des Block- und Netzschutzes sind in Abschnitt 2.2 beispielhaft beschrieben.

### **2.1.1 Stationärer Leistungsbetrieb**

Die während des stationären Leistungsbetriebs vom Blockgenerator erzeugte Leistung wird über den Hauptnetzanschluss in das Verbundnetz eingespeist und deckt über die Eigenbedarfstransformatoren den Eigenbedarf der Anlage.

### **2.1.2 Versorgung durch Blockgenerator nach Lastabwurf auf Eigenbedarf**

Kommt es während des stationären Leistungsbetriebs zu einer Netzstörung wie beispielsweise einem kraftwerksnahen Kurzschluss, einem Versagen des Netzschutzes bei der Abschaltung eines Fehlers im Verbundnetz oder einem Frequenzrückgang aufgrund zu geringer Erzeugerleistung im Verbundnetz, so wird vom Blockschutz ein Lastabwurf auf Eigenbedarf ausgelöst. Dabei wird der Netzleistungsschalter, d. h. der oberseitige Leistungsschalter der Maschinentransformatoren, geöffnet und der Block so vom Netz getrennt.

Bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf stellt sich der Blockgenerator auf dem Niveau der Eigenbedarfsleistung des Kraftwerks ein und die Eigenbedarfs- und Notstromanlagen werden ohne Unterbrechung im Inselbetrieb weiter versorgt. Die Voraussetzung für einen erfolgreichen Lastabwurf auf Eigenbedarf ist daher das Ausbleiben eines Turbinenschnellschlusses bzw. einer Reaktorschnellabschaltung. Wichtig für eine stabile Eigenbedarfsversorgung ist auch, dass die Eigenbedarfsversorgung über den Blockgenerator nach dem Lastabwurf längerfristig aufrechterhalten werden kann, d. h. es kommt bei oder nach einem Lastabwurf auf Eigenbedarf nicht zu einer Reaktorschnellabschaltung oder einem Turbinenschnellschluss.

Die Frage danach, wie oft ein Lastabwurf auf Eigenbedarf in der Praxis erfolgreich ist, ist für die GRS nicht einfach zu beantworten, da die Daten aus der Betriebserfahrung hierzu nicht einheitlich sind. In knapp 30 % der in der nationalen Betriebserfahrung be-

kannten Fälle mit Lastabwurf auf Eigenbedarf kam es bei oder kurz nach dem Lastabwurf zu TUSA oder RESA. Bei den restlichen Fällen wurde die Anlage bis zur Normalisierung, d. h. in den meisten Fällen bis zur Rückschaltung auf das Hauptnetz, vom Blockgenerator versorgt. In manchen Fällen erfolgte die Normalisierung der elektrischen Energieversorgung recht schnell, in anderen wurde der Zustand nach dem Lastabwurf auf Eigenbedarf beispielsweise aufgrund einer Prüfung recht lange aufrechterhalten. Die Dauer der Versorgung der Eigenbedarfsanlagen über den Blockgenerator ohne Verbindung zum Hauptnetz variiert – sofern hierzu Angaben vorliegen – zwischen 14 Minuten und über 30 Stunden.

### **2.1.3 Versorgung über Reservenetzanschluss**

Misslingt das Abfangen des Blockgenerators auf Eigenbedarfsleistung oder befindet sich die Anlage zum Zeitpunkt der Netzstörung im Hauptnetz nicht im Leistungsbetrieb, so wird vom Blockschutz die Eigenbedarfsumschaltung auf das Reservenetz angeregt. Gleichzeitig wird ein Turbinenschnellschluss ausgelöst, im Allgemeinen bleibt die Hauptwärmesenke aber verfügbar. Bei der Eigenbedarfsumschaltung wird zwischen Kurzzeit- und Langzeitumschaltung unterschieden:

- **Kurzzeitumschaltung:**

Bei einer Kurzzeitumschaltung erfolgt die Umschaltung mit einer Unterbrechungszeit von wenigen Millisekunden, d. h. die Verbraucher der Eigenbedarfsanlage werden praktisch unterbrechungsfrei weiterversorgt. Man unterscheidet hierbei die Sofortumschaltung, bei der die „EIN“ und „AUS“ Befehle auf die beteiligten 10-kV-Einspeiseschalter gleichzeitig erfolgen und daher die Unterbrechungszeiten weniger als 40 ms betragen, und die Schnellumschaltung, bei der durch nacheinander erfolgende „AUS“ und „EIN“ Befehle auf die 10-kV-Einspeiseschalter Unterbrechungszeiten von bis zu 150 ms möglich sind /GRS85/. Bei ersterer sinkt die Spannung auf den Eigenbedarfsschienen auf ca. 95% Nennspannung, bei letzterer auf ca. 90% Nennspannung ab. Da eine Versorgung aller Verbraucher der Eigenbedarfsanlage über den Reservenetztransformator leistungsmäßig nicht in allen Anlagen möglich ist, wird ein Teil der Verbraucher bei einer Kurzzeitumschaltung automatisch abgeschaltet. Gelingt die Eigenbedarfsumschaltung in allen vier 10-kV-Hauptverteilungen in Kurzzeit, bleiben üblicherweise drei Hauptkühlmittelpumpen und eine Speisewasserpumpe in Betrieb. Die Reaktorleistung wird durch Stabeinwurf sowie Eingriff der Kühlmitteltemperaturregelung (DWR) bzw. Drehzahlregelung der Zwangsumwälzpumpen (SWR) auf den Mindestlastpunkt abgesenkt.

Die Leistung bei Versorgung über das Reservenetz reicht mindestens aus, um die Anlage über die Hauptwärmesenke abzufahren. Bei einer Kurzzeitumschaltung auf das Reservenetz wird TUSA ausgelöst und die Umleitstation geöffnet. Dieses Ereignis wird in den Ereignislisten im Anhang der Sicherheitsanforderungen für Kernkraftwerke /BMU12/ der Sicherheitsebene 2 zugeordnet. Daher ist die Kurzzeitumschaltung der Sicherheitsebene 2 zuzuordnen.

- **Langzeitumschaltung:**

Ist eine Kurzzeitumschaltung nicht möglich, weil z.B. die Spannung auf der Eigenbedarfsschiene nicht die gleiche Phasenlage besitzt wie die Spannung am Reservenetzanschluss, wird nach ca. 150 ms die Langzeitumschaltung von der Eigenbedarfsschiene auf den Reservenetzanschluss eingeleitet. Die Langzeitumschaltung erfolgt entweder restspannungsabhängig oder nach einer fest eingestellten Zeit. Bei einer restspannungsabhängigen Umschaltung wird gewartet, bis die Restspannung auf der Eigenbedarfsschiene auf ca. 50 % der Nennspannung abgeklungen ist. Nach Abklingen der Restspannung wird die Eigenbedarfsschiene auf den Reservenetzanschluss zugeschaltet. Die Unterbrechungszeit kann hierbei mehr als 1 s betragen /GRS85/. Erfolgt die Umschaltung auf mehr als einer Eigenbedarfsschiene in Langzeit, wird durch das Kriterium „Drehzahl 2v4 Hauptkühlmittelpumpen < 94 %“ RESA ausgelöst. Das Eigenbedarfs-Umschaltprogramm wird gestartet und schaltet im Allgemeinen die meisten Großverbraucher ab, um eine unzulässige Spannungsabsenkung zu verhindern. Ausgewählte Verbraucher werden dann nach der Umschaltung auf den Reservenetzanschluss gestaffelt wieder zugeschaltet. Bei der Langzeitumschaltung kommt es zur TUSA und RESA. Auch diese Maßnahme ist der Sicherheitsebene 2 zugeordnet.

Dabei ist zu beachten, dass jede Redundanz, d. h. jede der vier 10-kV-Eigenbedarfsverteilungen, über ein eigenes elektronisches Umschaltgerät verfügt, es also möglich ist, dass die Eigenbedarfsumschaltung in manchen Redundanzen in Kurzzeit und in anderen Redundanzen in Langzeit erfolgt.

#### **2.1.4 Versorgung der Anlage durch die Notstromdieselaggregate**

Liegt die Spannung der vier Notstromschienen nach Ablauf einer Zeitspanne von ca. 2 s noch unterhalb 80 % der Nennspannung oder die Frequenz unter 47,5 Hz, weil z. B. bei einem Ausfall der blockseitigen Eigenbedarfsversorgung sowie des Hauptnetzes das Reservenetz nicht zur Verfügung steht, liegt ein Notstromfall vor und vom Reaktorschutzsystem wird der Notstrombetrieb angeregt. Hierbei werden die Kuppelschalter zwischen den Notstromanlagen und der Eigenbedarfsanlage geöffnet und die zugehörigen Notstromdieselaggregate gestartet und zugeschaltet. Nach dem Hochlaufen der Notstromdieselaggregate werden die Notstromverbraucher gestaffelt auf die Notstromschienen zugeschaltet (Dieselzuschaltprogramm). In dieser Situation wird zwar das Sicherheitssystem des Kernkraftwerks mit elektrischer Energie versorgt, nicht aber die übrigen Verbraucher der Eigenbedarfsanlage, wodurch ein Abfahren der Anlage über die Hauptwärmesenke nicht mehr möglich ist.

Steht die Spannungsversorgung der Eigenbedarfsschienen wieder stabil zur Verfügung wird die Energieversorgung der Notstromanlagen wieder von den Eigenbedarfsanlagen übernommen. Hierzu werden strangweise die von den Notstromerzeugungsanlagen versorgten Notstromschienen von Hand mit den jeweiligen Eigenbedarfsschienen synchronisiert und zugeschaltet. Anschließend werden die Notstromerzeugungsanlagen von Hand abgeschaltet.

#### **2.1.5 Versorgung der Anlage durch die Notspeisenotstromdieselaggregate**

Die Notstromversorgungsanlagen sind anlagenspezifisch unterschiedlich ausgeführt. Bei neueren DWR-Anlagen gibt es zwei Notstromsysteme: das Notstromnetz 1 (D1-Netz) mit den zugeordneten Notstromdieselaggregaten und das Notstromnetz 2 (D2-Netz) mit den zugeordneten Notspeisenotstromdieselaggregaten. Liegt an den 380-V-Notstromschienen des Notstromnetzes 2 länger als ca. 13 Sekunden eine Unterspannung von < 80 % der Nennspannung oder eine Frequenz <47,5 Hz vor, so wird vom Reaktorschutz der Notstrombetrieb des Notstromnetzes 2 angeregt. Hierzu kann es bei einem Ausfall aller block- und netzseitigen Möglichkeiten der Eigenbedarfsversorgung und einem zusätzlichen Versagen der Notstromdieselaggregate des Notstromnetzes 1 kommen.

Die Notspeisenotstromdieselaggregate sind so dimensioniert, dass jedes der vier Aggregate die zugeordnete 380-V-Notstromverteilung versorgen kann, d. h. die Versorgung einer Notspeisepumpe oder einer Notnachkühlkette sicherstellen kann, wobei die

Notspeisepumpe im Anforderungsfall zunächst durch das Dieselaggregat direkt angetrieben wird. Die Einrichtungen des Notstromnetzes 2 sind gegen äußere Einwirkungen und Einwirkungen Dritter besonders geschützt.

Bei den anderen in Deutschland im Leistungsbetrieb oder im Nachbetrieb befindlichen Anlagen sind entweder die Notstromanlagen gegen diese Einwirkungen geschützt oder es sind separate Notstandseinrichtungen mit eigener Notstromversorgung vorhanden.

Die Notspeisenotstromdieselaggregate sind dafür vorgesehen, die Anlage bei Notstandsfällen /BMU12/ in einen sicheren Zustand zu bringen und in diesem zu halten sowie die Nachwärme abzuführen.

### **2.1.6 Versorgung über den Notstrom-Netzanschluss**

Stehen sowohl der Haupt- als auch der Reservenetzanschluss längerfristig nicht zur Verfügung, wird die elektrische Versorgung von mindestens einem Strang der Notstromanlage auf einen erdverlegten Notstrom-Netzanschluss (Drittnetzanschluss bzw. eine von den Notstromerzeugungsanlagen des Kernkraftwerks unabhängige Versorgungseinrichtung) umgeschaltet. Je nach Anlagenkonzept sind einer oder mehrere derartige Netzanschlüsse in den Kernkraftwerken vorhanden, wobei der Einspeisepunkt (Eigenbedarfsanlage, Notstromsystem, Notstandssystem) unterschiedlich sein kann.

Über den Notstrom-Netzanschluss ist es möglich, die für die Nachwärmeabfuhr der Anlage mindestens erforderliche elektrische Leistung zur Versorgung eines Nachkühlstrangs zu beziehen.

Die manuelle Umschaltung auf eine Versorgung über den Notstrom-Netzanschluss kann bei unterschiedlichen Anforderungsfällen vorgenommen werden. Beispielsweise kann der Notstrom-Netzanschluss bei einem längeren Notstromfall zur Ablösung eines Notstromdiesels genutzt werden. Durch eine Umschaltung wird im jeweiligen Strang die Dieselversorgung durch die Netzversorgung abgelöst. Des Weiteren kann in einigen Anlagen in einem Notstandsfall auch ein Notspeisenotstromdiesel abgelöst werden, indem ein Strang des Notstromnetzes 2 von einer Versorgung durch den Notspeisenotstromdiesel auf eine Versorgung über den Notstrom-Netzanschluss umgeschaltet wird. Im Falle eines vollständigen Ausfalls der nicht von Batterien gepufferten Wechsel- und Drehstromversorgung (Station Blackout) ist eine Maßnahme des anlageninternen Notfallschutzes, die Versorgung eines Nachkühlstrangs über den Notstrom-Netzanschluss herzustellen.

### **2.1.7 Versorgung über zusätzliche mobile Notstromaggregate**

Über den in den Abschnitten 2.1.1 bis 2.1.6 beschriebenen Versorgungsmöglichkeiten hinaus sind für den Fall eines Station Blackouts, also des Ausfalls der gesamten nicht batteriegepufferten elektrischen Wechselspannungsversorgung (d. h. Ausfall der Eigenbedarfsversorgung und aller Notstrom- und Notspeisenotstromdieselaggregate), als Notfallmaßnahme zusätzliche mobile Notstromaggregate vorzusehen. Mit diesen soll innerhalb von 10 Stunden eine Drehstromversorgung hergestellt werden können. Des Weiteren müssen die zusätzlichen Notstromaggregate in der Lage sein, die Systeme, welche zum Abfahren der Anlage und zur Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern und dem Brennelementlagerbecken benötigt werden, zu versorgen.

Für den Anschluss dieser zusätzlichen Notstromaggregate müssen zwei räumlich getrennte Einspeisepunkte vorhanden sein. Möglichst einer der Einspeisepunkte soll auch bei auslegungsüberschreitenden Einwirkungen verfügbar bleiben. Auch die Notstromaggregate selbst müssen bei auslegungsüberschreitenden Einwirkungen zum Einsatz gebracht werden können.

Nach Informationen der GRS gibt es hierzu derzeit zwei unterschiedliche Konzepte der Betreiber, die beide jeweils zwei zusätzliche Dieselaggregate vorsehen. Im ersten Konzept sind jeweils ein kleineres Dieselaggregat (200 kVA) und ein größeres Dieselaggregat (1250 kVA) vorgesehen. Im zweiten Konzept sind die vorgesehenen Dieselaggregate beide von mittlerer Größe (550 kVA).

## **2.2 Schutzeinrichtungen und Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung einer Netzstörung in die Anlage**

Zur Gewährleistung einer zuverlässigen Eigenbedarfsversorgung sowie zur Verhinderung der Ausbreitung einer Netzstörung in die Anlage sind in den deutschen Kernkraftwerken zahlreiche Schutzeinrichtungen realisiert. Dabei stehen immer mehrere Schutzeinrichtungen zur Verfügung, die zeitlich gestaffelt eingreifen können, falls vorgelagerte Schutzeinrichtungen versagen. Grundsätzlich kann man zwischen Netzschutz- und Blockschutzeinrichtungen unterscheiden.

### **2.2.1 Netzschutzeinrichtungen**

Im Übertragungsnetz stehen Netzschutzeinrichtungen zur Verfügung, welche die Aufgabe haben, Störungen im Netz schnell zu isolieren. Dies geschieht typischerweise dadurch, dass der betroffene Bereich stromlos geschaltet wird, d. h. durch das Öffnen der zugehörigen Leistungsschalter. Bei einer kraftwerksnahen Störung können das beispielsweise die Leistungsschalter am Sammelschienenabgang zum Kraftwerk sein. Grundsätzlich kann der Netzschutz nur Schaltmaßnahmen im Netz auslösen.

Bei Auftreten eines elektrischen Fehlers im Netz greift zunächst der Netzschutz. Dieser sollte einen Fehler im Netz nach spätestens 150 ms geklärt haben /VGB12, GRS85/. Geschieht dies nicht, greifen verschiedene Schutzeinrichtungen des Blockschutzes ein, um die Anlage vom Netz und damit vom Fehler zu trennen. Da die Netzschutzeinrichtungen im Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber liegen, werden sie in diesem Bericht nicht weiter behandelt.

### **2.2.2 Blockschutzeinrichtungen**

Innerhalb des Kraftwerks sind eine Vielzahl von Blockschutzeinrichtungen realisiert, welche die Aufgabe haben, elektrische Fehler im Bereich von Generator oder Maschinen-, Reservenetz- und Eigenbedarfstransformatoren sowie vom Netzschutz nicht geklärte Störungen des externen Netzes zu erkennen, deren weitere Ausbreitung zu unterbinden und die Auswirkungen auf Kraftwerkskomponenten zu minimieren. Als Reserveschutzeinrichtungen für den Netzschutz können verschiedene Blockschutzeinrichtungen dienen. In der Praxis sind üblicherweise mehrere davon vorhanden, die je nach Blockschutzkonzept zeitlich gestaffelt eingreifen können.

Grundsätzlich kann der Blockschutz (Generatorschutz, Trafoschutz etc.) nur Schaltmaßnahmen innerhalb der Anlage auslösen. Dabei wirken die Schutzeinrichtungen auf einen oder mehrere der folgenden Einrichtungen ein:

- Leistungsschalter Hauptnetz
- Leistungsschalter Reservenetz
- 10-kV-Einspeiseschalter (Eigenbedarfsumschaltung)
- Generatorschalter

Die eingesetzten Schutzeinrichtungen sowie ihre Detailausführung, eingestellte Zeiten und Parameter und auch die ausgelösten Schutzaktionen können sich von Anlage zu Anlage in gewissem Maß unterscheiden. Bei der genauen Ausführung spielen sowohl anlagenspezifische Gegebenheiten, die genaue Realisierung der Netzanbindung sowie die örtlichen Gegebenheiten im Übertragungsnetz eine Rolle /GRS85/.

Im Folgenden werden ausschließlich Beispiele für Blockschutzeinrichtungen genannt, welche zum Schutz der Anlage vor Störungen im externen Netz eingesetzt werden können sowie welche durch Öffnen der Netzleistungsschalter die Anlage vom Netz trennen können:

- **U/f-Schutz:** Misst Spannung und Frequenz auf der 27-kV-Ebene und setzt diese ins Verhältnis; kann auch Fehler aus dem Netz, z.B. Überfrequenz, erkennen; Auslösezeit: einige Sekunden.
- **Spannungssteigerungsschutz:** Schaltet den Generator bei Spannungserhöhungen ab; kann auch Fehler aus dem Netz erkennen.
- **Differentialschutz Maschinentransformator:** Unter- und überspannungsseitige Transformatorströme werden verglichen; kann einpolige Kurzschlüsse auf Überspannungsseite des Maschinentransformators erkennen; Auslösezeit: ca. 30 ms.
- **Unterfrequenzschutz:** Trennt die Anlage bei Unterschreiten von 47,5 Hz Netzfrequenz nach ca. 500 ms /VGB12/ durch Öffnen der Leistungsschalter vom Netz.
- **Kraftwerksentkupplungsschutz:** Kann kraftwerksnahe mehrpolige Kurzschlüsse erkennen und trennt die Anlage vom Netz, wenn durch den Fehler am Generator ein erheblicher Leistungssprung erfolgt oder der Netzschutz den Fehler nicht umgehend klärt (der Netzschutz sollte den Fehler innerhalb von 150 ms klären).
- **400-kV-Distanzschutz:** Trennt die Anlage vom Netz, falls der Netzschutz einen kraftwerksnahen Fehler im 400-kV-Netz nicht rechtzeitig klärt (Berechnung der Fehlerimpedanz aus Strom und Spannung an der jeweiligen Ausleitung des Maschinentransformators, Öffnen des 400-kV-Schalters nach ca. 300 ms /VGB12/).
- **220-kV-Distanzschutz:** Trennt die Anlage vom Netz, falls der Netzschutz einen kraftwerksnahen Fehler im 220-kV-Netz nicht rechtzeitig klärt (siehe 400-kV-Distanzschutz).

- **Sternpunktdistanzschutz:** Berechnet aus Generatorspannung und Generatorstrom die Fehlerimpedanz; kann auch bei Fehlern auf der Oberspannungsseite des Maschinentransformators die Anlage vom Netz trennen.
- **Schieflastschutz:** Schützt den Generator vor unsymmetrischen Belastungen, die zu unzulässiger Erwärmung führen können; kann unsymmetrische Kurzschlüsse im Netz erkennen und die Anlage ggf. vom Netz trennen; Ansprechwert und Auslösezeit unterschiedlich.
- **Überstrom-Zeitschutz am Sternpunkt des Generators:** Kann auch außenliegende Fehler erkennen und ggf. die Anlage vom Netz trennen; Ansprechwert:  $1,3 \cdot I_{\text{Nenn}} / \sqrt{3}$ ; Auslösezeit: mehrere Sekunden.
- **Überstrom-Zeitschutz der Eigenbedarfsschienen:** Misst die Ströme auf der Unterspannungsseite der Eigenbedarfstransformatoren und erfasst zwei- und dreipolige Kurzschlüsse; kann neben den 10-kV-Einspeiseschaltern auch den Generator und Netzleistungsschalter öffnen und so die Anlage vom Netz trennen.
- **Generator-Distanzschutz:** Kann bei Fehlern auf der Oberspannungsseite des Maschinentransformators die Anlage vom Netz trennen (Berechnung der Fehlerimpedanz), Einsatz als verzögerter Überstrom-Zeitschutz möglich (d. h. er kann den Überstrom-Zeitschutz ergänzen oder auch ersetzen).

Auch innerhalb der Anlage sind weitere Schutzeinrichtungen realisiert, die der Sicherstellung der Aufrechterhaltung der Eigenbedarfsversorgung der Anlage dienen, beispielsweise durch Auslösen einer Eigenbedarfsumschaltung oder das Starten der Notstromdieselgeneratoren:

- **Unterspannungsschutz auf den Eigenbedarfsschienen:** Auslösung der Eigenbedarfsumschaltung bei Unterschreiten des Unterspannungs-Grenzwertes auf den 10-kV-Eigenbedarfsschienen.

Wenn die Anlage über den Maschinentransformator mit dem Hauptnetz verbunden ist, sind die oben beschriebenen Blockschutzeinrichtungen prinzipiell in der Lage, sowohl Fehler zwischen Generator und Oberspannungsseite des Maschinentransformators als auch zwischen Generator und der Unterspannungsseite der Eigenbedarfstransformatoren zu erkennen und zu isolieren. Sie können aber auch Fehler im Verbundnetz, die von den Netzschutzeinrichtungen nicht bzw. nicht schnell genug detektiert wurden, erkennen und die Anlage von ihnen isolieren. Der Umfang und die jeweils eingestellten Parameter für die Blockschutzeinrichtungen sind stark vom Aufbau des Netzanschlusses abhängig.

ses und dem Aufbau der Eigenbedarfsversorgung abhängig und können sich aufgrund dessen von Anlage zu Anlage erheblich unterscheiden. Eine generische Darstellung des Blockschutzes ist somit nicht möglich.

Wird die Anlage aus dem Reservenetz versorgt, sind die Eigenbedarfsschienen der Anlage über den Reservenetztransformator mit dem Reservenetz verbunden. Sowohl der Maschinentransformator als auch der Generator sind nicht in Betrieb. Somit sind sowohl die Blockschutzeinrichtungen, die sich auf den Maschinentransformator beziehen als auch die Blockschutzeinrichtungen, die sich auf den Generator beziehen, nicht in Betrieb und können nicht zur Erkennung eines Fehlers herangezogen werden. Prinzipiell sind für den Reservenetztransformator identische Schutzeinrichtungen wie für den Maschinentransformator möglich, ob und wie diese umgesetzt worden sind ist allerdings von Anlage zu Anlage unterschiedlich. Auch hier ist also eine generische Darstellung der Schutzeinrichtungen für den Reservenetzanschluss nicht möglich. Generell lässt sich aber aussagen, dass bei einer Versorgung der Anlage über den Reservenetzanschluss weniger Schutzeinrichtungen vorhanden sind, als wenn sich die Anlage im Leistungsbetrieb befindet und die Schutzeinrichtungen von Generator und Maschinentransformator zur Verfügung stehen.

Die oben genannten Schutzeinrichtungen sollen dazu dienen, Störungen der elektrischen Energieversorgung zu erkennen, damit entsprechende Maßnahmen zur Beherrschung dieser Störungen eingeleitet werden können. Sie sind aber nicht dafür ausgelegt, asymmetrische Fehler wie z.B. Phasenfehler sicher zu erkennen. Aus diesem Grund wurden in den Jahren 2014 bis 2017 in deutschen Kernkraftwerken Messeinrichtungen zur Erkennung von Phasenfehlern eingebaut. Da, ähnlich zur Auslegung des Blockschutzes, für jede Anlage aufgrund der anlagenspezifischen Gegebenheiten ein eigenes Schutzkonzept zur Detektion von asymmetrischen Fehlern entwickelt werden musste, kann hier kein allgemeingültiges Schutzkonzeptes, welches in jeder Anlage verwendet wird, vorgestellt werden. Im Allgemeinen lässt sich aber sagen, dass in den deutschen Kernkraftwerken zur Detektion von asymmetrischen Fehlern digitale Schutzrelais verwendet werden, die in der Lage sind, die symmetrischen Komponenten von Spannung und Strom zu messen. Aus diesen kann dann der Grad der Asymmetrie eines Drehstromsystems quantifiziert werden. Der Einbauort dieser digitalen Schutzrelais variiert von Anlage zu Anlage. Es ist beispielsweise ein Einbau sowohl in der Netz-anbindung vor dem Maschinen- bzw. Reservenetztransformator, der Generatorableitung als auch auf den 10-kV-Eigenbedarfs- oder 10-kV-Notstromverteilungen möglich. In einigen Anlagen wird neben den erwähnten digitalen Schutzrelais auch eine Messung der Leiter-Leiter-Spannungen genutzt, um asymmetrische Fehler zu erkennen.

## **2.3 Nationale und internationale Betriebserfahrung zu Netzstörungen und deren Auswirkungen auf Kernkraftwerke**

Um Szenarien von Netzstörungen entwickeln zu können wurde in diversen Ereignisdatenbanken, wie beispielsweise der GRS eigenen VERA, der internationalen IRS Datenbank der IAEA oder der amerikanischen ADAMS, nach Ereignissen gesucht, die aufgrund von Störungen im Verbundnetz aufgetreten sind. Im Folgenden sind einige dieser Ereignisse detailliert beschrieben, weitere für das Vorhaben relevante Ereignisse sind in Tab. 2.1 kurz zusammengefasst.

### **2.3.1 Großflächige Netzstörung mit Auswirkungen auf Kernkraftwerke (Ereignis 1)**

Ein aufgrund eines defekten Schalters verursachter Ausfall von zwei der sechs zur Verfügung stehenden Übertragungsleitungen im Höchstspannungsnetz führte dazu, dass die Übertragungskapazität der vier verbliebenen Leitungen nicht ausreichte, um die erforderliche elektrische Energie zu transportieren. Infolge dessen kam es zu starken Spannungsschwankungen im Verbundnetz, die etwa eine Minute andauerten. Um die Situation im Verbundnetz wieder zu normalisieren, hätten zu diesem Zeitpunkt Teile des Netzes voneinander getrennt werden müssen. Dies erfolgte nicht, woraufhin sich weite Teile des Verbundnetzes automatisch abschalteten. Die Störungen im Verbundnetz hatten auch Auswirkungen auf Kernkraftwerke, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Ein Kraftwerk befand sich zum Zeitpunkt der Störungen im „hot shutdown“ aufgrund einer vorherigen Reaktorschnellabschaltung, die aber nicht aufgrund der Störungen im Verbundnetz erfolgte. Aufgrund der Störungen im Verbundnetz kam es zum Ausfall der externen Stromversorgung. Daraufhin erfolgte der Start von Notstromdieselgeneratoren und Gasturbinen, wodurch die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher wieder hergestellt wurde.

In einem anderen Kraftwerk kam es aufgrund der Störungen im Verbundnetz zum Ansprechen des Distanzschutzes und des Unterimpedanzschutzes, wodurch die Anlage vom Netz getrennt wurde. Da auch die Einspeiseschalter zu den unterlagerten Schienen öffneten, erfolgte kein Lastabwurf auf Eigenbedarf. Die Versorgung der sicher-

heitstechnisch wichtigen Verbraucher erfolgte über Notstromdieselgeneratoren und Gasturbinen.

Die Störungen im Verbundnetz führten in einem weiteren Kraftwerk zur Anregung des Unterimpedanzschutzes, wodurch die Anlage vom Netz getrennt wurde. Es erfolgte ein Lastabwurf auf Eigenbedarf, der zunächst auch gelang. Da aber zum Zeitpunkt des Ereignisses gerade Tests durchgeführt wurden, befand sich die Steuerung der Steuerstäbe im manuellen Betrieb. Da die Reaktorleistung aus diesem Grund nicht schnell genug abgesenkt werden konnte, kam es zur Reaktorschnellabschaltung. Die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher wurden daraufhin von Notstromdieselgeneratoren und Gasturbinen versorgt.

In einem weiteren Kernkraftwerk kam es aufgrund der Störungen im Verbundnetz zu einer Überspannung aus dem externen Netz. Daraufhin wurde eine Turbine automatisch vom Netz getrennt und die Reaktorleistung reduziert. Die zweite Turbine blieb in Betrieb, wodurch die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher weiterhin versorgt werden konnten.

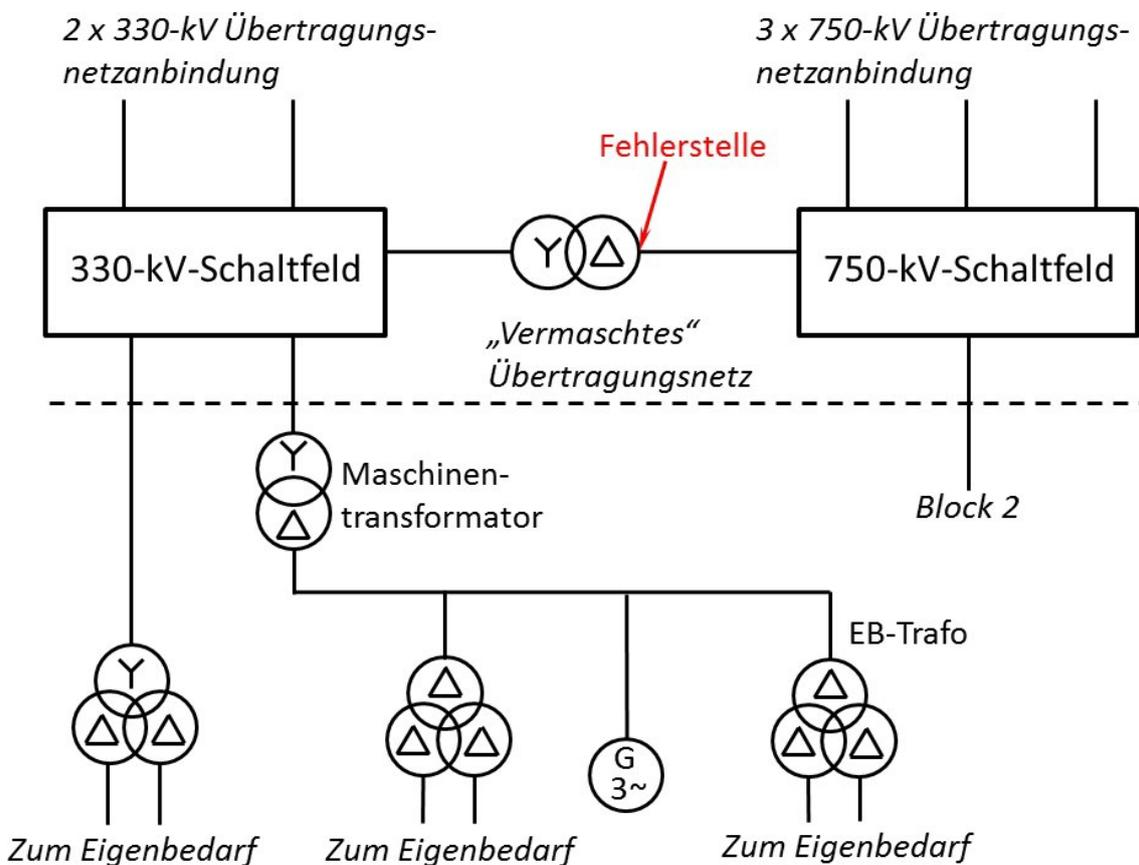
Durch die Störungen im Verbundnetz kam es in einer weiteren Anlage zu einem Anstieg von Spannung und Frequenz. Die aus diesem Grund ansteigende Drehzahl der Turbine sollte verringert werden, was aufgrund eines anlageninternen Fehlers aber nicht gelang. Aufgrund dessen kam es zur Turbinen- und Reaktorschnellabschaltung. Die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher wurden von Notstromdieselgeneratoren und Gasturbinen versorgt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es aufgrund der Netzstörung in diversen Kernkraftwerken zur Anregung von Schutzeinrichtungen kam, die aber nicht in allen Kraftwerken identisch waren. Alle Kraftwerke wurden korrekt vom externen Netz getrennt. In allen Fällen konnten die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher mit elektrischer Energie versorgt werden.

### **2.3.2 Phasenfehler mit daraus resultierendem Ausfall der Spannungsversorgung sicherheitstechnisch wichtiger Komponenten (Ereignis 2)**

In einer Zweiblockanlage kam es zu einem Phasenfehler an einem Kuppeltransformator, welcher zur Herstellung einer Verbindung zwischen den beiden Blöcken genutzt werden kann. Jeder der beiden Kraftwerksblöcke hat einen Generator und einen Ma-

schinentransformator. Das Schaltfeld des Blockes 1 ist mit dem 330-kV-Übertragungsnetz, das Schaltfeld des Blockes 2 mit dem 750-kV-Übertragungsnetz verbunden. Darüber hinaus hat Block 1 die Möglichkeit über einen 330-kV/750-kV-Kuppeltransformator eine Verbindung in das 750-kV-Übertragungsnetz herzustellen. In Abb. 2.2 ist eine Übersicht der Netzanbindungen der beiden Blöcke dargestellt. Zum Zeitpunkt des Fehlers war der Block 1 über drei Verbindungen an das Übertragungsnetz angebunden, über zwei 330-kV-Anbindungen und über den 330-kV/750-kV-Kuppeltransformator zum 750-kV-Übertragungsnetz über das Schaltfeld von Block 2.



**Abb. 2.2** Übersicht der Netzanbindungen der betroffenen Anlage

Der Block 1 befand sich zum Ereigniszeitpunkt im Leistungsbetrieb, der Zustand des Blockes 2 ist nicht bekannt. An der überspannungsseitigen Durchführung von Phase „B“ des 330-kV/750-kV-Kuppeltransformators kam es zu einem mechanischen Versagen zwischen den beiden Schaltfeldern. Die Phase „B“ blieb zunächst offen, durch das Versagen an der Durchführung wurde im Generator von Block 1 ein Gegensystemstrom von ca. 2,5 %  $I_{Nenn}$  induziert. Kurze Zeit später kam es zwischen den Phasen „B“ und „C“ des 330-kV/750-kV-Kuppeltransformators zum Kurzschluss, wodurch der

Gegensystemstrom auf ca. 30 %  $I_{\text{nenn}}$  anstieg. Daraufhin trennten Schutzfunktionen die Anbindungen von Block 1 zum externen Netz sowie den Generator von Block 1.

Der Ausfall der Eigenbedarfsversorgung führte zur Reaktorschnellabschaltung und zum Start der Notstromdiesel. Nach kurzer Zeit konnte die Netzverbindung über eine 330-kV-Verbindung des Blockes 1 wieder hergestellt werden.

### **2.3.3 Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund eines defekten Schalters in einer 220-kV-Schaltanlage (Ereignis 3)**

Die von dem Ereignis betroffene Anlage besteht aus 4 Kraftwerksblöcken. Die Anbindung der vier Blöcke an das Verbundnetz erfolgt über ein 220-kV- und ein 550-kV-Schaltfeld, wobei die beiden Schaltfelder über einen Kuppeltransformator miteinander verbunden sind. Das 220-kV-Schaltfeld, mit dem Block 1 verbunden ist, besteht aus zwei Schienen und einer Reserveschiene. Die Blöcke 2 bis 4 sind mit dem 550-kV-Schaltfeld verbunden. Der Block 1 speist über zwei Transformatoren in das 220-kV-Schaltfeld ein.

Zum Ereigniszeitpunkt befanden sich die Blöcke 1, 3 und 4 im Leistungsbetrieb, der Block 2 befand sich in Revision. Es kam aufgrund eines Feuchtigkeitseintrages in einen 220-kV-Leistungsschalter zu einem einphasigen Kurzschluss an der Phase „C“ des Leistungsschalters zwischen der Schaltanlage und dem Maschinentransformator 1 von Block 1. Der Kurzschluss führte zur Auslösung des Differentialschutzes, woraufhin alle Kontakte unterbrochen wurden. Aufgrund von weiteren Schutzauslösungen wurde auch der Maschinentransformator 2 von Block 1 abgeschaltet. Gleichzeitig kam es zu Schutzabschaltungen im Block 3. Durch die fehlende Eigenbedarfsversorgung fielen die Hauptkühlmittelpumpen aus und der Reaktorschutz löste in Block 1 und Block 3 RESA aus.

Im Zuge von nachfolgenden Reparaturarbeiten schaltete Phase „A“ des 220-kV-Transformatorschalters fälschlicherweise zu, jedoch wurde der Fehler nicht unmittelbar erkannt. Hierdurch lag im Eigenbedarf von Block 1 und Block 3 für ca. 6 Minuten eine asymmetrische Spannung vor. Es kam zur Beschädigung von vier 6-kV- und elf 0,4-kV-Motoren.

#### **2.3.4 Wetterbedingter zweimaliger Ausfall der elektrischen Energieversorgung (Ereignis 4)**

Aufgrund starken Windes kam es zu Störungen im Verbundnetz, wobei einzelne Leitungen abgeschaltet und wieder zugeschaltet wurden. Im weiteren Verlauf kam es zum Ausfall aller vier Anbindungen eines Kernkraftwerkes an das Verbundnetz und somit zum Ausfall der externen elektrischen Energieversorgung. Daraufhin wurde eine manuelle Reaktorschnellabschaltung ausgelöst. Die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher erfolgte auslegungsgemäß über die Notstromdieselgeneratoren, die Kernkühlung wurde automatisch auf die dafür vorgesehenen Komponenten umgeschaltet. Nach ca. zwei Stunden konnte die Verbindung zum Verbundnetz wieder hergestellt werden.

Wenige Stunden später kam es zu einem erneuten Ausfall der externen Energieversorgung. Zu diesem Zeitpunkt befand sich die Anlage noch in der Normalisierung der Situation aus dem vorherigen Notstromfall. Aus diesem Grund mussten sowohl die Notstromdieselgeneratoren als auch von den Dieselgeneratoren zu versorgende Verbraucher manuell zugeschaltet werden, da eine automatische Zuschaltung aufgrund der noch nicht abgeschlossenen Normalisierung nicht verfügbar war. Dies führte dazu, dass einige Möglichkeiten zur Kernkühlung nicht sofort verfügbar waren.

Daraufhin wurde ein anlageninterner Notfall ausgerufen, um zusätzliche Hilfe bei der Beherrschung des Ausfalls der elektrischen Energieversorgung und der damit verbundenen reduzierten Funktion der Kernkühlung zu erhalten. Nach ca. drei Stunden konnte die Kernkühlung von den durch die Notstromdieselgeneratoren versorgten Komponenten übernommen werden, vorher erfolgte diese über Naturumlauf. Kurze Zeit später konnte die Anbindung an das Verbundnetz wieder hergestellt werden. Das Ereignis wurde nach INES-2 eingestuft.

#### **2.3.5 Ausfall der externen Spannungsversorgung aufgrund eines Fehlers im Verbundnetz (Ereignis 5)**

Die Anlage befand sich im Leistungsbetrieb, als es zum Ausfall einer Höchstspannungsleitung im Verbundnetz kam. Aufgrund eines defekten Leistungsschalters schlug die automatische Wiederinbetriebnahme der ausgefallenen Höchstspannungsleitung fehl. Es kam zu einem Einbruch der Spannung auf den verbliebenen Höchstspan-

nungsleitungen, weshalb diese durch die Netzschutzeinrichtungen abgetrennt wurden. Infolge dessen kam es zu einer Inselbildung, wobei sich auch das betroffene Kernkraftwerk innerhalb dieser Insel befand.

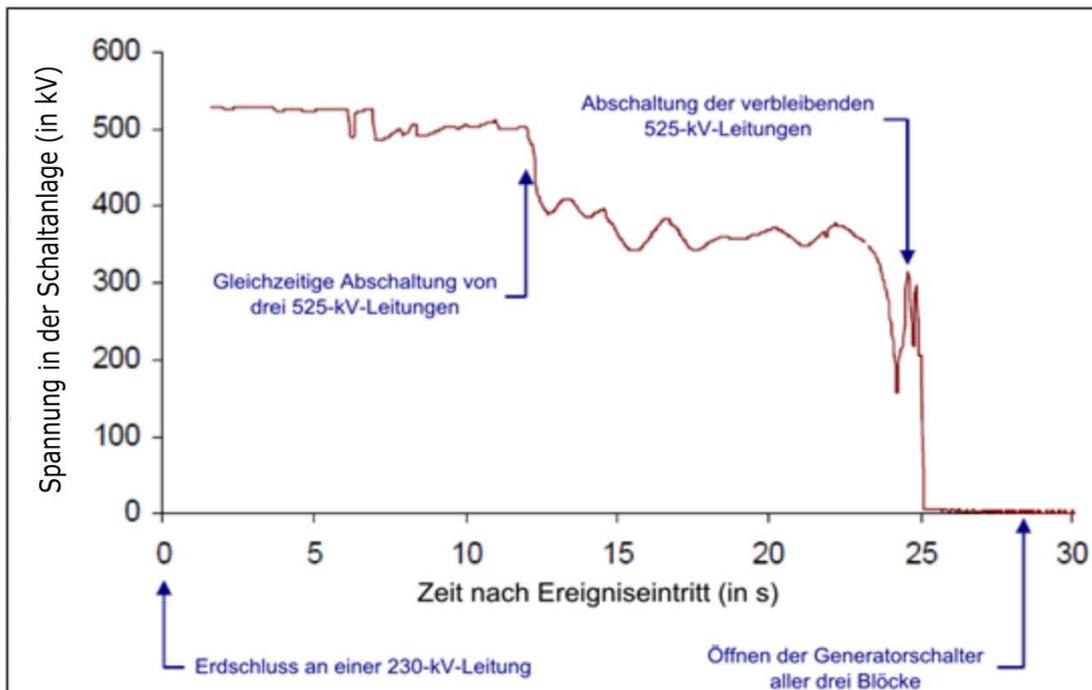
Aufgrund des in der Insel herrschenden Überangebots an elektrischer Energie kam es zu einem Anstieg der Netzfrequenz und in der Folge zu Spannungs- und Frequenzschwankungen. Die Netzfrequenz, welche im Normalfall 50 Hz beträgt, schwankte in einem Bereich zwischen 45 Hz und 53 Hz. Diese Schwankungen dauerten ca. 10 bis 15 Minuten an. Infolge der Spannungs- und Frequenzschwankungen kam es zum Auslösen des Blockschutzes und zur Trennung der Anlage vom Netz, wodurch die externe Spannungsversorgung der Anlage ausfiel und die Eigenbedarfsschienen spannungslos wurden. Es wurde automatisch RESA und TUSA ausgelöst. Die Notstromdieselgeneratoren starteten auslegungsgemäß und stellten die elektrische Energieversorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher sicher. Etwa 30 Minuten nach Ereignisbeginn konnte die Energieversorgung über das externe Netz wiederhergestellt werden.

### **2.3.6 Ausfall der externen Spannungsversorgung aufgrund eines Einzelfehlers im Verbundnetz (Ereignis 6)**

Es kam aufgrund von Exkrementen eines Vogels zum Versagen eines Isolators einer 230-kV-Höchstspannungsleitung (einphasiger Erdschluss). Der Netzschutz regte die Isolation des Fehlers an, allerdings öffnete ein Schalter aufgrund eines Fehlers in einem Schutzrelais nicht. In der Folge kam es aufgrund von Überstrom zur Schutzabschaltung diverser Hoch- und Höchstspannungsleitungen. Wenige Sekunden nach Ereigniseintritt entwickelte sich der zunächst einphasige Erdschluss zu einem dreiphasigen Erdschluss, was dazu führte dass diverse Höchstspannungsleitungen schutzabgeschaltet wurden. Dadurch wurde die Schaltanlage eines Kernkraftwerks (drei Blöcke) vom Verbundnetz isoliert. Daraufhin trennten sich die drei Blöcke über den Generatorschutz ebenfalls von der Schaltanlage. Etwa 38 Sekunden nach Ereigniseintritt waren alle weiteren auf den Fehler speisenden Leitungen abgeschaltet und der Fehler im Netz damit geklärt.

Der Ereignisablauf mit Bezug auf die Schaltanlage des Kernkraftwerks ist in Abb. 2.3 dargestellt. Nach gleichzeitiger Abschaltung von drei 525-kV-Leitungen fiel die Spannung in der Schaltanlage ab. Vor Trennung von der Schaltanlage wurden auf den Warten der drei Blöcke Generatorleistungsschwankungen von 100 MW Wirkleistung und

500 MW bis 700 MW Blindleistung beobachtet. Da in dem betroffenen Kernkraftwerk die Notstromschienen direkt über Anfahrtransformatoren aus dem externen Netz gespeist werden, kam es auch zu einer Propagation der Netzstörung in die Anlage. Dies äußerte sich, in dem sich die Spannung auf den Notstromschienen proportional zur Spannung in der Schaltanlage (siehe Abb. 2.3) änderte. Von den in Betrieb befindlichen Verbrauchern der Notstromschienen schalteten sich einige aufgrund der niedrigen Spannung ab, darunter Batterieladegeräte und Pumpen.



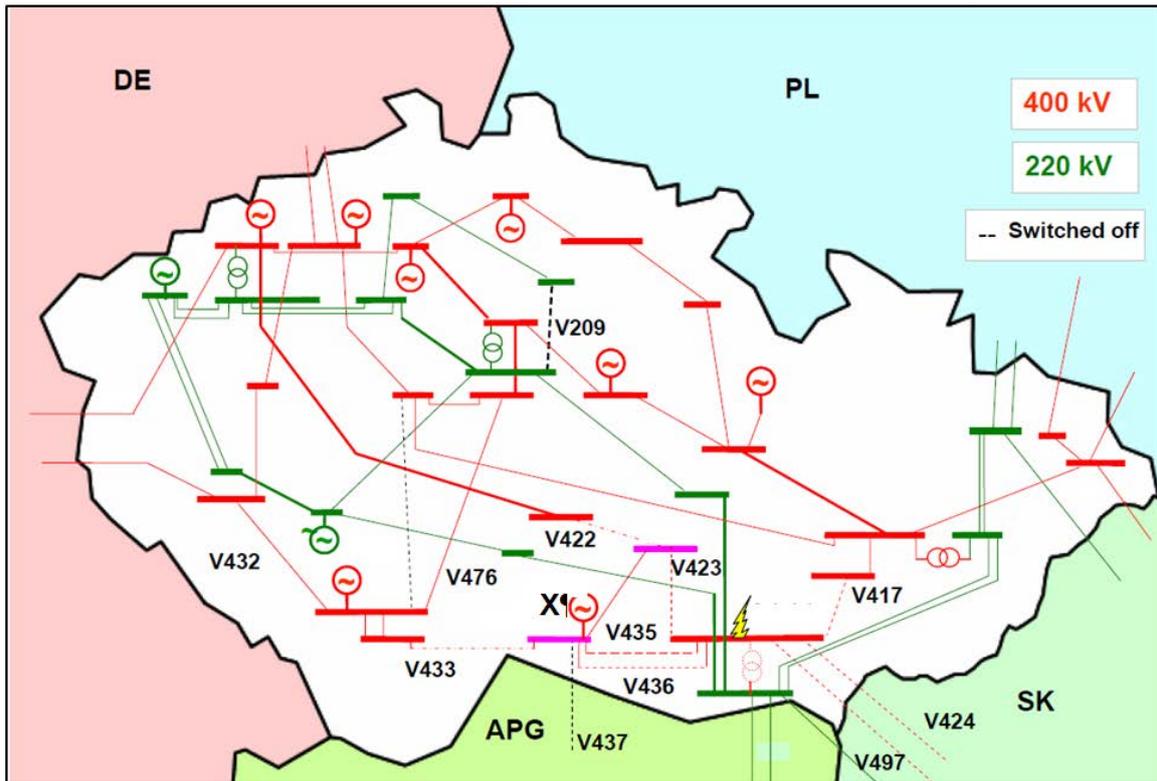
**Abb. 2.3** Spannungsverlauf in der Schaltanlage des Kernkraftwerks während der Netzstörung

In allen drei Blöcken kam es nach dem Verlust der externen Energieversorgung zu TUSA und RESA. Die Notstromdieselgeneratoren aller drei Blöcke starteten und versorgten die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher mit elektrischer Energie, wobei in einem Block einer der beiden Notstromdiesel aufgrund eines Fehlers nach kurzer Zeit wieder abschaltete. Alle drei Blöcke wurden auf hot standby abgefahren. Die Anbindung der drei Blöcke an das Verbundnetz wurde nach einigen Stunden (ca. 4 Stunden für Block 1, ca. 2 Stunden für Block 2 und Block 3) wiederhergestellt.

### **2.3.7 Kurzschluss im Verbundnetz mit anschließendem Inselbetrieb eines Kernkraftwerks (Ereignis 7)**

In einer Schaltanlage im Verbundnetz waren aufgrund von Wartungsarbeiten die Schutzeinrichtungen der 400-kV-Ebene außer Betrieb genommen worden. Ein dreiphasiger Kurzschluss, der bei den Wartungsarbeiten in der Schaltanlage aufgetreten war, konnte daher nicht direkt in der Schaltanlage isoliert werden. Er wurde erst nach 560 ms durch die Schutzeinrichtungen der zur Schaltanlage führenden Höchstspannungsleitungen (Distanzschutz) geklärt. Dadurch waren alle mit der Schaltanlage verbundenen Höchstspannungsleitungen abgeschaltet. Aufgrund der durch diese Störung entstandenen Netzinstabilitäten schalteten sich weitere Höchstspannungsleitungen durch Ansprechen des Distanzschutzes ab. Als Folge davon wurden ein Kernkraftwerk, welches sich vor Ereigniseintritt im ungestörten Leistungsbetrieb befand, sowie zwei Schaltanlagen vom 400-kV-Netz getrennt und gingen in den Inselbetrieb (siehe Abb. 2.4).

Im betroffenen Kernkraftwerk kam es aufgrund des Ereignisses zu einem Anstieg der Drehzahl der Hauptkühlmittelpumpen und dadurch zu einem Anstieg des Kerndurchsatzes und zum Absinken der Kernaustrittstemperatur gefolgt von einem Ansprechen der Reaktorbegrenzungssysteme über zu hohen Neutronenfluss. Außerdem kam es zum Anstieg der Drehzahl der Hauptspeisewasserpumpen und des Sekundärdrucks. Die Begrenzungs- und Schutzeinrichtungen des Kernkraftwerks arbeiteten auslegungsgemäß und die genannten Transienten wurden beherrscht.



**Abb. 2.4** Situation des Höchstspannungsnetzes nach Auftreten des Kurzschlusses in einer Schaltanlage

Durch den Kurzschluss wurden alle gestrichelt dargestellten Leitungen abgeschaltet und es bildete sich ein Inselnetz aus dem Kernkraftwerk (X) sowie zwei Schaltanlagen

Die im Inselnetz vorhandene Netzfrequenz schwankte unmittelbar nach Beginn der Netzstörung zwischen 50 Hz und 53 Hz. Sie stabilisierte sich ca. 12 s nach Ereigniseintritt auf einen Wert von 52,2 Hz und später auf einen Wert von 51,9 Hz. Die Netzfrequenz im Inselnetz blieb für einen Zeitraum von etwa 20 Minuten auf einem Wert größer als 51 Hz, anschließend wurde sie langsam auf den Nennwert von 50 Hz gesenkt. Ungefähr eine halbe Stunde nach Beginn des Ereignisses wurde das Inselnetz wieder mit dem Verbundnetz synchronisiert.

### 2.3.8 Reaktorschnellabschaltung aufgrund eines Blitzschlags im Verbundnetz (Ereignis 8)

Die Anlage befand sich im Leistungsbetrieb als es etwa 7 km vom Anlagengelände entfernt zu einem Blitzschlag kam, welcher zu einem einphasigen Erdschluss im Höchstspannungsnetz führte. Daraufhin sank die Spannung in der betroffenen Phase auf einen Wert von etwa 48 % der Nennspannung ab. Der Fehler wurde durch die

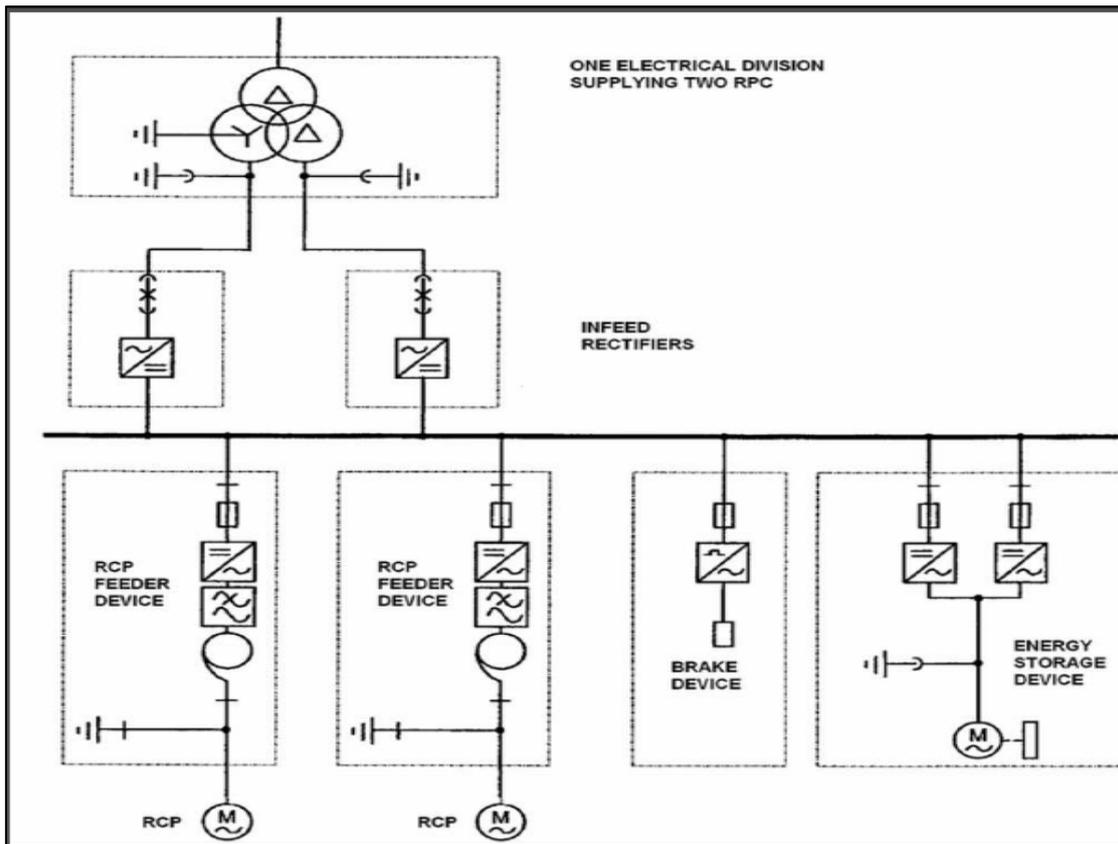
Schutzeinrichtungen des betroffenen Kernkraftwerks sowie durch die Schutzeinrichtungen der nächstgelegenen Schaltanlage nach 51 ms geklärt.

In der Zeit vom Auftreten des Kurzschlusses bis zur Klärung durch die Schutzeinrichtungen lag an den Hauptkühlmittelpumpen des betroffenen Kernkraftwerks ein Phasenungleichgewicht vor. Aufgrund der eingebrochenen Spannung auf der betroffenen Phase kam es zu einem erhöhten Strom in den anderen Phasen und daraufhin bei einer Hauptkühlmittelpumpe zur Auslösung des Überstromschutzes und somit zur Abschaltung der Pumpe, was zu einer Reaktorschnellabschaltung führte. Die Abschaltung der Pumpe durch den kurzzeitig aufgetretenen Überstrom hätte durch ein Impedanzrelais verhindert werden sollen, aber das entsprechende Relais war aufgrund einer defekten Sicherung (Fehler nicht selbstmeldend) nicht betriebsbereit. Aus diesem Grund war die Anlage ohne Kenntnis des Schichtpersonals anfällig für die aufgetretene Netzstörung.

### **2.3.9      Unterspannungstransiente aufgrund eines Blitzschlags (Ereignis 9)**

Die Anlage befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses im Volllastbetrieb. Es kam zu einem Blitzschlag etwa 80 km von der Anlage entfernt, der zu einem dreiphasigen Kurzschluss im 400-kV-Verbundnetz führte. Dieser führte zu einer Unterspannungstransiente im Verbundnetz, welche sich in das elektrische System der Anlage fortpflanzte.

Aufgrund der Unterspannungstransiente stoppten alle 8 Zwangsumwälzpumpen (ZUP). Dies führte zu einer Leistungsreduktion auf 40 % der Nennleistung. Aufgrund von Schutzauslösungen der Einspeise-Gleichrichter zur 6-kV-Stromversorgung stoppten die ZUPs allerdings schneller als erwartet. Wie in der schematischen Darstellung der Energieversorgung der ZUPs (Abb. 2.5) zu erkennen ist, konnten die ZUPs aus diesem Grund nicht über den Energiespeicher versorgt werden, wodurch sie schneller als vorgesehen stoppten.



**Abb. 2.5** Schematische Darstellung der Energieversorgung der ZUPs (im Bild RCP genannt) in der betroffenen Anlage

Während des Ereignisses befand sich der Reaktor kurzzeitig außerhalb des erlaubten Bereichs im Betriebskennfeld und es entwickelten sich Leistungsoszillationen im Kern. Diese wurden vom Kernüberwachungssystem detektiert. Eine Reaktorschnellabschaltung wurde manuell ausgeführt. Nachfolgende Untersuchungen ergaben, dass in allen vier Strängen der Notstromversorgung ungeeignete Einspeise-Gleichrichter eingebaut waren.

### 2.3.10 Unzureichend detektierter Phasenfehler in der Hauptnetzanbindung (Ereignis 10)

In der betroffenen Anlage kam es durch den Bruch eines Abspannisolators in Phase „C“ zu einem Erdschluss im Bereich der 345-kV-Schaltanlage. Die Unterspannungsüberwachung der Anlage war so ausgelegt, dass eine Überwachung von Spannungsdifferenzen zwischen den Phasen „A“ und „B“ sowie zwischen den Phasen „B“ und „C“ erfolgte. Somit wurde der Fehler durch den Erdschluss in dem Kanal, der die Spannung zwischen den Phasen „B“ und „C“ misst, erkannt, der andere Kanal sprach nicht

an. Es lag also eine 1-von-2 Auslösung der Unterspannungsüberwachung vor, welche auslegungsgemäß zur Auslösung einer Reaktorschnellabschaltung führte. Eine Umschaltung der Eigenbedarfsversorgung auf eine andere Möglichkeit (weiterer Transformator zur Einspeisung aus dem Verbundnetz oder Notstromdieselgeneratoren) erfolgte allerdings nicht, da diese gemäß Auslegung nur bei einer 2-von-2 Auslösung anspricht. Die Anlage blieb also über den defekten Transformator mit dem Verbundnetz verbunden. Aus diesem Grund konnte die Asynchronität der Spannung in die Anlage propagieren.

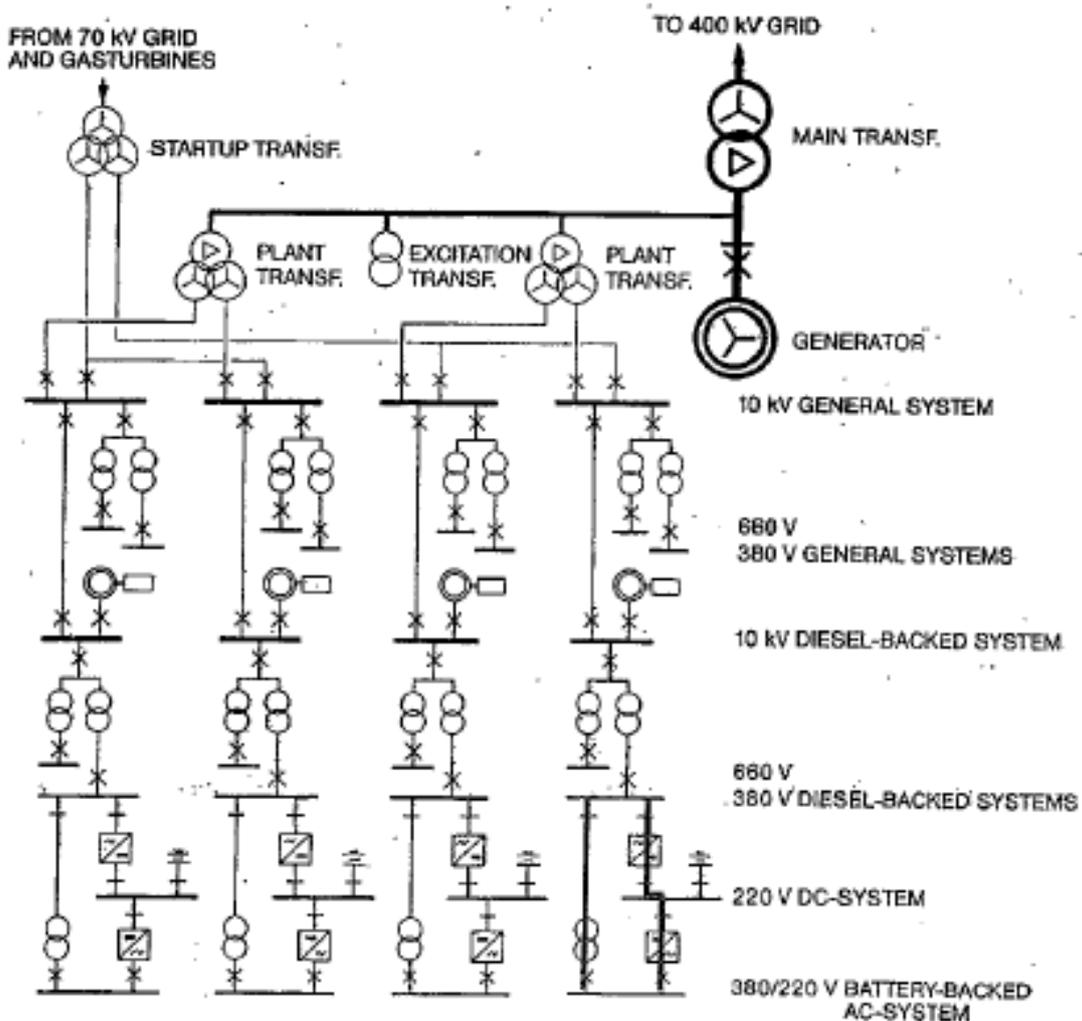
Die asymmetrische Belastung der Phasen führte in den folgenden Minuten dazu, dass sich diverse Verbraucher, die teilweise auch sicherheitstechnisch wichtig waren, durch das Ansprechen ihres Aggregateschutzes über das Kriterium Überstrom abschalteten. Etwa neun Minuten nach Ereignisbeginn erfolgten Meldungen von Anlagenrundgängern, dass es zu Rauchentwicklung im Bereich der Eigenbedarfstransformatoren käme. Infolge dessen wurden manuell Schalter zwischen den Eigenbedarfstransformatoren und den Eigenbedarfsschienen geöffnet. Dadurch entstand eine Unterspannung an den Eigenbedarfsschienen, wodurch die Notstromdieselgeneratoren gestartet wurden und die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher übernahmen. Damit war die Versorgung aller drei Phasen der Notstromversorgung wiederhergestellt.

### **2.3.11 Komponentenausfälle durch Spannungstransienten aufgrund von Gewitter (Ereignis 11)**

Zum Zeitpunkt des Ereignisses befand sich die Anlage in Revision. Der Eigenbedarf der Anlage wurde über das 70-kV-Reservenetz gedeckt, da das 400-kV-Hauptnetz aufgrund von Wartungsarbeiten nicht verfügbar war. Während eines Gewitters kam es aufgrund eines Blitzschlags zu einer Spannungstransiente im 70-kV-Reservenetz. Trotz vorhandener Überspannungsableiter sowohl auf der Hoch- als auch auf der Mittelspannungsseite des 70/10-kV-Transformators konnte die Spannungstransiente in die Anlage propagieren. Dies führte auf zwei der unterbrechungsfrei versorgten 220/380-V-Schienen zur Beschädigung und zum Ausfall von Komponenten.

Die unterbrechungsfreien 220/380-V-Schienen können über drei verschiedene Arten mit Spannung versorgt werden. Im Normalbetrieb werden die Schienen über eine Gleichrichter/Wechselrichter-Kombination aus der überlagerten 660-V-Schiene versorgt. Eine zweite Möglichkeit zur Versorgung der unterbrechungsfreien

220/380-V-Schienen ist über einen 660/380-V-Transformator sowie zwei mechanische Schalter, über welche allerdings keine unterbrechungsfreie Umschaltung möglich ist. Diese beiden Möglichkeiten sind in Abb. 2.6 dargestellt. Um auch bei Ausfall der Versorgung über die Gleichrichter/Wechselrichter-Kombination eine unterbrechungsfreie Versorgung zu ermöglichen, existiert noch eine dritte Einspeisemöglichkeit über einen elektronisch schaltenden Thyristor („static bypass switch“). Dieser ist zwischen der Unterspannungsseite des 660/380-V-Transformators und dem Ausgang des Wechselrichters angeordnet.



**Abb. 2.6** Elektrischer Übersichtsschaltplan der Anlage

Aufgrund von Wartungsarbeiten wurden die beiden betroffenen unterbrechungsfrei versorgten 220/380-V-Schienen durch die Batterien versorgt. Sowohl die mechanischen Schalter als auch der Thyristor waren geöffnet. Durch die Spannungstransiente kam es zur Beschädigung der Thyristoren wodurch diese durchschalteten. Infolge des-

sen wurde „rückwärts“ von der Gleichstromschiene Leistung auf die 660-V-Notstromschiene eingespeist. Daraufhin brach die Spannung auf den betroffenen 380/220-V-Schienen zusammen und es kam zur Überlastung der betroffenen 660/380-V-Transformatoren in zwei Redundanzen, woraufhin die Umschalteneinrichtung manuell außer Betrieb genommen wurde.

Durch das Ereignis wurden mehrere Verbraucher in ihrer Funktion beeinträchtigt, wie z.B. Meldeeinrichtungen auf der Warte, Kommunikationssysteme und Notfallbeleuchtungen. Das Ereignis stellt einen gemeinsam verursachten Ausfall (GVA) dar, bei dem es zu gleichzeitigen Fehlfunktionen in 2 von 4 Strängen der Notstromversorgung gekommen ist. Auch in den beiden nicht betroffenen Strängen bestand das gleiche GVA-Potenzial, hier kam es allerdings zu keinen Auswirkungen.

### **2.3.12      Blitzeinschlag in den Hauptnetzanschluss führt kurzzeitig zum Notstromfall (Ereignis 12)**

Die Anlage befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses im Vollastbetrieb. Es kam zu einem Blitzeinschlag in das 220-kV-Verbundnetz zwischen der Anlage und einer etwa 3 km entfernten Schaltanlage. Infolge dessen sprach der Differentialschutz an und trennte die Anlage durch Öffnen des Netzschalters vom Verbundnetz.

Durch den Blitzeinschlag wurde eine Überspannung in ein zwischen der Anlage und der Schaltanlage verlegtes, nicht ausreichend gegen Blitzeinwirkungen geschütztes, Signalkabel eingekoppelt. Dieses Signalkabel wurde verwendet, um die Schalterstellung des Leistungsschalters in der Schaltanlage von der Anlage aus abfragen zu können. Durch die eingekoppelte Überspannung wurden diverse Sicherungen und Elektronikbaugruppen zerstört. Außerdem kam es zur Einkopplung eines Störimpulses in den Generatorspannungsregler, was dazu führte, dass dieser fälschlicherweise von Automatik- auf Handbetrieb umschaltete. Aufgrund dessen schlug der automatisch eingeleitete Lastabwurf auf Eigenbedarf fehl. Das Abschalten des Generators führte daraufhin zum Notstromfall, da eine Umschaltung auf das Reservenetz aufgrund des Kriteriums „Unterspannung auf den Eigenbedarfsschienen“ auslegungsgemäß nicht durchgeführt wurde.

### **2.3.13 Reaktorschnellabschaltung aufgrund von Netzstörungen verursacht durch menschliche Fehlhandlungen (Ereignis 13)**

Die Anlage befand sich im Volllastbetrieb, als es zu einer Netzstörung kam. Die Netzstörung wurde verursacht, weil ein Mitarbeiter während Wartungsarbeiten an einem Schalter in einem Umspannwerk im Verbundnetz entgegen den Vorschriften alle lokalen Schutzeinrichtungen abgeschaltet hat. Beim Öffnen des Schalters während der Fehlersuche kam es zu einem Lichtbogen, welcher zu einem Defekt in allen drei Phasen der 138-kV-Verteilung führte. Aufgrund der abgeschalteten Schutzeinrichtungen dauerte es ca. 1,7 Sekunden, bis der Fehler durch weiter entfernte Schutzeinrichtungen vom Netz getrennt wurde.

In der betroffenen Anlage kam es aufgrund von Unterspannung auf den Notstromschienen zur Reaktorschnellabschaltung. Anschließend wurde das Kraftwerk auslegungsgemäß aus dem Netz versorgt, welches wieder Nennspannung lieferte.

### **2.3.14 Reaktorschnellabschaltung aufgrund einer Störung in einer Schaltanlage (Ereignis 14)**

Das betroffene Kraftwerk befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses im Volllastbetrieb. Während geplanter Schaltvorgänge im Verbundnetz wurde in einer kraftwerksnahen Schaltanlage ein zweipoliger Kurzschluss ausgelöst. Der Kurzschluss entstand, da sich die Schaltkontakte eines Sammelschientrenners aufgrund von Eiseinwirkung nicht vollständig geschlossen hatten.

Der Blockschutz erkannte den Fehler und trennte die Anlage vom Netz. Der durchgeführte Lastabwurf auf Eigenbedarf schlug fehl, da es aufgrund von Überdrehzahl der Turbine zu einer Turbinenschnellabschaltung kam. Aufgrund dessen wurde eine Langzeitumschaltung auf das Reservenetz durchgeführt, die auch gelang. Dabei wurde auslegungsgemäß eine Reaktorschnellabschaltung ausgelöst.

### **2.3.15 Ausfall der 110-kV-Netzversorgung (Ereignis 15)**

Die Anlage befand sich zum Ereigniszeitpunkt in Revision, die Eigenbedarfsversorgung erfolgte über das 110-kV-Netz. Das 220-kV-Hauptnetz sowie die Notstromdieselegeneratoren in zwei Redundanzen waren revisionsbedingt freigeschaltet. Aufgrund eines

Erdschlusses im 110-kV-Netz, welcher durch einen Schaden an einem Überspannungsableiter im Verbundnetz verursacht wurde, wurde die 110-kV-Leitung, über welche die Anlage zum Zeitpunkt des Ereigniseintritts versorgt wurde, automatisch abgeschaltet.

Aufgrund des Ausfalls der Eigenbedarfsversorgung aus dem Verbundnetz starteten die verfügbaren Notstromdieselgeneratoren in den anderen beiden Redundanzen und übernahmen die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher. Es erfolgte die Wiederherstellung der Anbindung an das Verbundnetz über eine weitere, erdverlegte 110-kV-Leitung, woraufhin die Notstromdieselgeneratoren nach ca. einer halben Stunde wieder abgeschaltet werden konnten.

#### **2.3.16 Kurzschluss in der Höchstspannungsschaltanlage mit anschließendem Notstromfall (Ereignis 16)**

Bei der betroffenen Anlage handelt es sich um eine Zweiblockanlage. Zum Ereigniseintritt befand sich ein Block in Revision, der andere Block befand sich im Leistungsbetrieb. In der zum im Leistungsbetrieb befindlichen Block gehörigen Höchstspannungsschaltanlage kam es zur Zerstörung eines Stromwandlers und aufgrund dessen zu einem Erdschluss der 220-kV-Anbindung. Als Folge davon wurden die 220-kV-Leitung über den Leitungsschutz sowie der Maschinentransformator des im Leistungsbetrieb befindlichen Blockes über den Differentialschutz abgeschaltet.

Diese abgeschaltete 220-kV-Leitung diente zum Zeitpunkt des Ereignisses als Reservenetzeinspeisung für den in Revision befindlichen Block, dessen Hauptnetzeinspeisung zu Revisionszwecken freigeschaltet war. Durch den Ausfall der Reservenetzeinspeisung kam es in dem in Revision befindlichen Block zum Notstromfall. Der Notstromdieselgenerator einer Redundanz befand sich in Revision, die Notstromdieselgeneratoren der anderen drei Redundanzen starteten auslegungsgemäß und übernahmen die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher. Nach ca. einer halben Stunde konnten die Notstromdieselgeneratoren über den wieder zur Verfügung stehenden Reservenetzanschluss abgelöst werden.

In dem im Leistungsbetrieb befindlichen Block wurde durch die Auslösung des Differentialschutzes auch der Generatorschalter geöffnet, es kam zur Reaktorschnellabschaltung. Außerdem kam es aufgrund des bei der Zerstörung des Stromwandlers ent-

standenen Lichtbogens zur Abschaltung des 380-kV-Hauptnetzanschlusses des im Leistungsbetrieb befindlichen Blockes, da sich diese Leitung direkt oberhalb des defekten Stromwandlers befand und es zu einem Überschlag von zwei Phasen aufgrund der Ionisierung der Luft oberhalb der Schadensstelle kam. Daraufhin fiel auch dieser Block in den Notstromfall, die Notstromdieselgeneratoren der vier Redundanzen starteten auslegungsgemäß und stellten die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher sicher. Nach ca. 45 Minuten konnten die Notstromdieselgeneratoren über den wieder zur Verfügung stehenden Reservenetzanschluss abgelöst werden.

### **2.3.17 Simultaner Ausfall von Haupt- und Reservenetz mit anschließendem Lastabwurf auf Eigenbedarf (Ereignis 17)**

Die Anlage befand sich zum Zeitpunkt des Ereigniseintritts im Leistungsbetrieb. Im 220-kV-Verbundnetz kam es aufgrund einer Netzstörung, die durch den Ausfall einer Leitung verursacht wurde, zu einer Überfrequenz, wodurch der Überfrequenzschutz der Anlage diese bei einer Netzfrequenz von 51,3 Hz vom Verbundnetz trennte. Direkt im Anschluss an die Trennung der Anlage vom Verbundnetz fiel das komplette Netz aus. Damit waren sowohl der 220-kV-Hauptnetzanschluss als auch der 132-kV-Reservenetzanschluss der Anlage unverfügbar.

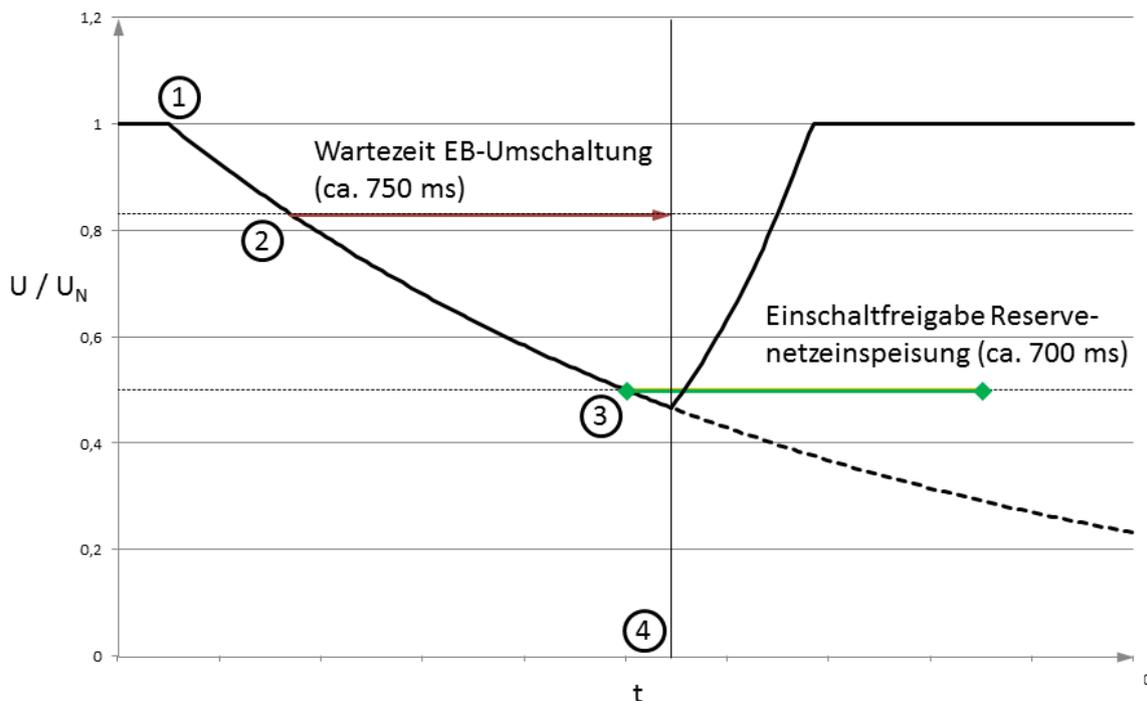
In der Anlage wurde ein Lastabwurf auf Eigenbedarf angeregt, der erfolgreich durchgeführt wurde. Die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher wurden somit weiterhin durch den Generator der Anlage versorgt. Die beiden externen Netzanschlüsse wurden nach etwa zwei Stunden (132-kV-Netz) bzw. vier Stunden (220-kV-Netz) wiederhergestellt. Die Anlage versorgte sich für etwa vier Stunden im Inselbetrieb und wurde anschließend wieder mit dem Netz verbunden.

### **2.3.18 Anregung der Notstromsignale in zwei Redundanzen nach Ausfall des 380-kV-Hauptnetzanschlusses (Ereignis 18)**

Die Anlage befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses im Stillstandsbetrieb. In einer zum Verbundnetz gehörenden, anlagennahen Schaltanlage kam es zu einem Brand in einem Stromwandler, woraufhin eine 380-kV-Leitung, über welche der Eigenbedarf der Anlage versorgt wurde, ausfiel.

Aufgrund des Ausfalls der Hauptnetzanbindung wurde auslegungsgemäß auf das 220-kV-Reservenetz umgeschaltet. In zwei von vier Redundanzen erfolgte diese Umschaltung ordnungsgemäß, in den anderen beiden Redundanzen schlug diese fehl. Daraufhin kam es in diesen beiden Redundanzen zur Anregung der Notstromsignale und zum Start der zugehörigen Notstromdieselgeneratoren, welche die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher übernahmen.

Der Grund für die fehlgeschlagene Umschaltung auf das Reservenetz in zwei Redundanzen war eine ungeeignete Staffelung von Freigabe- und Verzögerungszeiten bei der Umschaltung. Das Öffnen der Hauptnetzschalter für die Langzeitschaltung erfolgt erst nach Ablauf einer Verzögerungszeit, um unnötige Umschaltungen bei sehr kurzen Spannungseinbrüchen zu vermeiden. Des Weiteren erfolgt die Zuschaltung der Reservenetzeinspeisung erst nach Erfüllung der Zuschaltbedingungen.

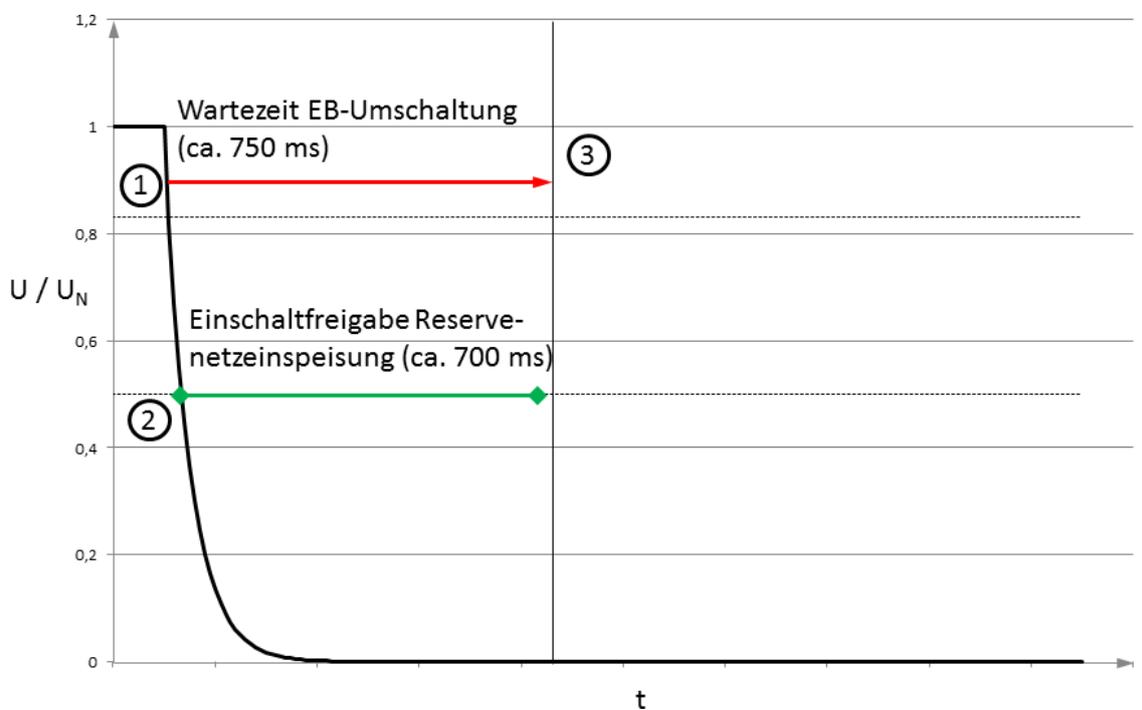


**Abb. 2.7** Schematische Darstellung des bestimmungsgemäßen Ablaufs der Eigenbedarfsumschaltung

In Abb. 2.7 ist der zeitliche Ablauf einer Eigenbedarfsumschaltung vom Haupt- auf das Reservenetz schematisch dargestellt. Zum Zeitpunkt (1) erfolgt der Ausfall der Hauptnetzeinspeisung. Da die vorher versorgten Verbraucher die Spannung auf der Schiene noch stützen, fällt diese verzögert ab. Sobald die Restspannung 83 % der Nennspannung unterschreitet (2), beginnt die oben erwähnte Verzögerungszeit von 750 ms, bis die Hauptnetzschalter geöffnet werden. Sobald 50 % der Nennspannung unterschritten

werden (3), erfolgt für einen Zeitraum von 700 ms die Freigabe zum Einschalten des Reservenetzschalters. Nach Ablauf der Verzögerungszeit wird der Hauptnetzschalter geöffnet (4). Auslegungsgemäß sind jetzt die Zuschaltbedingungen für das Reservenetz, nämlich geöffnete Hauptnetzschalter sowie Freigabe zum Einschalten, erfüllt, so dass die Reservenetz-zuschaltung erfolgt.

Im vorliegenden Fall waren aufgrund des Anlagenzustandes – langfristiger Stillstands-betrieb mit geringem Eigenbedarf – die Eigenbedarfsschienen nur gering belastet. Des Weiteren war die Last nicht symmetrisch auf die vier Eigenbedarfsschienen verteilt. Auf den beiden Schienen, die nur eine geringe Zahl an Verbrauchern versorgt haben, fiel die Spannung nach Ausfall des Hauptnetzes deutlich schneller ab als auf den anderen beiden Schienen.



**Abb. 2.8** Schematischer Spannungsverlauf im Rahmen des Ereignisses

In Abb. 2.8 ist der schematische Spannungsverlauf auf diesen beiden Schienen dargestellt. Aufgrund der geringen Anzahl an Verbrauchern wurde die Spannung auf den Schienen nach Ausfall des Hauptnetzes (1) nahezu nicht mehr gestützt und fiel daher sehr schnell ab. Somit betrug der zeitliche Abstand zwischen dem Start der Verzögerungszeit zum Öffnen der Hauptnetzschalter bei 83 % der Nennspannung und der Erteilung der Freigabe zum Einschalten des Reservenetzschalters bei 50 % der Nennspannung (2) nur wenige Millisekunden. Aus diesem Grund war nach Ablauf der Freigabezeit für den Reservenetzschalter von 700 ms die Verzögerungszeit für das

Öffnen der Hauptnetzschalter von 750 ms noch nicht verstrichen. Als die Hauptnetzschalter nach Ablauf der 750 ms Verzögerungszeit geöffnet wurden (3), lag somit keine Freigabe zum Einschalten des Reservenetzschalter mehr vor. Somit schlug die Reservenetzumschaltung auf diesen beiden Schienen fehl.

### **2.3.19 Ausfall der externen Energieversorgung aufgrund von Sabotage (Ereignis 19)**

Zum Zeitpunkt des Ereignisses befand sich die Anlage im Leistungsbetrieb. Die Anlage war über zwei 380-kV-Anbindungen mit dem Verbundnetz verbunden, welche beide von jeweils einem Maschinentransformator gespeist wurden. Des Weiteren kann die Anlage zu Anfahr- und Abfahrzwecken über zwei 110-kV-Anbindungen mit dem Verbundnetz verbunden werden. Aufgrund von Sabotage wurde ein Hochspannungsmast, auf welchem sowohl eine 380-kV- als auch eine 110-kV-Netzanbindung der Anlage geführt waren, gesprengt. Daraufhin fiel dieser Mast um und zerstörte dabei auch noch zwei weitere Maste. Dadurch wurde eine der beiden vorhandenen 380-kV-Anbindungen automatisch dreipolig abgeschaltet.

In der zweiten 380-kV-Netzanbindung wurde zuerst nur ein einpoliger Fehler detektiert, woraufhin von der Schutzeinrichtung eine einpolige Kurzunterbrechung angeregt wurde. Kurze Zeit später wurde auf den beiden anderen Phasen dieser Leitung allerdings auch ein Fehler detektiert, woraufhin alle drei Phasen dieser Leitung vom Netz getrennt wurden.

Durch das zeitlich unterschiedliche Öffnen der drei Phasen der 380-kV-Anbindung zum Verbundnetz wurde der Generator unsymmetrisch belastet (Schieflast). Dies führte zum Öffnen des Generatorschalters, wodurch ein Lastabwurf auf Eigenbedarf nicht mehr möglich war. Da durch den Sabotageakt auch eine der beiden 110-kV-Netzanbindungen unverfügbar war, trat der Notstromfall ein. Die Notstromdieselgeneratoren starteten auslegungsgemäß und stellten die Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher sicher. Etwa 10 Minuten nach Beginn des Ereignisses wurde die zweite 110-kV-Netzanbindung manuell zugeschaltet und die Notstromdieselgeneratoren konnten abgeschaltet werden.

### **2.3.20 Ausfall der externen Energieversorgung nach menschlichen Fehlhandlungen (Ereignis 20)**

Das betroffene Kernkraftwerk besteht aus einer Zweiblockanlage, wobei jeder Block über zwei Turbinen verfügt. Block 1 befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses im Leistungsbetrieb, Block 2 im Anfahrbetrieb bei 80 % Leistung. Außerdem war eine der 400-kV-Anbindungen an das Verbundnetz abgeschaltet, da diese gewartet wurde.

Es kam zu einer Netzstörung, wodurch sich das Verbundnetz in mehrere Teile aufspaltete. In einem Teilnetz befand sich neben dem betroffenen Kernkraftwerk auch ein Kohlekraftwerk, allerdings war die Anzahl der Verbraucher in diesem Teilnetz relativ gering. Aus diesem Grund lag in diesem Teilnetz ein Überangebot an elektrischer Energie vor, weswegen die Netzfrequenz in diesem Teilnetz auf 52,3 Hz (Nennfrequenz 50 Hz) anstieg. Daraufhin wurde die Drehzahl der Turbinen in der betroffenen Anlage automatisch heruntergefahren, wodurch es zu einer Abnahme der Netzfrequenz kam.

Die Schicht von Block 1 hatte diese Situation falsch interpretiert und die Drehzahl der Turbinen in Block 1 manuell erhöht. Damit stieg die von Block 1 gelieferte Leistung wieder an, während die von Block 2 gelieferte Leistung abnahm. Da die Netzfrequenz weiterhin bei einem hohen Wert von 52 Hz lag, entschloss sich die Schicht von Block 1, eine der beiden Turbinen abzuschalten. Einige Sekunden später kam es zur Reaktorschnellabschaltung in Block 2, woraufhin auch beide Turbinen von Block 2 abgeschaltet wurden. Somit waren von den ursprünglich mit dem Verbundnetz verbundenen vier Turbinen nur noch eine Turbine von Block 1 mit dem Teilnetz verbunden. Nach einigen Transienten stabilisierte sich das Teilnetz bei einer Netzfrequenz von 47,5 Hz.

Nach einigen Minuten kam es während der Vorbereitungen zur Netzzuschaltung der abgeschalteten Turbine in Block 1 zu einer weiteren Störung im Teilnetz, die dazu führte, dass die Leistungsbegrenzung der letzten mit dem Teilnetz verbundene Turbine ansprach. Daraufhin sank die Frequenz im Teilnetz auf 43 Hz ab, was zu einer Reaktorschnellabschaltung führte. Somit waren keine Kraftwerke mehr in Betrieb, die noch elektrische Energie ins Teilnetz lieferten. Der Notstromfall trat ein, woraufhin die Notstromdieselgeneratoren automatisch starteten und die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher versorgten. Nach einigen Minuten war das externe Netz wieder verfügbar, woraufhin die Notstromdieselgeneratoren wieder abgelöst wurden.

### **2.3.21 Abschaltungen von Gleichrichtern aufgrund von Netzstörungen (Ereignis 21)**

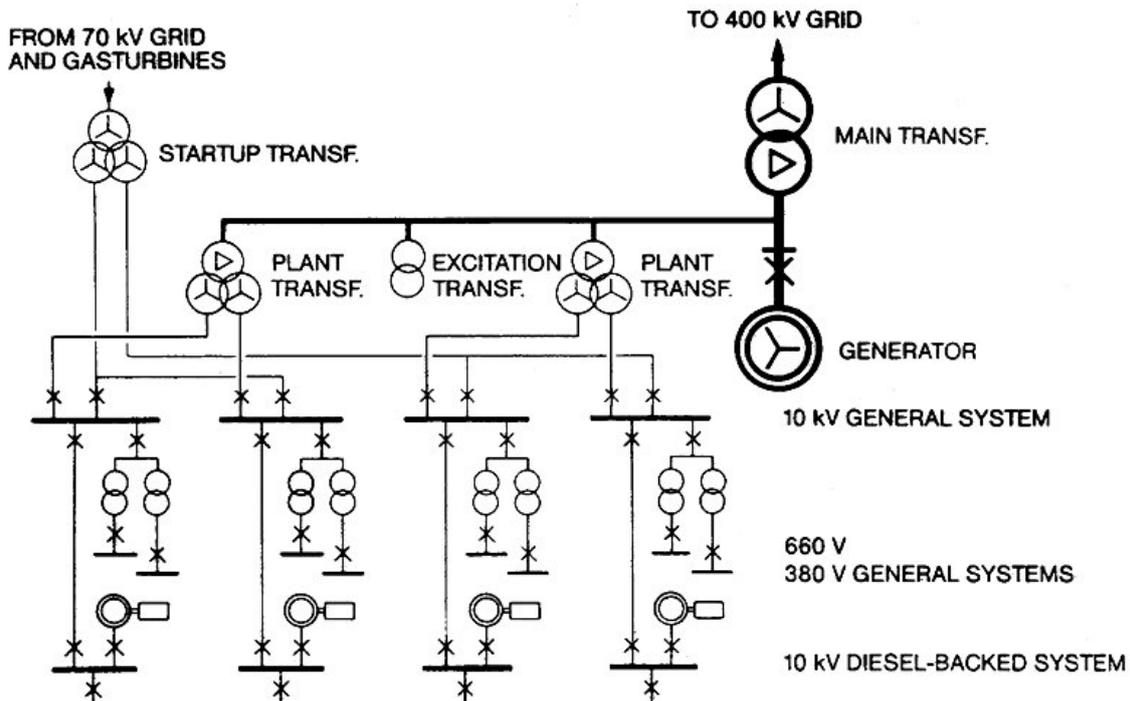
Die Anlage befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses im Leistungsbetrieb. Aufgrund von Witterungseinflüssen kam es im 400-kV-Netz zum Schwingen von Freileitungen, was zu einer Berührung von zwei Phasen eines Freileitungssystems und somit zu einem zweiphasigen Kurzschluss führte. Durch diese Kurzschlüsse kam es zu Spannungs- und Frequenzeinbrüchen im Verbundnetz, die in der betroffenen Anlage zu Generatorleistungspendelungen und erhöhten Turbosatzschwingungen führten. In zwei Redundanzen des Notstromnetzes kam es zum einkanaligen Ansprechen der Reaktor-schutz-Grenzsignalgeber über das Kriterium Spannung  $< 80\%$  der Nennspannung.

Aufgrund der Witterungsverhältnisse kam es zu weiteren Kurzschlüssen im 400-kV-Verbundnetz, welche zu Abschaltungen von 24-V-Gleichrichtern im Notstromnetz führten. Außerdem kam es zum Öffnen von einem der beiden 400-kV-Netzschalter durch den Netzschutz. Die Anlage blieb über die zweite 400-kV-Netzanbindung mit dem Verbundnetz verbunden, als ein Kurzschluss in dieser Leitung ebenfalls zu Generatorleistungspendelungen und Turbosatzschwingungen führte. Um eine vollständige Trennung vom Netz zu verhindern, wurde der zuvor geöffnete 400-kV-Schalter wieder geschlossen.

Wenige Minuten später kam es durch einen weiteren Kurzschluss im Verbundnetz zur erneuten Trennung von dieser Leitung, wodurch weitere Gleichrichter des Notstromnetzes abgeschaltet wurden. Die Anlage blieb während der Störungen in Betrieb, Begrenzungs- und Reaktorschutzaktionen wurden nicht angefordert. Nach etwa einer halben Stunde waren alle Gleichrichter wieder zugeschaltet.

### **2.3.22 Unerkannter Verlust von zwei Phasen der 400-kV-Netzanbindung (Ereignis 22)**

Die Anlage befand sich zum Zeitpunkt des Ereignisses in Revision. Die Anlage verfügt über 400-kV-Hauptnetzanbindung mit zwei parallelen Netzschaltern und eine 70-kV-Reservenetzanbindung. Aufgrund von Wartungsarbeiten waren die Anbindung an das 70-kV-Netz sowie einer der beiden 400-kV-Netzschalter freigeschaltet. Der schematische Aufbau des Eigenbedarfs und der Netzanbindung ist in Abb. 2.9 dargestellt.



**Abb. 2.9** Schematischer Aufbau des Eigenbedarfs und der Netzanbindung

Während Wartungsarbeiten am Generator kam es zur Fehlanregung von Blockschutzeinrichtungen. Aufgrund dessen erhielt der 400-kV-Netzschalter, über den die Anlage mit dem Hauptnetz verbunden war, einen Befehl zum Öffnen. Der Hauptnetzschalter öffnete aufgrund einer fehlenden Kabelverbindung in einem Schaltschrank nur in zwei von drei Phasen, die dritte Phase blieb mit dem Hauptnetz verbunden. Dies führte dazu, dass auf den Eigenbedarfsschienen in zwei von drei Phasen die Spannungsgrenzwerte, bei denen die Schiene als ausgefallen erkannt wird, nicht unterschritten wurden. Somit kam es aufgrund der 2-von-3-Auswahl dieser Erkennung nicht zur Anregung der eigentlich erforderlichen Reaktorschutzaktionen und somit auch nicht zur Trennung der Schienen vom Netz und zum Start der Notstromdieselgeneratoren. Es kam zum Abschalten diverser Verbraucher über deren Aggregateschutz, u. a. kam es zum vollständigen Ausfall der Nachkühlketten. Einige nicht sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher ohne Aggregateschutz wurden beschädigt.

Nach einigen Minuten wurde ein Strang des Notstromnetzes manuell vom Netz getrennt, woraufhin der zugehörige Notstromdieselgenerator startete. Dadurch konnte eine Nachkühlkette wieder in Betrieb genommen werden. In den folgenden Minuten wurden die anderen Stränge des Notstromnetzes ebenfalls manuell wieder verfügbar gemacht.

### **2.3.23 Nicht erkannter Phasenfehler führt zur Reaktorschnellabschaltung (Ereignis 23)**

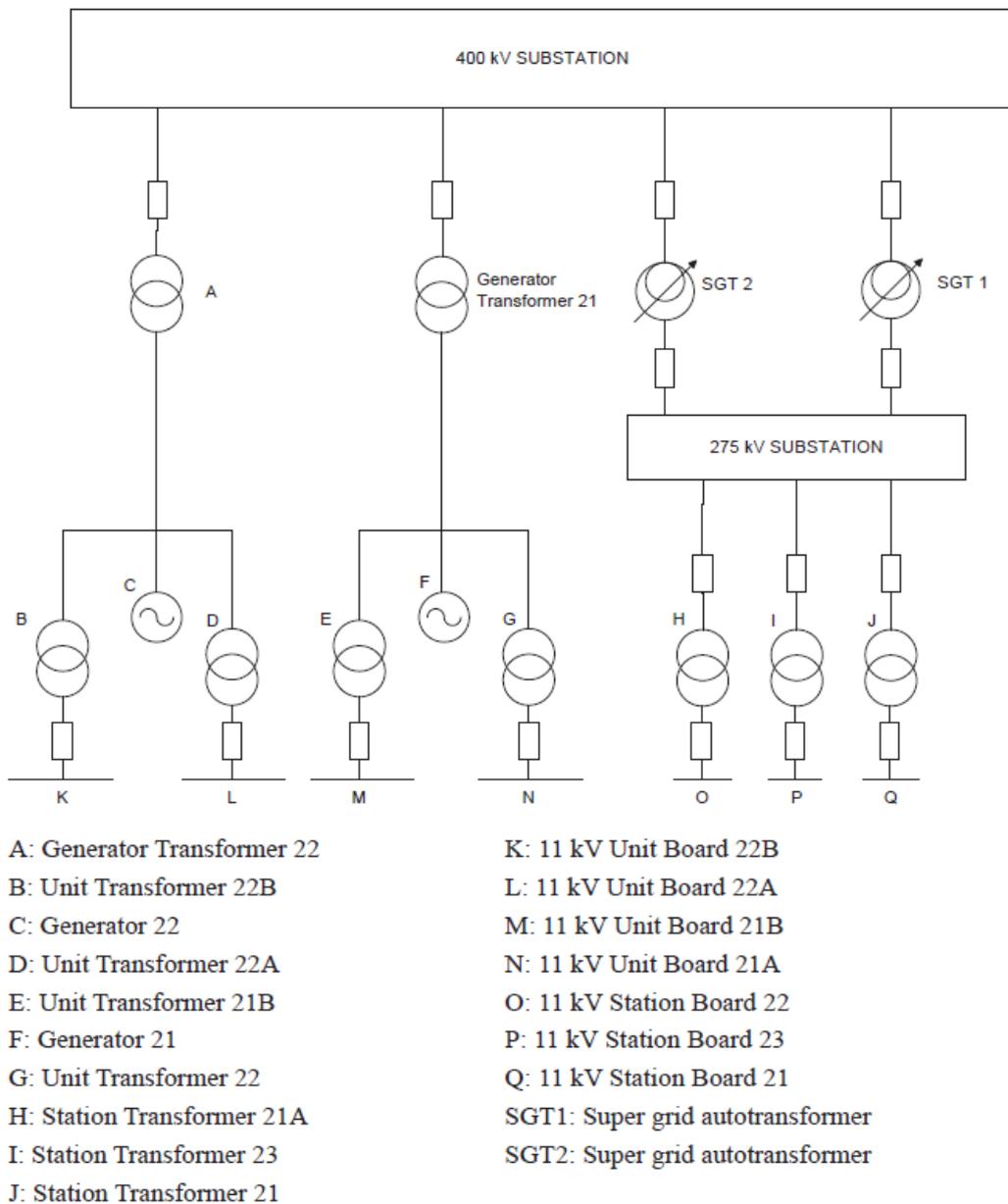
Die betroffene Zweiblockanlage ist über zwei 23,5-kV/400-kV-Maschinen-  
transformatoren mit dem Verbundnetz verbunden, um die erzeugte Leistung an das  
Netz abgeben zu können. Die 11-kV-Eigenbedarfsschienen der beiden Blöcke werden  
über drei Transformatoren aus einer 275-kV-Schaltanlage versorgt, welche wiederum  
über zwei Transformatoren mit dem 400-kV-Verbundnetz verbunden ist (siehe  
Abb. 2.10). Die 3,3-kV-Notstromschienen sind den 11-kV-Schienen unterlagert und  
werden im Normalbetrieb von diesen versorgt. Zum Zeitpunkt des Ereignisses befand  
sich ein Block der betroffenen Zweiblockanlage in Revision, der andere Block befand  
sich im Leistungsbetrieb.

In einer nahe dem betroffenen Kernkraftwerk befindlichen 400-kV-Schaltanlage wurden  
vom Netzbetreiber geplante Schaltmaßnahmen vorgenommen, während derer es zum  
Ansprechen von Schutzeinrichtungen (negative phase sequence protection) kam. Die-  
se sprachen an, weil in einem 400-kV-Leistungsschalter ein Fehler unerkannt vorlag.  
Einer der Schalterpole blieb aufgrund eines bei vorangegangenen Wartungsarbeiten  
verursachten Fehlers dauerhaft geöffnet. Dieser Fehler wurde aufgrund eines vorhan-  
denen parallelen Pfades zu dem betroffenen Schalter für einige Monate nicht erkannt  
und trat erst bei der geplanten Schaltmaßnahme in Erscheinung.

Aufgrund der Anregung der Schutzeinrichtungen des Generators wurde der Generator  
vom Netz getrennt und es wurde Reaktorschnellabschaltung des im Leistungs-  
betrieb befindlichen Blockes ausgelöst. Kurze Zeit später wurden in beiden Blöcken  
des betroffenen Kernkraftwerks einige Aggregate durch ihren Aggregateschutz auf-  
grund von thermischer Überlastung abgeschaltet, wobei in dem Block, welcher sich  
zum Ereigniseintritt im Leistungsbetrieb befand, einige Pumpen zur Nachkühlung des  
Reaktors ausfielen und in dem in Revision befindlichen Block die komplette Nachküh-  
lung ausfiel. Da dieser bereits seit einigen Wochen abgeschaltet war, kam es zu keiner  
signifikanten Erhöhung der Temperatur des Reaktors. Der Versuch die abgeschalteten  
Aggregate wieder zu starten führte zum erneuten Ansprechen der Schutzeinrichtungen  
und zum Abschalten der Aggregate.

Nach einigen Minuten wurde eine Asymmetrie der Spannungen zwischen den Phasen  
der 11-kV-Eigenbedarfsschienen erkannt. Zu diesem Zeitpunkt wurde das gesamte  
Verbundnetz von der Schichtmannschaft als unsicher angesehen und die Anlage wur-

de durch Handmaßnahmen vom Verbundnetz getrennt, woraufhin die sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher von den Notstromdieselgeneratoren versorgt wurden.



**Abb. 2.10** Schematischer Aufbau der Netzanbindung der betroffenen Anlage

### 2.3.24 Weitere Ereignisse

Neben den in den Abschnitten 2.3.1 bis 2.3.23 detailliert beschriebenen Ereignissen sind aus der nationalen und internationalen Betriebserfahrung noch weitere für das Vorhaben relevante Ereignisse bekannt, bei denen es aufgrund von Störungen im Ver-

bundnetz zu Rückwirkungen auf die Anlage gekommen ist. Diese werden in der nachfolgenden Tab. 2.1 kurz zusammengefasst.

**Tab. 2.1** Übersicht über weitere Ereignisse (24 – 72) aufgrund von Störungen im Verbundnetz

Ereignis Nr.	Kurzbeschreibung
24	Großflächige Netzstörung aufgrund durchhängender Leiterseile und anschließendem Kontakt dieser mit Bäumen; darauf folgende Inselbildung mit Lastschwankungen, Unterspannung und Unterfrequenz; Reaktorschnellabschaltung mehrerer Kernkraftwerke
25	Sturmbö verursachte Erdschluss zwischen Erdseil und 220-kV-Freileitungen; Trennung der Anlage vom Hauptnetz, TUSA, Umschaltung auf das Reservenetz; weitere Erdschlüsse zwischen Erdseil und 110-kV-Reservenetz verursachten Frequenz- und Spannungseinbrüche; RESA
26	Zerstörung des Schutzableiters des Maschinentransformators aufgrund eines Taifuns führte zum Ausfall der externen Spannungsversorgung; RESA; Notstromdieselgeneratoren konnten nicht gestartet werden; Station Blackout mit Naturumlaut
27	Witterungsbedingte Kurzschlüsse im Höchstspannungsnetz führten zur Aufspaltung des Netzes in Teilnetze; Über-, Unterfrequenz, anschließend Netzausfall; RESA und Notstromfall in betroffener Anlage
28	Ausfall beider Anbindungen an das externe 220-kV-Verbundnetz; Lastabwurf auf Eigenbedarf schlug fehl, TUSA und RESA; Notstromfall
29	Kurzschluss bei Wartungsarbeiten in einer externen 400-kV-Schaltanlage; RESA, Überspannungs- und Unterfrequenztransiente; ungeeignete Auslegung von Schutzeinrichtungen in der Anlage führte zur Unverfügbarkeit aller Wechselstromschienen in 2 von 4 Strängen der Notstromanlage

Ereignis Nr.	Kurzbeschreibung
30	Einbruch der Verbraucherlast im Verbundnetz führte zum Anstieg der Turbinendrehzahl; Frequenzschwankungen an der Turbine zwischen 48,5 Hz und 51,9 Hz; TUSA und RESA;
31	Netzinstabilitäten aufgrund von hoher Last und Leitungsausfällen; Kurzschluss einer 345-kV-Leitung im Verbundnetz aufgrund von Baumkontakt führte zur Verstärkung der Netzinstabilitäten; Ausfall weiterer Höchstspannungsleitungen aufgrund von Überlast und Baumkontakt; Überlastung und Abschaltung einer Vielzahl weiterer Höchst- und Hochspannungsleitungen; diverse Auswirkungen auf mehrere Kernkraftwerke je nach Lage im Verbundnetz wie z. B. Spannungs- und Frequenzschwankungen mit anschließender Trennung vom Verbundnetz, Notstromfall, Unterfrequenz, Unterspannung, TUSA
32	Einphasiger Kurzschluss im externen Netz; Erkennung des Fehlers durch Unterspannungsüberwachung und Trennung der Anlage vom Netz; Start der Notstromdieselgeneratoren
33	Elektrischer Defekt in Kombination mit Fehleinstellungen an Differentialschutzrelais führte zum Verlust der externen Spannungsversorgung; Notstromfall
34	Fehler im Leistungsschalter einer 400-kV-Schaltanlage führte zum Ausfall der externen Spannungsversorgung für die betroffene Anlage; TUSA und RESA; Notstromfall
35	Fehlschaltungen aufgrund menschlicher Fehlhandlungen in externer 220-kV-Schaltanlage führten zum Ausfall der externen Spannungsversorgung; Lastabwurf auf Eigenbedarf schlug fehl; RESA
36	Menschliche Fehlhandlung führte zum Kurzschluss in externer 400-kV-Schaltanlage; Unterspannungstransiente und daran anschließend Ausfall der externen Spannungsversorgung in allen vier Blöcken der betroffenen Anlage; in zwei Blöcken Lastabwurf auf Eigenbedarf, in zwei Blöcken Notstromfall
37	Hurrikan führte zum Ausfall des Verbundnetzes; daraufhin Spannungsszillationen und Überfrequenztransiente auf den Eigenbedarfschienen der betroffenen Anlage; TUSA und RESA; Notstromdieselgeneratoren liefen fehlerhaft nicht an; Station Blackout

Ereignis Nr.	Kurzbeschreibung
38	Fehlhandlungen während Tests in einer externen Schaltanlage führten zum Ausfall der 400-kV-Hauptnetzanbindung; Umschaltung auf Reservenetzanbindung mit Versorgung der Anlage über zwei Start-Up-Transformatoren; einer der beiden Transformatoren war freigeschaltet, aus diesem Grund Start der Notstromdieselgeneratoren für zwei Schienen; TUSA und RESA
39	Ausfall von zwei der drei externen Netzanbindungen durch Blitzschlag; Unterbrechung der Versorgung der Notstromschienen in der betroffenen Anlage; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren; RESA und Durchdringungsabschluss
40	Ausfall des Verbundnetzes führte zum Verlust der externen Spannungsversorgung; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
41	Unterspannungstransiente im Verbundnetz führte zu Unterspannungstransiente auf den Notstromschienen mit Start der Notstromdieselgeneratoren; RESA
42	Einphasiger Erdschluss im externen 330-kV-Verbundnetz aufgrund nistender Vögel in einer Schaltanlage; Ausfall der externen Spannungsversorgung; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
43	Kaskadenartiger Ausfall mehrerer Höchstspannungsleitungen aufgrund von Lastschwankungen; daraufhin Aufspaltung des Verbundnetzes mit Einbruch der Netzspannung und Unterfrequenztransiente in einem Teilnetz; Netzausfall; in der betroffenen Anlage aufgrund des Netzausfalls Lastabwurf auf Eigenbedarf
44	Unterspannungstransiente aufgrund eines Blitzschlags im 220-kV-Verbundnetz mit anschließendem kurzzeitigen Ausfall der Hauptnetzanbindung; Absteuerung mehrerer Antriebe, u.a. der Hauptkühlmittelpumpen; RESA und TUSA
45	Frequenzänderung im Netz führte während des Abfahrens aufgrund des Ausregelvorgangs der Turbinendrehzahlregelung zum Schließen der Turbinenstellventile; Anstieg des Drucks im RDB führte zur RESA-Auslösung

Ereignis Nr.	Kurzbeschreibung
46	Ausfall der Netzanbindungen aufgrund von Kurzschlüssen verursacht durch Eisregen und starken Wind; in drei von vier Blöcken Lastabwurf auf Eigenbedarf, in einem Block Start der Notstromdieselgeneratoren
47	Doppelerdschluss im 110-kV-Netz, über welches Anlage versorgt wurde; kurzzeitiger Spannungseinbruch; Abschaltung diverser 24-V-Gleichrichter
48	Blitzschlag im 345-kV-Verbundnetz führte zu Erdschluss im Verbundnetz; Überspannung mit darauf folgendem Ausfall der externen Spannungsversorgung der betroffenen Anlage; Lastabwurf auf Eigenbedarf
49	Ausfall des Verbundnetzes aufgrund der Auswirkungen eines Taifuns; Lastabwurf auf Eigenbedarf; nach Netzwiederherstellung Synchronisation der Anlage mit dem Netz; erneuter Netzausfall aufgrund des Taifuns; Start der Notstromdieselgeneratoren
50	Anlage in Revision, 400-kV-Netzanbindung freigeschaltet; Ausfall des Reservenetzanschlusses aufgrund eines brennenden Stoppfeldes unterhalb einer Leitung; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
51	Unterfrequenztransiente im Verbundnetz mit Abfall der Netzfrequenz auf 47,5 Hz; Trennung der Anlage vom Netz aufgrund von Unterfrequenz; RESA; Start der Notstromdieselgeneratoren, wobei sich einer der drei Notstromdieselgeneratoren in Wartung befand und ein weiterer Notstromdieselgenerator aufgrund eines Fehlers nicht zuschaltete
52	Erdschluss einer Phase in einem Trenner in einer externen 750-kV-Schaltanlage während des Schaltvorgangs; Lastschwankungen im Verbundnetz; Differentialschutz trennte Anlage vom Verbundnetz; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
53	Lastschwankungen und Schwankungen von Spannung und Frequenz im Verbundnetz aufgrund eines Schneesturms; Ausfall des Verbundnetzes; RESA; Start von Gasturbinen zur Versorgung des sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher
54	Blitzschlag im 220-kV-Verbundnetz; Ausfall der Hauptkühlmittelpumpen; RESA

Ereignis Nr.	Kurzbeschreibung
55	Blitzschlag im 380-kV-Verbundnetz; Netzausfall; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
56	Blitzschlag führte zum Ausfall der 220-kV-Netzanbindung; Lastabwurf auf Eigenbedarf schlug fehl; Eigenbedarfsumschaltung auf Anfahranlage
57	Ausfall des 380-kV-Verbundnetzes bei Anlagenstillstand; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
58	Blitzschlag im 380-kV-Verbundnetz; Ausfall der Hauptnetzanbindung; Lastabwurf auf Eigenbedarf
59	Defekter 220-kV-Stromwandler in externer Schaltanlage aufgrund eines Blitzschlags verursachte Spannungseinbruch im 220-kV-Verbundnetz; Ausfall der Kühlmittelumwälzpumpen; Naturumlauf
60	Versorgung der Anlage während Anlagenstillstand über 110-kV-Reservenetz, 380-kV-Hauptnetz wegen Wartungsarbeiten nicht verfügbar; aufgrund starken Windes fiel Ast in 110-kV-Schaltanlage wodurch 110-kV-Netz ausfiel; Notstromfall mit Start der Notstromdieselgeneratoren
61	Blitzschlag führte zum Ausfall des Verbundnetzes; Lastabwurf auf Eigenbedarf
62	Blitzschlag führte zum Ausfall des Verbundnetzes; Lastabwurf auf Eigenbedarf
63	Spannungseinbrüche im Verbundnetz aufgrund Gewitter; mehrmalige Anregung des Generatorschieflastschutzes; Ausfall einer Hauptspeisewasserpumpe
64	Ausfall der 110-kV-Reservenetzversorgung während Revision; Hauptnetz freigeschaltet; Start der Notstromdieselgeneratoren
65	Blitzschlag führte aufgrund eines zu niedrig eingestellten Grenzwertes zur Anregung einer Schutzeinrichtung der 400-kV-Netzanbindung; Trennung der Anlage vom 400-kV-Netz; Eigenbedarfsumschaltung auf das Reservenetz; TUSA

Ereignis Nr.	Kurzbeschreibung
66	Blitzschlag führte zu Erdschluss mit daraus resultierenden Spannungsschwankungen im 138-kV-Reservenetz; Umschaltung der Versorgung der sicherheitstechnisch wichtigen Verbraucher vom Reservenetz auf das Hauptnetz
67	Dreiphasiger Erdschluss in externer 500-kV-Schaltanlage während Wartungsarbeiten führte zur Auslösung des Differentialschutzes der 500-kV-Netzanbindung; Unterspannungstransiente auf den Eigenbedarfsschienen; RESA
68	Einphasige Unterbrechung im 400-kV-Schaltfeld aufgrund eines defekten Trennschalters; Asymmetrie führte zur Abschaltung mehrerer Übertragungsleitungen; RESA und TUSA
69	Starker Wind führte zu mechanischen Schäden in Schaltanlage mit Unterbrechung einer Phase einer 230-kV-Leitung; Asymmetrie im Eigenbedarf führte zum Ausfall von Verbrauchern
70	Unerkannte offene Phase eines 400-kV-Schalters; einphasige Leitungsunterbrechung; Asymmetrie; Generatorschutzeinrichtungen erkannten Fehler nicht; bei diverse Komponenten kam es zum Ansprechen der thermischen Überlast-Schutzrelais; nach mehreren Tagen wurde Asymmetrie als Ursache erkannt
71	Mechanisches Versagen einer Phase im Bereich eines 400-kV-Trenners; Leitungsunterbrechung ohne Kurz- oder Erdschluss; Asymmetrie wurde durch Differentialschutz des Maschinentransformators erkannt; Öffnung Generatorschalter, RESA, TUSA; Fehler blieb mit Eigenbedarf verbunden; Überlast mehrerer Verbraucher
72	Sturm führte zu Überschlägen im 345-kV-Verbundnetz durch welche Lastschwankungen ausgelöst wurden; Ausfall des 345-kV-Verbundnetzes; RESA; Notstromfall mit Start der Notstromdieselegeneratoren



### **3 Entwicklung verschiedener Szenarien von Netzstörungen**

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeiten zum Arbeitspaket 2 „Entwicklung verschiedener Szenarien von Netzstörungen“ dargestellt.

Für die Entwicklung von Szenarien von Netzstörungen wurde die nationale und internationale Betriebserfahrung von Kernkraftwerken herangezogen. Hierzu wurden, wie in Kapitel 2 beschrieben, die in der IRS Datenbank der IAEA, der US-Datenbank zu Event Notifications und LERs sowie der Datenbank VERA der GRS enthaltenen Ereignisse ausgewertet. Dabei wurden insgesamt 277 Ereignisse, die in Folge von Störungen der elektrischen Energieversorgung auftraten, näher betrachtet.

In einem ersten Schritt wurden die Ereignisse in zwei Gruppen aufgeteilt, je nachdem ob die Ereignisursache im externen Verbundnetz oder innerhalb der Anlage lag. Dabei wurden Fehler in allen elektrischen Einrichtungen der jeweils betroffenen Anlage bis einschließlich des Maschinentransformators zu internen Fehlern gezählt, während alle Fehler zwischen der Oberspannungsseite des Maschinentransformators und dem Netzschalter sowie Fehler im Verbundnetz als externe Fehler gezählt wurden. Die Ereignisse, die aufgrund von internen Fehlern eingetreten sind, wurden im Rahmen dieses Vorhabens nicht weiter berücksichtigt, da eine Betrachtung solcher Fehler nicht im Vorhabensumfang enthalten ist. Ebenfalls nicht weiter betrachtet wurden Ereignisse, deren Ursache oder Ablauf aufgrund mangelnder Informationen nicht ausreichend nachvollzogen werden konnte. Durch diese Vorgehensweise wurden 72 für das Vorhaben relevante Ereignisse identifiziert und der Entwicklung der Szenarien zugrunde gelegt. Diese Ereignisse sind in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Im nächsten Schritt wurde zu den jeweiligen Ereignissen recherchiert, aufgrund welcher Ursachen die Netzstörungen aufgetreten sind. Die aufgetretenen Ursachen von Netzstörungen sind in Abschnitt 3.1 zusammengefasst. Daran anschließend wurden aus den untersuchten Ereignissen diverse Arten von Netzstörungen ermittelt, die in Abschnitt 3.2 dargestellt werden. Die daraus abgeleiteten Szenarien von Netzstörungen werden in Abschnitt 3.3 beschrieben.

### 3.1 Ursachen von Netzstörungen

Im Folgenden werden die Ursachen der Netzstörungen, die zu den in Abschnitt 2.3 beschriebenen Ereignissen geführt haben, zusammengefasst. Generell lassen sich die Netzstörungen in den meisten Fällen auf eine auslösende Ursache oder eine Überlagerung von Ursachen zurückführen. Die aufgetretenen Ursachen lassen sich in folgende Kategorien zusammenfassen:

- **Technische Defekte**  
dabei oft auch die Überlagerung mehrerer unabhängiger technischer Defekte
- **Menschliche Fehleinschätzungen und fehlerhafte Personalhandlungen**  
häufig bei Wartung und Reparatur, aber auch Kommunikationsprobleme
- **Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung**
- **Flora und Fauna**  
häufig nistende Vögel oder Berührung von Stromleitungen und Bäumen
- **Witterungs- und Umwelteinflüsse**  
dabei oft Sturm und Blitzschlag, aber auch Eisregen, Brände, Erdbeben etc.
- **Sabotage**

Grundsätzlich lässt sich der Verlauf einer Netzstörung nicht einer typischen Ursache zuordnen. Es gibt nur wenige Ursachen, deren Auswirkungen auf das Verbundnetz sich ähneln. Viele Ursachen können je nach Situation ganz unterschiedliche Verläufe von Netzstörungen nach sich ziehen. Somit kann der Verlauf einer Netzstörung trotz gleicher Ursache unterschiedlich sein. Charakteristische Verläufe von Netzstörungen lassen sich nicht einer typischen Ursache zuordnen, sondern können durch eine Vielzahl von Ursachen bedingt sein.

Daher eignen sich die Ursachen von Netzstörungen nicht zur Entwicklung charakteristischer Szenarien von Netzstörungen. Vielmehr müssen charakteristische Auswirkungen auf die Netzspannung und die Netzfrequenz als Grundlage der Szenarien herangezogen werden.

### 3.2 Arten von Netzstörungen

Grundsätzlich äußern sich Netzstörungen in einer Störung der Spannung im Verbundnetz, der Frequenz im Verbundnetz oder sowohl der Spannung als auch der Frequenz

im Verbundnetz. Aus den untersuchten Ereignissen, die in Abschnitt 2.3 beschrieben sind, wurden für die Entwicklung der Szenarien von Netzstörungen diverse Arten von Netzstörungen ermittelt. Diese können in die folgenden Kategorien eingeordnet werden:

- **Asymmetrie einer Phase**  
Offene Phase oder einphasiger Erdschluss
- **Asymmetrie zweier Phasen**  
Zwei offene Phasen oder zweiphasiger Kurz- oder Erdschluss
- **Netzausfall**  
Absinken von Spannung und Frequenz im Verbundnetz auf Null
- **Spannungsschwankungen**  
Alternierendes Absinken und Ansteigen der Netzspannung, unterschiedliche Amplitude, Frequenz oder Dauer dieser Schwingungen möglich
- **Frequenzschwankungen**  
Alternierendes Absinken und Ansteigen der Netzfrequenz, unterschiedliche Amplitude, Frequenz oder Dauer dieser Schwingungen möglich
- **Unterspannung**  
Kurzzeitiger oder lang anhaltender Spannungseinbruch im Verbundnetz, allerdings kein Absinken der Spannung auf 0 V
- **Überspannung**  
Kurzzeitiger oder lang anhaltender Spannungsanstieg im Verbundnetz
- **Unterfrequenz**  
Kurzzeitiger oder lang anhaltender Frequenzeinbruch im Verbundnetz, allerdings kein Absinken der Frequenz auf 0 Hz
- **Überfrequenz**  
Kurzzeitiger oder lang anhaltender Frequenzanstieg im Verbundnetz
- **Lastschwankungen**  
Schwankungen von Verbraucherlast oder erzeugter Leistung oder beidem; hierbei liegt ein ständiges Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung vor

- **Aufspaltung des Netzes in Teilnetze**

Aufspaltung des Verbundnetzes in Teilnetze, wobei sich die Frequenz in den jeweiligen Teilnetzen meist bei einer von der Nennfrequenz des Verbundnetzes abweichenden Frequenz stabilisiert

Häufig treten diese Arten von Netzstörungen nicht isoliert auf, sondern es kommt zu einer Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen oder im Verlauf einer Netzstörung treten nacheinander mehrere Arten von Netzstörungen auf.

Welche Arten von Netzstörungen in den untersuchten Ereignissen vorgekommen sind, ist in Tab. 3.1 dargestellt. Wenn aus den vorliegenden Informationen zu den einzelnen Ereignissen ersichtlich war, dass eine oder mehrere der genannten Arten von Netzstörungen vorlagen, wurden diese in Tab. 3.1 mit einem (x) markiert. Wurde aus den Unterlagen ersichtlich, dass eine Art von Netzstörung nicht vorlag, wurde diese mit einem (n) markiert. Da die vorliegenden Informationen zu den einzelnen Ereignissen hinsichtlich ihrer Detailtiefe sehr unterschiedlich sind, kann nicht für jedes Ereignis zu jeder Art von Netzstörung eine Aussage getroffen werden. Falls keine konkrete Aussage über das Vorliegen einer Art von Netzstörung für ein Ereignis vorlag, wurde dies in Tab. 3.1 mit einem (?) markiert. Zudem sind bei einer Überlagerung oder Abfolge verschiedener Arten von Netzstörungen, vor allem aus Sicht der betroffenen Kernkraftwerke, nicht alle vorliegenden Arten von Netzstörungen gleich relevant. Daher wurde in Tab. 3.1 zusätzlich für jedes Ereignis die Relevanz der damit in Zusammenhang stehenden Arten von Netzstörungen bewertet. Insbesondere wenn ein anfänglicher Fehler sich ausweitet oder die Klärung des Fehlers durch die vorhandenen Schutzeinrichtungen fehlschlägt, kann eine große Anzahl verschiedener Arten von Netzstörungen im Verlauf der Netzstörung für die betroffenen Kraftwerke relevant sein. Wenn eine Art von Netzstörung bei einem Ereignis als relevant bewertet wurde, wurde dies in Tab. 3.1 durch ein rot hinterlegtes (x) kenntlich gemacht. Wenn unter einer Ereignis Nr. mehrere Zeilen vorkommen, bedeutet dies, dass mehrere Kernkraftwerke von der Netzstörung betroffen waren. Dabei wird je Zeile ein betroffenes Kernkraftwerk aufgeführt.

**Tab. 3.1** Vorliegende Arten von Netzstörungen in den untersuchten Ereignissen  
(1 – 72)

Ereignis-Nr.	Asymmetrie eine Phase	Asymmetrie zwei Phasen	Ausfall	Aufspaltung	Lastschwankungen	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Frequenzschwankungen
1	n	n	x	x	?	x	n	x	?	x	?
1	n	n	x	x	?	?	?	x	?	x	?
1	n	n	x	x	?	x	n	x	?	x	?
1	n	n	x	x	?	n	x	x	?	x	?
2	x	x	x	n	n	x	n	n	?	n	n
3	x	x	x	n	n	?	n	n	n	n	n
4	n	n	x	n	x	?	?	x	?	?	x
5	n	n	x	x	x	x	?	x	x	x	x
6	x	x	x	n	x	?	x	x	?	x	x
7	n	n	n	x	x	?	?	?	x	x	x
8	x	n	x	n	n	x	?	?	?	?	?
9	n	n	n	n	n	x	?	?	?	?	?
10	x	n	n	n	n	x	n	n	?	?	n
11	n	n	n	n	n	?	x	?	?	?	?
12	n	n	x	n	n	n	x	?	?	?	?
13	n	n	?	n	x	x	?	x	x	?	x

Ereignis-Nr.	Asymmetrie eine Phase	Asymmetrie zwei Phasen	Ausfall	Aufspaltung	Lastschwankungen	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Frequenzschwankungen
14	n	x	n	n	n	?	?	?	?	?	?
15	?	?	x	n	n	x	n	n	?	n	n
16	n	n	x	n	n	?	?	?	?	?	?
17	n	n	x	n	?	?	?	?	n	x	?
18	n	n	x	n	n	?	?	?	?	?	?
19	x	n	x	n	?	x	?	x	?	?	?
20	n	n	x	x	?	?	?	?	x	x	x
21	n	x	n	n	x	x	?	x	x	?	x
22	n	x	n	n	?	x	?	?	?	?	?
23	x	?	x	n	?	x	?	?	?	?	?
24	n	n	?	x	?	x	n	x	x	n	x
24	n	n	?	x	x	?	?	x	?	?	x
25	x	x	x	n	n	x	n	?	x	n	?
26	?	?	x	?	?	?	?	?	?	?	?
27	?	?	x	x	?	?	?	?	x	x	?
28	?	?	x	?	?	?	?	?	?	?	?
29	n	x	n	n	n	?	x	n	x	?	n

Ereignis-Nr.	Asymmetrie eine Phase	Asymmetrie zwei Phasen	Ausfall	Aufspaltung	Lastschwankungen	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Frequenzschwankungen
30	n	n	n	n	x	?	?	?	x	x	x
31	n	n	x	n	x	?	?	x	?	?	x
31	n	n	x	n	x	?	?	?	?	?	?
31	n	n	x	n	x	?	?	?	?	?	?
31	n	n	x	n	x	?	?	?	?	?	?
31	n	n	x	n	?	?	?	?	x	?	x
31	n	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
31	n	n	?	n	?	x	?	?	?	?	?
31	n	n	x	n	?	?	?	?	x	?	x
31	n	n	x	n	x	?	?	x	?	?	x
31	n	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
31	n	n	x	n	x	?	?	x	?	?	x
32	x	n	x	n	n	x	n	n	?	n	n
33	n	n	x	n	?	?	?	x	?	?	x
34	x	n	x	n	n	?	?	?	?	?	?
35	n	n	x	n	n	n	n	n	n	n	n
36	?	?	x	n	?	x	?	?	?	?	?

Ereignis-Nr.	Asymmetrie eine Phase	Asymmetrie zwei Phasen	Ausfall	Aufspaltung	Lastschwankungen	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Frequenzschwankungen
37	n	n	x	n	?	?	?	x	?	x	?
38	n	n	x	n	n	n	n	n	n	n	n
39	n	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
40	n	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
41	n	n	x	n	?	x	?	x	?	?	?
42	x	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
43	n	n	x	x	x	x	?	x	x	?	?
44	n	n	x	n	n	x	?	?	?	?	?
45	n	n	n	n	n	n	n	n	n	x	?
46	?	?	x	n	?	?	?	?	?	?	?
47	n	n	n	n	?	x	?	?	?	?	?
48	?	n	x	n	n	?	x	?	?	?	?
49	?	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
50	n	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
51	n	n	x	?	?	?	?	?	x	n	?
52	x	?	x	n	x	?	?	x	?	?	x
53	n	n	x	x	x	?	?	x	x	x	x
54	?	?	?	n	?	?	x	?	?	?	?

Ereignis-Nr.	Asymmetrie eine Phase	Asymmetrie zwei Phasen	Ausfall	Aufspaltung	Lastschwankungen	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Frequenzschwankungen
55	?	?	x	n	?	?	x	?	?	?	?
56	?	?	x	n	?	?	x	?	?	?	?
57	?	?	x	n	?	?	?	?	?	?	?
58	?	?	x	n	?	?	x	?	?	?	?
59	?	?	n	n	?	x	?	?	?	?	?
60	?	?	x	n	?	?	?	?	?	?	?
61	?	?	x	n	?	?	?	?	?	?	?
62	?	?	x	n	?	?	?	?	?	?	?
63	n	n	?	n	?	x	?	x	?	?	?
64	n	n	x	n	?	?	?	?	?	?	?
65	?	?	x	n	?	x	?	?	?	?	?
66	x	?	x	n	?	?	?	x	?	?	?
67	n	n	x	n	n	x	?	?	?	?	?
68	x	n	x	n	?	x	?	?	?	?	?
69	x	n	n	n	n	?	n	?	?	?	?
70	x	n	n	n	n	n	n	n	n	n	n
71	x	n	n	n	?	x	?	?	?	?	?
72	n	n	x	n	x	?	?	?	?	?	?

In den untersuchten Ereignissen hat sich gezeigt, dass eine Netzstörung sowohl nach relativ kurzer Zeit von den entsprechenden Blockschutzeinrichtungen isoliert werden kann, als auch über mehrere Tage unerkannt vorliegen kann. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass eine Netzstörung auf ein relativ kleines Ausmaß begrenzt sein kann und somit nur einzelne Anlagen betroffen sind, dass es aber auch zu großflächigen Netzstörungen kommen kann, bei denen die Netzstörung in mehreren Anlagen zu Auswirkungen führt. Somit lassen sich keine generellen Aussagen zur möglichen Dauer sowie zum Ausmaß einer Netzstörung treffen.

Die zu erwartenden Eintrittshäufigkeiten von Netzstörungen, die zu Auswirkungen auf Kernkraftwerke führen, lassen sich ebenfalls schwer abschätzen. Wie bereits erwähnt, wurden insgesamt 72 für das Projekt relevante Ereignisse in der nationalen und internationalen Betriebserfahrung identifiziert und der Entwicklung der Szenarien zugrunde gelegt. Dabei wurden in den bereits genannten Datenbanken gemeldete Ereignisse in einem Zeitraum zwischen den Jahren 1970 und 2016 untersucht. Es ist allerdings nicht bekannt, wie häufig Netzstörungen ohne Rückwirkungen auf Kernkraftwerke aufgetreten sind. Des Weiteren ist nicht bekannt, wie häufig Netzstörungen mit Rückwirkungen auf Kernkraftwerke aufgetreten sind, die aber nicht gemeldet wurden. Somit lassen sich auch zu den zu erwartenden Eintrittshäufigkeiten von Netzstörungen keine generellen Aussagen treffen.

Auf Basis der Daten zu den 72 für das Projekt relevanten Ereignissen kann keine Bewertung vorgenommen werden, ob es in einem Kernkraftwerk zu stärkeren Rückwirkungen kommen kann, wenn Ereignisse mit geringen Auswirkungen häufig auftreten oder wenn es selten zu Ereignissen mit starken Auswirkungen kommt.

### **3.3 Szenarien von Netzstörungen**

Aufbauend auf den in den untersuchten Ereignissen vorkommenden Arten von Netzstörungen (siehe Abschnitt 3.2) wurden Szenarien von Netzstörungen entwickelt. Dabei wurden zunächst Szenarien entwickelt, die jeweils nur eine Art von Netzstörung beinhalten. Anschließend wurden Szenarien entwickelt, die eine Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten. Bei der Entwicklung von Szenarien von Netzstörungen wurden alle möglichen Kombinationen verschiedener Arten von Netzstörungen, die in den zugrunde gelegten Ereignissen aufgetreten sind, berücksichtigt, insofern sich aus diesen relevante Auswirkungen auf die Anlage oder Komponen-

ten ergeben können. Nicht betrachtet wurden Szenarien, deren relevante Auswirkungen auf die Anlage oder Komponenten bereits in anderen Szenarien enthalten sind. Ein Beispiel hierfür ist die Kombination aus der Asymmetrie einer Phase und einem nachfolgenden Netzausfall, da hierbei davon ausgegangen wird, dass ein längeres Anstehen einer einphasigen Asymmetrie stärkere Auswirkungen auf die Anlage und die Komponenten haben kann als die rasche Beendigung der Asymmetrie durch den Ausfall des Netzes. Die entwickelten Szenarien von Netzstörungen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

### 3.3.1 Szenarien mit einer Art von Netzstörung

Im Folgenden sind die Szenarien genannt und kurz beschrieben, die eine Art von Netzstörung beinhalten.

#### 1. **Unterspannungstransiente**

Absinken der Netzspannung auf einen Wert  $U > 0$  V, aber nicht zwangsläufig  $U < 0,8 \cdot U_{\text{nenn}}$ ; hierbei muss das Absinken der Spannung nicht unbedingt monoton erfolgen

#### 2. **Überspannungstransiente**

Anstieg der Netzspannung auf einen Wert  $U > U_{\text{nenn}}$ ; hierbei muss der Anstieg der Spannung nicht unbedingt monoton erfolgen.

#### 3. **Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen**

Schwankungen von Blindleistung und damit Schwankungen der Netzspannung; hierbei werden Schwankungen um die Nennspannung herum betrachtet.

#### 4. **Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen**

Schwankungen von Wirkleistung und damit Schwankungen der Netzfrequenz; hierbei werden Schwankungen um die Nennfrequenz herum betrachtet.

#### 5. **Unterfrequenztransiente**

Absinken der Netzfrequenz auf einen Wert  $f < 50$  Hz, aber nicht zwangsläufig  $f < 47,5$  Hz; hierbei muss das Absinken der Frequenz nicht unbedingt monoton erfolgen; auch die Stabilisierung der Netzfrequenz auf einem Wert unterhalb der Nennfrequenz aufgrund der Aufspaltung des Netzes wird hier mit betrachtet.

## 6. Überfrequenztransiente

Anstieg der Netzfrequenz auf einen Wert  $f > 50$  Hz; hierbei muss der Anstieg der Frequenz nicht unbedingt monoton erfolgen; auch die Stabilisierung der Netzfrequenz auf einem Wert oberhalb der Nennfrequenz aufgrund der Aufspaltung des Netzes wird hier mit betrachtet.

## 7. Lastschwankungen

Bei Lastschwankungen sind Änderungen von Wirk- und Blindleistung und damit von Frequenz und Spannung zu erwarten, wobei zumeist stärkere Schwankungen des Wirkleistungsanteils und damit der Netzfrequenz auftreten

## 8. Ausfall des Netzes ohne vorhergehende Transiente

Sofortiges Absinken von Frequenz und Spannung auf Null

## 9. Asymmetrie einer Phase

Offene Phase oder einphasiger Erdschluss mit Absinken der Netzspannung auf einen Wert  $U > 0$  V, aber nicht zwangsläufig  $U < 0,8 \cdot U_{\text{nenn}}$ , wobei die Spannung auf der betroffenen Phase typischerweise niedriger liegt als auf den anderen beiden Phasen

## 10. Asymmetrie zweier Phasen

Zwei offene Phasen oder zweiphasiger Erd- oder Kurzschluss mit Absinken der Netzspannung auf einen Wert  $U > 0$  V, aber nicht zwangsläufig  $U < 0,8 \cdot U_{\text{nenn}}$ , wobei die Spannung auf den beiden betroffenen Phasen typischerweise niedriger liegt als auf der nicht betroffenen Phase

Grundsätzlich handelt es sich bei den Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, um die in Abschnitt 3.2 genannten Arten von Netzstörungen. Einzig die Aufspaltung des Verbundnetzes in Teilnetze wird nicht als Szenario betrachtet. Da es bei der Aufspaltung des Netzes in Teilnetze zu Schwankungen der Netzfrequenz mit anschließender Stabilisierung der Netzfrequenz auf einen von der Nennfrequenz möglicherweise abweichenden Wert kommt, ist die Aufspaltung des Verbundnetzes bereits durch die Szenarien Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen sowie Unterfrequenztransiente oder Überfrequenztransiente abgedeckt. In Tab. 3.2. sind alle Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, dargestellt.

**Tab. 3.2** Arten von Netzstörungen zugewiesene Szenarien

Art von Netzstörung	Szenario Nr.
Unterspannung	1
Überspannung	2
Spannungsschwankungen	3
Frequenzschwankungen	4
Unterfrequenz	5
Überfrequenz	6
Lastschwankungen	7
Netzausfall	8
Asymmetrie einer Phase	9
Asymmetrie zweier Phasen	10
Aufspaltung des Netzes in Teilnetze	---

### 3.3.2 Szenarien mit einer Kombination von zwei Arten von Netzstörungen

Im Folgenden sind Szenarien genannt und kurz beschrieben, die eine Kombination zwei verschiedener Arten von Netzstörung beinhalten. Zur Entwicklung dieser Szenarien wurde für jede mögliche Kombination zweier Arten von Netzstörungen beurteilt, ob es bei deren Überlagerung zu relevanten Auswirkungen auf die Anlage oder Komponenten kommen kann, die nicht bereits durch die Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, abgedeckt sind. Tab. 3.3 zeigt die möglichen Kombinationen von zwei Arten von Netzstörungen und die daraus entwickelten Szenarien. Mit (---) markierte Felder sind Kombinationen zweier Arten von Netzstörungen, zu denen kein Szenario entwickelt wurde, mit Ziffern markierte Felder zeigen entwickelte Szenarien. Grau hinterlegte Felder beinhalten Doppelungen und werden nicht weiter betrachtet. Eine kurze Beschreibung der entwickelten Szenarien und die Begründungen, warum Kombinationen zweier Arten von Netzstörungen nicht zur Entwicklung eines Szenarios verwendet wurden, finden sich im Anschluss an Tab. 3.3.

**Tab. 3.3** Szenarien mit zwei Arten von Netzstörungen

Art von Netzstörung	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Frequenzschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Lastschwankungen	Netzausfall	Asymmetrie einer Phase	Asymmetrie zweier Phasen	Aufspaltung des Netzes
Unterspannung											
Überspannung	---										
Spannungsschwankungen	---	16									
Frequenzschwankungen	---	---	---								
Unterfrequenz	--	---	---	---							
Überfrequenz	---	---	17	---	---						
Lastschwankungen	---	18	---	---	19	20					
Netzausfall	---	---	---	---	---	---	---				
Asymmetrie einer Phase	---	13	11	---	---	14	12	---			
Asymmetrie zweier Phasen	---	---	---	---	---	---	---	---	15		
Aufspaltung des Netzes	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	

**11. Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben und zusätzlich Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wie unter (3.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu einer reinen einphasigen Asymmetrie, da durch die überlagerten Spannungsschwankungen die Effekte der einphasigen Asymmetrie auf die Spannung abgeschwächt werden können. Zusätzlich führt diese Kombination möglicherweise zu höheren dynamischen Belastungen der Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung und damit zu größeren Schäden an den Komponenten.

**12. Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit Lastschwankungen**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben und zusätzlich Lastschwankungen wie unter (7.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu einer reinen einphasigen Asymmetrie, da die durch die Lastschwankungen zu erwartenden Effekte auf Spannung und Frequenz die Effekte aus der einphasigen Asymmetrie abschwächen können. Des Weiteren führt diese Kombination möglicherweise zu höheren Belastungen an den Komponenten und somit zu möglicherweise größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

**13. Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit einer Überspannungstransiente**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben und zusätzlich Anstieg der Netzspannung auf einen Wert  $U > U_{\text{nenn}}$  wie unter (2.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu einer reinen einphasigen Asymmetrie, da durch den Anstieg der Netzspannung die Effekte der einphasigen Asymmetrie abgeschwächt werden können. Zusätzlich kann diese Kombination zu höheren thermischen Belastungen an den Komponenten und somit zu möglicherweise größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung führen.

**14. Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit einer Überfrequenztransiente**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben und zusätzlich Anstieg der Netzfrequenz auf einen Wert  $f > 50$  Hz wie unter (6.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu höheren Belastungen der Komponenten und damit zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

**15. Oszillationen zwischen ein- und zweiphasiger Asymmetrie**

Alternieren zwischen Asymmetrie einer Phase wie unter (9.) beschrieben und Asymmetrie zweier Phasen wie unter (10.) beschrieben. Die hierbei auftretenden dynamischen Belastungen können problematischer für die betroffenen Komponenten sein als rein statische Belastungen. Diese Überlagerung führt somit zu möglicherweise größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

Weitere Kombinationen mit einer einphasigen Asymmetrie werden nicht betrachtet. Die Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit einer Unterspannungstransiente macht die Detektion eher wahrscheinlicher, da die Effekte der einphasigen Asymmetrie auf die Netzspannung verstärkt werden. Daher wird diese Kombination von der GRS als weniger problematisch angesehen als die reine Asymmetrie einer Phase und daher nicht betrachtet. Die Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit einer Unterfrequenztransiente wird nicht betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass durch die Unterfrequenztransiente die Belastung der Komponenten abnimmt und somit die Auswirkungen durch die einphasige Asymmetrie abgeschwächt werden. Die Kombination eines Ausfalls des Netzes mit der einphasigen Asymmetrie wird ebenfalls nicht betrachtet, da durch den Netzausfall ein definierter Zustand hergestellt wird und damit ein möglicherweise undetektierter Zustand bereinigt wird. Ebenfalls nicht betrachtet wird die Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen, da dies bereits durch die Überlagerung der einphasigen Asymmetrie mit Lastschwankungen, die auch Frequenzschwankungen beinhalten, abgedeckt ist.

Überlagerungen einer Asymmetrie in zwei Phasen mit anderen Arten von Netzstörungen, außer der Asymmetrie in einer Phase (siehe 15.) wurden nicht betrachtet. Bei der Asymmetrie in zwei Phasen entstehen typischerweise höhere Gegenströme und die Spannung sinkt stärker ab als bei einer Asymmetrie in einer Phase. Daher ist die Asymmetrie in zwei Phasen typischerweise leichter zu detektieren als die Asymmetrie in eine Phase. Möglicherweise auftretende Effekte sind daher bereits durch die Überla-

gerung einer Asymmetrie in einer Phase mit anderen Arten von Netzstörungen abgedeckt.

**16. Kombination von Überspannungstransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen**

Überlagerung einer Überspannungstransiente wie unter (2.) beschrieben mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wie unter (3.) beschrieben, was letztlich zu einer Schwankung der Spannung um einen Wert oberhalb der Nennspannung führt. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu reinen Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen und bringt im Vergleich zu einer reinen Überspannungstransiente größere dynamische Belastungen der Komponenten mit sich. Somit führt diese Kombination möglicherweise zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

**17. Kombination von Überfrequenztransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen**

Überlagerung einer Überfrequenztransiente wie unter (6.) beschrieben mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wie unter (3.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu größeren Belastungen der Komponenten als eine reine Überfrequenztransiente oder reine Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen und damit zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

Weitere Kombinationen mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen werden nicht betrachtet. Die Überlagerung von Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen mit Lastschwankungen wird nicht betrachtet, da es sich bei Lastschwankungen um eine Kombination von Spannungs- und Frequenzschwankungen handelt und es somit bei der Kombination dieser beiden Arten von Netzstörungen zu Spannungs- und Frequenzschwankungen kommen würde. Diese sind aber bereits durch das Szenario Lastschwankungen abgedeckt. Durch die Überlagerung von Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen mit einer Unterspannungstransiente wird die Wahrscheinlichkeit einer Detektion des Fehlers eher größer, da die Kombination dieser beiden Arten von Netzstörungen letztendlich zu Spannungsschwankungen um einen Wert unterhalb der Nennspannung führt. Da auch keine höheren Belastungen der Komponenten zu erwarten sind, wird dieses Szenario nicht betrachtet. Die Überlagerung einer Überfrequenztransiente mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wird ebenfalls nicht betrachtet. Für beide Arten von Netzstörungen gibt es verschiedene Möglichkei-

ten zur Detektion der Störung und höhere thermische Belastungen der Komponenten als bei den Szenarien mit einer Art von Netzstörung sind auch hier nicht zu erwarten. Daher ist diese Überlagerung bereits durch die Szenarien mit einer Art von Netzstörung abgedeckt. Ebenfalls nicht betrachtet wird die Kombination von Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen mit Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen, da dies bereits durch das Szenario Lastschwankungen, also die Kombination von Spannungs- und Frequenzschwankungen, abgedeckt ist. Die Kombination eines Ausfalls des Netzes mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wird ebenfalls nicht betrachtet, da durch den Netzausfall ein definierter Zustand hergestellt wird.

**18. Kombination von Überspannungstransiente und Lastschwankungen**

Überlagerung einer Überspannungstransiente wie unter (2.) beschrieben und Lastschwankungen wie unter (7.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu größeren dynamischen und thermischen Belastungen der Komponenten und damit zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

**19. Kombination von Unterfrequenztransiente und Lastschwankungen**

Im Rahmen von Lastschwankungen wie unter (7.) beschrieben auftretende Unterfrequenztransiente wie unter (5.) beschrieben. Diese Kombination aus Arten von Netzstörungen führt möglicherweise sowohl zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer Art von Netzstörung als auch zu größeren dynamischen und thermischen Belastungen der Komponenten und somit zu möglicherweise größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

**20. Kombination von Überfrequenztransiente und Lastschwankungen**

Im Rahmen von Lastschwankungen wie unter (7.) beschrieben auftretende Überfrequenztransiente wie unter (6.) beschrieben. Diese Kombination aus Arten von Netzstörungen führt möglicherweise sowohl zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer Art von Netzstörung als auch zu größeren dynamischen und thermischen Belastungen der Komponenten und somit zu möglicherweise größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer Art von Netzstörung.

Weitere Kombinationen mit Lastschwankungen werden nicht betrachtet. Die Kombination einer Unterspannungstransiente mit Lastschwankungen wird nicht betrachtet, da keine Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer Art von Netzstörung vorliegt und auch nicht mit einer höheren Belastung der Komponenten zu rechnen ist. Ebenfalls nicht betrachtet wird die Kombination von Lastschwankungen mit Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen, da es sich bei Lastschwankungen bereits um eine Kombination von Spannungs- und Frequenzschwankungen handelt und eine weitere Überlagerung mit Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen keine neuen Erkenntnisse bringt. Die Kombination eines Ausfalls des Netzes mit Lastschwankungen wird ebenfalls nicht betrachtet, da durch den Netzausfall ein definierter Zustand hergestellt wird.

Weitere Kombinationen von zwei Arten von Netzstörungen werden nicht betrachtet. Wie schon zuvor beschrieben, führt eine Überlagerung einer Art von Netzstörung mit einem Ausfall des Netzes zur Herstellung eines definierten Zustandes, durch den ein möglicherweise undetektierter Zustand bereinigt wird. Daher wird in keinem Fall eine Überlagerung eines Ausfalls des Netzes mit einer anderen Art von Netzstörung betrachtet. Des Weiteren nicht betrachtet wird die Überlagerung einer Unterspannungstransiente mit einer Überspannungstransiente, da diese bereits durch das Szenario Spannungsschwankungen abgedeckt ist. Ebenfalls nicht betrachtet werden Überlagerungen einer Unterfrequenztransiente mit einer Überspannungstransiente oder einer Unterspannungstransiente. Die Überlagerung führt aufgrund der unterschiedlichen Detektionsmöglichkeiten für Störungen der Frequenz und der Spannung nicht zu einer Schwächung der Detektierbarkeit. Außerdem sind die Auswirkungen dieser Überlagerungen bereits durch die Szenarien mit einer Art von Netzstörung abgedeckt. Gleiches gilt für die Überlagerung einer Überfrequenztransiente mit einer Überspannungstransiente oder Unterspannungstransiente, weshalb diese Überlagerungen auch nicht betrachtet werden. Des Weiteren nicht betrachtet wird die Überlagerung einer Unterfrequenztransiente mit einer Überfrequenztransiente, da diese bereits durch das Szenario Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen abgedeckt ist. Ebenfalls nicht betrachtet wird eine Kombination einer Art von Netzstörung mit Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen, da durch die Kombination einer Art von Netzstörung mit Lastschwankungen, welche auch Frequenzschwankungen beinhalten, bereits alle Effekte abgedeckt sind.

### 3.3.4 Szenarien mit einer Kombination von drei oder mehr Arten von Netzstörungen

Im Folgenden sind Szenarien genannt und kurz beschrieben, die eine Kombination drei verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten. Zur Entwicklung dieser Szenarien wurden die in Abschnitt 3.3.2 genannten Szenarien mit einer Kombination von zwei Arten von Netzstörungen mit allen in Abschnitt 3.2 genannten Arten von Netzstörungen überlagert und es wurde beurteilt, ob es dabei zu relevanten Auswirkungen auf die Anlage oder Komponenten kommen kann, die nicht bereits durch Szenarien, die eine oder zwei Arten von Netzstörungen beinhalten, abgedeckt sind. Dabei wurde davon ausgegangen, dass es nicht zu relevanten Auswirkungen auf Anlage oder Komponenten kommen kann, wenn bereits eine mögliche Überlagerung von zwei der drei Arten von Netzstörungen bei den in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Szenarien, die zwei Arten von Netzstörungen enthalten, als nicht relevant betrachtet wurde.

Als Beispiel zur Verdeutlichung dieser Vorgehensweise sei hier die Überlagerung von Lastschwankungen mit einer Unterfrequenz und einer Überspannung genannt. Sowohl die Überlagerung von Lastschwankungen mit einer Unterfrequenz als auch die Überlagerung von Lastschwankungen mit einer Überspannung sind als Szenarien mit einer Kombination von zwei Arten von Netzstörungen in Abschnitt 3.3.2 berücksichtigt. Die Überlagerung einer Unterfrequenz mit einer Überspannung wurde aber in Abschnitt 3.3.2 als nicht relevant angesehen. Daher wird bei der Überlagerung dieser drei Arten von Netzstörungen davon ausgegangen, dass bereits alle relevanten Auswirkungen auf die Anlage oder Komponenten bei der Überlagerung von Lastschwankungen mit einer Unterfrequenz sowie der Überlagerung von Lastschwankungen mit einer Überspannung abgedeckt sind und es durch die Überlagerung aller drei Arten von Netzstörungen zu keinen neuen Erkenntnissen kommt.

Des Weiteren werden, wie schon in Abschnitt 3.3.2 beschrieben, Überlagerungen mit einem Ausfall des Netzes, einer Asymmetrie in zwei Phasen und Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen nicht betrachtet. Tab. 3.4 zeigt die möglichen Kombinationen von drei Arten von Netzstörungen und die daraus entwickelten Szenarien. Mit (---) markierte Felder sind Kombinationen dreier Arten von Netzstörungen, zu denen kein Szenario entwickelt wurde, mit Ziffern markierte Felder zeigen entwickelte Szenarien. Grau hinterlegte Felder beinhalten Doppelungen und werden nicht weiter betrachtet. Eine kurze Beschreibung der entwickelten Szenarien findet sich im Anschluss an Tab. 3.4.

**Tab. 3.4** Szenarien mit drei Arten von Netzstörungen

Art von Netzstörung  Szenarien mit zwei Arten von Netzstörungen	Unterspannung	Überspannung	Spannungsschwankungen	Frequenzschwankungen	Unterfrequenz	Überfrequenz	Lastschwankungen	Netzausfall	Asymmetrie einer Phase	Asymmetrie zweier Phasen	Aufspaltung des Netzes
	Asymmetrie einer Phase + Spannungsschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Asymmetrie einer Phase + Lastschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Asymmetrie einer Phase + Überspannung	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Asymmetrie einer Phase + Überfrequenz	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Asymmetrie einer Phase + Asymmetrie zweier Phasen	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Überspannung + Spannungsschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	21	---	---
Überfrequenz + Spannungsschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	22	---	---
Überspannung + Lastschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	23	---	---
Unterfrequenz + Lastschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Überfrequenz + Lastschwankungen	---	---	---	---	---	---	---	---	24	---	---

**21. Kombination von Überspannungstransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben überlagert mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wie unter (3.) beschrieben und zusätzlich Anstieg der Netzspannung auf einen Wert  $U > U_{\text{enn}}$  wie unter (2.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen sowie zu höheren thermischen und dynamischen Belastungen der Komponenten und somit möglicherweise zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen.

**22. Kombination von Überfrequenztransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben überlagert mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen wie unter (3.) beschrieben und zusätzlich Anstieg der Netzfrequenz auf einen Wert  $f > 50 \text{ Hz}$  wie unter (6.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen sowie zu höheren thermischen und dynamischen Belastungen der Komponenten und somit möglicherweise zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen.

**23. Kombination von Überspannungstransiente und Lastschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben überlagert mit Lastschwankungen wie unter (7.) beschrieben und zusätzlich Anstieg der Netzspannung auf einen Wert  $U > U_{\text{enn}}$  wie unter (2.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen sowie zu höheren thermischen und dynamischen Belastungen der Komponenten und somit möglicherweise zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen.

#### **24. Kombination von Überfrequenztransiente und Lastschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie**

Asymmetrie in einer Phase wie unter (9.) beschrieben überlagert mit Lastschwankungen wie unter (7.) beschrieben und zusätzlich Anstieg der Netzfrequenz auf einen Wert  $f > 50$  Hz wie unter (6.) beschrieben. Diese Überlagerung führt möglicherweise zu einer Schwächung der Detektierbarkeit im Vergleich zu den Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen sowie zu höheren thermischen und dynamischen Belastungen der Komponenten und somit möglicherweise zu größeren Schäden an den Komponenten als die Szenarien mit einer oder zwei Arten von Netzstörungen.

Zur Entwicklung von Szenarien, die eine Kombination von mehr als drei verschiedenen Arten von Netzstörungen beinhalten, wurden, identisch zur vorherigen Vorgehensweise, die Szenarien mit einer Kombination von drei Arten von Netzstörungen mit allen in Abschnitt 3.2 genannten Arten von Netzstörungen überlagert. Es wurde beurteilt, ob es dabei zu relevanten Auswirkungen auf die Anlage oder Komponenten kommen kann, die nicht durch die bereits genannten Szenarien abgedeckt sind. Dabei wurde, wiederum identisch zur vorherigen Vorgehensweise bei der Entwicklung von Szenarien mit einer Kombination von drei Arten von Netzstörungen, davon ausgegangen, dass es nur zu relevanten Auswirkungen auf Anlage oder Komponenten kommen kann, wenn nicht bereits eine mögliche Überlagerung der Arten von Netzstörungen in den bisher beschriebenen Szenarien als nicht relevant betrachtet wurde.

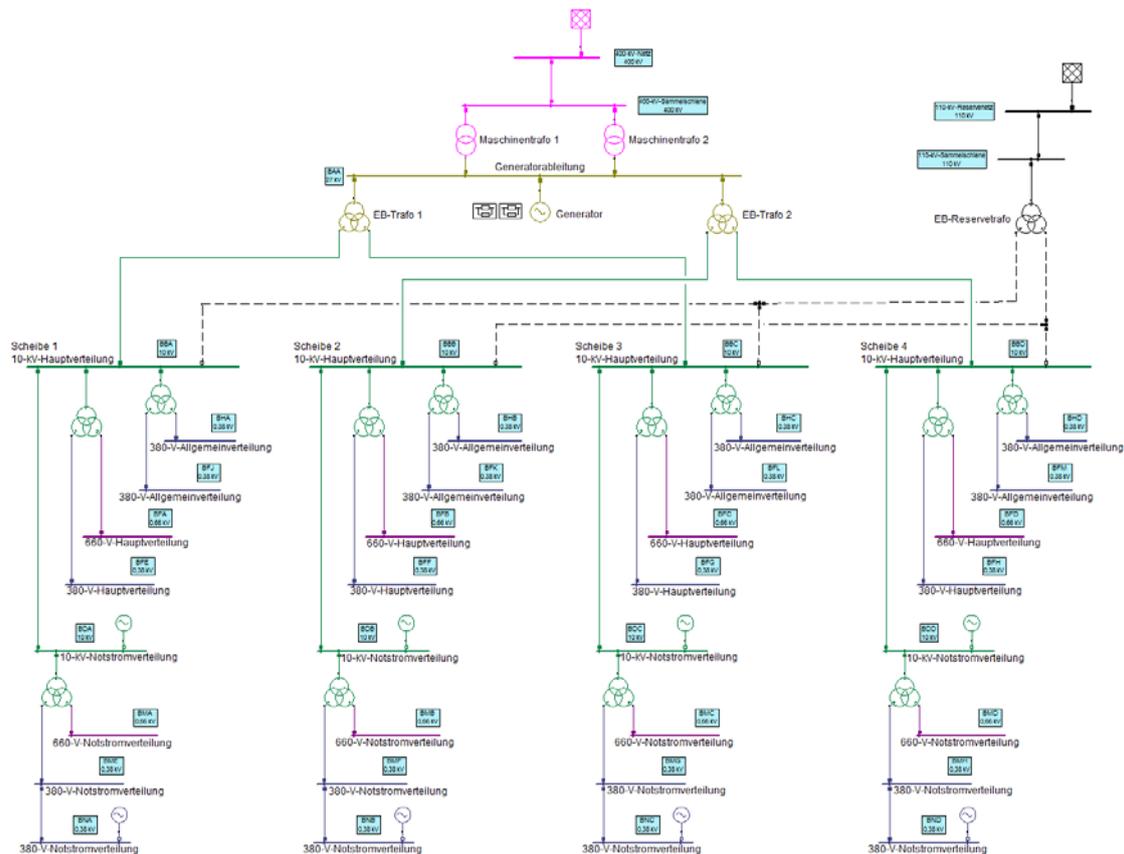
Durch diese Vorgehensweise wurden keine Szenarien mit einer Kombination von mehr als drei Arten von Netzstörungen entwickelt. Somit werden in diesem Vorhaben keine Szenarien mit einer Kombination von mehr als drei Arten von Netzstörungen betrachtet.

Im weiteren Verlauf des Vorhabens werden die in Abschnitt 3.3 entwickelten Szenarien von Netzstörungen hinsichtlich ihrer Rückwirkungen auf Kernkraftwerke untersucht. Dabei wird auch darauf eingegangen, inwieweit die Szenarien von den in Abschnitt 2.2 dargestellten Blockschutzmaßnahmen erkannt und somit entsprechende Schutzmaßnahmen angeregt werden können. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden in Kapitel 4 dargestellt.



## 4 Untersuchung der Szenarien von Netzstörungen hinsichtlich ihrer Rückwirkungen auf Kernkraftwerke

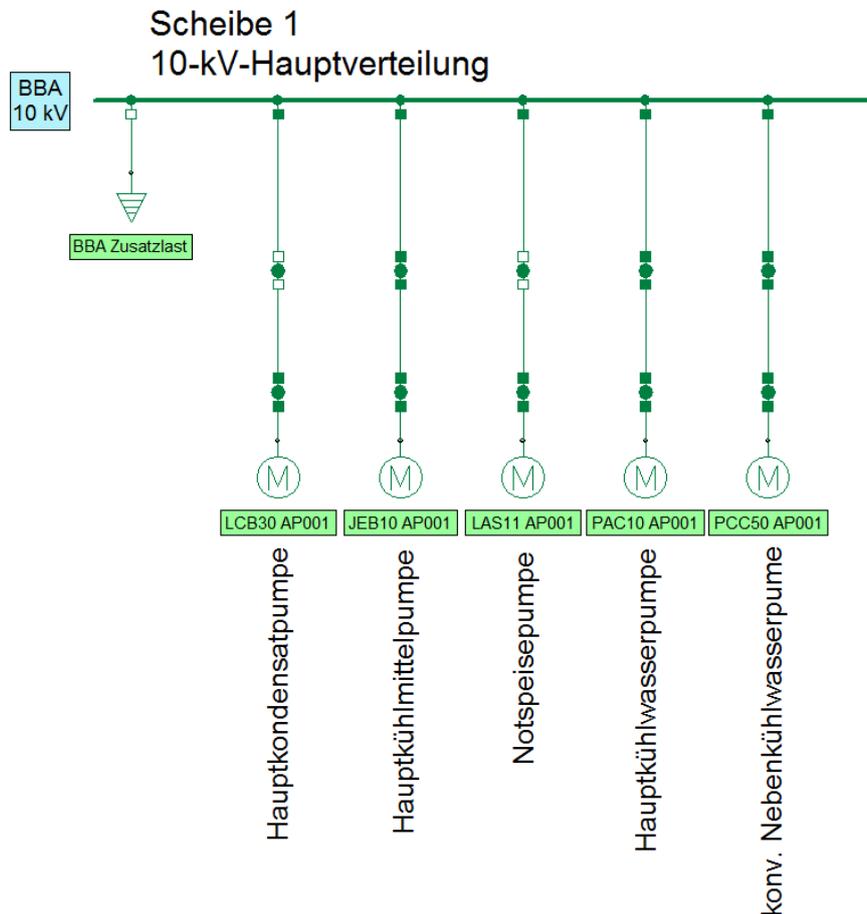
Für die Untersuchung der in Kapitel 3 entwickelten Szenarien von Netzstörungen hinsichtlich ihrer Rückwirkung auf die Eigenbedarfsversorgung (EB-Versorgung) von Kernkraftwerken wurde ein Modell einer Eigenbedarfsversorgung mit der Software NEPLAN /NEP17/ erstellt. Die modellierte EB-Versorgung ist zwar weitgehend generisch, orientiert sich aber an den der GRS verfügbaren Informationen zu Kernkraftwerken des Typs Konvoi. Wo keine konkreten Informationen aus den Anlagen verfügbar waren, wurde auf allgemeine Literatur (beispielsweise /OEO16/, /HDS10/) oder eigene ingenieurtechnische Überlegungen zurückgegriffen. Da das erstellte Modell aus hunderten Komponenten und damit aus tausenden Parametern besteht, ist eine vollständige Beschreibung dieses Modells nicht Teil dieses Berichts.



**Abb. 4.1** Übersicht über das Modell des Eigenbedarfs in NEPLAN (eine größere Darstellung befindet sich im Anhang)

Abb. 4.1 zeigt eine Übersicht des Modells des Eigenbedarfs in NEPLAN wie es für die Untersuchungen im Rahmen dieses Projekts erstellt und genutzt wurde. Für eine über-

sichtliche Darstellung wurden kleinere unterlagerte Schienen und sämtliche Verbraucher in separate Pläne ausgelagert, ein Beispiel hierfür ist in Abb. 4.2 dargestellt. Eine größere Darstellung der Übersicht und Abbildungen sämtlicher Schienen mit allen Verbrauchern befinden sich im Anhang.



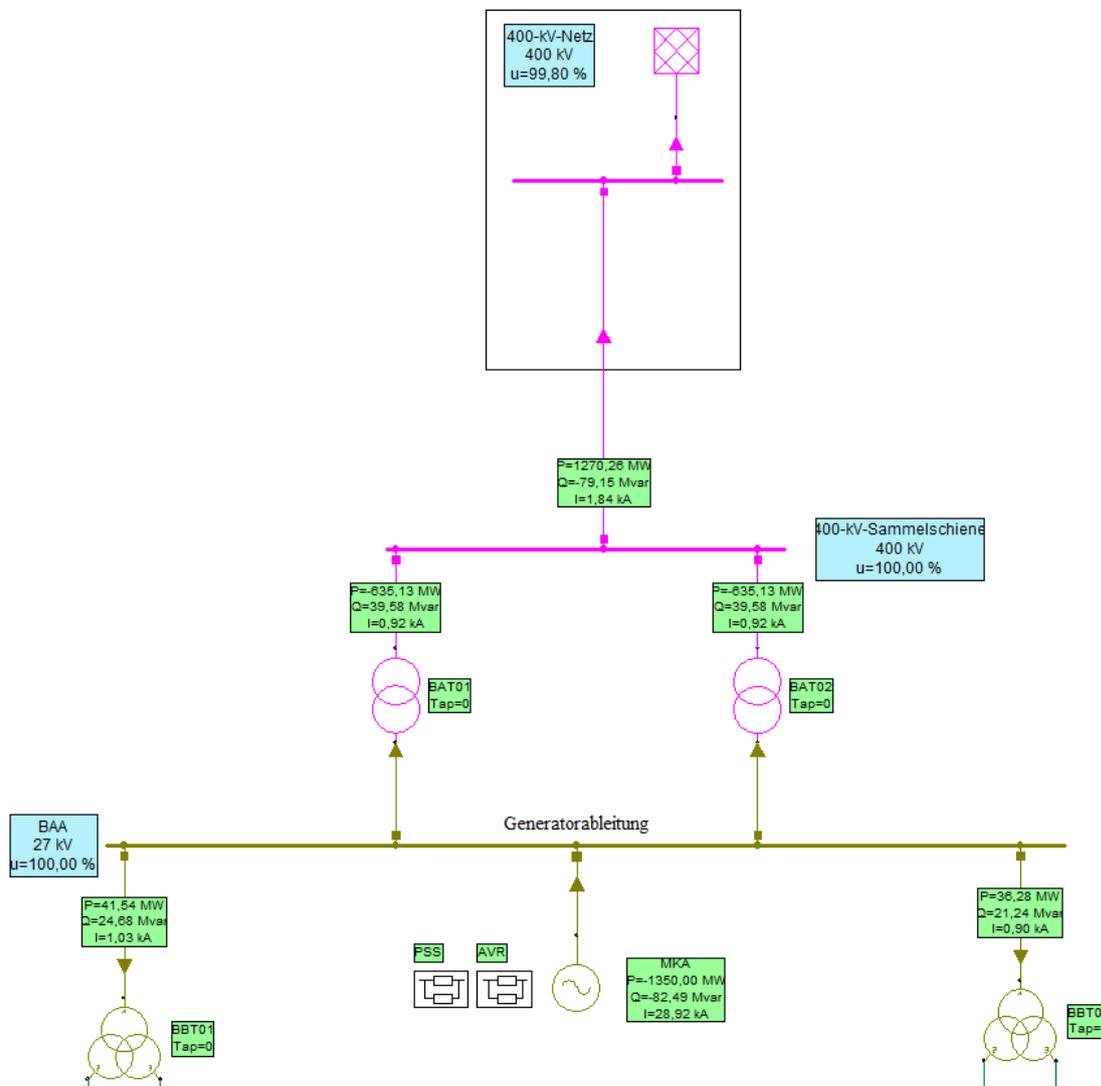
**Abb. 4.2** Verbraucher an der 10-kV-Hauptverteilung Scheibe 1 (BBA)

Auf Basis der im Abschnitt 3.2 identifizierten Arten von Netzstörungen wurden im Abschnitt 3.3 die relevanten Szenarien entwickelt, welche mit diesem Modell untersucht wurden. Eine abschließende Bewertung der Rückwirkungen aller Szenarien erfolgt in Abschnitt 4.3. Die gesamte Vorgehensweise für die durchgeführten Untersuchungen wird nachfolgend kurz erläutert:

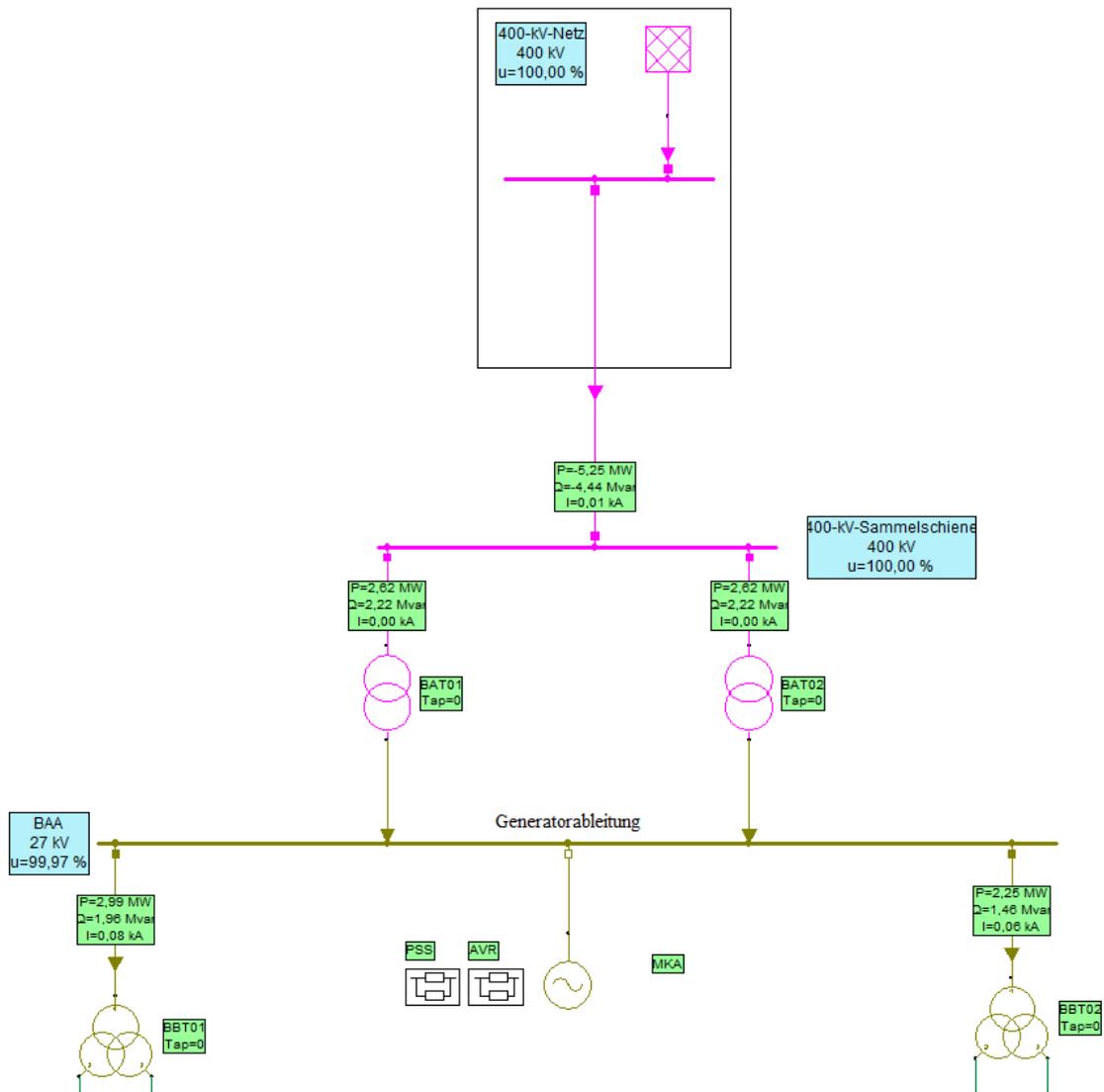
Zunächst wurden alle Szenarien mit einer Art von Netzstörung (siehe Abschnitt 3.3.1) mit Hilfe des Modells ausführlich untersucht. Grundsätzlich wurden hierbei jeweils die beiden häufigsten Lastfälle zu Grunde gelegt: Regulärer Leistungsbetrieb (nahe Voll- last, siehe Abb. 4.3 und Nichtleistungsbetrieb (z.B. nach dem Herunterfahren zur Revi- sion, siehe Abb. 4.4).

Zusätzlich wurde darüber hinaus, zumindest wo dies notwendig und möglich war, zwischen schnellen (transienten) und beispielsweise im Verhältnis zu den beteiligten Regelungen langsamen Vorgängen unterschieden. Die Untersuchung der Szenarien mit einer Art von Netzstörung wird im Abschnitt 4.1 beschrieben.

Anschließend wird in Abschnitt 4.2 zunächst an einem Beispiel und anschließend allgemein dargelegt, wie Szenarien mit mehreren Arten von Netzstörungen untersucht werden können. Bei deren Untersuchung zeigte sich, dass deren Auswirkungen im Wesentlichen als Superposition der Auswirkungen der einzelnen Szenarien mit einer Art von Netzstörung aufgefasst werden können, so dass abschließend die Bewertung der entwickelten Szenarien auf Basis der Szenarien mit einer Art von Netzstörung erfolgen konnte.



**Abb. 4.3** EB-Versorgung (Detailansicht) im ungestörten Leistungsbetrieb (abgebene Leistung ans Netz: ca. 1270 MW)



**Abb. 4.4** EB-Versorgung (Detailansicht) im ungestörten Nichtleistungsbetrieb (kalt, drucklos). Die meisten nicht benötigten Systeme sind abgeschaltet, die Spannungsregelung der EB-Versorgung erfolgt automatisch über die Stufenschalter der Maschinentransformatoren

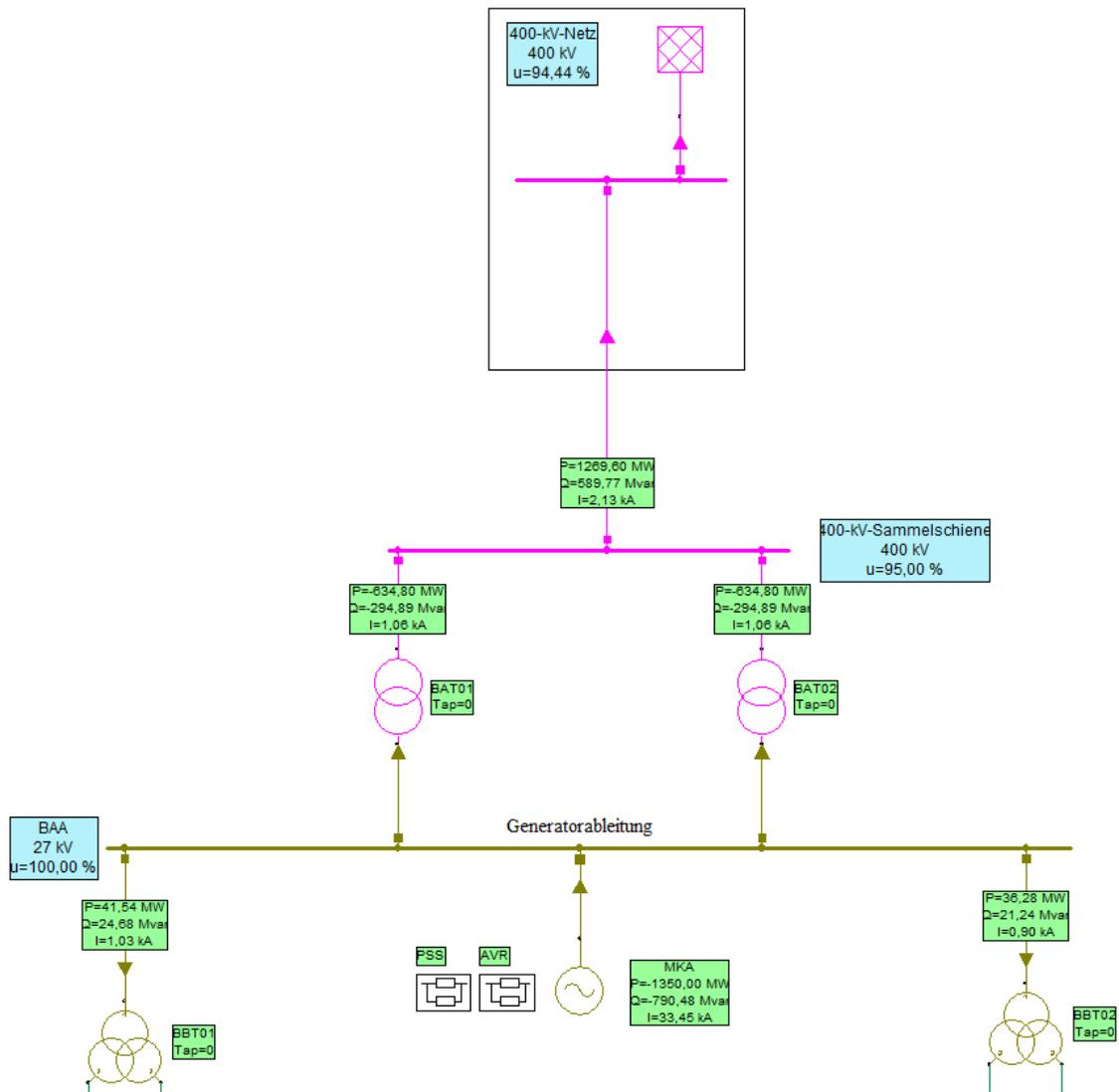
## **4.1 Szenarien mit einer Art von Netzstörung**

### **4.1.1 Unterspannung im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 1)**

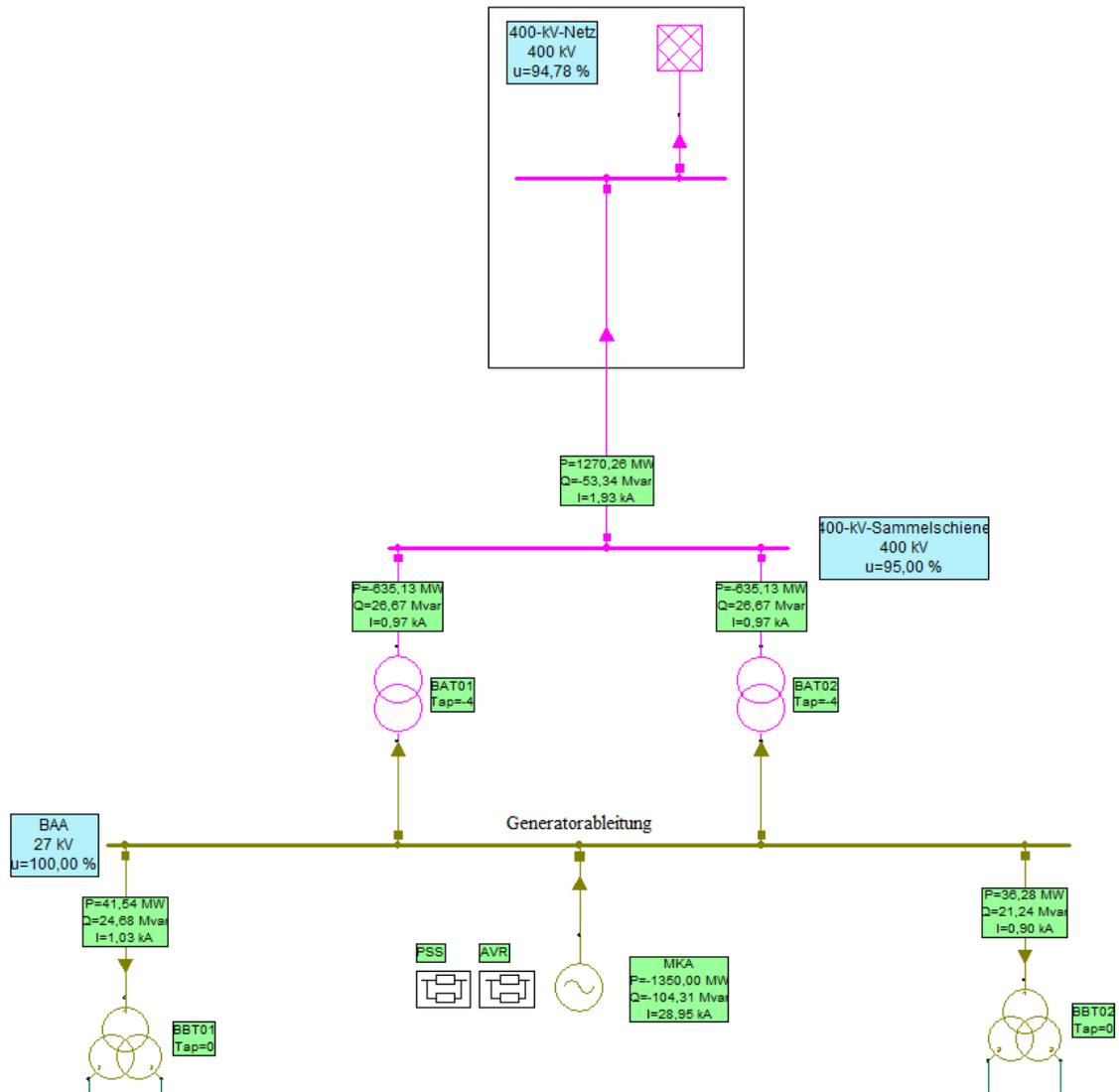
#### **4.1.1.1 Anlage im Leistungsbetrieb**

##### ***Szenarioablauf: Langsame Absenkung der Spannung***

Kommt es zur Absenkung der Spannung des Hauptnetzes, so erhöht die Spannungsregelung des Generators (MKA) den Erregerstrom, um durch eine zunehmende Abgabe von Blindleistung ( $Q$  steigt auf  $Q=750$  Mvar) die Spannung auf der Generatorableitung zu stabilisieren (Abb. 4.5). Findet die Abnahme der Spannung relativ langsam statt, so kann das Personal auf der Warte durch Stufen der Maschinentransformatoren (BAT01 und BAT02, Tap= -4) den Spannungsabfall kompensieren und dadurch die Belastung des Generators mit Blindleistung wieder reduzieren (Abb. 4.6).

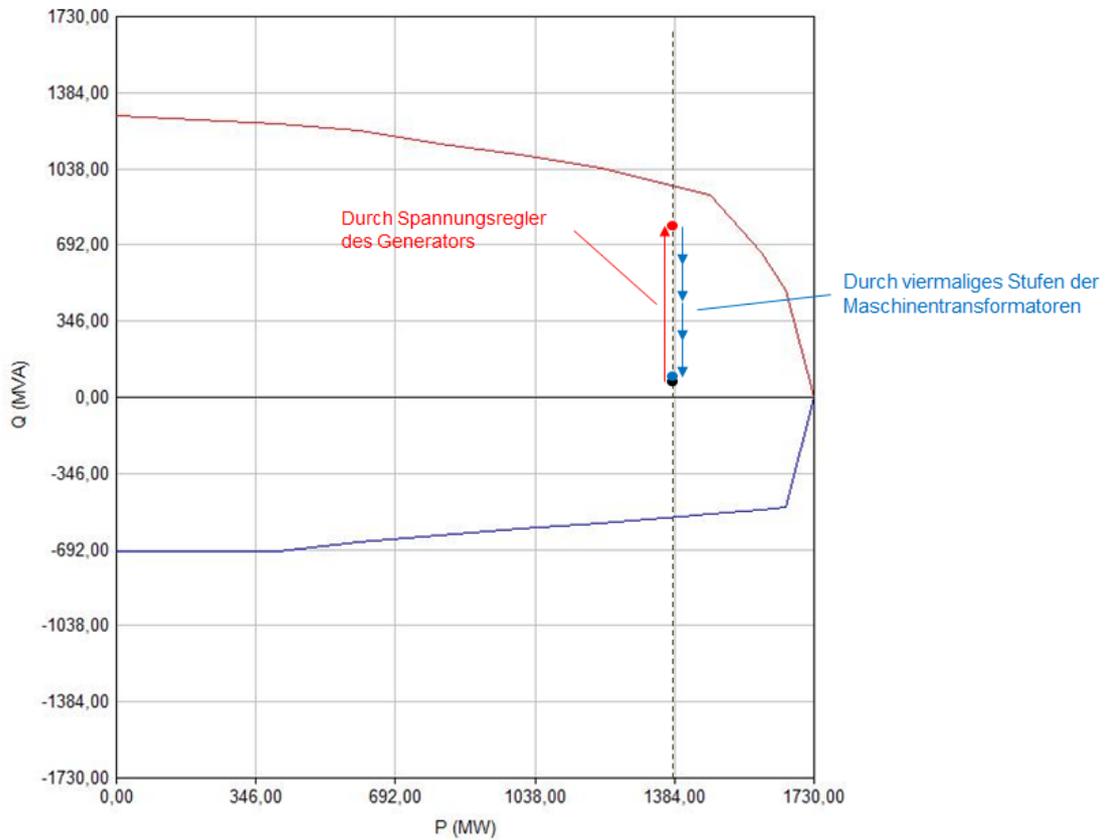


**Abb. 4.5** Die Absenkung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene (auf hier 95 % des Nennwertes) wird auf der Generatorableitung durch die Spannungsregelung des Generators (MKA) kompensiert (die Blindleistungsabgabe erhöht sich)



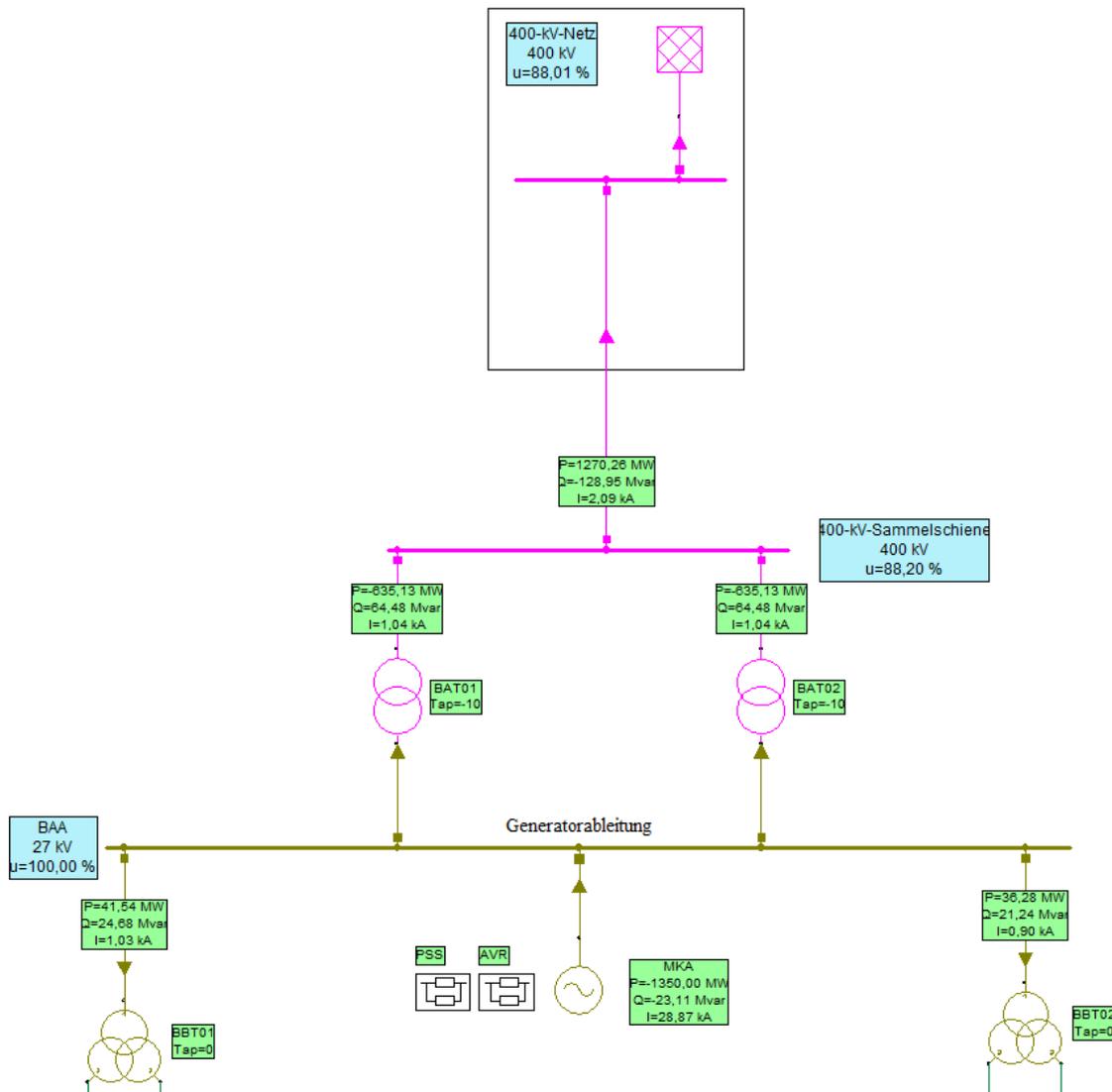
**Abb. 4.6** Durch Stufen der Maschinentransformatoren (BAT01 und BAT02) durch das Wartepersonal kann die Belastung des Generators annähernd konstant gehalten werden

Im Leistungsdiagramm des Generators verändert sich der Betriebspunkt durch die beschriebenen Vorgänge entsprechend der Darstellung in Abb. 4.7.



**Abb. 4.7** In NEPLAN hinterlegtes Leistungsdiagramm des Generators mit den Betriebspunkten zu den Anlagenzuständen in Abb. 4.3, Abb. 4.5 und Abb. 4.6

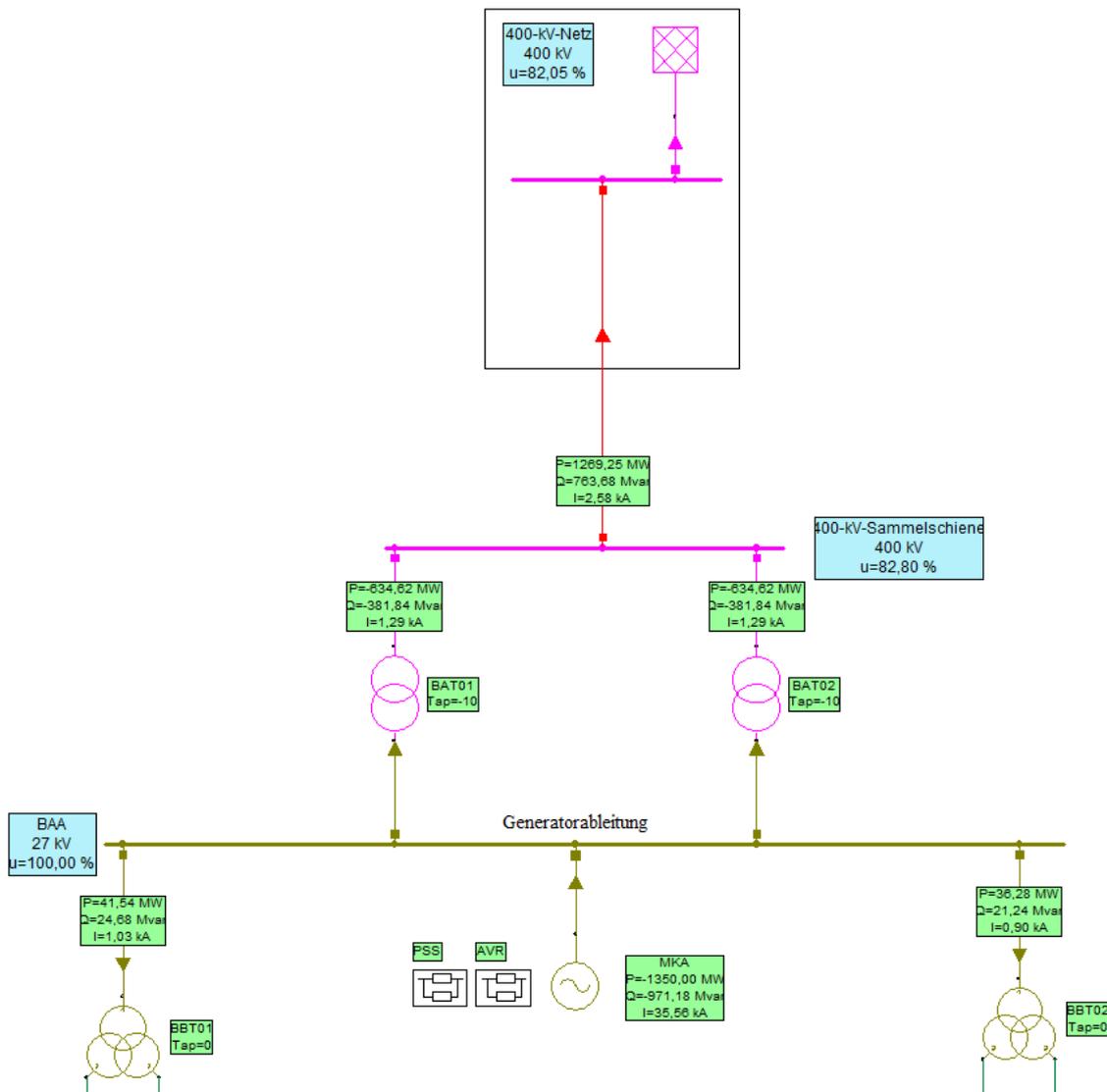
Dabei ist zu beachten, dass das Stufen der Maschinentransformatoren (BAT 01 und BAT 02) im Modell pro Stufe etwa 5 s benötigt und in der Regel nicht beliebig viele Stufen direkt hintereinander durchlaufen werden dürfen. Bis zu einer Spannung von ca. 88,2 % auf der 400-kV-Sammelschiene kann aber bei einem sehr langsamen Spannungseinbruch durch Stufen der Maschinentransformatoren die Belastung des Generators und die Spannung auf der Generatorableitung auf diese Weise annähernd konstant gehalten werden (Abb. 4.8).



**Abb. 4.8** Die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene erreicht 88,2 %

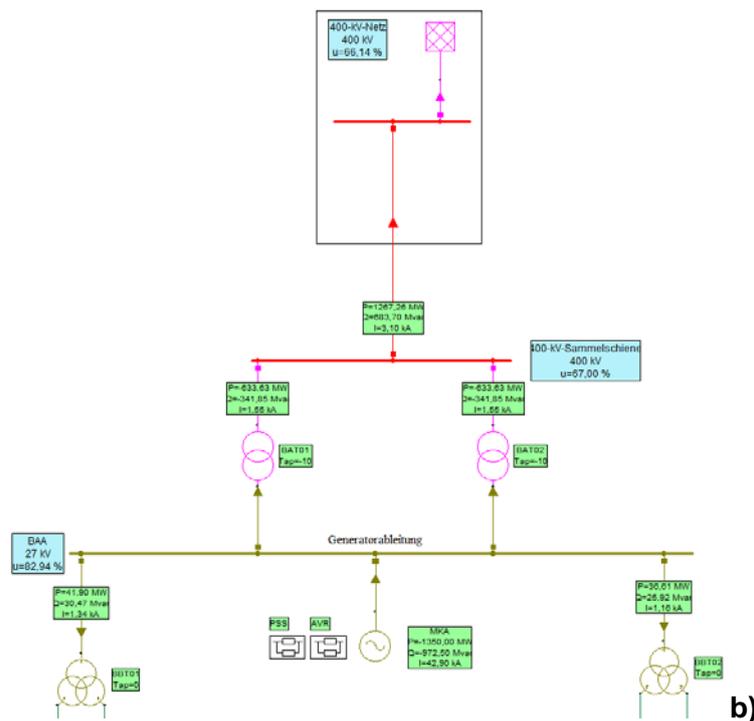
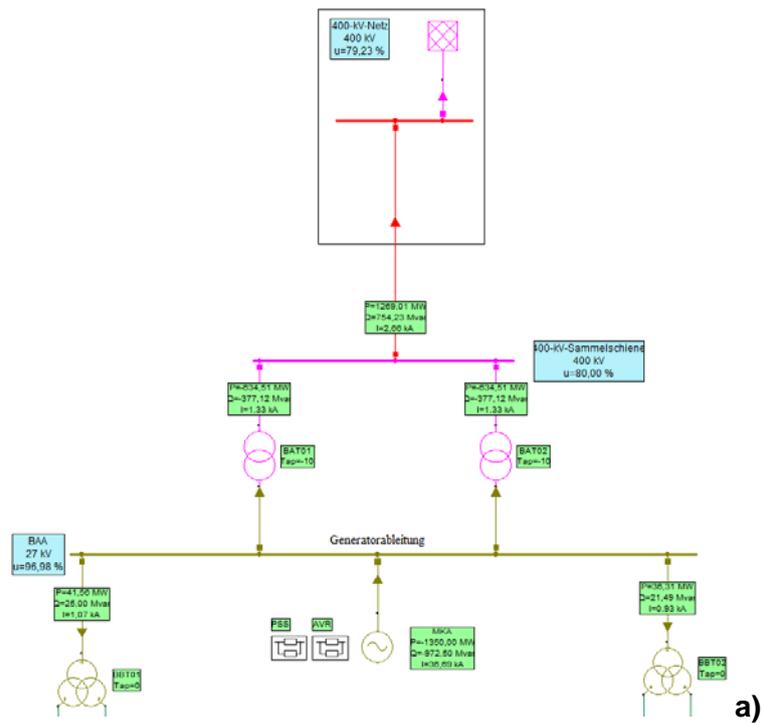
Die Spannung auf der Generatorableitung und die Belastung des Generators bleibt durch die minimale Stufe der Maschinentransformatoren (BAT01 und BAT02, Tap= -10) annähernd konstant.

Sinkt die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene noch weiter, so wird die Spannung auf der Generatorableitung zunächst weiterhin durch die Spannungsregelung des Generators konstant gehalten. Dabei erhöht sich die vom Generator abgegebene Blindleistung bis zum Erreichen der Kennfeldgrenze (Übererregungsschutz) im Leistungsdiagramm kontinuierlich (siehe Abb. 4.7). Auf diese Weise kann die Spannung auf der Generatorableitung bis hinab zu einer Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene von ca. 82,8 % auf ihrem Nennwert gehalten werden (Abb. 4.9). Allerdings gelangt die Verbindungsleitung ins Verbundnetz dabei zumindest in diesem Modell gerade an seine Stromgrenze (durch die Roteinfärbung der Leitung gekennzeichnet).



**Abb. 4.9** Befinden sich die Stufensteller der Maschinentransformatoren in der minimalen Stufe, so kann die Spannung auf der Generatorableitung nur noch durch vermehrte Abgabe des Generators von Blindleistung konstant gehalten werden. Dies gelingt bis etwa 82,8 % Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene.

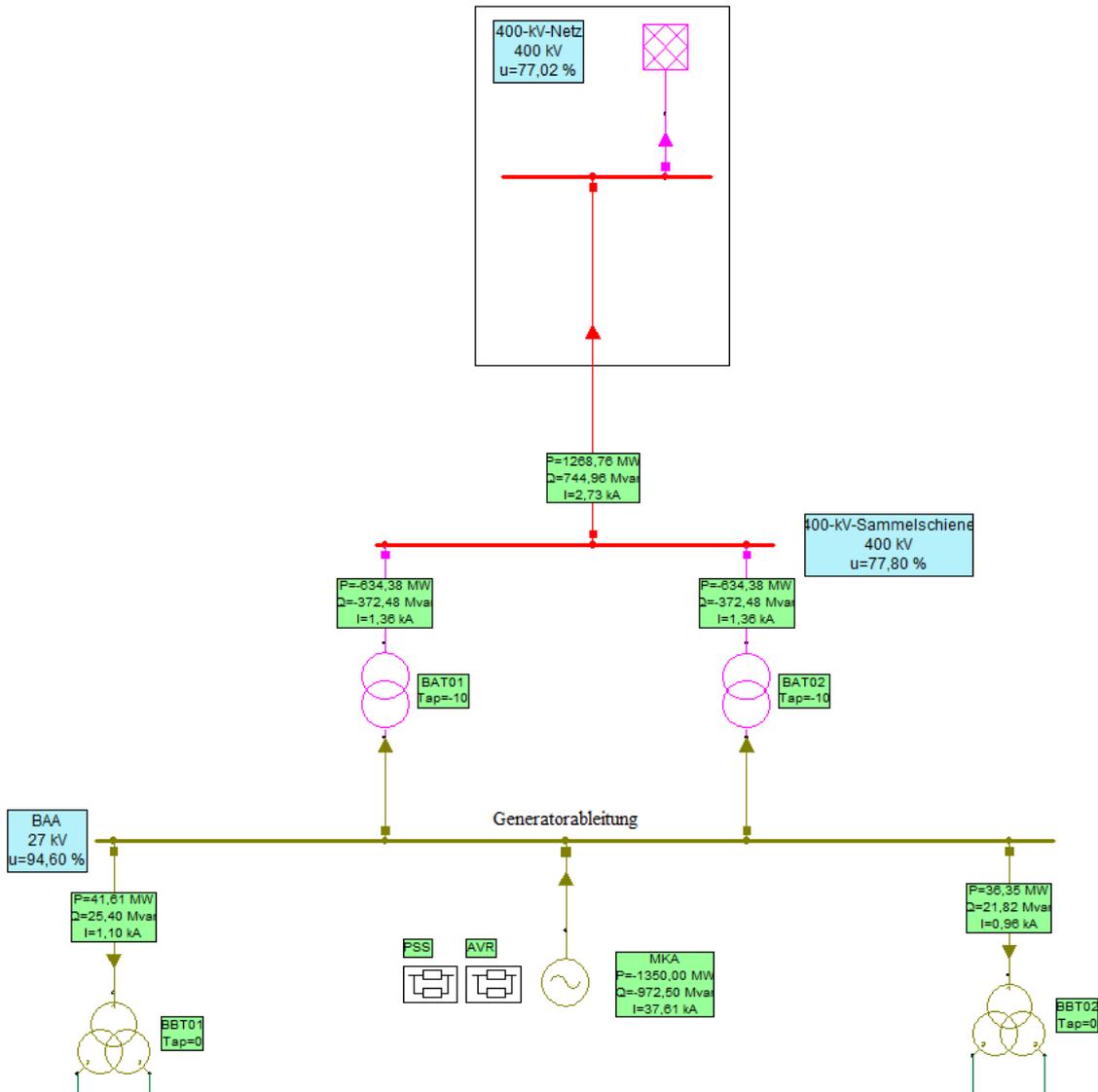
Noch weitere netzseitige Spannungsabsenkungen führen schließlich auch zu einer Spannungsabsenkung auf der Generatorableitung (Abb. 4.10 a)). Diese würden unter den hier betrachteten Voraussetzungen aber erst bei ca. 67 % Spannung auf der 400-kV-Sammelleitung einen Wert von unter 83 % erreichen und kämen damit in den Bereich von Auslösekriterien in der Eigenbedarfsversorgung (Abb. 4.10 b)).



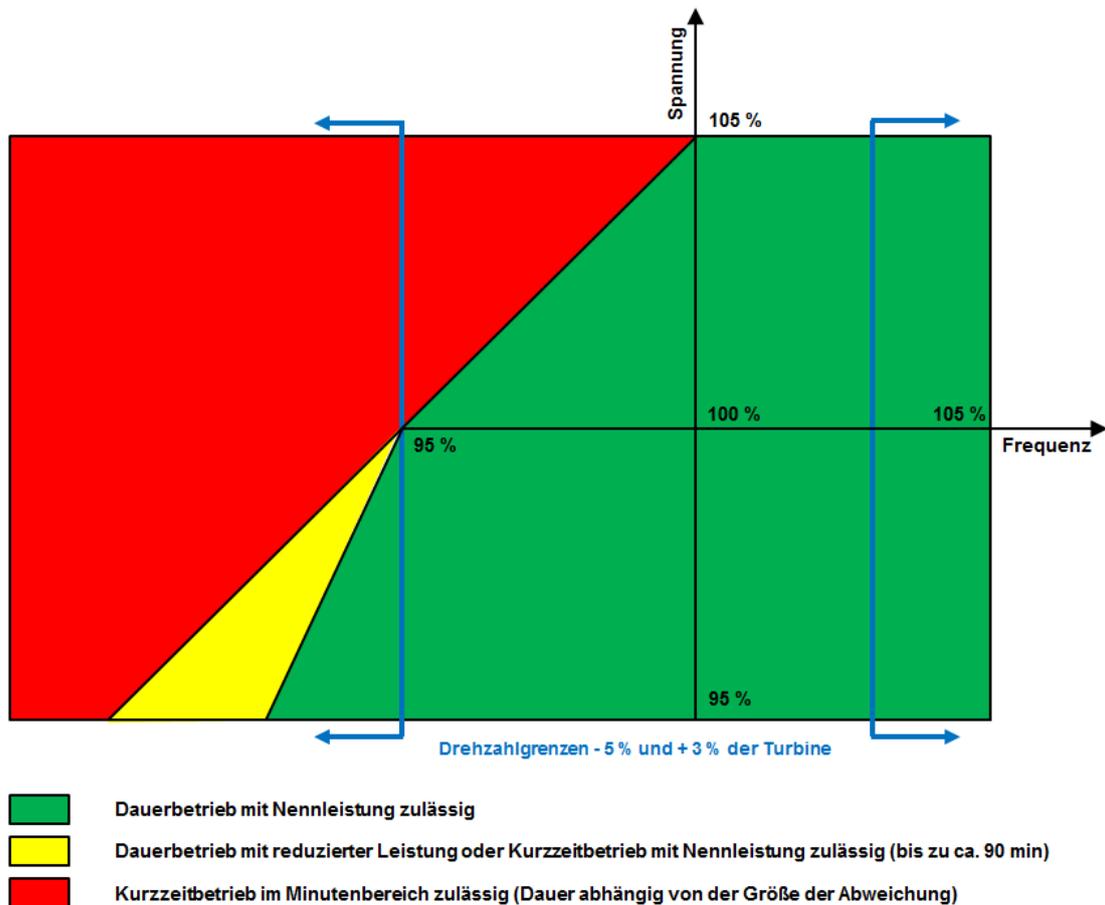
**Abb. 4.10** a) Eine Absenkung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene auf 80 % führt zu einer Absenkung der Spannung auf der Generatorableitung auf ca. 97 %.

b) Erst eine Absenkung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene auf 67% würde zu einer Absenkung der Spannung auf der Generatorableitung auf unter 83 % führen.

Da zuvor jedoch bereits der Generator den erlaubten Bereich ( $> 95\%$ , siehe Abb. 4.11) für einen dauerhaften Betrieb verlässt, ist ein stabiler Betrieb nur bis etwa  $78\%$  Spannung auf der  $400\text{-kV}$ -Sammelschiene möglich (zumindest, wenn man netzseitig von den Grenzwertüberschreitungen absieht - gekennzeichnet durch die rote Einfärbung der entsprechenden Elemente) (siehe Abb. 4.12).

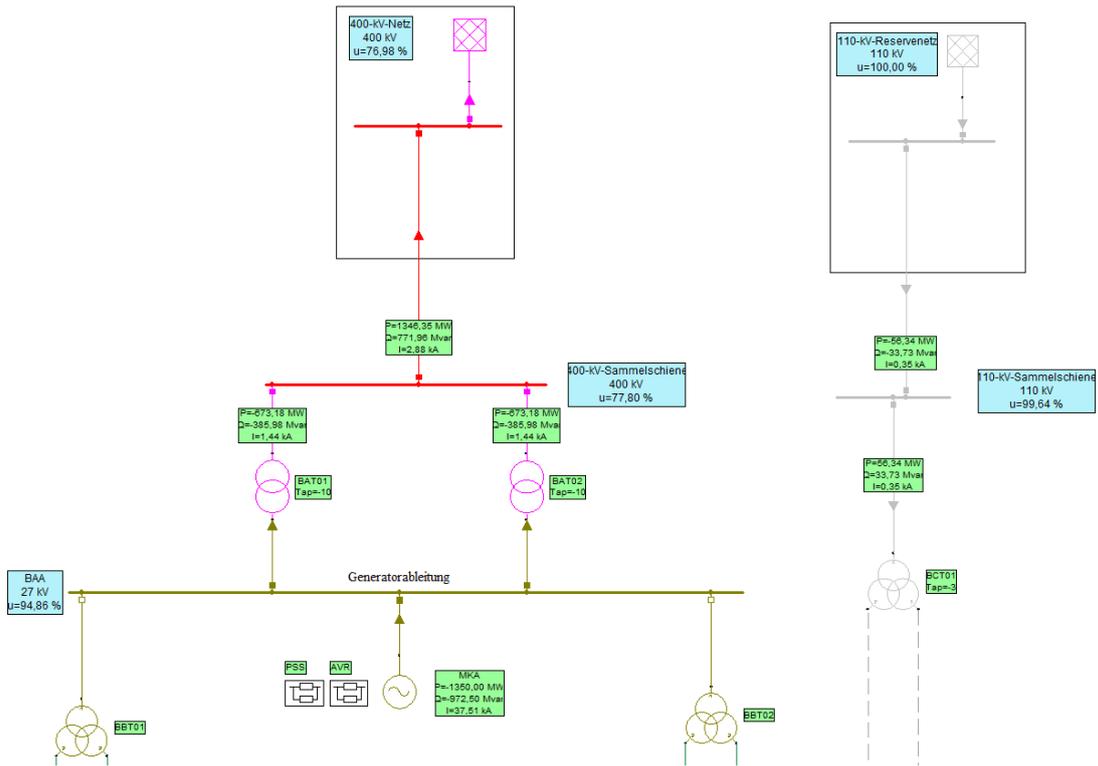


**Abb. 4.11** Bei einer netzseitigen Spannung von etwas unter  $78\%$  kann die Spannung auf der Generatorableitung nicht über  $95\%$  gehalten werden



**Abb. 4.12** Zulässige Betriebsbereiche des Generators. Überschreitungen der Drehzahlsgrenzen der Turbine (- 5 % und + 3 %) dürfen bezogen auf die Lebensdauer der Beschaufelung der N-Turbine zusammenaddiert maximal 2 Stunden betragen.

Es ist davon auszugehen, dass bei einer nicht kompensierbaren Spannungsabsenkung auf der Generatorableitung kein Leistungsbetrieb mehr gefahren wird, selbst wenn keine automatischen Maßnahmen ausgelöst wurden. Möglich ist, dass die Anlage geregelt abgefahren und anschließend eine Umschaltung der Eigenbedarfsversorgung auf das Reservenetz erfolgt. Hierbei erscheint es günstig, zunächst eine deutliche Absenkung der vom Generator abgegebenen Leistung durchzuführen, da bei einer Wirkleistungsabsenkung eine größere Blindleistung gefahren werden kann (bessere Spannungsstabilisierung der Generatorableitung) und bei einer Umschaltung auf das Reservenetz auch einige große Verbraucher nicht mehr weiter betrieben werden können (siehe weiter unten). Vor der Umschaltung auf das Reservenetz können nach der Wirkleistungsabsenkung eine Hauptkühlmittelpumpe und eine Hauptspeisepumpe abgeschaltet und die Umschaltung auf das Reservenetz von Hand erfolgen (siehe auch Abb. 4.13).

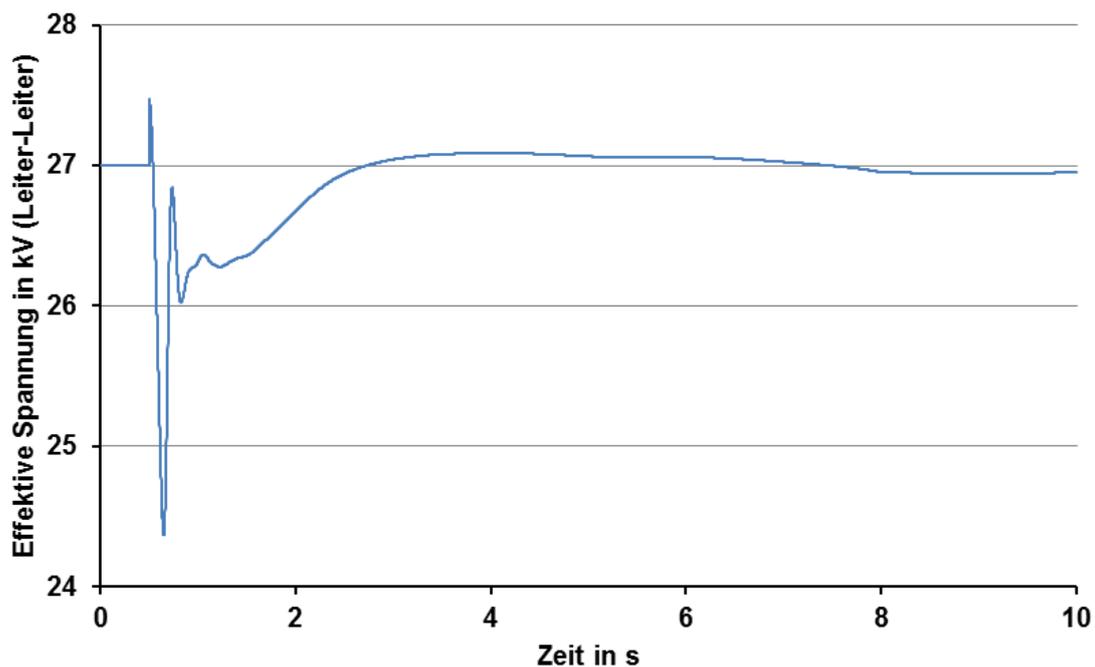


**Abb. 4.13** Verhältnisse nach der Wirkleistungsreduktion und erfolgter Umschaltung der EB-Versorgung auf das Reservenetz (in Kurzzeitschaltung, unmittelbar vor der Trennung des Generators vom Netz und Öffnen des Netzschalters). Einige Verbraucher sind abgeschaltet worden

Es muss auch beachtet werden, dass durch den kontinuierlichen Anstieg der primär- und sekundärseitigen Ströme in den Maschinentransformatoren bei einer Spannungsabsenkung auf der 400-kV-Sammelschiene Auslösungen aus dem Transformatorschutz (beispielsweise Buchholzschutz) wahrscheinlicher werden. Allerdings sind die Maschinentransformatoren für eine dauerhafte Überlastung bis 1100 MVA ausgelegt (Nennbelastung 850 MVA), so dass die Ströme in den Maschinentransformatoren bei einer netzseitigen Spannungsabsenkung auf ca. 88 % in etwa dieselbe Größe haben wie bei einer Belastung von 1100 MVA bei Nennspannung und Betrieb mit nur einem einzelnen Maschinentransformator. Bei kleineren Netzspannungen als 88 % steigen die Ströme in den Transformatoren über die „normalen“ Werte bei Betrieb mit nur einem Transformator, überschreiten allerdings rechnerisch noch nicht den zulässigen Bereich.

### Szenarioablauf: Schnelle Absenkung der Spannung

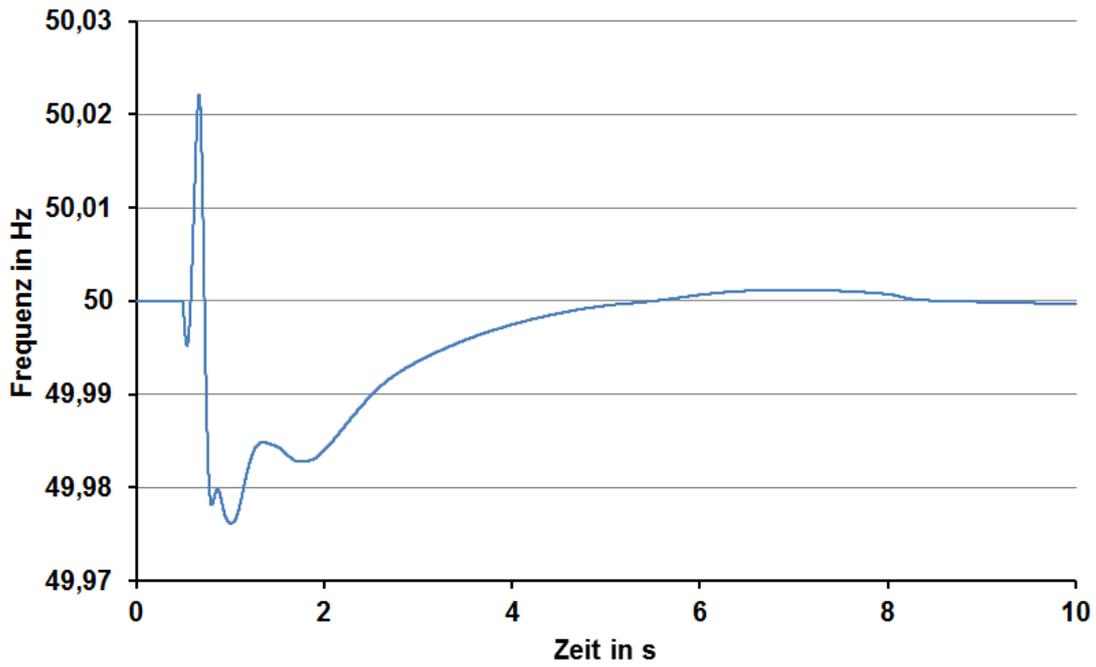
Transiente Absenkungen der Spannung im Netz können beispielsweise durch den schlagartigen Wegfall kapazitiver Verbraucher entstehen (z.B. Ausfall des Nachbarblocks, bezogen auf die Blindleistung gilt nämlich: „induktiver Erzeuger“ = „kapazitiver Verbraucher“). Abb. 4.14 zeigt den transienten Spannungsverlauf der Spannung auf der Generatorableitung bei einem kraftwerksnahen Wegfall von 1000 MVar kapazitiver Verbraucher.



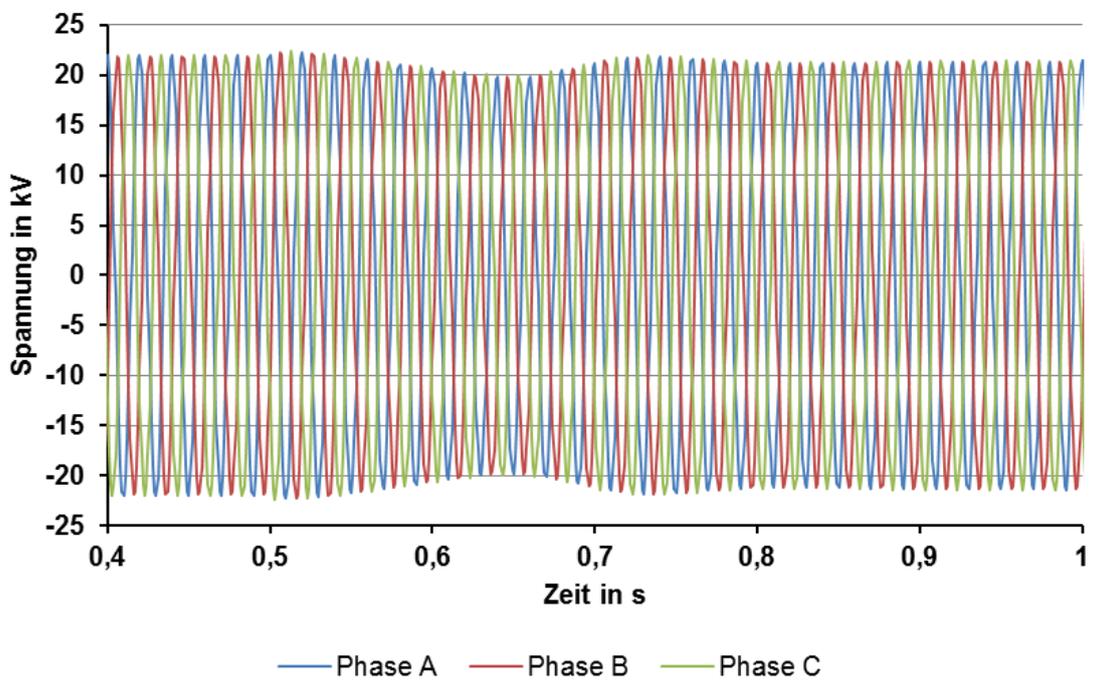
**Abb. 4.14** Spannungsverlauf auf der Generatorableitung bei einem kraftwerksnahen Wegfall von 1000 MVar Blindleistung kapazitiver Verbraucher (bei  $t = 0,5$  s)

Im dargestellten Fall fällt die Spannung auf der Generatorableitung (idealisiert) auf einen minimalen Wert von knapp über 90 % und wird im Sekundenbereich durch die Spannungsregelung des Generators stabilisiert. Dabei bleibt die Frequenz annähernd konstant, die nur sehr geringen Abweichungen sind in Abb. 4.15 ersichtlich.

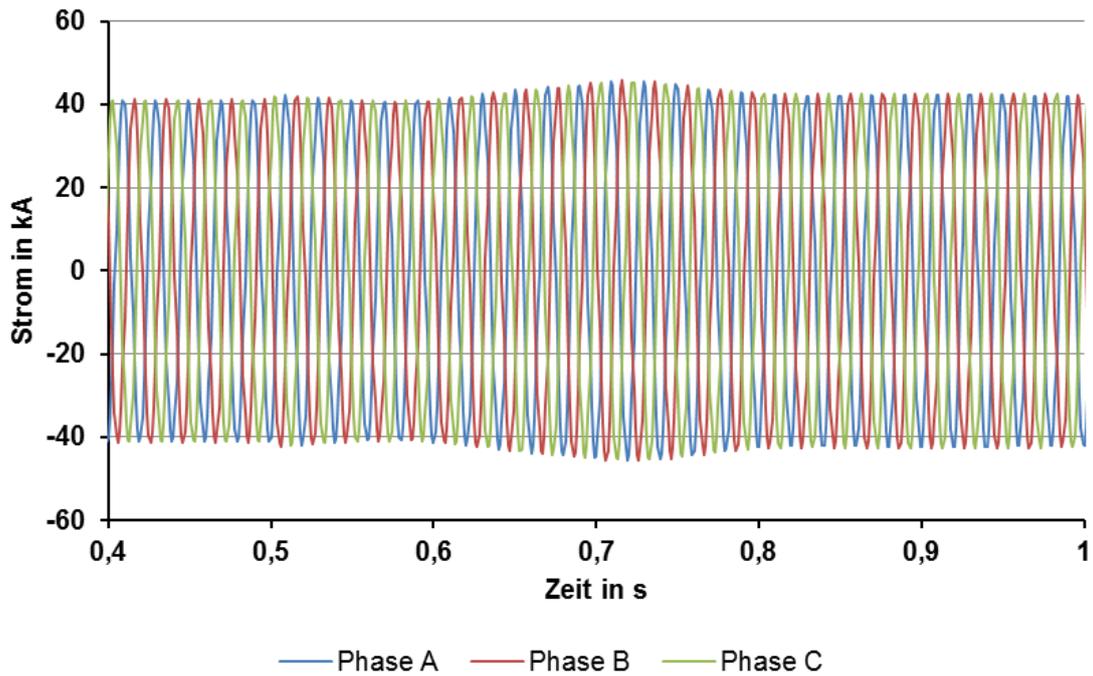
Abb. 4.16 und Abb. 4.17 zeigen den Verlauf der Generatorspannung und des Generatorstroms für die einzelnen Phasen. Bei der Bezeichnung der Phasen (A, B, C) wurde die internationale Nomenklatur verwendet, wie dies in der Software NEPLAN üblich ist (anstatt L1, L2, L3).



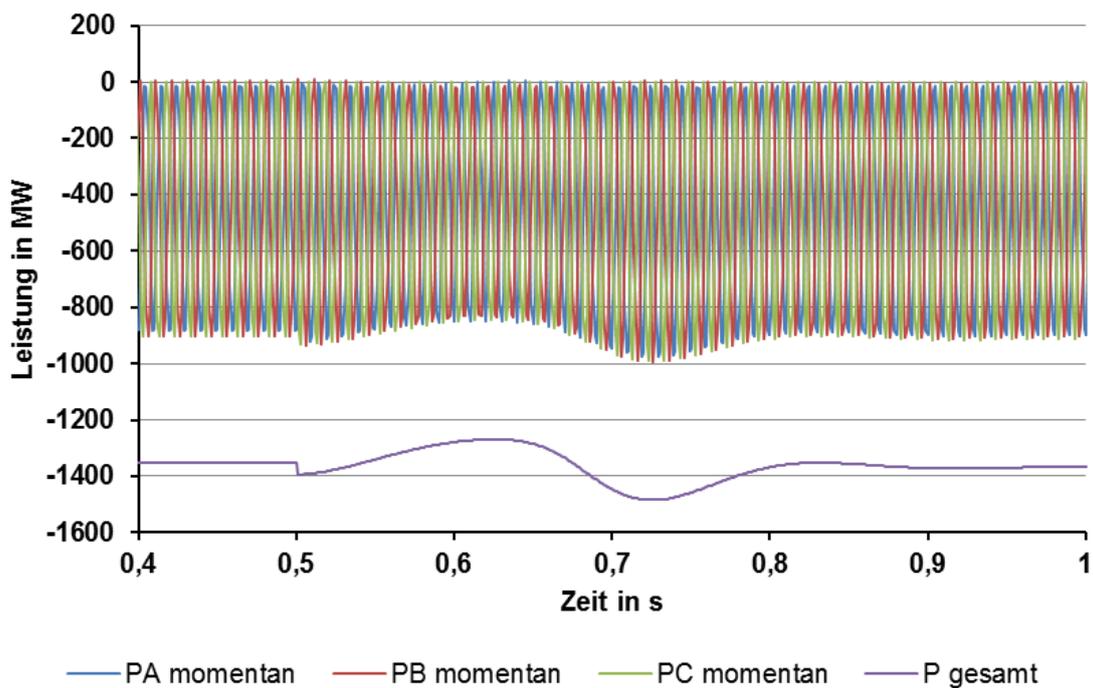
**Abb. 4.15** Frequenzverlauf am Generator bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



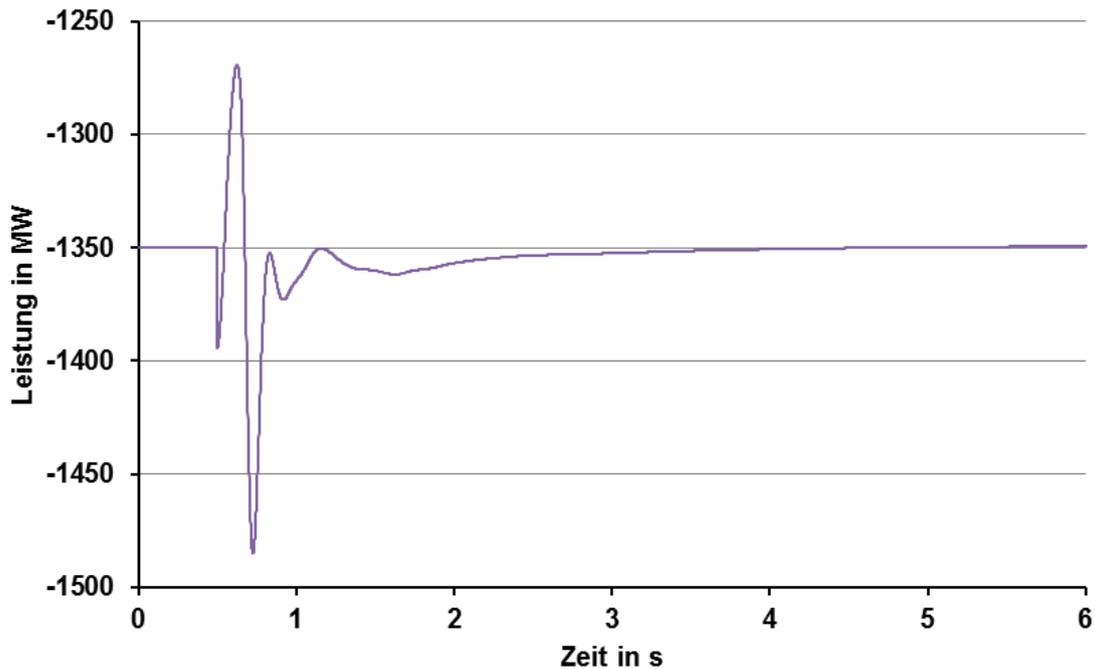
**Abb. 4.16** Verlauf der Generatorspannung bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



**Abb. 4.17** Verlauf des Generatorstroms bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



**Abb. 4.18** (Momentan-)Leistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung des Generators bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s). (Von Elementen abgegebene Leistungen werden von NEPLAN negativ angegeben)



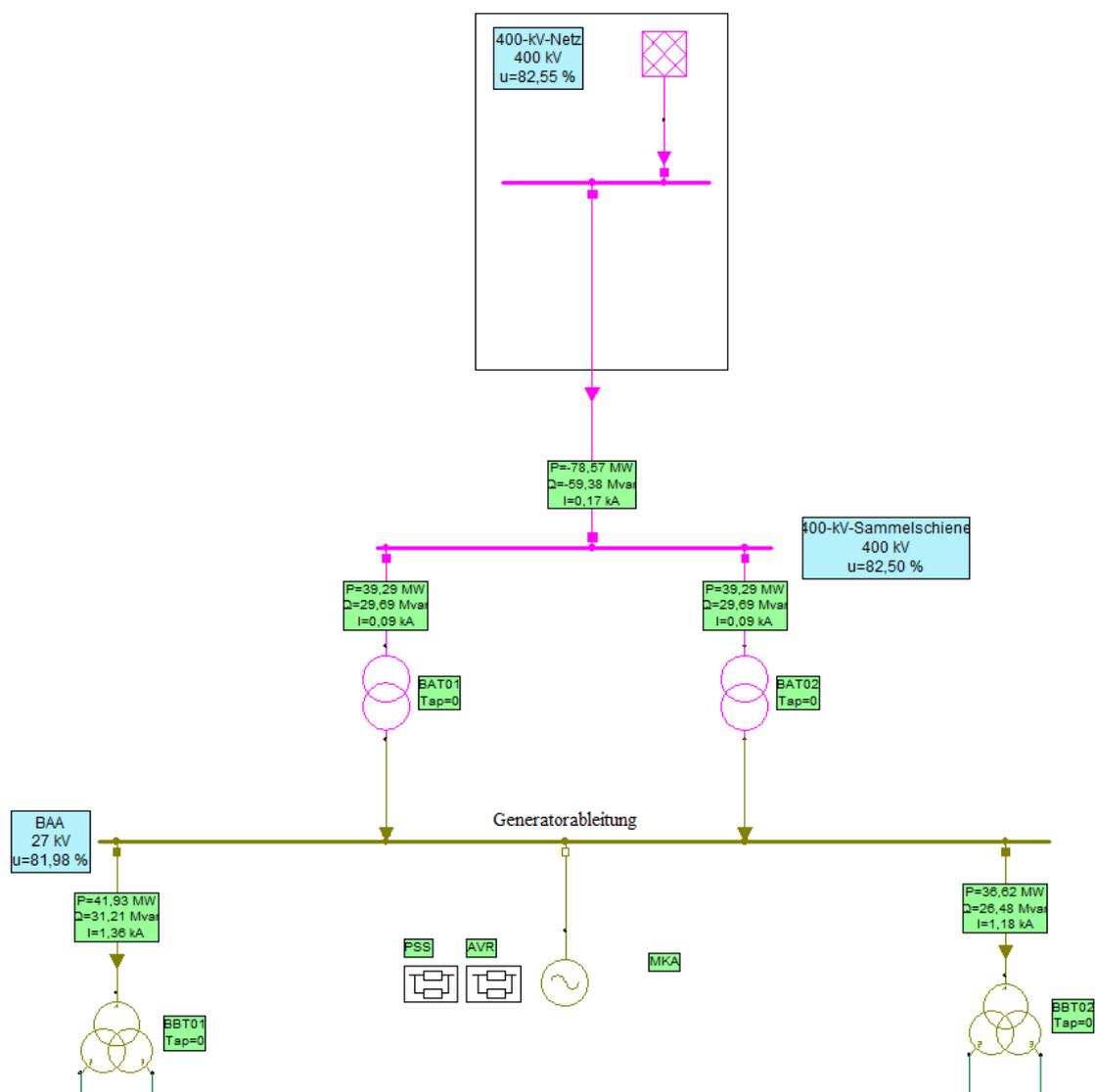
**Abb. 4.19** Vom Generator abgegebene Gesamtleistung bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)

Kurzzeitig kommt es zwar zu einer Schwankung der vom Generator abgegebenen Leistung (Abb. 4.18 und Abb. 4.19), diese stabilisiert sich aber ebenfalls im Sekundenbereich.

Erwartungsgemäß führt also der Ausfall des Nachbarblocks zu keiner größeren Störung in der Eigenbedarfsversorgung der betrachteten Anlage (mit dem Erreichen von Grenzwerten o. ä.). Im Prinzip können für schnelle Spannungsabsenkungen daher dieselben Überlegungen wie für langsame Spannungsabsenkungen geltend gemacht werden. Allerdings muss davon ausgegangen werden, dass die Maschinentransformatoren bei schnellen Vorgängen nicht durch das Wartpersonal gestuft werden, falls es zu einer noch größeren Spannungsabsenkung im Netz kommen sollte. Ferner wird die Auslösung des Generatorschutzes bei schnellen Änderungen des Betriebspunktes im Leistungsdiagramm des Generators bis in den Bereich der Übererregungsbegrenzung wahrscheinlicher. Kommt es zu einer Abschaltung des Generators (mit Turbinenschnellabschaltung - TUSA), so wird die Spannung auf der Generatorableitung nicht mehr gestützt und der Spannungseinbruch in der Eigenbedarfsversorgung verstärkt sich. Bei der nachfolgenden Betrachtung wird daher davon ausgegangen, dass der Generator abgeschaltet wird.

Die Spannung auf der Generatorableitung folgt nach dem Abschalten des Generators der Netzspannung (bezogen auf den jeweiligen Nennwert). Bei einem Wert von etwa 83 % der Nennspannung erfolgt dann eine Umschaltung des Eigenbedarfs auf das Reservenetz. Eine detailliertere Betrachtung hierzu erfolgt beim Szenarioablauf „langsamer Spannungsabfall im Nichtleistungsbetrieb“.

Abb. 4.20 zeigt den Zustand der EB-Versorgung unmittelbar nach der TUSA. Die Spannung auf der Generatorableitung ist in diesem Beispiel auf unter 83 % abgefallen, unmittelbar danach kommt es daher zu einer Umschaltung des Eigenbedarfs auf das Reservenetz.



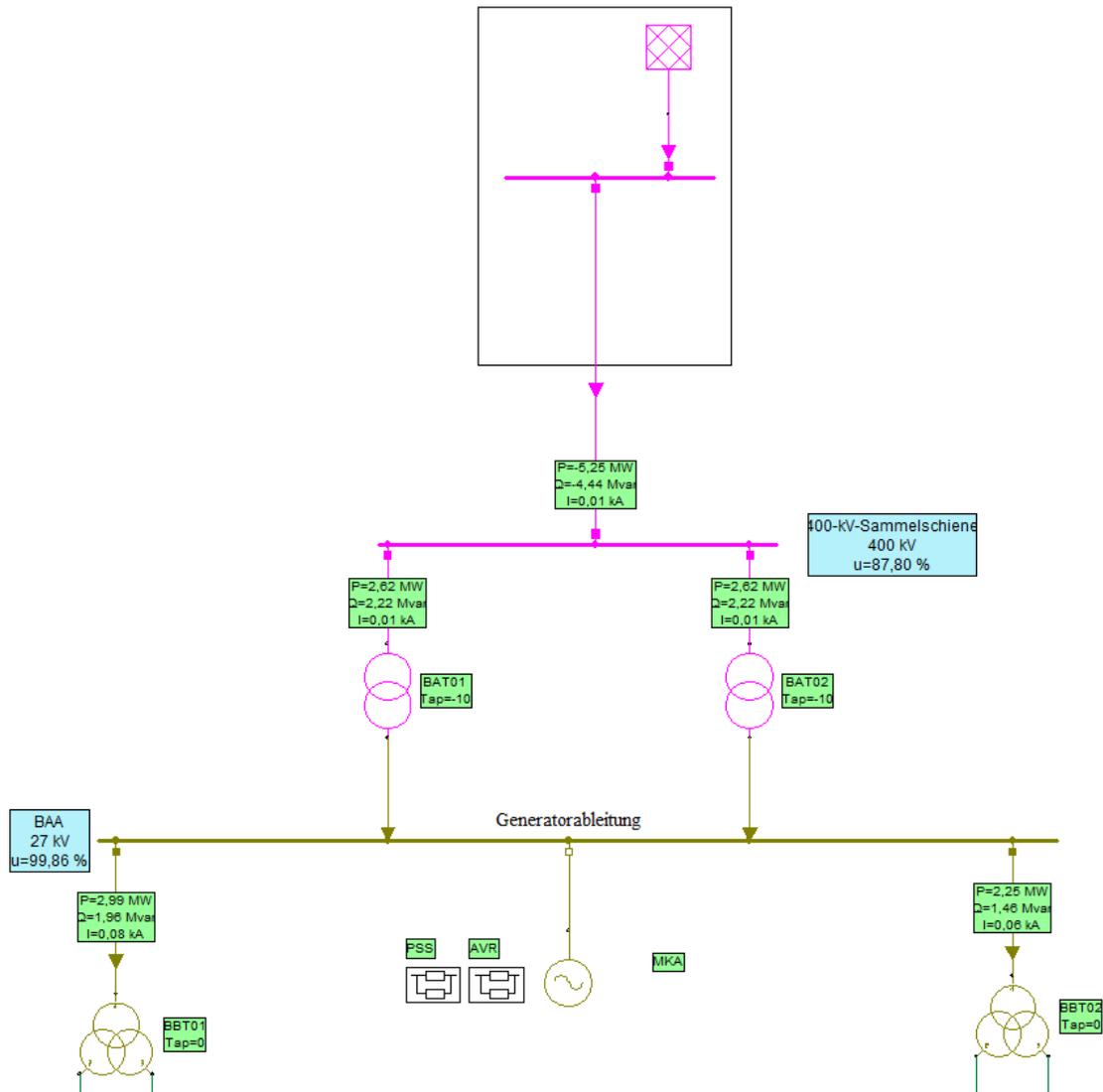
**Abb. 4.20** Spannungsverhältnisse bei einer schnellen Spannungsabsenkung auf 82,5 % und erfolgreicher Generatorabschaltung (mit Turbinenschnellabschaltung TUSA)

#### **4.1.1.2 Anlage im Nichtleistungsbetrieb**

Befindet sich die Anlage im Nichtleistungsbetrieb (kalt, drucklos) (Abb. 4.4), so sind die Hauptkühlmittelpumpen, die Hauptspeisepumpen und die meisten nicht benötigten Systeme abgeschaltet. Die Spannungsregelung der EB-Versorgung erfolgt in diesem Fall automatisch über die Stufenschalter der Maschinentransformatoren.

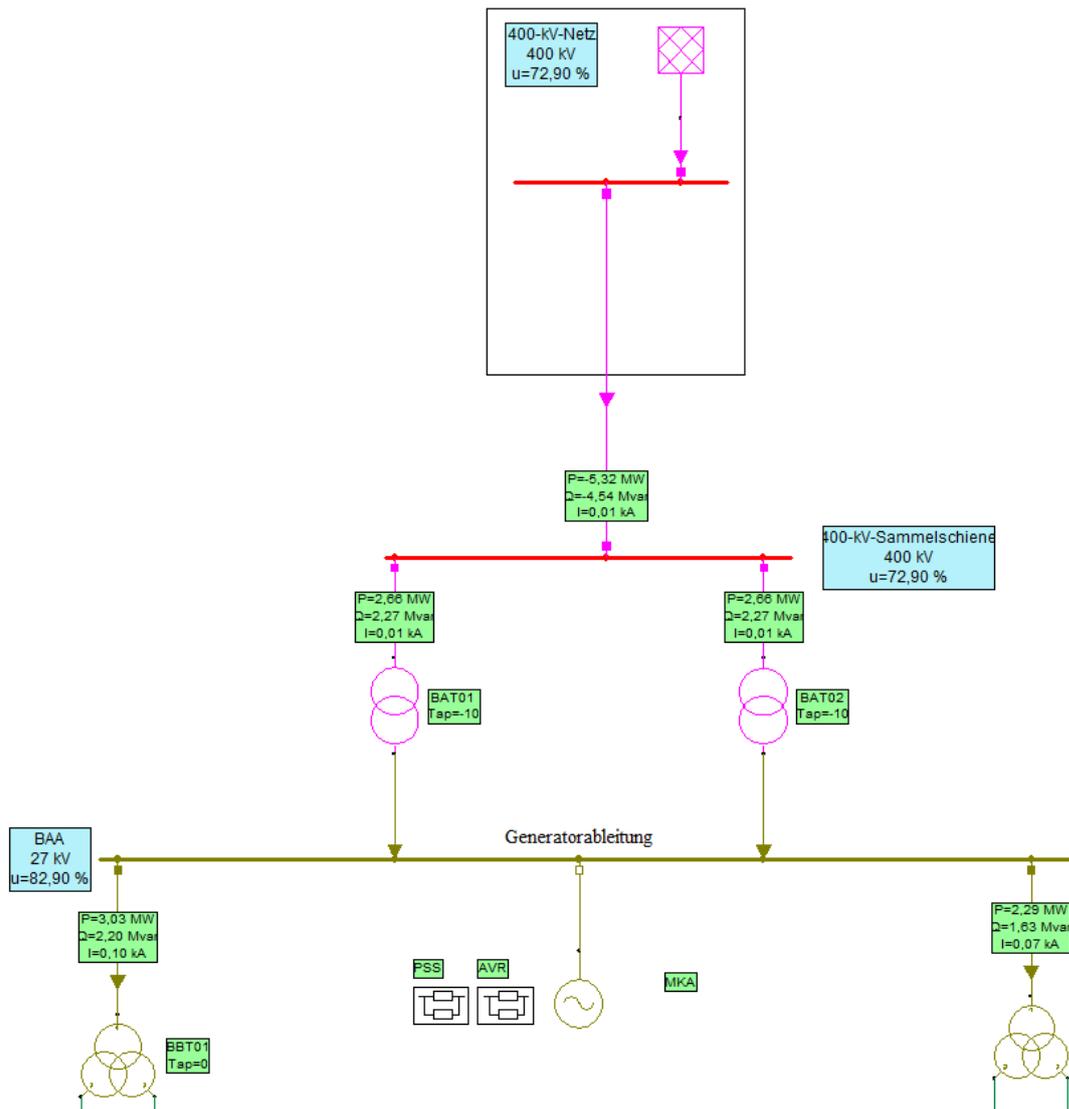
##### ***Szenarioablauf: Langsame Absenkung der Spannung***

Langsame Spannungsabsenkungen führen über die Spannungsregelung der Maschinentransformatoren (BAT01 und BAT02) zu einem automatischen Stufen der Stufenschalter, wodurch die Spannung auf der Generatableitung innerhalb enger Grenzen um 100 % gehalten werden kann, solange die netzseitige Spannung nicht unter 88 % fällt (vergleiche Abb. 4.21). Unterhalb dieser 88 % fällt die Spannung auf der Generatableitung, da die Stufenschalter zuvor bereits ihre minimale Stellung (im Bild „Tap -10“) erreicht haben und damit das Stellglied der Spannungsregelung seine Grenzen erreicht hat.



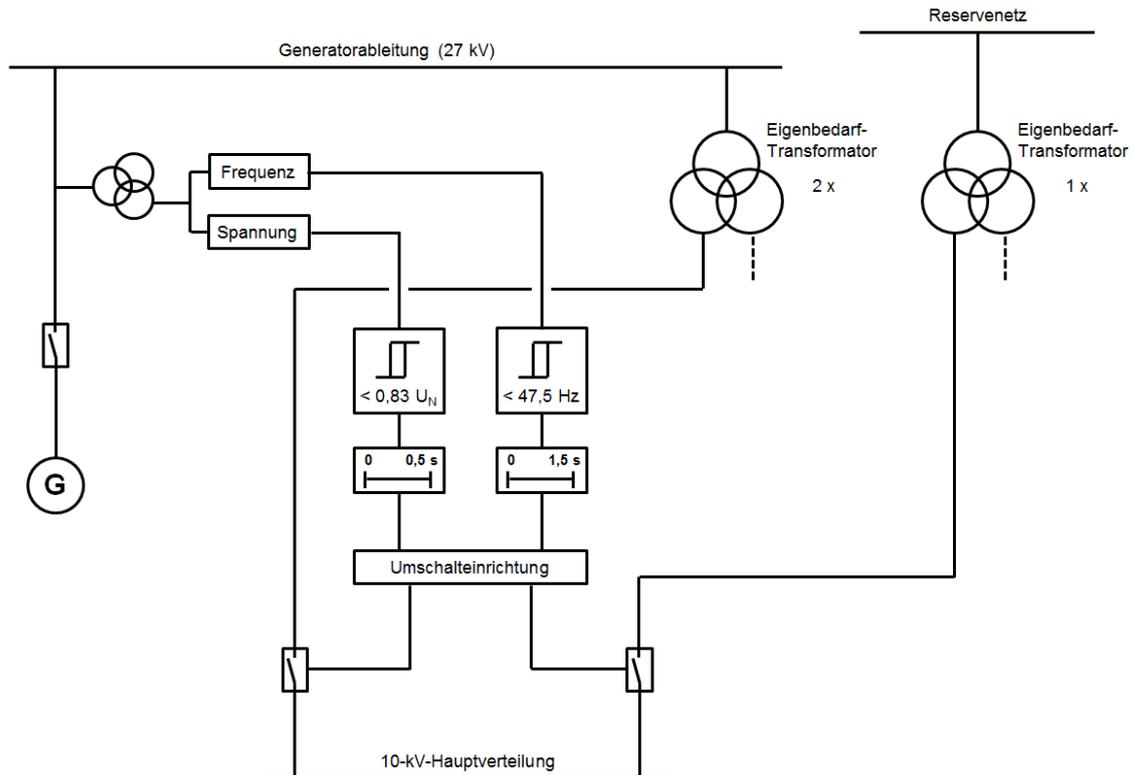
**Abb. 4.21** Anlage im Nichtleistungsbetrieb, die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene ist auf unter 88 % gefallen, die Maschinentransformatoren sind maximal gestuft auf Tap = -10

Bei diesem Spannungsabfall wird das Wartenpersonal gegebenenfalls frühzeitig die Eigenbedarfsversorgung auf den Reservenetztransformator umstellen. Aber selbst ohne Handeingriff wird spätestens bei einer Spannung knapp unter 73 % auf der 400-kV-Sammelschiene der Auslösewert auf der Generatorableitung (83 %) erreicht (Abb. 4.22).



**Abb. 4.22** Im Nichtleistungsbetrieb sinkt die Spannung auf der Generatorableitung auf unter 83 %, wenn die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene einen Wert von unter 73 % erreicht

Bleibt die Spannung auf der Generatorableitung für mehr als 0,5 s unter 83 %, so erfolgt die automatische Umschaltung auf das Reservenetz. Die Grenzwerte für die Umschaltung auf das Reservenetz sind aus Abb. 4.23 ersichtlich.

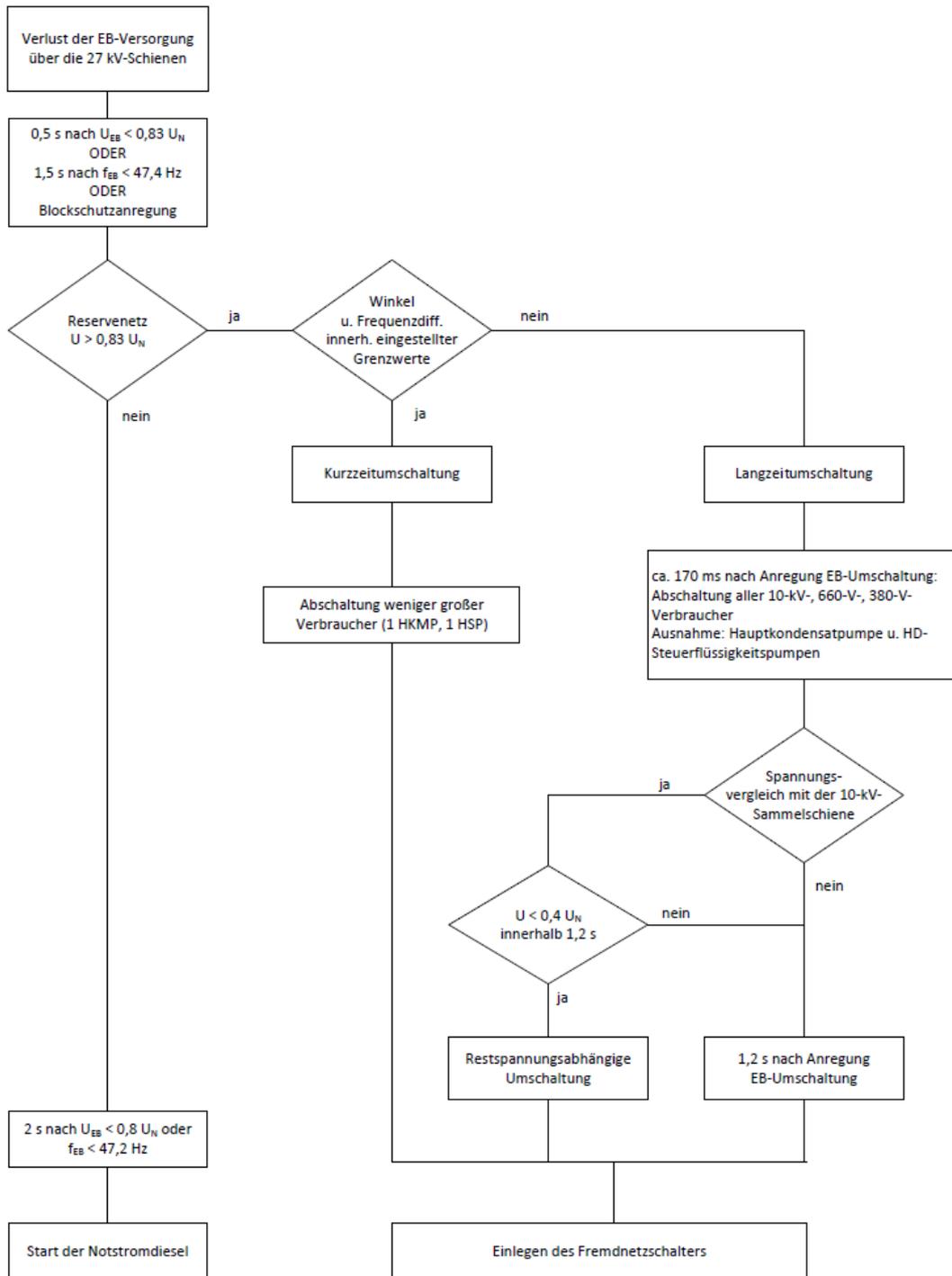


**Abb. 4.23** Umschalteneinrichtung der EB-Versorgung

Die Langzeit- oder Kurzzeitumschaltung (oder der Start der Notstromdiesel) erfolgt entsprechend dem Störablauf-Diagramm in Abb. 4.24.

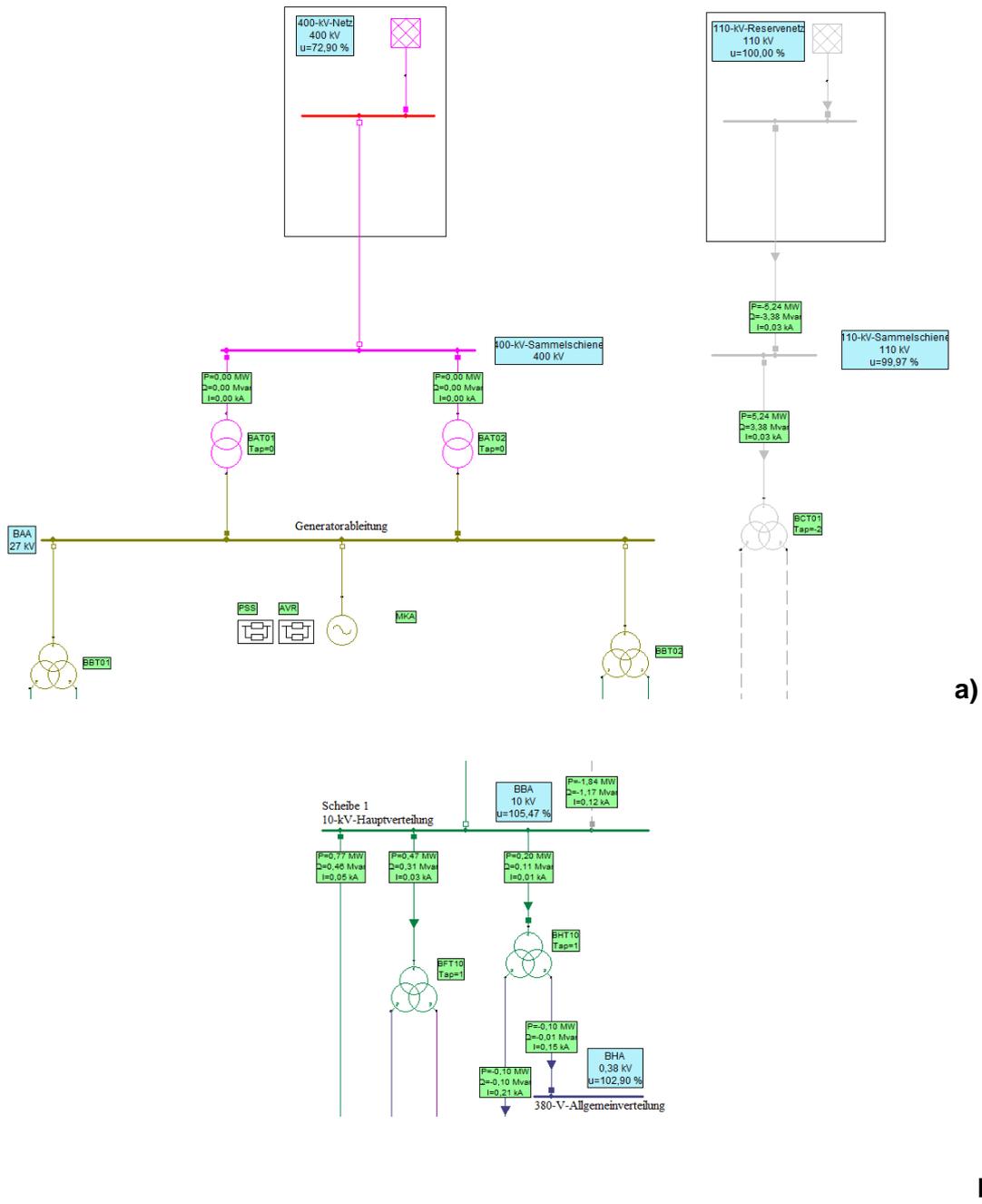
Liegt die Spannung im Reservenetz über 83 %, so erfolgt eine Umschaltung des Eigenbedarfs auf den Reserve-Eigenbedarfstransformator (BCT01). Liegen dabei Spannung (Winkel) und Frequenz im Reservenetz innerhalb eingestellter Grenzwerte, so erfolgt eine sogenannte Kurzzeitumschaltung. Hierbei werden lediglich wenige große Verbraucher (eine Hauptkühlmittelpumpe, eine Hauptspeisepumpe) abgeschaltet (da nur ein Reserve-Eigenbedarfstransformator vorhanden ist und dieser in etwa die gleichen Kenndaten wie die beiden Eigenbedarfstransformatoren an der Generatorableitung besitzt) und die 10-kV-Hauptverteilungen unmittelbar auf das Reservenetz umgeschaltet (durch gleichzeitige Öffnen- und Schließbefehle an die entsprechenden Schalter). Zur Vermeidung von zu großen Spannungseinbrüchen bei der Belastung des Reservenetz-Transformators, wird dieser bei der Zuschaltung zunächst auf eine Leerlaufspannung von 110 % (sekundärseitig) geregelt. Sobald der Transformator belastet wird, wird sekundärseitig eine Spannung von 105 % geregelt. Dabei wird durch eine Logik sichergestellt, dass von den beiden Sekundärwicklungen für die Regelung immer dort der Istwert abgegriffen wird, wo die höchste Belastung auftritt. Zu hohe Span-

nungswerte an der weniger (oder nicht) belasteten Sekundärwicklung werden durch eine Überspannungserfassung vermieden.



**Abb. 4.24** Verlust der Eigenbedarfsversorgung, Störablauf-Diagramm

Nach einer Kurzzeitumschaltung auf das Reservernetz stellt sich die Situation im Eigenbedarf dann beispielsweise wie in Abb. 4.25 dar.



**Abb. 4.25** EB-Versorgung nach Kurzzeitumschaltung (Ausschnitt, a)). Der Reservernetz-Transformator (BCT01) regelt über seinen Stufensteller eine Spannung von 105 % auf den 10-kV-Hauptverteilungen (repräsentativ Scheibe 4, b))

### ***Szenarioablauf: Schnelle Absenkung der Spannung***

Im Prinzip gelten hier die gleichen Aussagen wie in Abschnitt 4.1.1 (schnelle Absenkung der Spannung im Leistungsbetrieb). Vor allem kann auch davon ausgegangen werden, dass die Maschinentransformatoren bei dauerhaften, großen Spannungseinbrüchen nicht gestuft werden und daher die auslösenden Kriterien für eine Umschaltung der Eigenbedarfsversorgung auf das Reservenetz bereits bei einer Spannung von 83 % auf der 400-kV-Sammelschiene erreicht werden (vergleiche hierzu auch Abb. 4.20). Der weitere Störungsablauf gestaltet sich dann wie im vorausgegangenen Abschnitt für langsame Spannungsabsenkungen beschrieben.

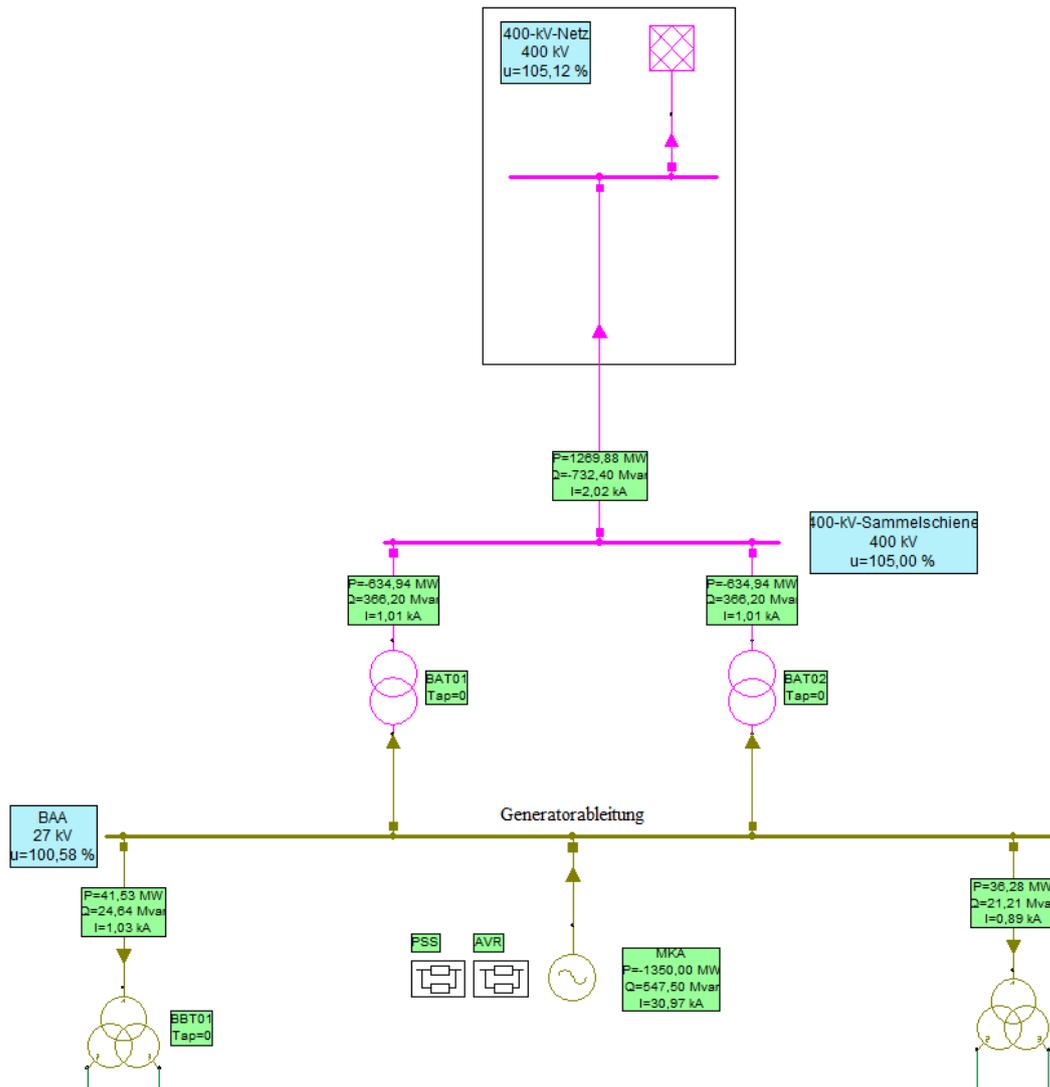
## **4.1.2 Überspannung im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 2)**

### **4.1.2.1 Anlage im Leistungsbetrieb**

Ausgangslage: Die Anlage befindet sich im Leistungsbetrieb (abgegebene Leistung ans Netz: ca. 1270 MW, siehe Abb. 4.3).

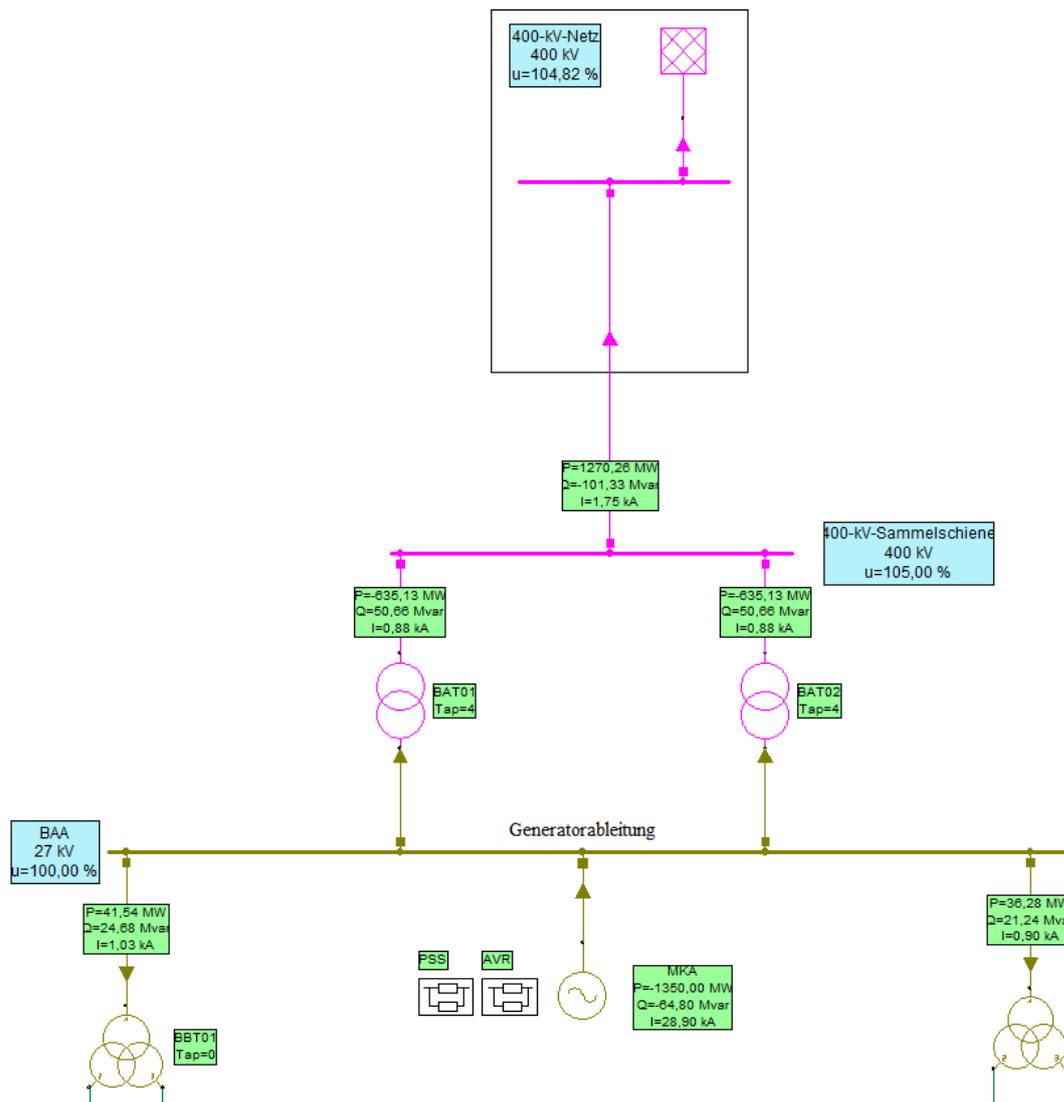
### ***Szenarioablauf: Langsame Spannungssteigerung***

Kommt es bedingt durch das Verbundnetz zu einer relativ langsamen und nicht zu großen Spannungssteigerung auf der 400-kV-Sammelschiene, so kann diese problemlos durch die Spannungsregelung des Generators kompensiert werden. Abbildung 36 zeigt beispielsweise die Situation in der Eigenbedarfsversorgung für 105 % der Nennspannung auf der Sammelschiene (solange die Maschinentransformatoren noch nicht gestuft wurden, d. h. BAT01 und BAT02, Tap= 0).



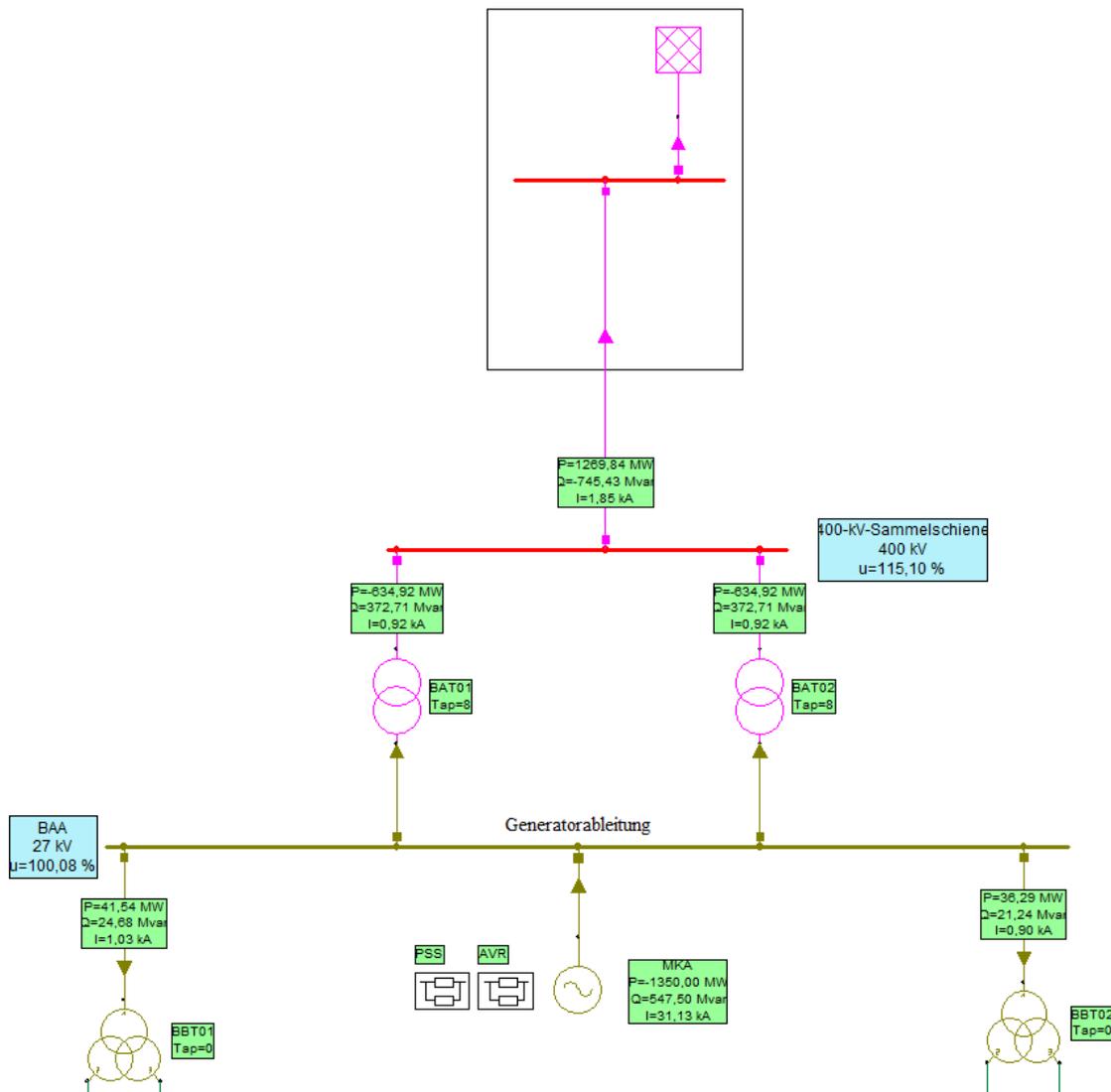
**Abb. 4.26** Eine langsame und nicht zu große Erhöhung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene kann auf der Generatorableitung durch eine Veränderung der vom Generator abgegebenen Blindleistung problemlos kompensiert werden

Auch in diesem Fall kann die Spannung auf der Generatorableitung und die Belastung des Generators durch Blindleistung (wie im Fall der langsamen Spannungsabsenkung) durch eine geeignete Stufung der Maschinentransformatoren durch das Wartepersonal annähernd konstant gehalten werden (Abb. 4.27).



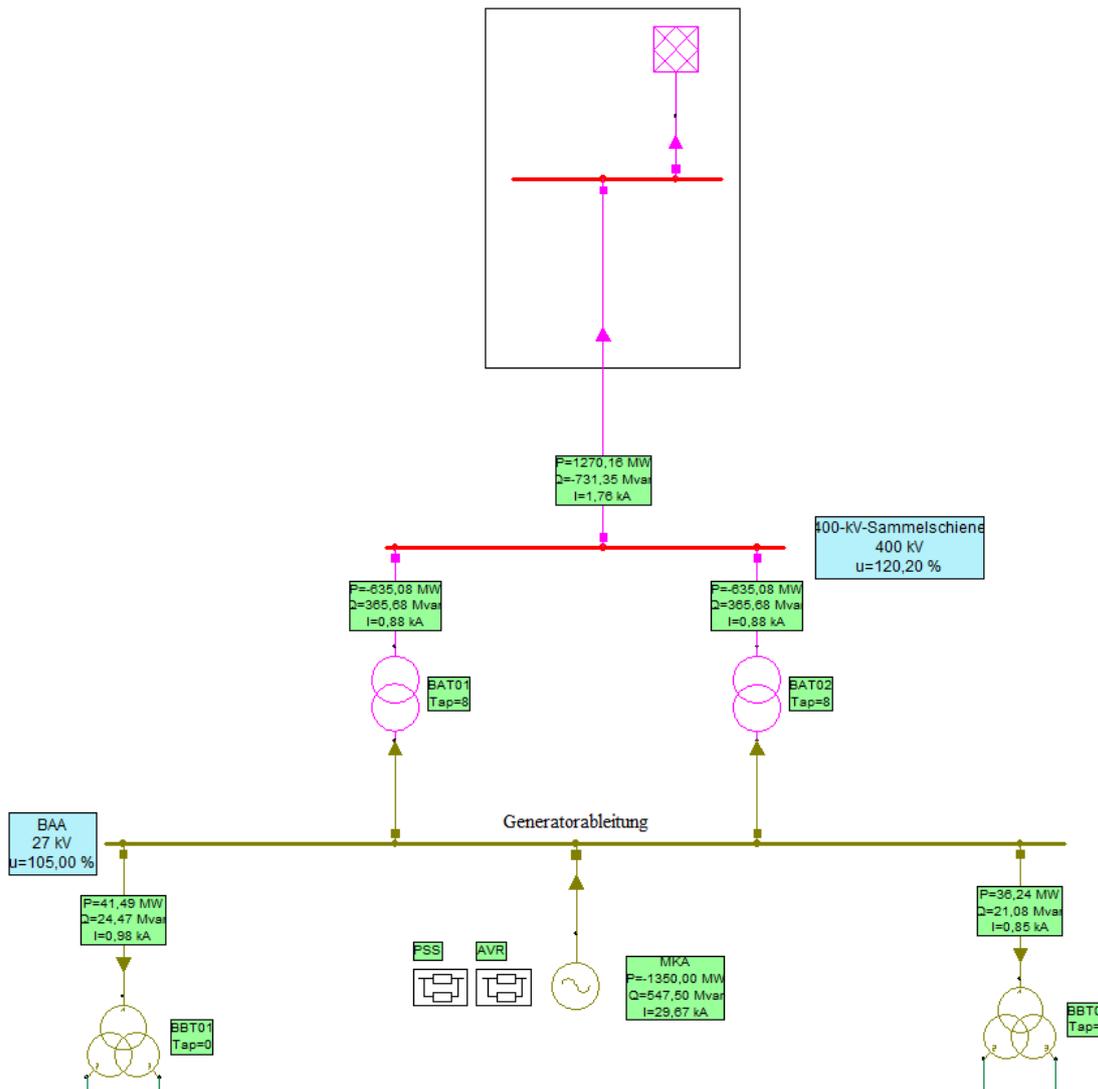
**Abb. 4.27** Durch viermaliges Stufen der Maschinentransformatoren („BAT01 und BAT02, Tap=4“) kann die Belastung des Generators (Blindleistung) annähernd wieder in den Bereich vor der Spannungsabsenkung gebracht werden

Ist die maximale Stufe der Maschinentransformatoren erreicht (Tap=8), kann die Spannung auf der Generatorableitung nur noch durch den Spannungsregler des Generators stabilisiert werden. Auf diese Weise kann die Spannung auf der Generatorableitung bis zu 115 % Nennspannung auf der 400-kV-Sammelschiene bei 100 % gehalten werden (Abb. 4.28, hier zu beachten: die maximale Stufe der Maschinentransformatoren beträgt im Modell in Anlehnung an die Konvoi-Anlagen in dieser Richtung 8.



**Abb. 4.28** Bis zu einer Spannung von 115 % auf der 400-kV-Sammelschiene kann die Spannung auf der Generatorableitung durch Stufen der Maschinentransformatoren und die Spannungsregelung des Generators konstant bei 100 % gehalten werden

Steigt die Spannung auf der Sammelschiene über 115 %, so steigt schließlich auch die Spannung auf der Generatorableitung. Bei ca. 120 % Spannung auf der Sammelschiene erreicht schließlich die Spannung auf der Generatorableitung die Obergrenze des zulässigen Bereichs von 105 %, Abb. 4.29, siehe auch Abb. 4.12).



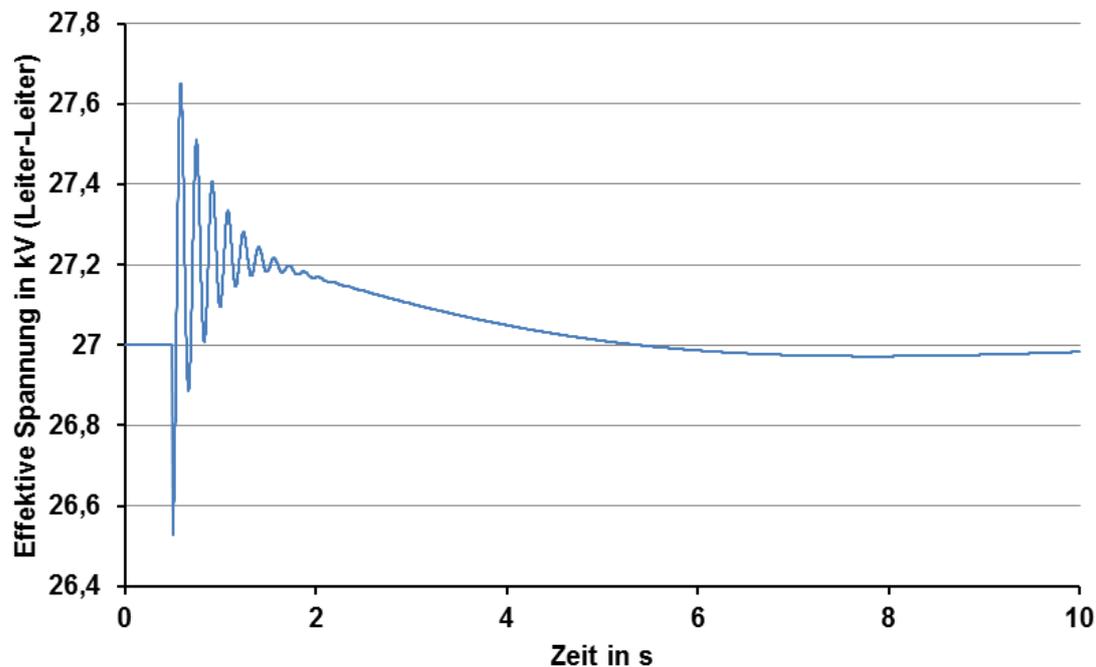
**Abb. 4.29** Bei ca. 120 % der Nennspannung auf der 400-kV-Sammelschiene erreicht die Spannung auf der Generatorableitung die Obergrenze des zulässigen Bereichs (105 %)

Spätestens jetzt sollte das Wartpersonal die Abschaltung des Generators (mit TUSA) und die Umschaltung auf das Reservenetz ausgelöst haben.

### **Szenarioablauf: Schnelle Spannungssteigerung**

Transiente Spannungssteigerungen können im Modell in Analogie zu den transienten Spannungsabsenkungen ebenfalls durch das schlagartige Wegschalten von Verbrauchern simuliert werden. In diesem Fall wurden 1000 MVar induktiver Verbraucher zum Zeitpunkt  $t = 0,5$  s abgeschaltet („induktiver Verbraucher“ = „kapazitiver Erzeuger“).

Abb. 4.30 zeigt den Spannungsverlauf auf der Generatorableitung in diesem Fall. Kurzzeitig kommt es zu einer Spannungssteigerung (unter 3 %), diese kann allerdings nach wenigen Sekunden von der Spannungsregelung des Generators kompensiert werden.

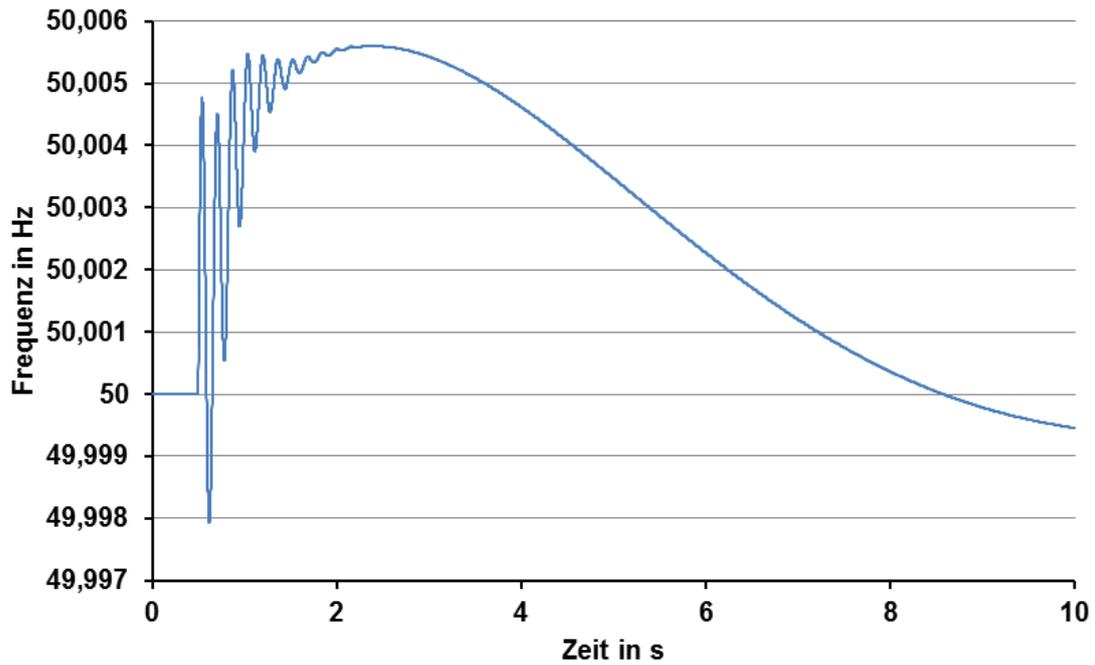


**Abb. 4.30** Spannungsverlauf auf der Generatorableitung bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)

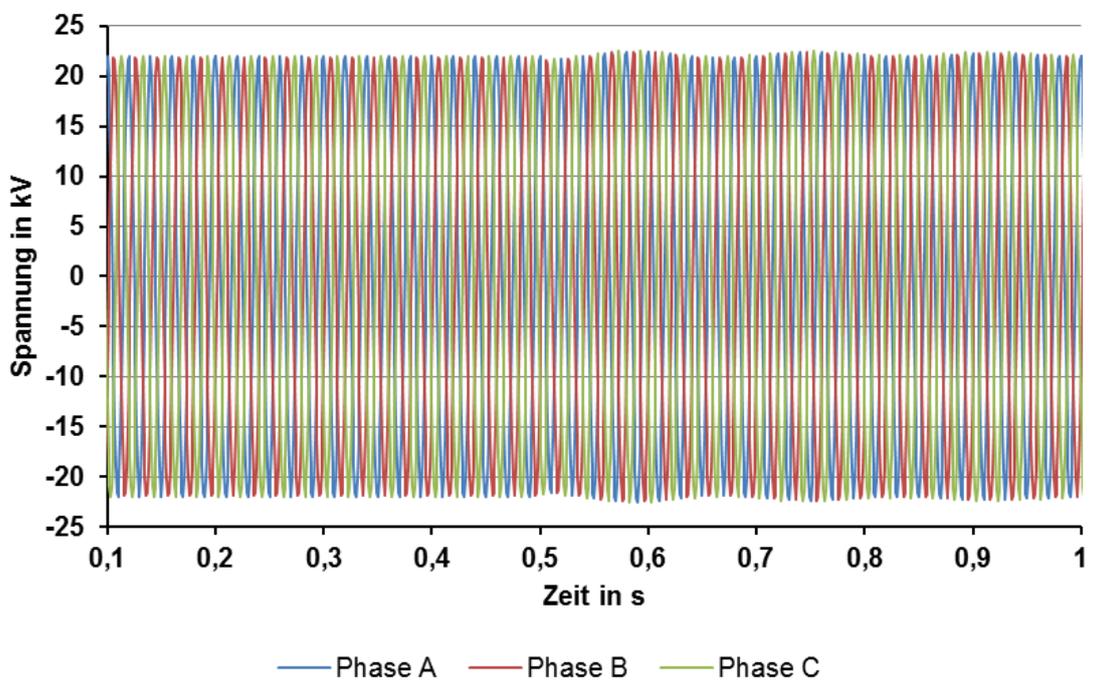
Das gleiche gilt im Prinzip auch für die Frequenz am Generator (siehe Abb. 4.31), auch wenn hier die Zeit bis zum Erreichen der Sollfrequenz etwas länger ist.

Die Abb. 4.32 bis Abb. 4.35 zeigen, dass hierbei sowohl die Spannungen, die Ströme (der einzelnen Phasen des Generators) sowie die vom Generator abgegebene Leistung nur sehr geringfügig gestört werden.

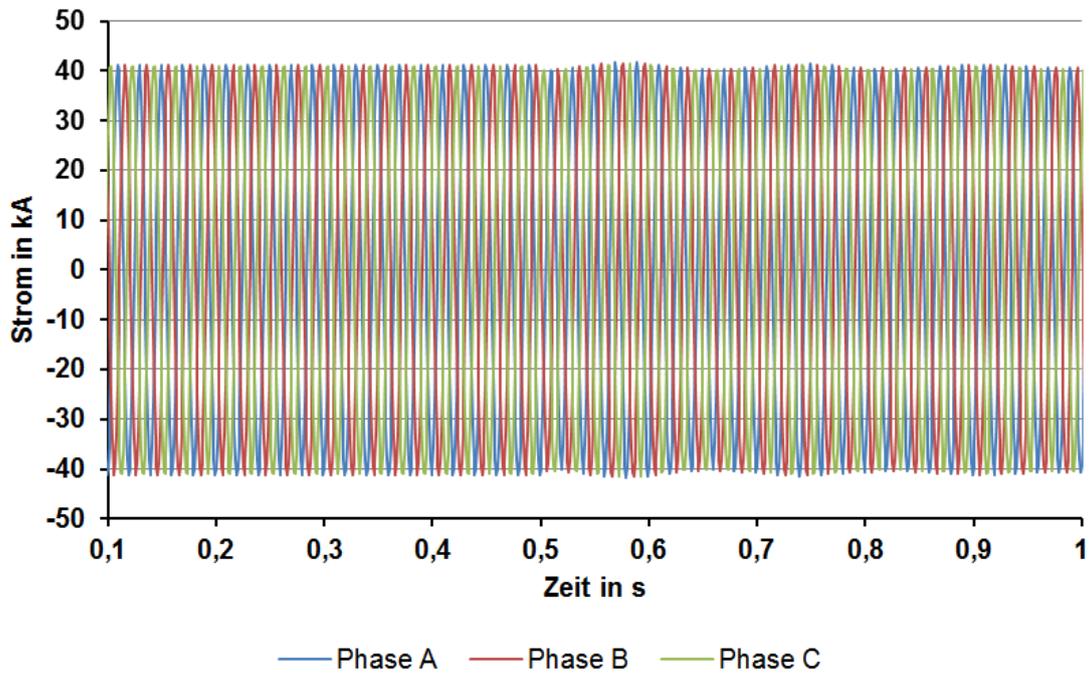
Insgesamt kann festgehalten werden, dass sich kurzzeitige, transiente Spannungssteigerungen nur relativ gering im Eigenbedarf der Anlage auswirken und ansonsten die gleichen Überlegungen wie für die langsamen Spannungssteigerungen gelten.



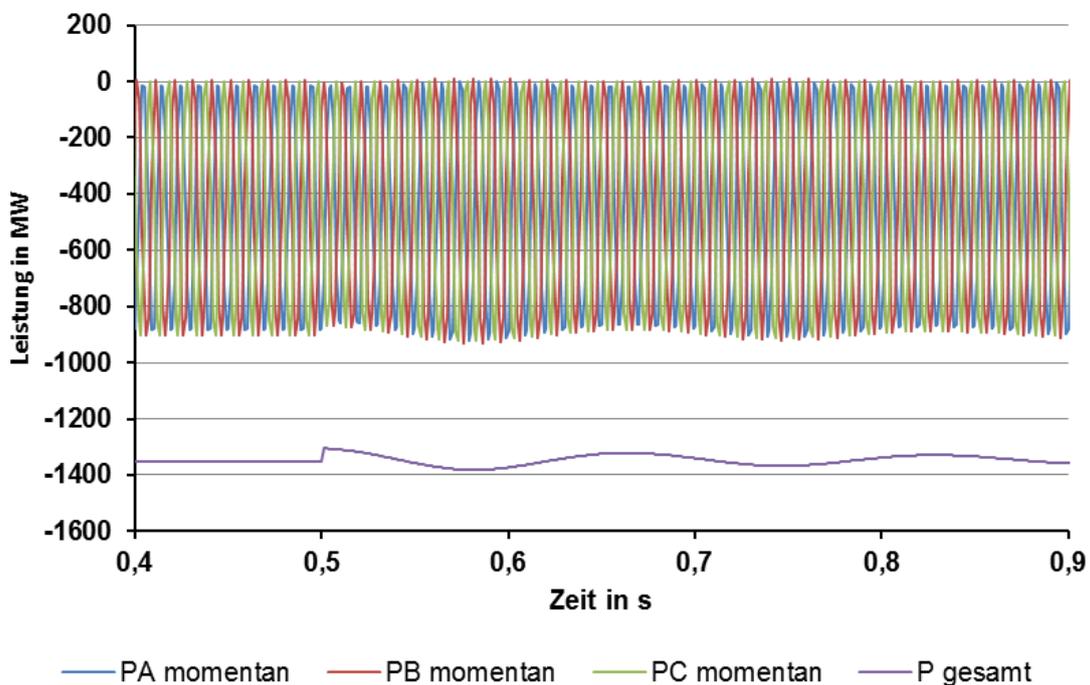
**Abb. 4.31** Frequenzverlauf am Generator bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



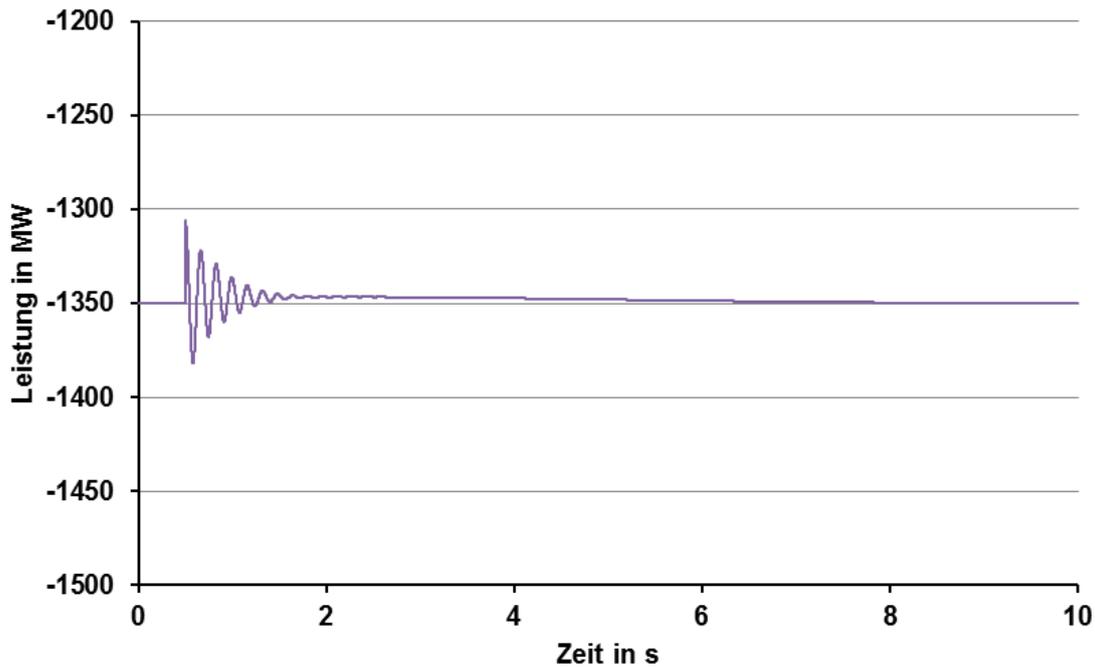
**Abb. 4.32** Verlauf der Generatorspannungen bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



**Abb. 4.33** Verlauf der Generatorströme bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



**Abb. 4.34** (Momentan-)Leistungen am Generator und gesamte vom Generator abgegebene Leistung bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)



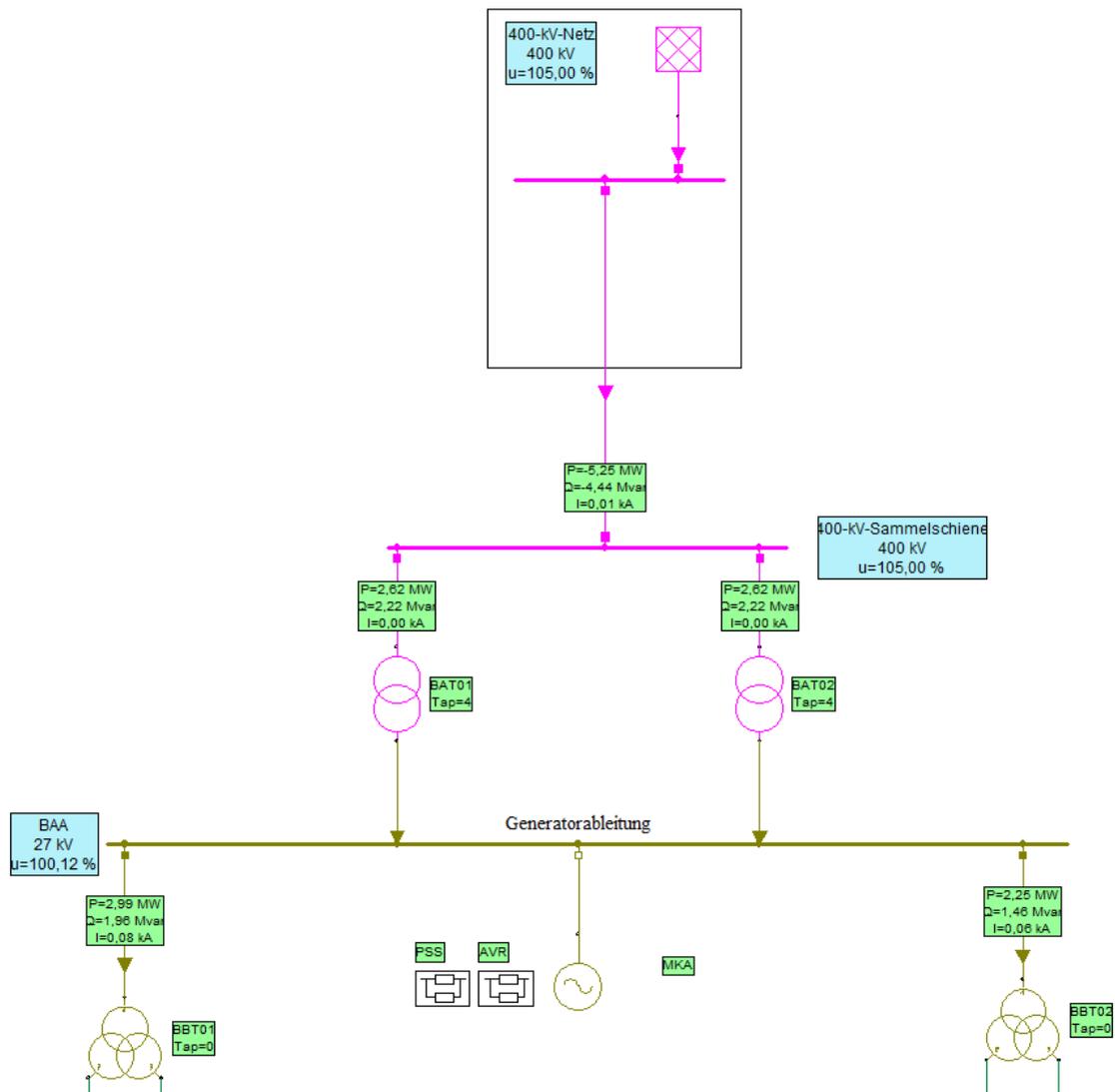
**Abb. 4.35** Vom Generator abgegebene Leistung bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei  $t = 0,5$  s)

#### 4.1.2.2 Anlage im Nichtleistungsbetrieb

Ausgangslage: Die Anlage befindet sich im Nichtleistungsbetrieb (kalt, drucklos) (Abb. 4.4). Die Hauptkühlmittelpumpen, die Hauptspeisepumpen und die meisten nicht benötigten Systeme sind abgeschaltet. Die Spannungsregelung der EB-Versorgung erfolgt automatisch über die Stufenschalter der Maschinentransformatoren.

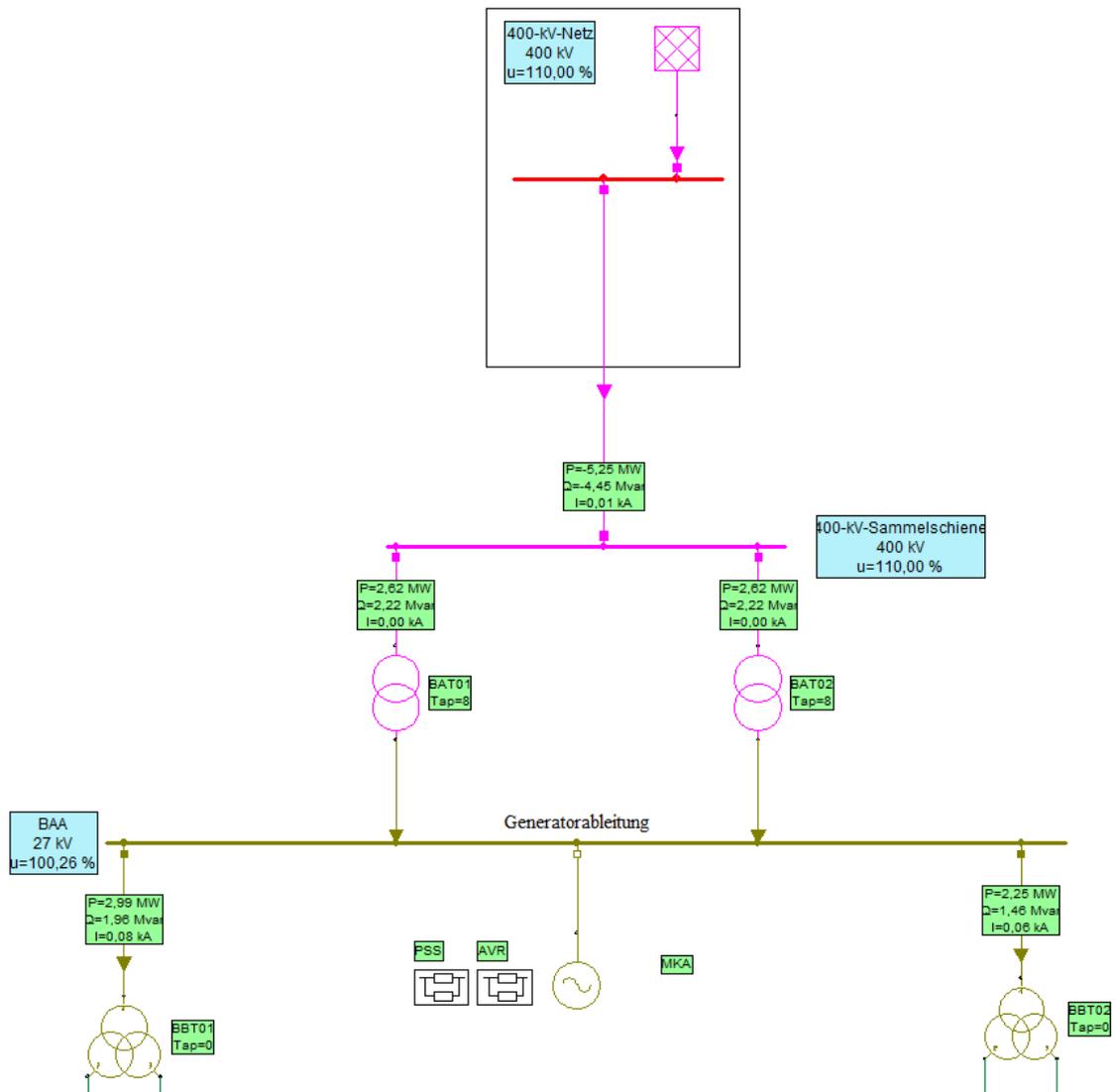
#### **Szenarioablauf: Langsame Spannungssteigerung**

Wie im Fall langsamer Spannungsabsenkungen, können langsame Spannungssteigerungen von der Spannungsregelung der Maschinentransformatoren ausgeglichen werden. Hierzu werden die Stufenschalter der Maschinentransformatoren entsprechend automatisch gestuft. So zeigt Abb. 4.36 beispielsweise die Situation im Eigenbedarf bei einer netzseitigen Spannungssteigerung auf 105 %: Durch viermaliges Stufen der Maschinentransformatoren kann die Spannung auf der Generatorableitung auf annähernd konstant 100 % gehalten werden (BAT01 und BAT02, Tap= 4).



**Abb. 4.36** Bei einem langsamen Spannungsanstieg (hier auf 105 %) im Nichtleistungsbetrieb werden die Maschinentransformatoren automatisch gestuft, die Spannung auf der Generatorableitung bleibt weitgehend konstant

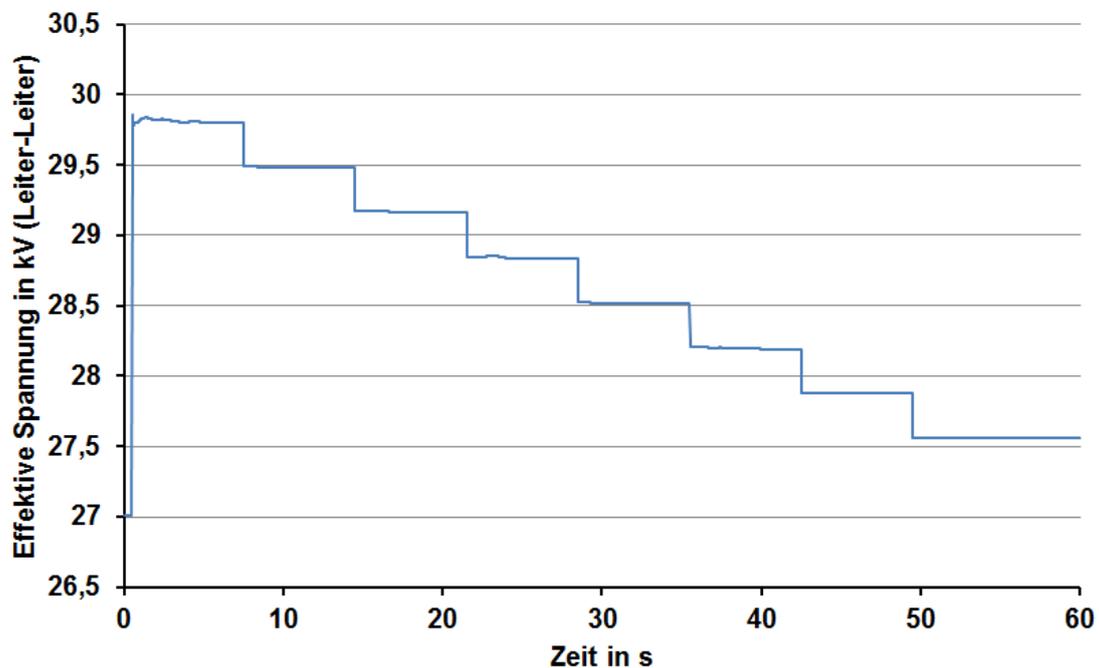
Auf diese Weise kann die Spannung bis zu etwa 110 % im Netz auf der Generatorableitung annähernd konstant bei 100 % gehalten werden (Abb. 4.37), beachte hierbei: die maximale Stufe der Maschinentransformatoren beträgt im Modell in Anlehnung an die Konvoi-Anlagen in dieser Richtung 8).



**Abb. 4.37** Die Spannung auf der Generatorableitung kann bis zu einem Wert von ca. 110 % im Netz durch das Stufen der Maschinentransformatoren konstant bei ca. 100 % gehalten werden

### **Szenarioablauf: Schnelle Spannungssteigerung**

Bei transienten Spannungssteigerungen bleiben die Aussagen aus dem vorangegangenen Abschnitt weiterhin gültig. Nur kann es in diesem Fall zu einer etwas längeren Spannungsüberhöhung auf der Generatorableitung (im Minutenbereich) kommen, da die Spannungsregelung über die Stufensteller der Maschinentransformatoren nur vergleichsweise langsam erfolgen kann. Als Beispiel zeigt Abb. 4.38 den Spannungsverlauf bei einem schlagartigen Anstieg der Netzspannung auf über 110 % des Nennwertes.



**Abb. 4.38** Spannungsverlauf auf der Generatorableitung bei einem schlagartigen Spannungsanstieg im Netz auf über 110 %

#### **4.1.3 Spannungs- und Frequenzschwankungen (Szenarien 3 und 4)**

Die Ursachen für Spannungs- und Frequenzschwankungen können vielfältig sein. Ein typischer, häufig untersuchter Fall sind sogenannte Oberschwingungen oder auch Harmonische. Diese treten beispielsweise durch Störungen im Netz auf, welche durch Einschaltvorgänge, Anlaufströme, Schaltnetzteile, Frequenzregler usw. verursacht werden. Hierdurch kommt es zu nicht mehr rein sinusförmigen Spannungsverläufen.

Oberschwingungsverzerrung ist ein relativ altes Phänomen, stellt heutzutage jedoch ein großes Problem für Verteilnetzbetreiber und Endkunden dar. Bei diesem Phänomen treten Frequenzen auf, die ein ganzzahliges Vielfaches der Netz-Grundfrequenz (50 Hz) sind und sich mit dieser überlagern. Im Extremfall kann es durch Oberschwingungen zu sehr großen Abweichungen vom normalen sinusförmigen Verlauf kommen, die vor allem in der modernen Leistungselektronik zu Problemen führen können.

Durch die vielen drehenden Massen, die im Zusammenspiel mit dem Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung im elektrischen Netz die Frequenz bestimmen, sind keine integralen, dauerhaften Frequenzschwankungen über nennenswerte Zeiträume zu erwarten. Vielmehr spielen Oberschwingungen eine bedeutendere Rolle.

Typische Betriebsmittel, die Oberschwingungen erzeugen, sind:

Einphasige Lasten, zum Beispiel:

- Schaltnetzteile
- elektronische Vorschaltgeräte für Leuchtstofflampen
- kleine unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen (USV-Anlagen)

Dreiphasige Lasten, zum Beispiel:

- drehzahlverstellbare Motoren
- große USV-Anlagen

Offensichtlich besitzt die Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken viele eigene Oberschwingungsquellen. Die Untersuchung dieser internen Quellen ist jedoch nicht Gegenstand der hier durchgeführten Analyse.

Im Folgenden werden daher für die Analyse von Oberschwingungen aus dem Netz künstliche Oberschwingungsquellen an die Grenze zwischen Eigenbedarfsversorgung und Netzanbindung angeschlossen. Und zwar in der Weise, dass die verursachten Oberschwingungen netzseitig gerade noch tolerierbar sein sollen.

Zur Beurteilung der Auswirkungen von Oberschwingungen wird üblicherweise der THD-Wert (THD - Total Harmonic Distortion) bzw. der THDi-Wert herangezogen. Der

THD ist dabei definiert als das Verhältnis der summierten Leistungen  $P_h$  aller Oberschwingungen zur Leistung der Grundschwingung  $P_1$

$$THD = \frac{P_h}{P_1} \quad (4.1)$$

bzw. als prozentualer Wert durch

$$THD_{\%} = \frac{P_h}{P_1} \cdot 100 \% \quad (4.2)$$

In der Energietechnik ist nach IEEE-Standard 1459-2010 die THD der Spannung definiert als

$$THD_U = \frac{\sqrt{U^2 - U_1^2}}{U_1} \quad (4.3)$$

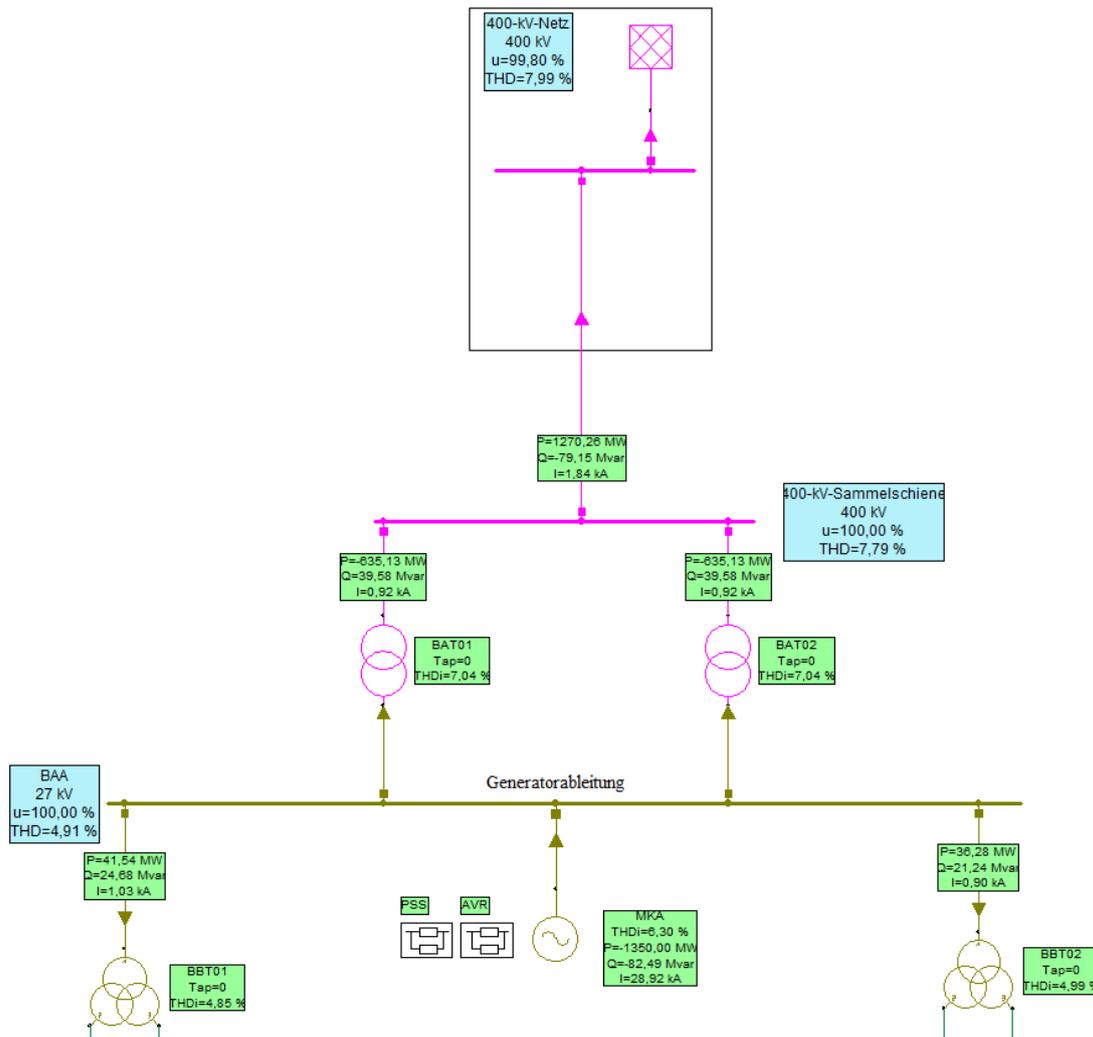
mit  $U$  dem Effektivwert der Spannung und  $U_1$  dem Effektivwert der Grundschwingung. Für den Strom gilt analog:

$$THD_i = \frac{\sqrt{I^2 - I_1^2}}{I_1} \quad (4.4)$$

Allgemein gilt, dass ein geringerer THD einer besseren Spannungsqualität entspricht. In Europa müssen die in der Norm EN-61000 definierten Störpegel eingehalten werden (ein THD-Wert von bis zu 8 % wird als noch vertretbar angenommen).

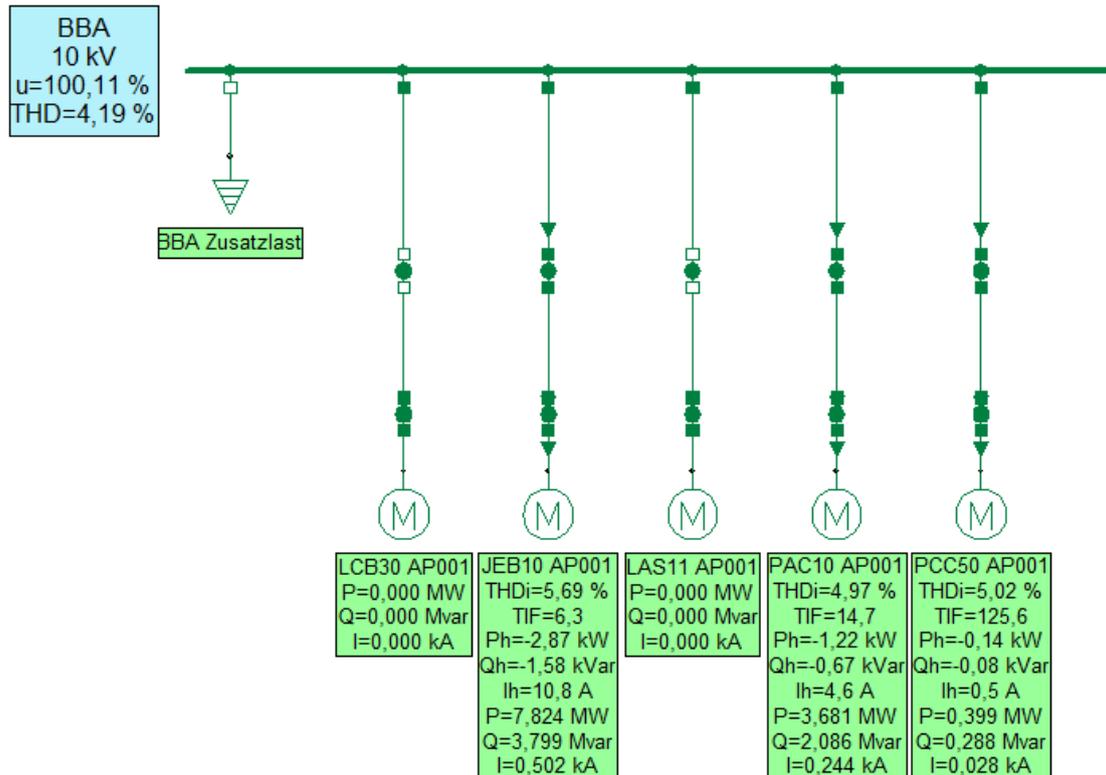
#### 4.1.3.1 Anlage im Leistungsbetrieb

Zunächst wurde eine Oberschwingungsanalyse für eine Anlage im Leistungsbetrieb durchgeführt (Abb. 4.39). Als Quelle für die Anregung von Oberschwingungen aus dem Netz wurde eine weitere Last ans 400-kV-Netz gehängt und diese so eingestellt, dass auf der anlagenseitigen 400-kV-Sammelschiene ein gerade noch tolerierbarer THD-Wert von knapp unter 8 % auftritt.



**Abb. 4.39** Oberschwingungsanalyse für das verwendete Modellsystem (im Leistungsbetrieb). Als Quelle der Oberschwingungen diene eine zusätzliche Last im 400-kV-Verbundnetz

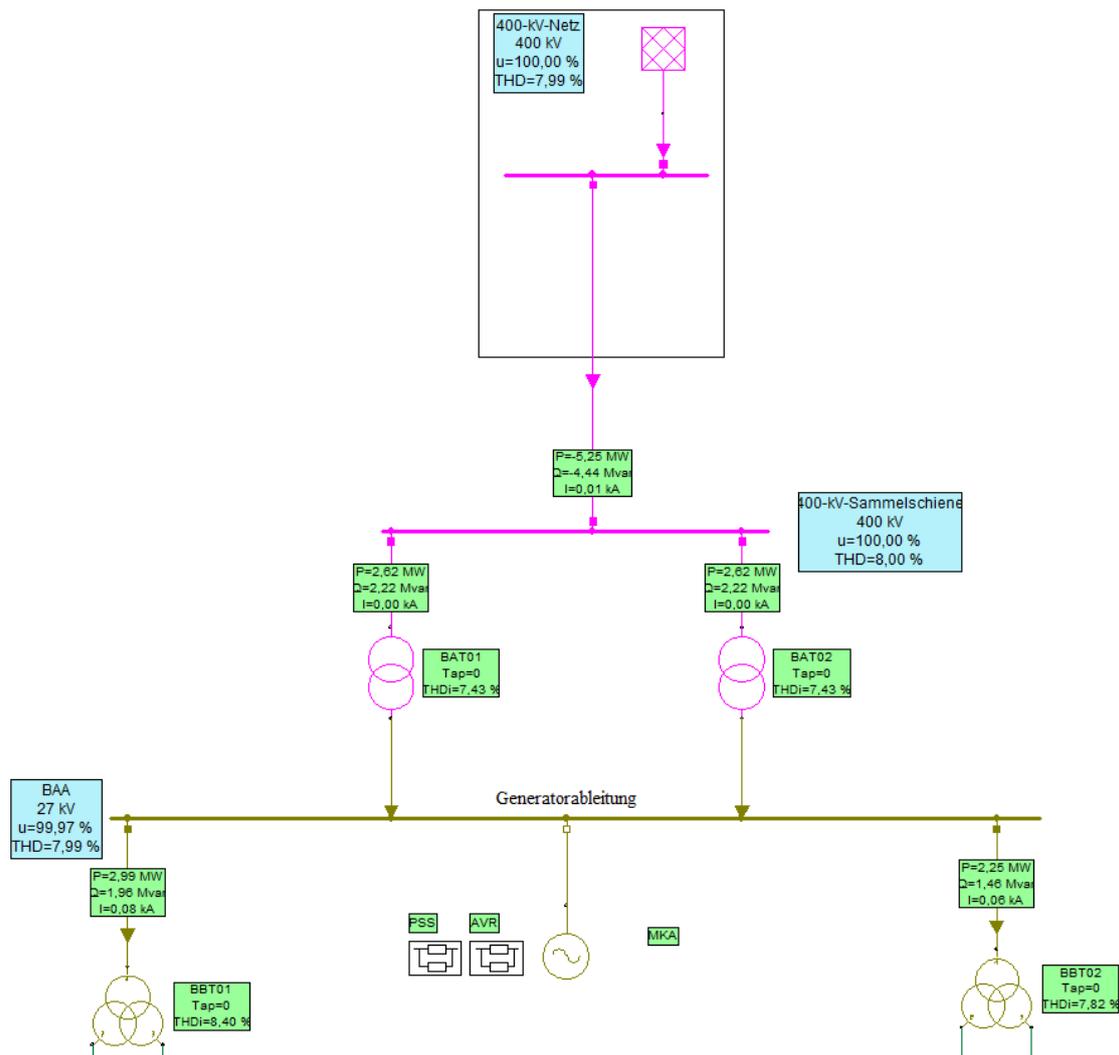
Insbesondere durch die großen drehenden Massen von Generator (MKA) und ange-koppelter Turbine werden hierdurch auf sämtlichen unterlagerten Schienen (d. h. auch für alle angehängten Verbraucher) THD-Werte erreicht, die deutlich unterhalb der zulässigen Grenze von 8 % liegen (siehe Abb. 4.40).



**Abb. 4.40** Auswirkungen der von außen angeregten Oberschwingungen auf die Verbraucher der 10-kV-Hauptverteilung (Scheibe 1, BBA) im Leistungsbetrieb

#### 4.1.3.2 Anlage im Nichtleistungsbetrieb

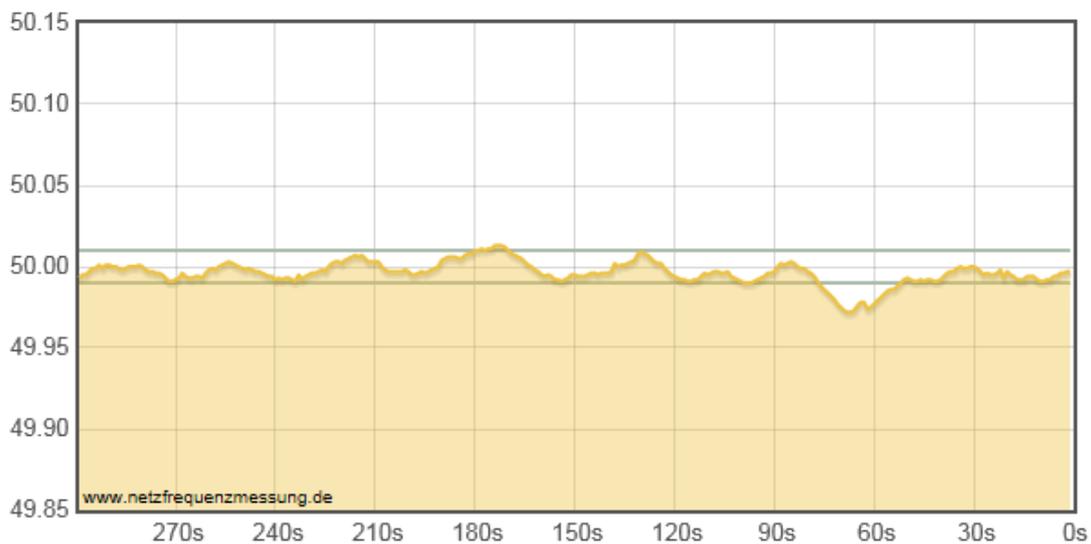
Im Prinzip gilt hier das Gleiche wie für den Leistungsbetrieb. Die Oberschwingungsanalyse im Nichtleistungsbetrieb (Abb. 4.41) ergibt für beinahe alle unterlagerten Schienen und Verbraucher deutlich kleinere THD-Werte als 8 %, wenn auch durch den abgeschalteten Generator etwas höhere als im Leistungsbetrieb. Bei lediglich einer sehr geringen Anzahl von Verbrauchern der 10-kV-Hauptverteilungen treten zwar leicht erhöhte THD-Werte auf, aber insbesondere auf den Schienen mit sicherheitstechnisch wichtigen Verbrauchern liegen die Werte deutlich unter der zulässigen Obergrenze.



**Abb. 4.41** Oberschwingungsanalyse für das verwendete Modellsystem (im Nichtleistungsbetrieb)

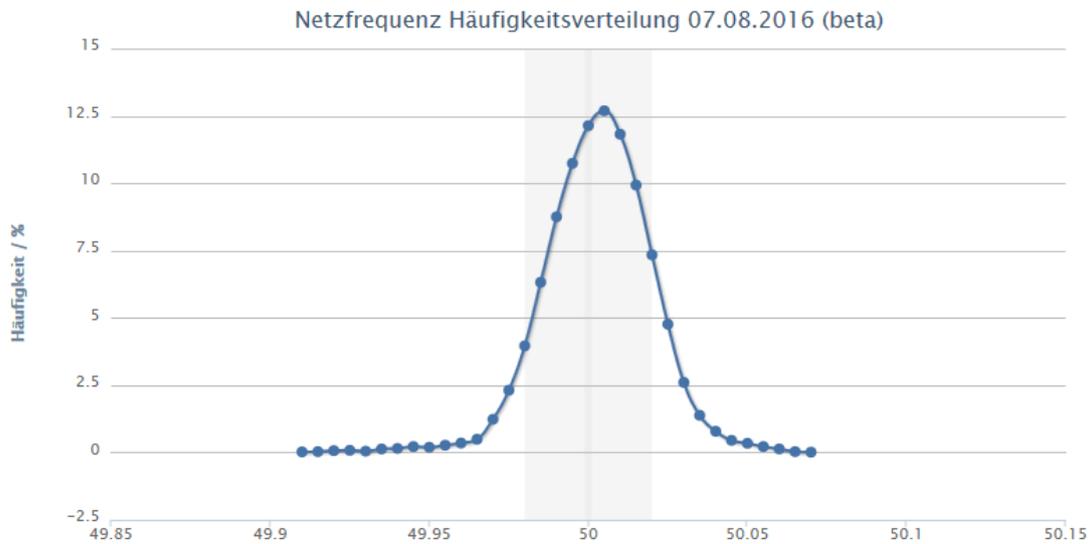
#### 4.1.4 Unterfrequenz im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 5)

Da zu jedem Zeitpunkt die Frequenz im elektrischen Übertragungsnetz durch das Verhältnis aus erzeugter zu verbrauchter Leistung bestimmt wird, ist die Netzfrequenz von Natur aus keine konstante Größe. Vielmehr wird diese von Sekunde zu Sekunde permanent schwanken. Als Beispiel zeigt Abb. 4.42 den Verlauf der Netzfrequenz für 5 Minuten, aufgenommen am 08.08.2016 ab ca. 16:34 Uhr /NET16/. Die beiden horizontalen grauen Linien begrenzen hierbei den engen Bereich ( $\pm 10$  mHz), innerhalb dessen keine aktive Primärregelung im Netz stattfindet. Oberhalb von 50,01 Hz wird negative Primärleistung, unterhalb von 49,99 Hz positive Primärleistung angefordert.



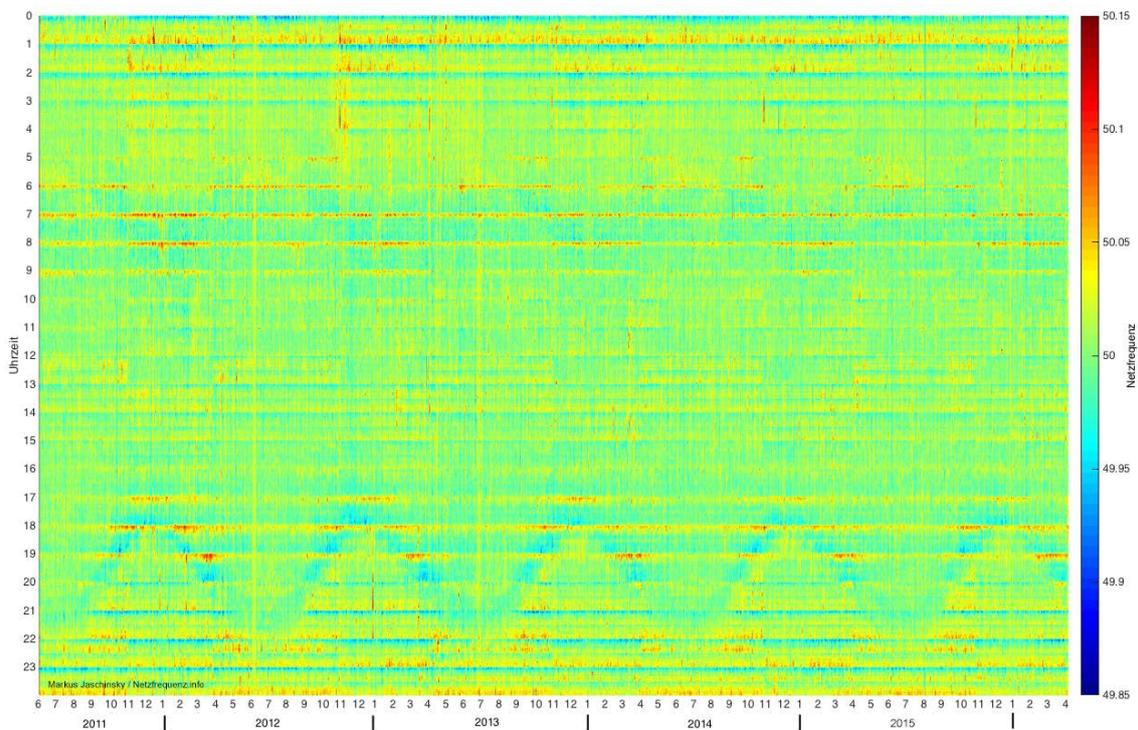
**Abb. 4.42** Frequenzverlauf im elektrischen Übertragungsnetz von ca. 16:34 Uhr bis ca. 16:39 Uhr am 08.08.2016

Betrachtet man alle an einem normalen Tag vorkommenden Frequenzen in einem Histogramm (beispielhaft für den 07.08.2016 in Abb. 4.43 gezeigt), so kann man erkennen, dass die „üblichen“ Frequenzen innerhalb eines Tages in einem relativ kleinen Band liegen.



**Abb. 4.43** Häufigkeitsverteilung der Frequenzen am 07.08.2016 (00:00:00 Uhr bis 23:59:59 Uhr) /NET16/

Noch deutlicher wird die relativ hohe Stabilität des Netzes in Europa durch die Darstellung in Abb. 4.44 (/NET16a/).



**Abb. 4.44** Langzeitverlauf der Netzfrequenz (Juni 2011 bis März 2016) /NET16a/

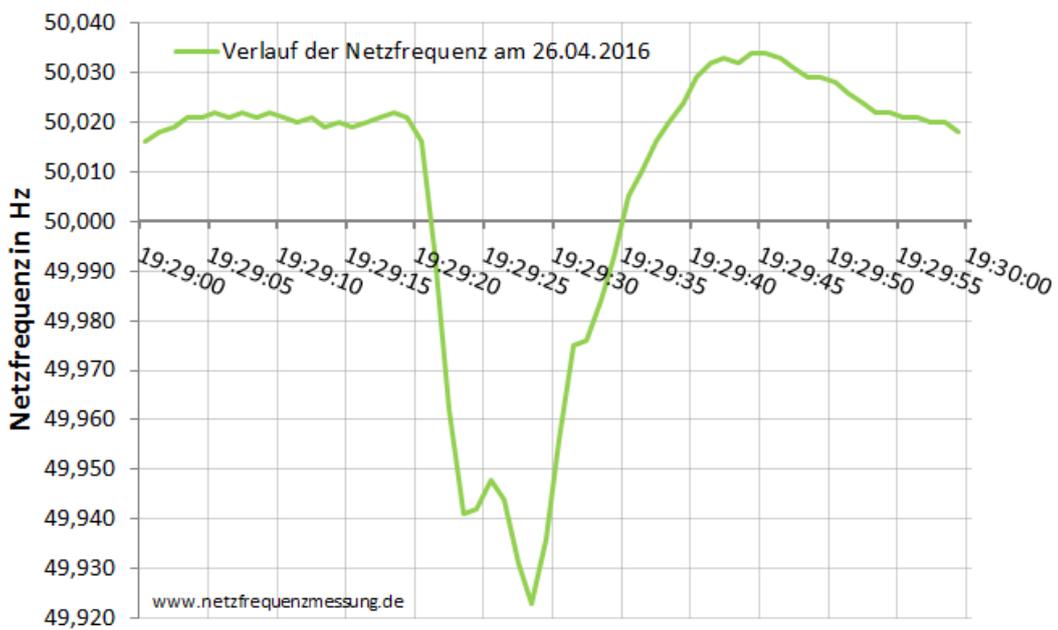
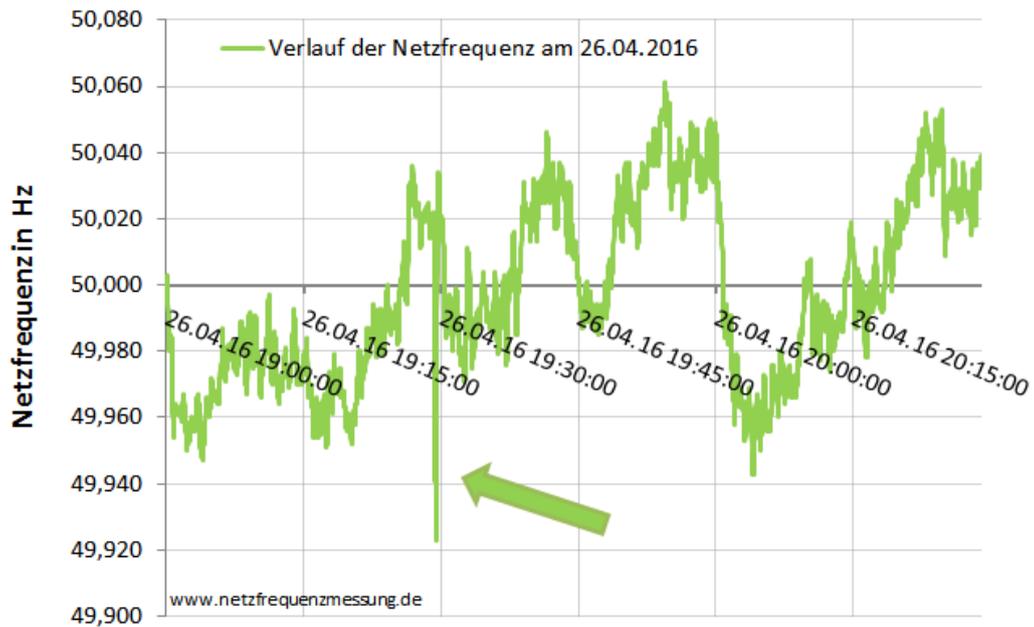
Die vorwiegend grüne Färbung gibt ein Frequenzband von  $50 \text{ Hz} \pm 15 \text{ mHz}$  an. Abweichungen von diesem Band nach unten werden mit Blaufärbung, Abweichungen nach oben mit der Farbskala gelb/orange/rot angezeigt.

Der Frequenzverlauf in den vergangenen 5 Jahren lag mit maximal  $\pm 150 \text{ mHz}$  noch deutlich unter den (netzseitig) langfristig erlaubten  $\pm 180 \text{ mHz}$ . Die Frequenzänderungen werden im Wesentlichen durch Laständerungen (nicht prognostiziertes Verhalten von Verbrauchern, Netzfehler oder Kraftwerksausfälle) verursacht. Durch die weiterhin zunehmende Nutzung von regenerativen Energien (insbesondere Solar- und Windkraft) spielt hier auch die Genauigkeit der Wettervorhersage eine große Rolle.

Auffällig ist, dass Frequenzänderungen insbesondere zum Stundenwechsel auftreten. Dies kommt daher, dass die Prognosen zwar pro Viertelstunde abgegeben werden, die Kapazitäten an der Strombörse jedoch meist stundenweise eingekauft und zu- oder abgeschaltet werden.

Teilweise sind im Bild senkrechte Linien zu erkennen. Diese sind laut Betreiber der Internetseite [www.netzfrequenz.info](http://www.netzfrequenz.info) nicht auf das Netzverhalten zurückzuführen, sondern das Ergebnis von Messaussetzern (z.B. Ausfall von 2 Messgeräten Anfang Juni 2012). Die sinusförmige Struktur unten im Diagramm spiegelt den zeitlich wechselnden Sonnenuntergang über die Jahreszeiten wider.

In Betracht zu ziehen sind also insbesondere nur sehr selten auftretende heftigere Ereignisse. Selbst ein Erzeugungsausfall von mehr als einem Gigawatt führt nämlich in der Regel zu keinem übermäßigen Frequenzeinbruch. Als Beispiel hierfür zeigt Abb. 4.45 den Frequenzverlauf am 26.04.2016 nach einem Kraftwerksausfall ( $> 1 \text{ GW}$ ) um 19:29:20 Uhr.



**Abb. 4.45** Kurzfristiger Frequenzeinbruch am 26.04.2016 durch einen Kraftwerksausfall > 1 GW (Quelle: /NET16/).

Selbst unter dieser Bedingung fiel die Netzfrequenz um maximal 98 mHz unter die Nennfrequenz. Zu einem Abwurf von Verbrauchern wäre es erst bei einem ca. 9-mal so großen Frequenzabfall gekommen.

#### 4.1.4.1 Anlage im Leistungsbetrieb

Da die Netzfrequenz keine direkte Regelgröße der Leistungsregelung eines Kernkraftwerks ist, wirken sich normalerweise Frequenzänderungen nicht auf die Leistungsregelung aus (Konstantlastbetrieb). Über das Statikgerät (P-Verstärker) besteht jedoch die Möglichkeit Netzfrequenzabweichungen auf den verzögerten Leistungs-Sollwert aufzuschalten, so dass dieser im Bereich von +/- 150 MW (einstellbar) verändert wird.

Eine Reduktion der Netzfrequenz wirkt sich dann ähnlich wie eine Absenkung der Spannung aus. Nur wird in diesem Fall vom Generator nicht eine höhere Blindleistung, sondern höhere Wirkleistung gefordert, falls eine Reserve verfügbar ist. Dies soll an folgendem einfachen Beispiel verdeutlicht werden.

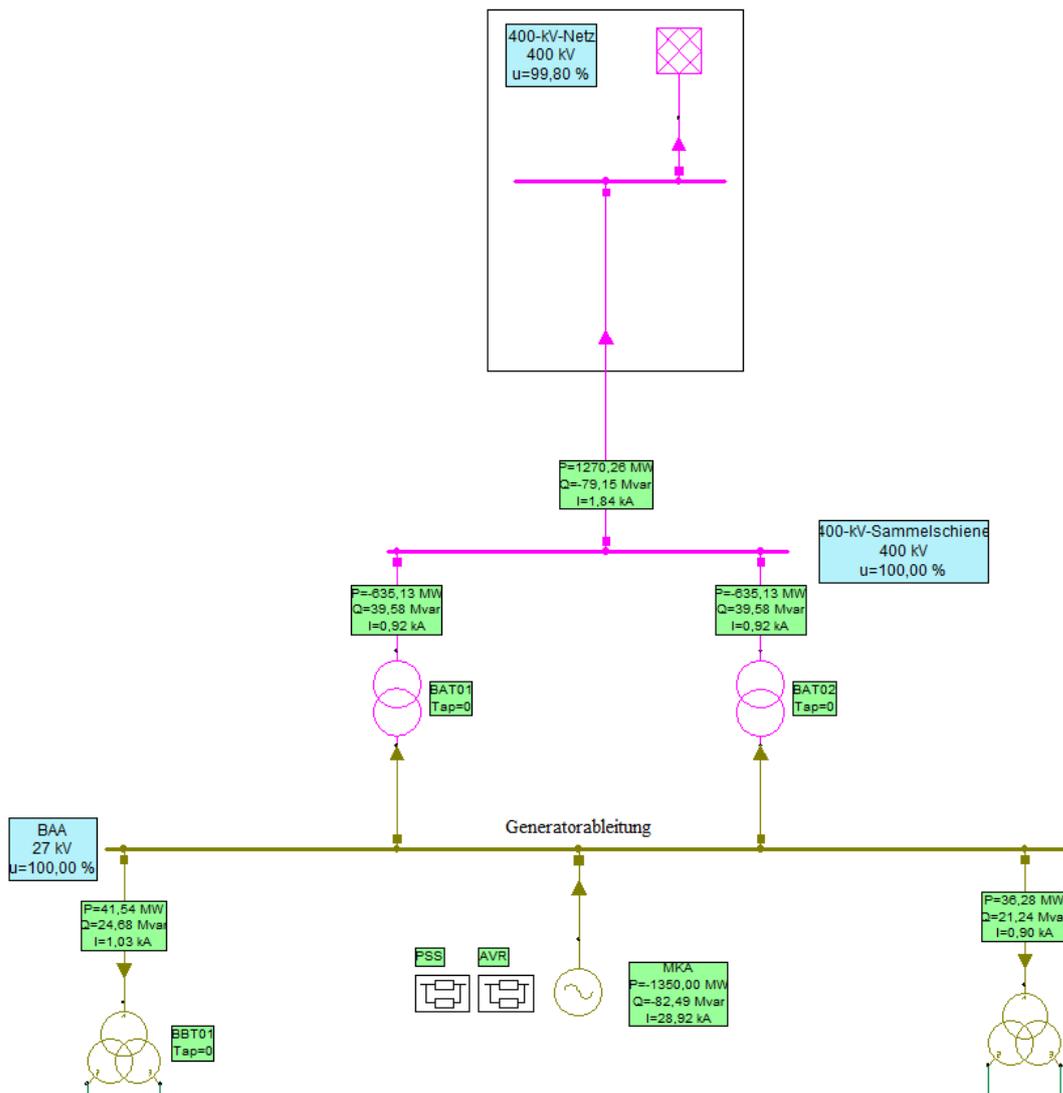
Geht man davon aus, dass die Anlage über die im Kernkraftwerksbereich übliche Statik von 5 % verfügt, so entspricht eine Regelabweichung von  $75 \text{ min}^{-1}$  (5 % von  $n_N = 1500 \text{ min}^{-1}$ ) am Drehzahlregler der Turbine gerade einer Wirkleistungsanforderung entsprechend der Nennleistung  $P_N$  (in dieser vereinfachten Betrachtung soll davon ausgegangen werden, dass  $P_N = 1350 \text{ MW}$ ).

In diesem Sinne würde eine Anlage also beispielsweise bei einer Netzfrequenzabsenkung von 50 Hz auf 49,9 Hz (entsprechend  $1500 \text{ min}^{-1}$  auf  $1497 \text{ min}^{-1}$ ) versuchen eine um

$$(3 \text{ min}^{-1}) / (75 \text{ min}^{-1}) = 0,04 = 4 \% \text{ (von } P_N) \sim 0,04 * 1350 \text{ MW} = \underline{54 \text{ MW}}$$

erhöhte Leistung zu fahren.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass sich die Anlage im Volllastbetrieb befindet und keine positive Leistungsreserve zur Verfügung steht. Die Ausgangssituation stellt sich daher wie in Abb. 4.46 gezeigt dar.



**Abb. 4.46** Ausgangssituation: Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz und die Anlage befindet sich im Volllastbetrieb

Kommt es zu einer Absenkung der Netzfrequenz, so kann die EB-Versorgung theoretisch stabil weiter betrieben werden bis die Netzfrequenz einen Wert von 47,4 Hz unterschreitet (vgl. Abb. 4.24). Bei dieser Frequenz erreichen der Generator- bzw. die Turbine gerade die Grenzen des Bereichs, in dem ein dauerhafter Weiterbetrieb erlaubt ist (siehe Abb. 4.12). Eine Absenkung von 2,6 Hz (von 50 Hz auf 47,4 Hz) entspräche einer zusätzlich geforderten Leistung von rund 1280 MW, die die Anlage nicht zusätzlich zur momentan abgegebenen Leistung im Leistungsbetrieb aufbringen kann, weswegen Frequenzabweichungen in dieser Größenordnung nicht durch eine einzelne Anlage allein kompensiert werden können.

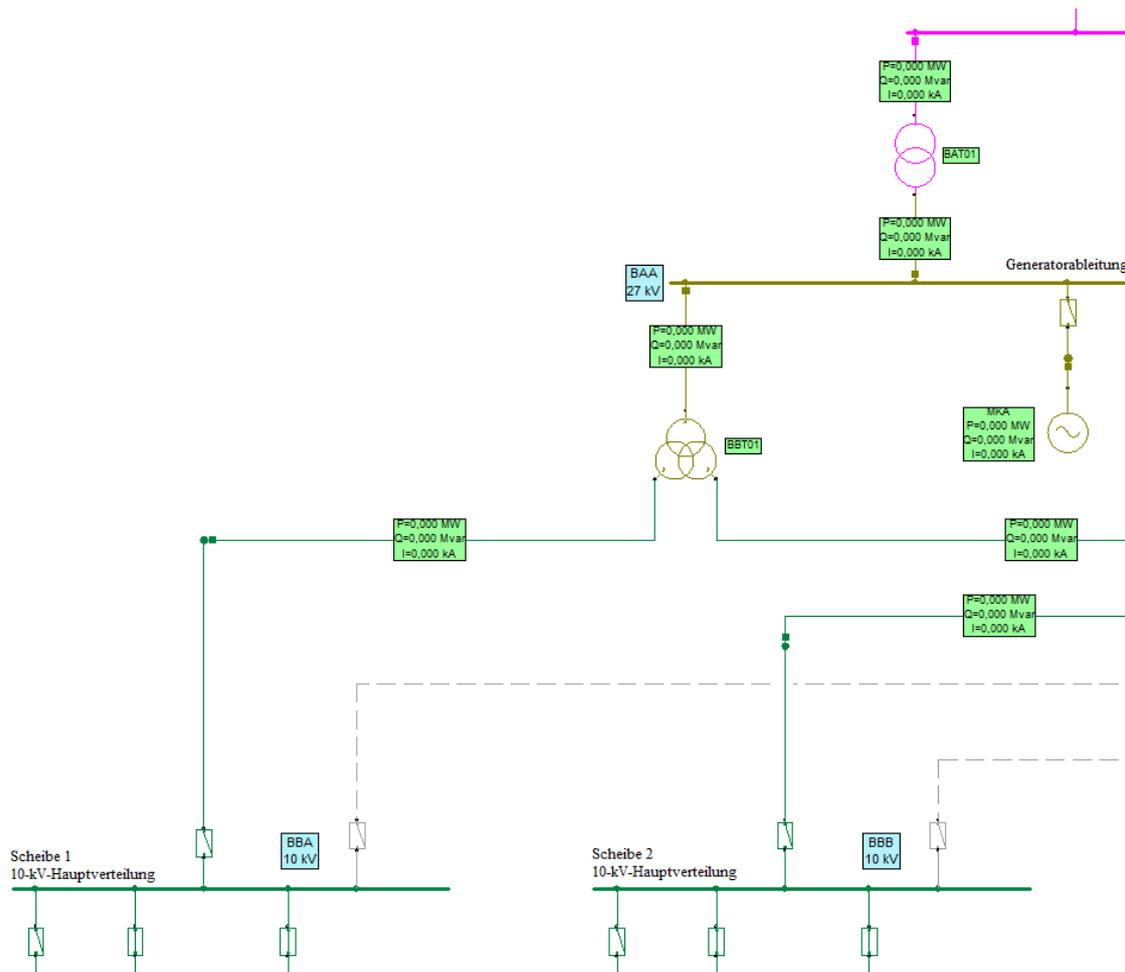
Ein solches Defizit könnte beispielsweise auftreten, wenn sich die hier betrachtete Anlage gemeinsam mit einer vergleichbaren Anlage im Inselbetrieb befände, dieser

Nachbarblock sich vom Inselnetz trennen würde und keine weitere Erzeugungsanlage im Inselnetz verfügbar wäre.

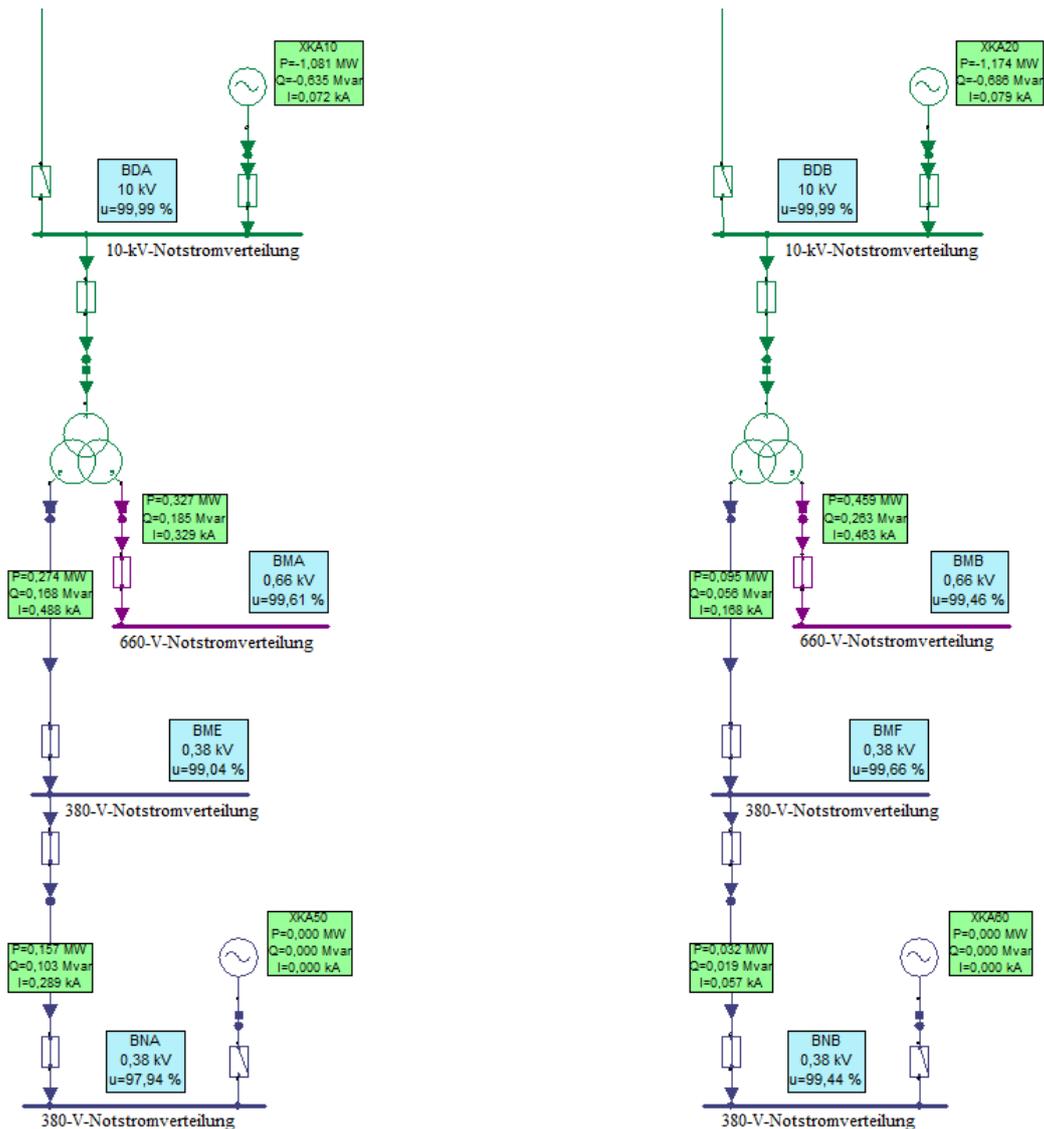
1,5 s nachdem die untere Grenze der zulässigen Frequenz unterschritten wurde, erfolgt evtl. eine Umschaltung des Eigenbedarfs auf das Reservenetz. Geht man jedoch davon aus, dass das Verbundnetz großräumig gestört ist, dann wird auch das Reservenetz mit einer reduzierten Netzfrequenz versorgt. In diesem Fall erfolgt eine Trennung des Blocks vom Netz und nach insgesamt 2 s der Start der Notstromdiesel. Die Anlage befindet sich dann im auslegungsgemäßen Notstromfall.

Dabei werden primärseitig alle Hauptkühlmittelpumpen ausgeschaltet, der Wärmetransport erfolgt dann nur noch im Naturumlauf. Auf der Sekundärseite stehen im Notstromfall insbesondere die Frischdampfumleitstation und der Kondensator nicht mehr als Hauptwärmesenke zur Verfügung. Der Notstromfall ist somit eine verschärfte Variante des Ausfalls der Hauptwärmesenke, zählt aber immer noch als Störung („anomaler Betrieb“) und nicht als Störfall.

Sind die Notstromerzeuger des Notstromnetzes 1 innerhalb von 13 s verfügbar, so werden die Verbraucher des Notstromnetzes 2 vom Notstromnetz 1 versorgt und die Notspeisediesel werden nicht gestartet (JR 71). Insgesamt ergibt sich in etwa die Situation wie in Abb. 4.47 und Abb. 4.48 angedeutet. Der Netzschalter und der Generatorschalter sind geöffnet, die 10-kV-Hauptverteilungen sind abgekuppelt und somit spannungslos.



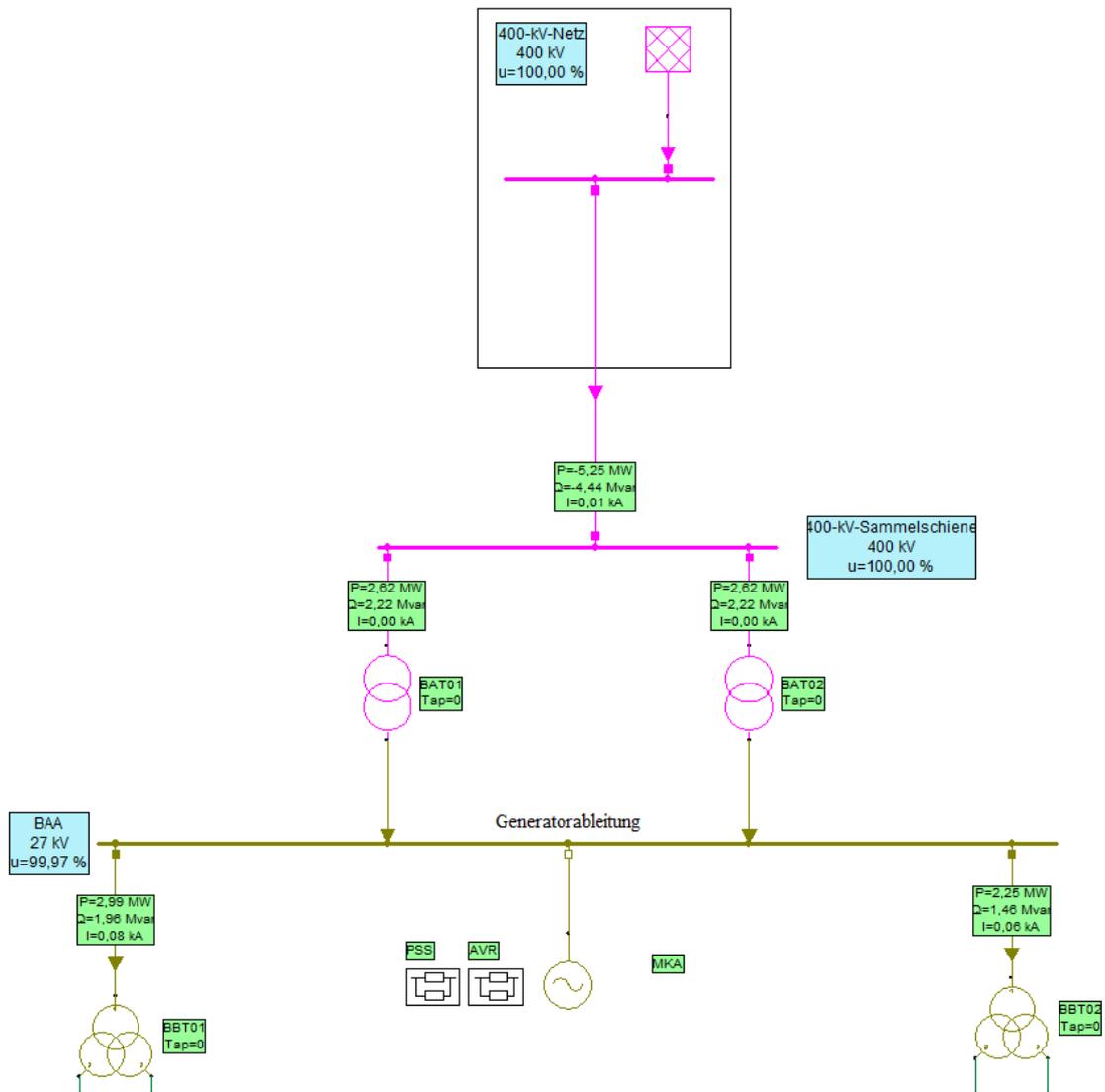
**Abb. 4.47** Zustand der Eigenbedarfsversorgung einige Sekunden nach Absenkung der Netzfrequenz auf unter 47,4 Hz (Ausschnitt), wenn keine Umschaltung auf das Reservenetz erfolgte. Die Anlage befindet sich im Notstromfall, die 10-kV-Hauptverteilungen werden nicht mehr vom Netz versorgt



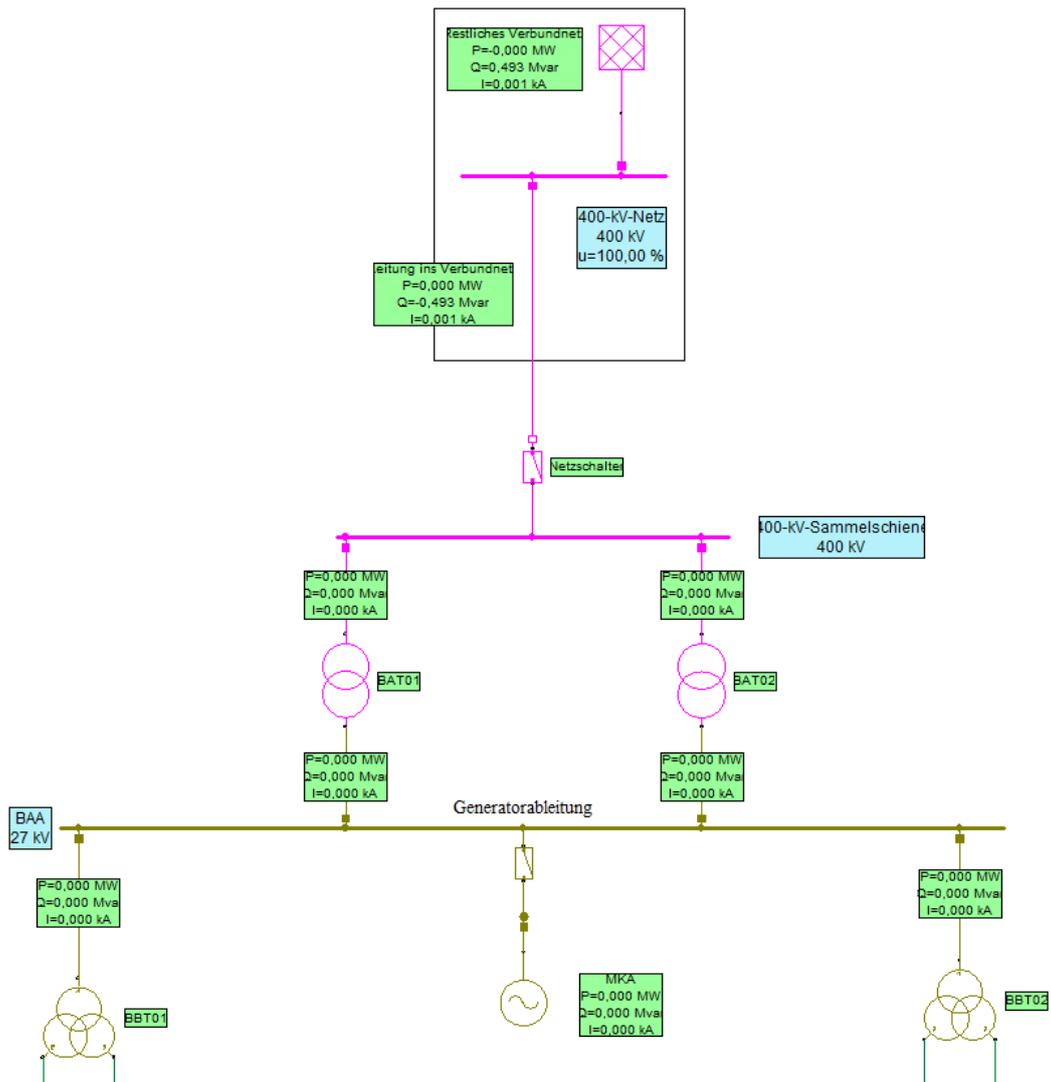
**Abb. 4.48** Scheibe 1 und Scheibe 2 der Notstromverteilung im Notstromfall. Sind die Diesel des Notstromnetzes 1 innerhalb 13 s erfolgreich hochgefahren, so werden die Notspeisediesel des Notstromnetzes 2 nicht gestartet

#### 4.1.4.2 Anlage im Nichtleistungsbetrieb

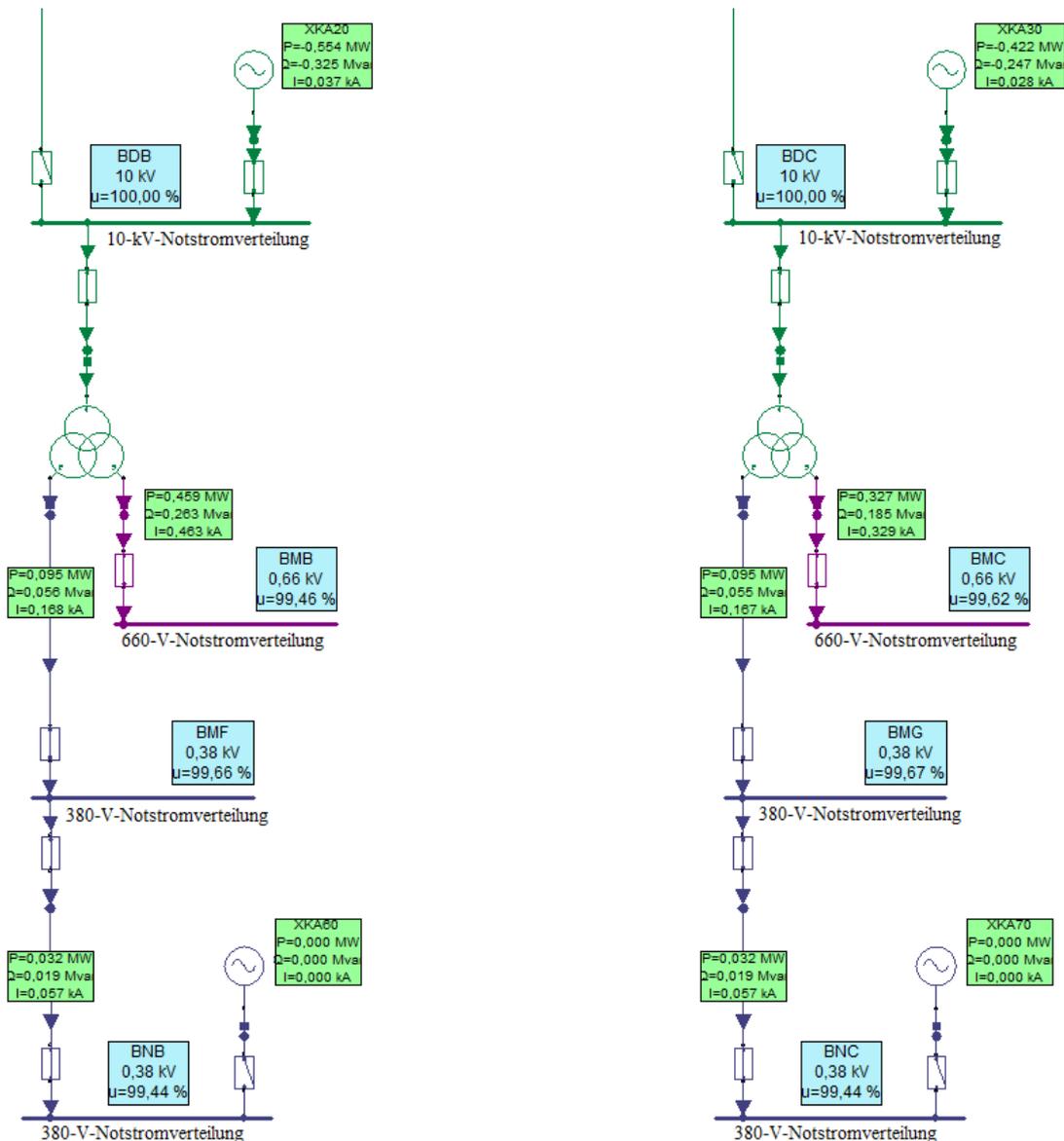
Das grundsätzliche Verhalten der Anlage bei Netzfrequenzabsenkungen entspricht bis einschließlich des Notstromfalls weitgehend dem Verhalten im Leistungsbetrieb. Insbesondere kann der Generator einer Frequenzabsenkung nicht entgegenwirken. Abb. 4.49 zeigt die Ausgangssituation und Abb. 4.50 und Abb. 4.51 zeigen den Endzustand (Notstromfall) für diesen Fall.



**Abb. 4.49** Ausgangssituation, Anlage im Nichtleistungsbetrieb



**Abb. 4.50** Nach der Trennung vom Netz, die 10-kV-Haupterverteilungen (nicht im Bild) unterhalb der Eigenbedarfstransformatoren (BBT01 und BBT02) werden nicht mehr versorgt. Die Anlage befindet sich im auslegungsgemäßen Notstromfall



**Abb. 4.51** Scheibe 1 und Scheibe 2 im Notstromfall (nach der Trennung vom Netz und keiner Umschaltung auf das Reservenetz)

#### 4.1.5 Überfrequenz im (400-kV-)Hauptnetz (Szenario 6)

##### 4.1.5.1 Anlage im Leistungsbetrieb

Bei Netzüberfrequenz im Leistungsbetrieb (nach Überschreitung eines Totbands von 0,25 Hz über der Nennfrequenz) wird der nicht abschaltbare Grenz-Frequenzeinfluss zur Verminderung der Turbinenleistung wirksam. Daneben kann aber auch schon über das (abschaltbare) Statikgerät die Leistung des Generators reduziert worden sein. Selbst im Inselbetrieb (alleine oder mit anderen Erzeugern) wird die Anlagenleistung

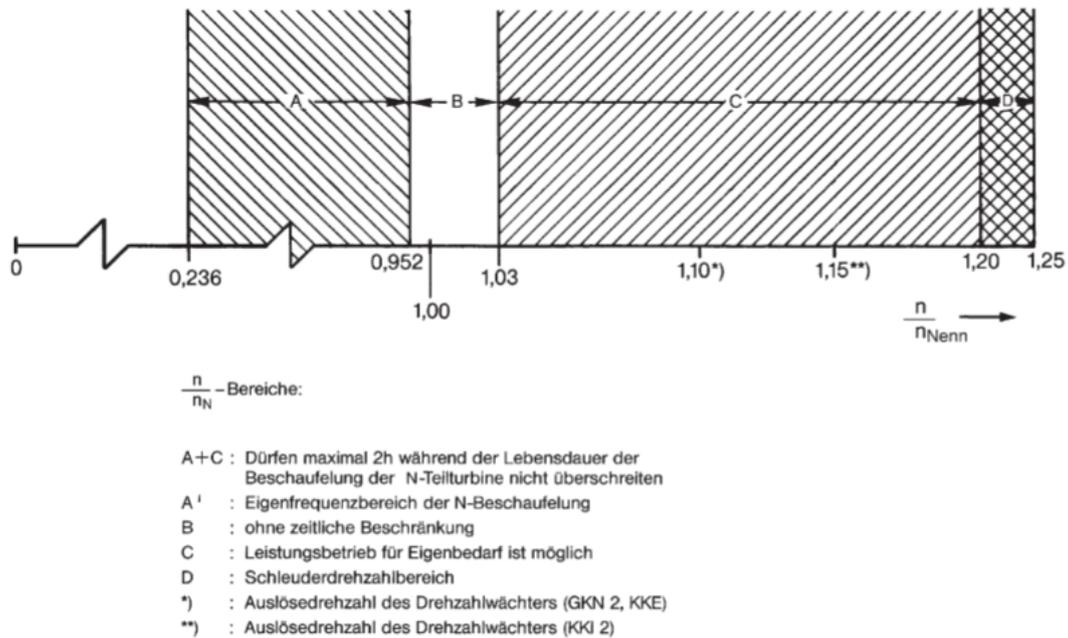
daher soweit reduziert, dass die Überfrequenz kompensiert oder zumindest reduziert wird.

Die Erhöhung der Netzfrequenz führt also zum Schließen der Stellventile und die Turbine wird vom Generator im Extremfall motorisch angetrieben. Da die Turbine in diesem Fall keinen Kühldampf mehr erhält, muss der Turbosatz vom Netz getrennt werden (über den Langzeit Rückleistungsschutz). Um das Ansprechen des Schutzes bei Netzpendelungen zu vermeiden, erfolgt die Auslösung des Langzeit Rückleistungsschutzes um ca. 20 s verzögert. Die Schleppleistung (=Rückleistung) des Turbosatzes bei vollkommen geschlossenen Stellventilen der Turbine beträgt ca. 11 MW. Der Ansprechwert des Schutzes ist üblicherweise auf ca. 50 – 80 % der Schleppleistung eingestellt (ca. 6,6 MW). Hierdurch wird der Generator vom Netz getrennt.

Daneben kann eine dauerhafte Überfrequenz auch netzseitig zu einer Trennung von Erzeugern führen, wodurch beispielsweise auch die Anlage eine Trennung vom Netz und einen Lastabwurf auf Eigenbedarf erfahren würde.

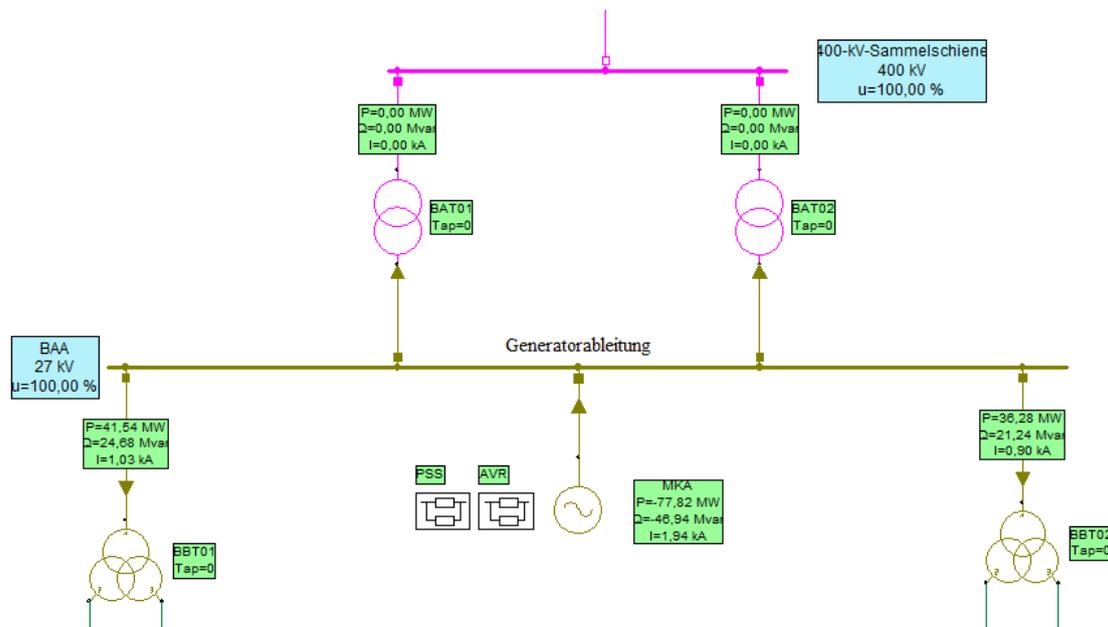
Unabhängig von automatischen Maßnahmen gilt darüber hinaus, dass die Turbine bei einer Überdrehzahl von mehr als 3 % (51,5 Hz) nur für insgesamt zwei Stunden in ihrer gesamten Lebensdauer betrieben werden darf (siehe Abb. 4.52). Spätestens bei 10 % Überdrehzahl (55 Hz, GKN-2 bzw. KKE) bzw. 15 % Überdrehzahl (57,5 Hz, KKI-2) löst schließlich der Drehzahlwächter der Turbine aus und beendet damit die Leistungsabgabe ans Netz. Obwohl es also keinen expliziten Überfrequenzschutz des Generators gibt, wird bei einer dauerhaften Überdrehzahl-Transiente der Generator vom Netz getrennt. Eine automatische Umschaltung des Eigenbedarfs oder die Auslösung des Notstromfalls erfolgt dabei jedoch nicht, wäre aber von Hand möglich. Die Anlage fängt sich daher vermutlich im Eigenbedarf oder wird ganz abgeschaltet (beispielsweise bei Auslösung des Drehzahlwächters).

Die (weitgehend) rein elektrische Simulation dieser Transienten mit NEPLAN erlaubt allerdings keine Vorhersagen bezüglich der verfahrenstechnischen Auswirkungen. So wirkt sich beispielsweise eine Überfrequenz an Pumpen ohne Übersetzung oder Regelung (z.B. den Hauptkühlmittelpumpen) als eine Anhebung der Drehzahl und somit der Pumpenkennlinie aus. Dennoch bleibt festzuhalten, dass die Auslegung vorsieht, dass der Eigenbedarf bis zu einer Frequenz von 60 Hz (siehe Abb. 4.52) erzeugt werden könnte.



**Abb. 4.52** Zulässige Drehzahlabweichungen in verschiedenen Drehzahlbereichen für N-Teilturbine der Endfläche.

Als Endzustand könnte sich als mögliche Folge einer Überfrequenz im Hauptnetz der Notstromfall wie in Abb. 4.50 einstellen. Alternativ könnte sich die Anlage auch im Eigenbedarf abfangen (siehe Abb. 4.53)



**Abb. 4.53** Situation im Eigenbedarf nach Lastabwurf auf Eigenbedarf

#### **4.1.5.2 Anlage im Nichtleistungsbetrieb**

Wie im vorangegangenen Abschnitt bereits angemerkt, kann gemäß Auslegung theoretisch bis zu einer Netzfrequenz von 60 Hz der Eigenbedarf der Anlagen erzeugt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die EB-Versorgung bereits vor dem Erreichen dieser Grenze von Hand auf das Reservenetz umgeschaltet wird. Sollte dies nicht möglich sein (z.B. bei einer großräumigen Störung des Verbundnetzes), wird alternativ die Eigenbedarfsversorgung komplett vom Netz getrennt und die Notstromdiesel gestartet (Notstromfall), da im Nichtleistungsbetrieb natürlich vom Generator keine Eigenbedarfsversorgung erfolgen kann.

#### **4.1.6 Lastschwankungen (Szenario 7)**

Lastschwankungen im Netz wirken sich unmittelbar als Frequenzänderungen aus. Steigt z.B. die Last (bei gleichbleibender Erzeugung), so sinkt die Netzfrequenz und umgekehrt. Diesem Phänomen wirkt die Primärregelung (und verzögert die Sekundärregelung) des Netzes entgegen, damit zu jeder Zeit die Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung innerhalb zulässiger Grenzen bleibt.

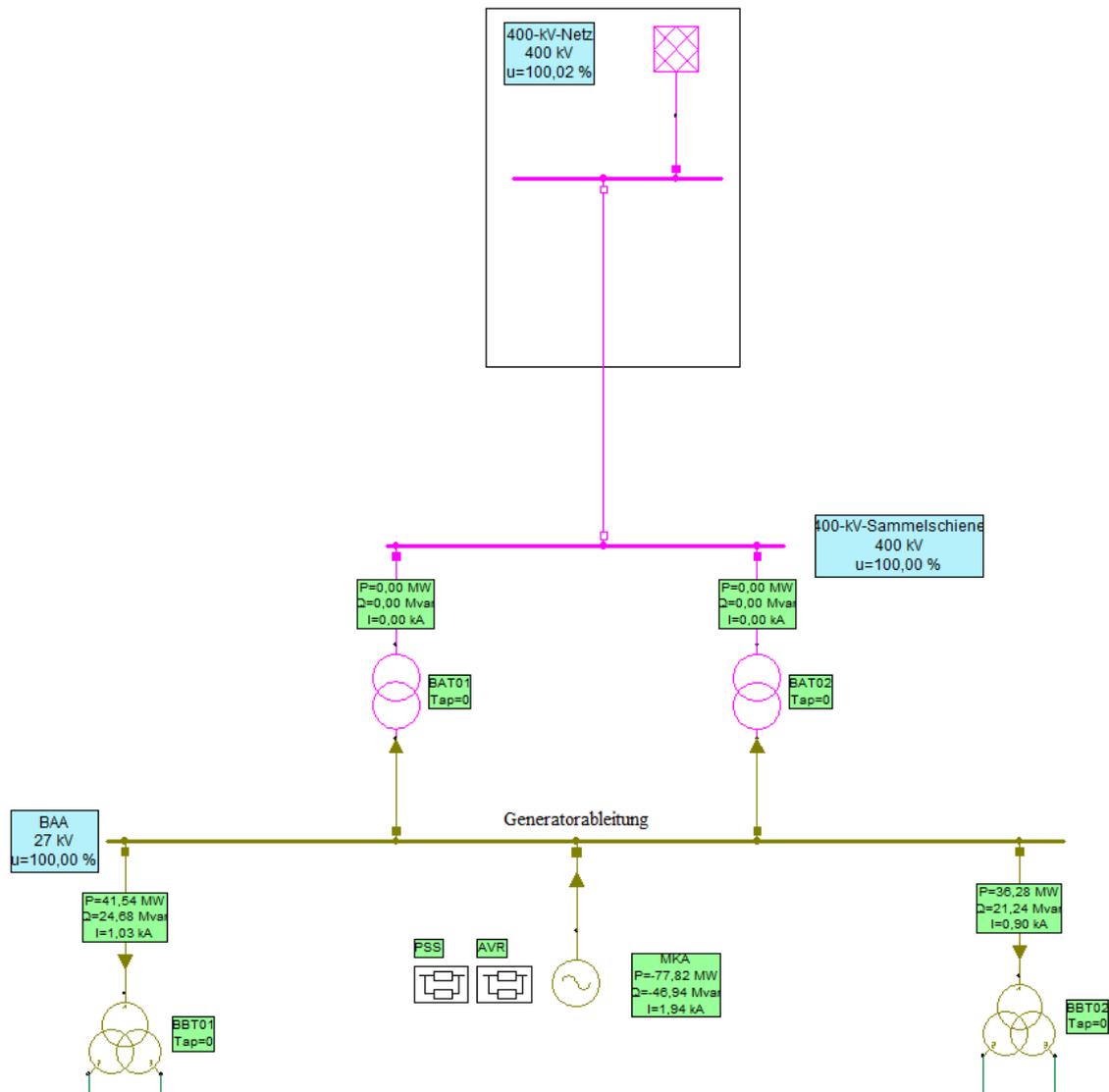
Berücksichtigt man obigen Zusammenhang zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung, gelten dieselben Überlegungen wie für die Frequenzänderungen in den Kapiteln 4.1.4 und 4.1.5.

#### **4.1.7 Ausfall des Netzes ohne vorhergehende Transiente (Szenario 8)**

Der Netzausfall (mit oder ohne verfügbares Reservenetz) ist ein typischer Auslegungsfall für die Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken. Entweder erfolgt der Lastabwurf auf Eigenbedarf, die Eigenbedarfsumschaltung in Kurz- oder Langzeit (siehe Anhänge 7.1 und 7.3) oder die Anlage geht in den Notstromfall.

##### **4.1.7.1 Anlage im Leistungsbetrieb**

Im auslegungsgemäßen Fall fängt sich die Anlage bei einem Netzausfall im Lastabwurf auf Eigenbedarf. Der Generator erzeugt dann gerade nur noch die Leistung, die vom Kraftwerk selbst verbraucht wird (Abb. 4.54).



**Abb. 4.54** Situation nach Lastabwurf auf Eigenbedarf.

#### 4.1.7.2 Anlage im Nichtleistungsbetrieb

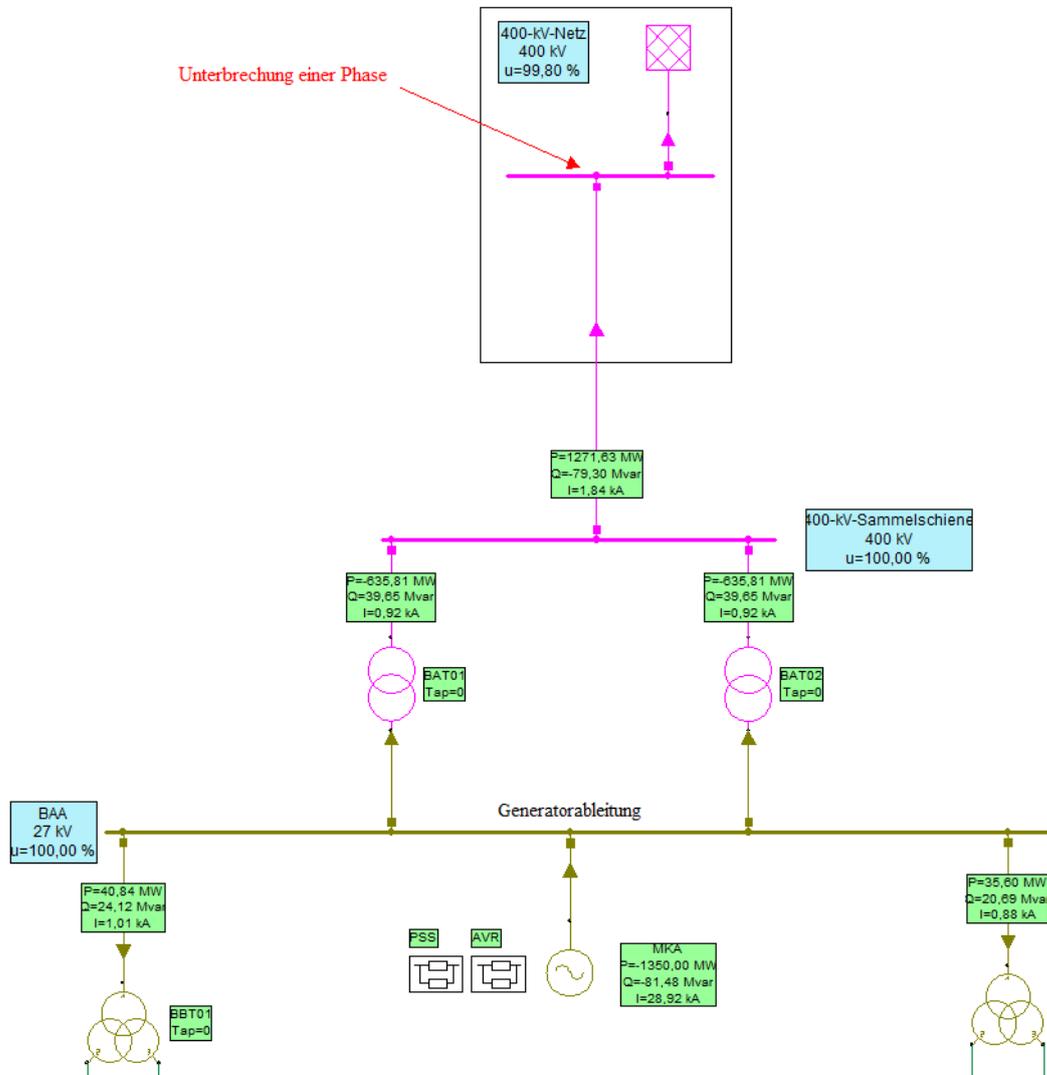
Befindet sich die Anlage beim Ausfall des Netzes im Nichtleistungsbetrieb, so wird entweder die EB-Versorgung auf das Reservenetz umgeschaltet oder (falls das Reservenetz ebenfalls nicht verfügbar ist) der Notstromfall tritt ein

#### 4.1.8 Asymmetrie bezüglich einer Phase (Szenario 9)

Für die Untersuchung der Szenarien mit einer Asymmetrie bezüglich einer Phase wurden repräsentativ zwei typische Fälle näher betrachtet. Der erste Fall ist die einphasige Unterbrechung der Verbindungsleitung ins Verbundnetz.

### 4.1.8.1 Einphasige Unterbrechung

Im betrachteten Szenario wird bei ungestörtem Leistungsbetrieb eine Phase (A bzw. L1) der Verbindungsleitung ins Netz nach  $t = 0,5$  s geöffnet (Abb. 4.55).

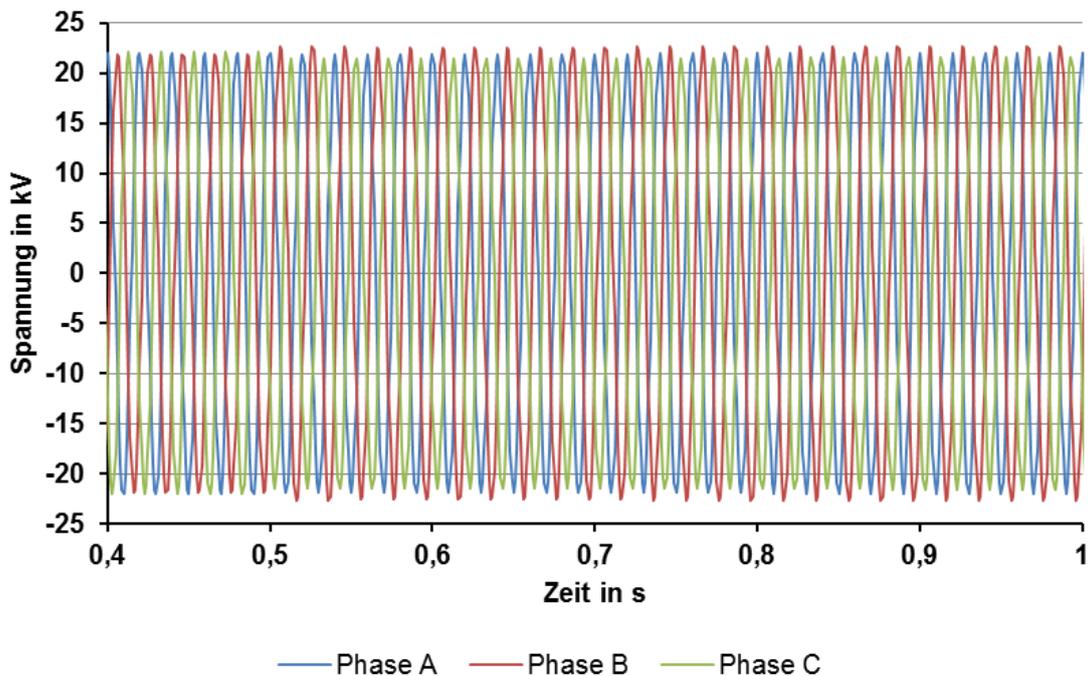


**Abb. 4.55** Netzseitige, einphasige Unterbrechung der Verbindungsleitung ins Verbundnetz. Die Leitung ist im Modell mit einer Länge von 11 km simuliert.

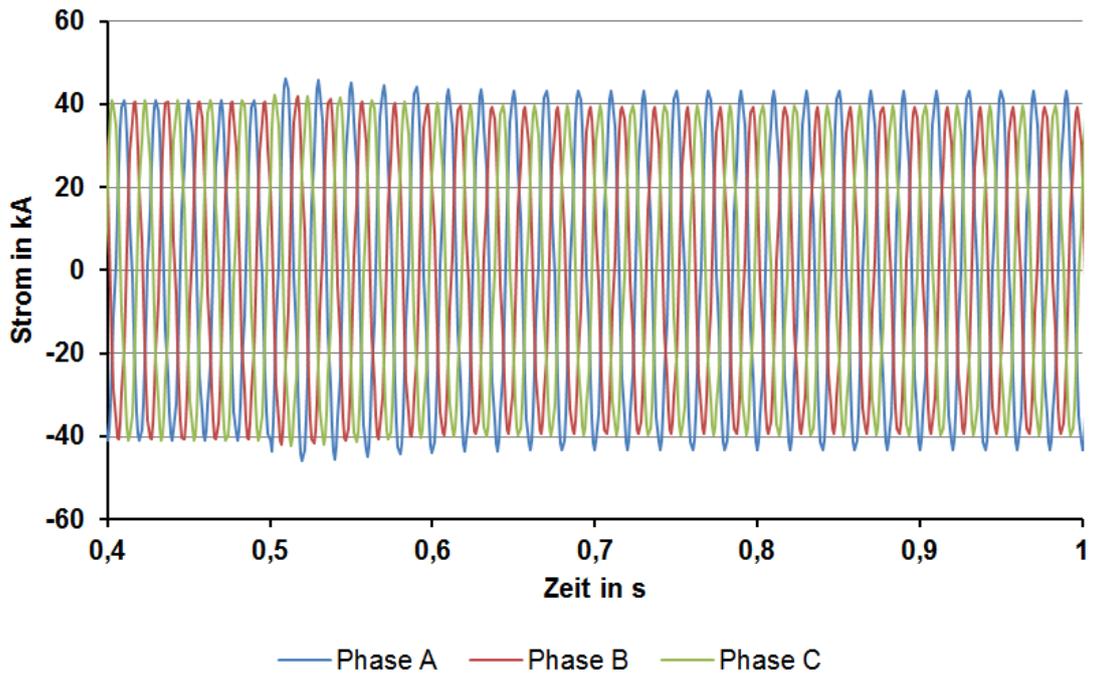
Selbst nach der Unterbrechung einer Phase sind weiterhin Spannungen und Ströme auf allen drei Phasen des Generators in derselben Größenordnung wie im ungestörten Zustand vorhanden (Abb. 4.56 und Abb. 4.57), allerdings sind die Amplituden der einzelnen Phasen nicht mehr symmetrisch.

Es kommt also zu einer nicht vernachlässigbaren Generatorschieflast (in diesem Modell zwischen 10 % und 20 %) und asymmetrischen Belastungen der Verbraucher, die unter Umständen (z.B. bei Spannungsmessungen an einzelnen Phasen) nicht wahrgenommen werden und Komponenten beschädigen könnten, auch da die Leistungen auf den einzelnen Phasen ebenfalls asymmetrisch werden und die Gesamtleistung mit doppelter Netzfrequenz in nicht vernachlässigbarer Höhe zu schwanken anfängt (Abb. 4.58).

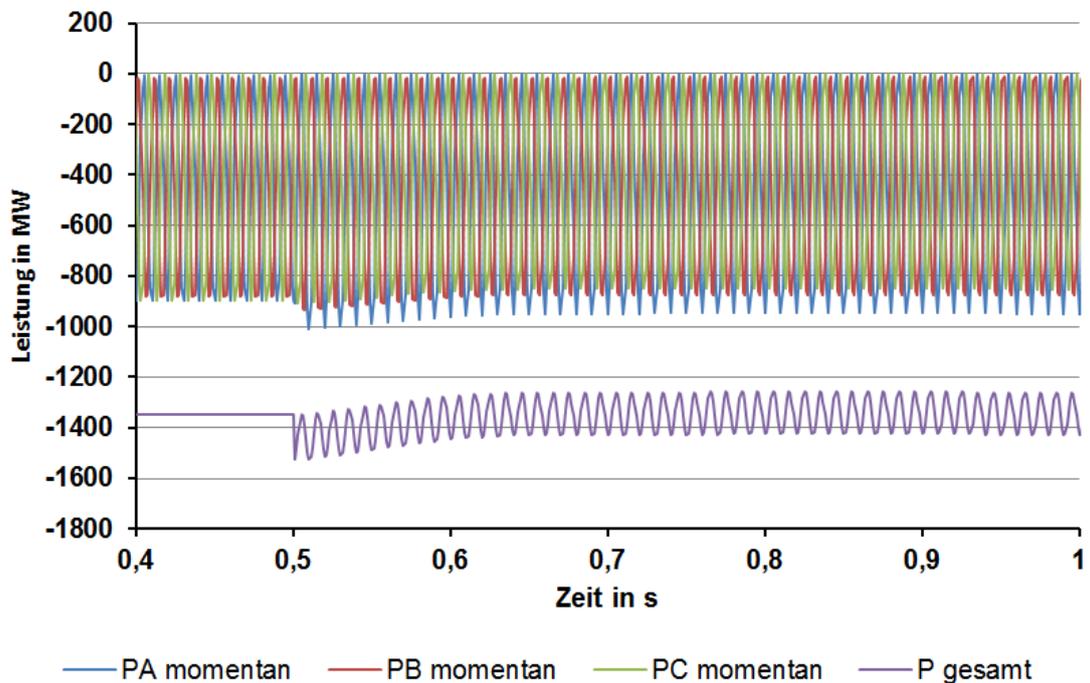
Ähnliche Fälle führten im Jahr 2013 zu einer Weiterleitungsnachricht der GRS (WLN 2013/05: "Unzureichend detektierte Ausfälle einzelner Phasen der Fremd- bzw. Reser-venetzanbindung in mehreren ausländischen Anlagen"), nach der in allen Anlagen entsprechende Überwachungen nachgerüstet wurden.



**Abb. 4.56** Spannungen auf den drei Phasen des Generators bei einer einphasigen Unterbrechung des Anschlusses an das Netz



**Abb. 4.57** Ströme auf den drei Phasen des Generators bei einer einphasigen Unterbrechung des Anschlusses an das Netz



**Abb. 4.58** Momentanleistungen auf den drei Phasen des Generators (A, B, C) und Gesamtleistung bei einer einphasigen Unterbrechung der Leitung ins Verbundnetz

#### 4.1.8.2 Einphasiger Kurzschluss zur Erde

Ein weiteres Szenario mit einer einphasigen Asymmetrie ist der einphasige Kurzschluss zur Erde. In diesem Fall werden die Kurzschlussströme von NEPLAN gemäß DIN EN 60909 berechnet. Berechnungen dieser Art werden typischerweise bei der Auslegung der EB-Versorgungen durchgeführt und liefern u.a., wie in Abb. 4.59 zu sehen, Informationen über die Spannungsverhältnisse (z.B.  $U_f(L1-L2)$ ) unmittelbar nach Eintritt des Kurzschlusses sowie über die Kurzschlussleistungen ( $Sk''$ ) und -ströme ( $Ik''$ ) an der Stelle des Kurzschlusses (im Bild gelb gekennzeichnet), aber auch für alle anderen Elemente. Diese Werte werden für die Einstellung der Schutzvorrichtungen (z.B. Distanzschutz) verwendet und daher werden solche Szenarios sicher beherrscht.

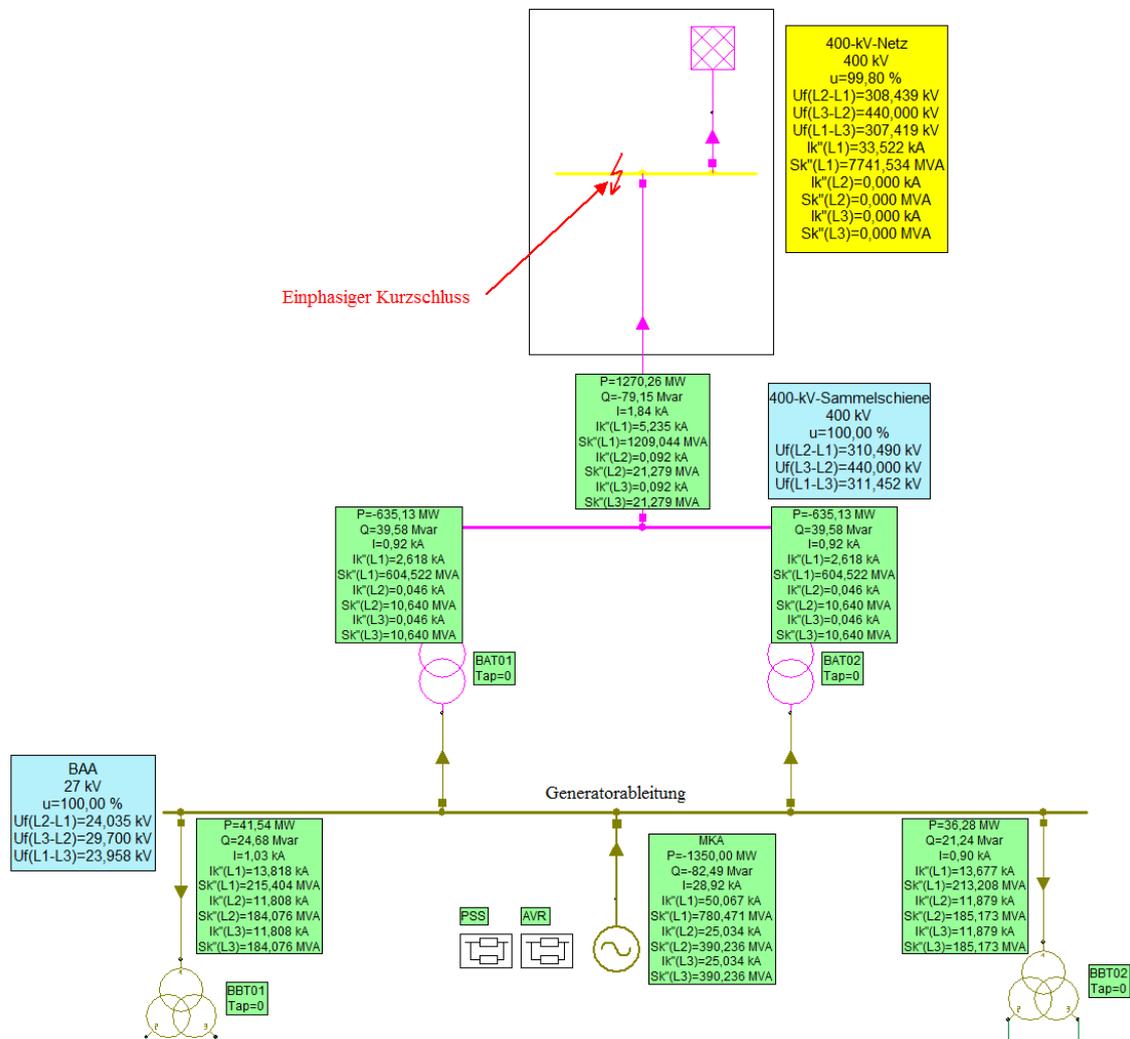


Abb. 4.59 Kraftwerksnaher einphasiger Kurzschluss (Kurzschlussberechnung)

#### 4.1.9 Asymmetrie bezüglich zweier Phasen (Szenario 10)

Fehler in der EB-Versorgung mit asymmetrischen Verhältnissen bezüglich zweier Phasen sind typischerweise Kurzschlüsse ohne und mit Erdberührung (siehe Abb. 4.60 und Abb. 4.61). Die entsprechenden Kurzschlussberechnungen werden ebenfalls bei der Auslegung der Anlagen gemäß DIN EN 60909 durchgeführt. Die Ergebnisse dienen, genau wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, für die Auslegung der EB-Versorgung. Auch in diesem Fall werden die entsprechenden Szenarios daher sicher beherrscht.

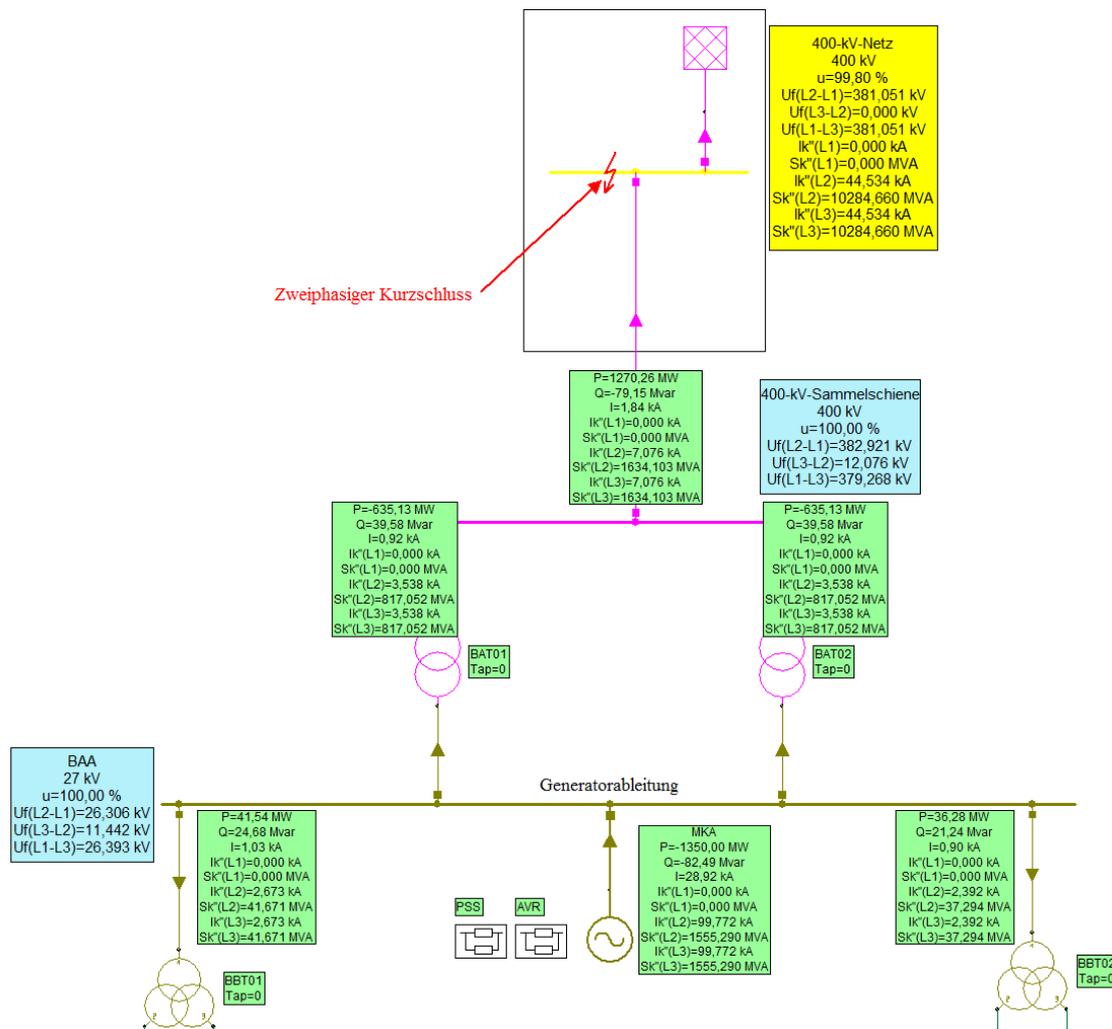
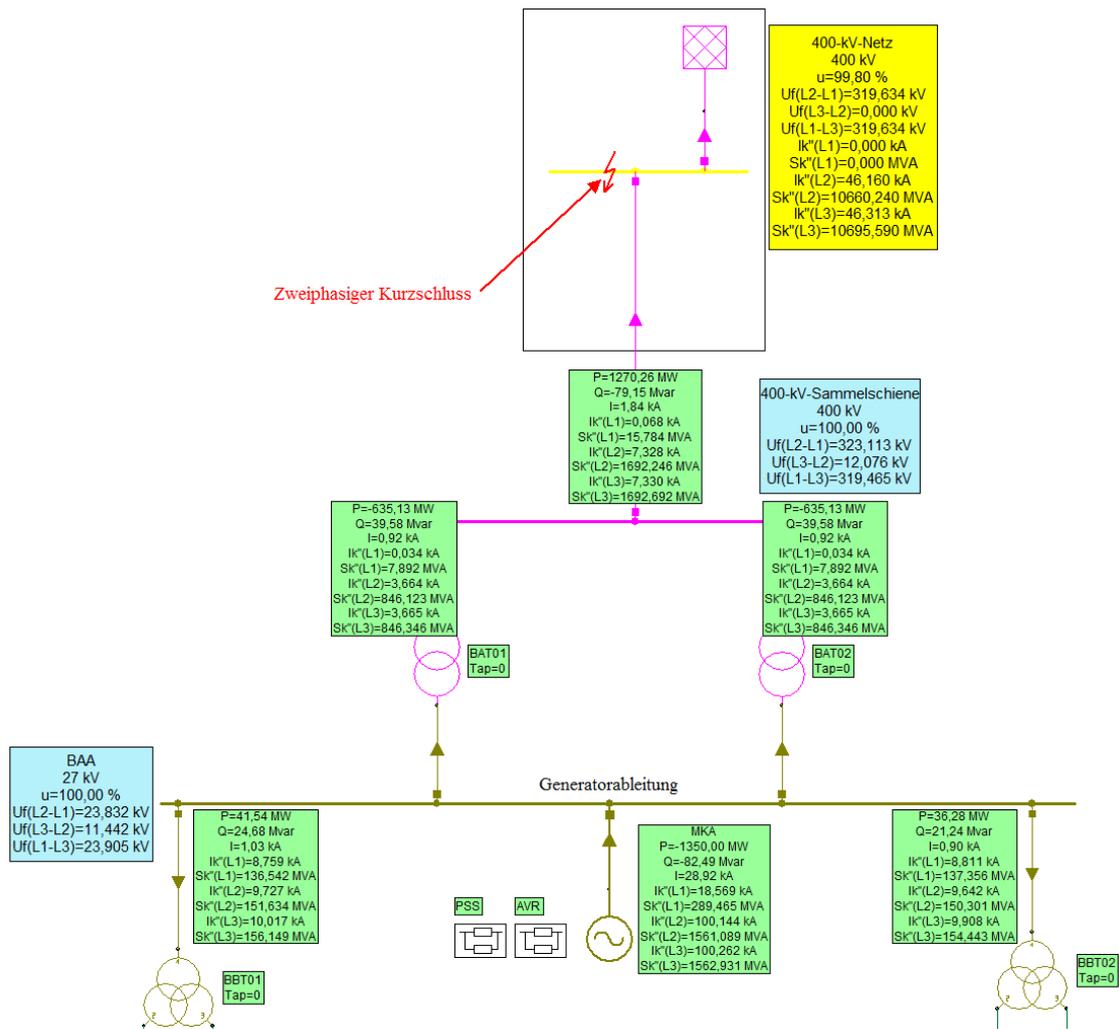


Abb. 4.60 Kurzschluss zwischen zwei Phasen (ohne Erdberührung)

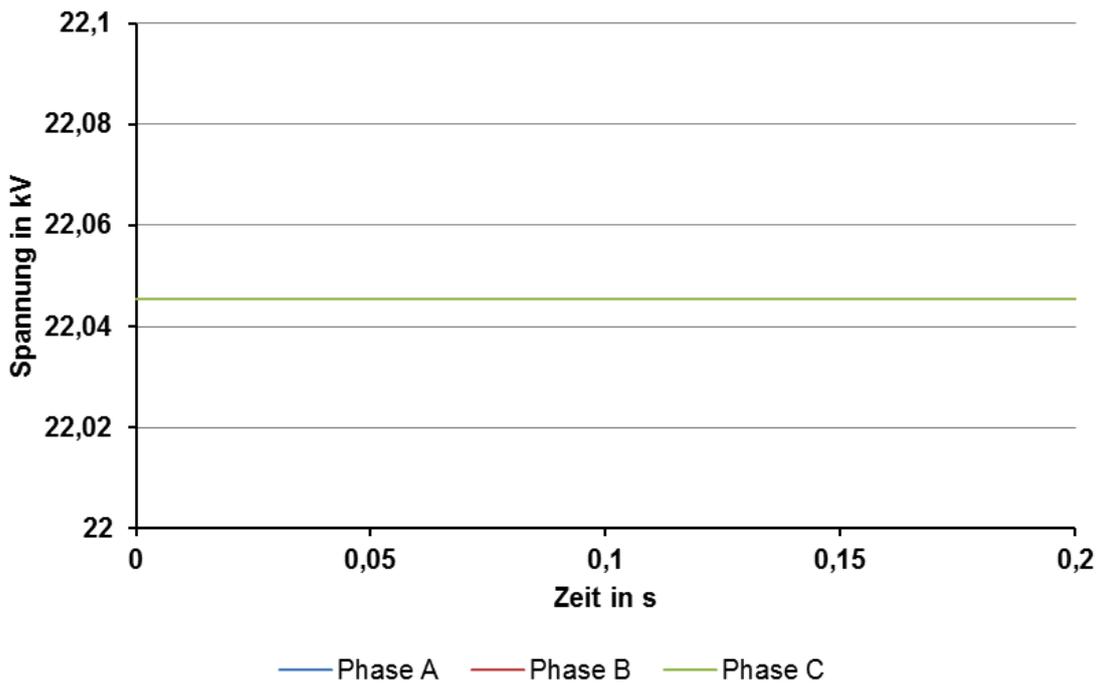
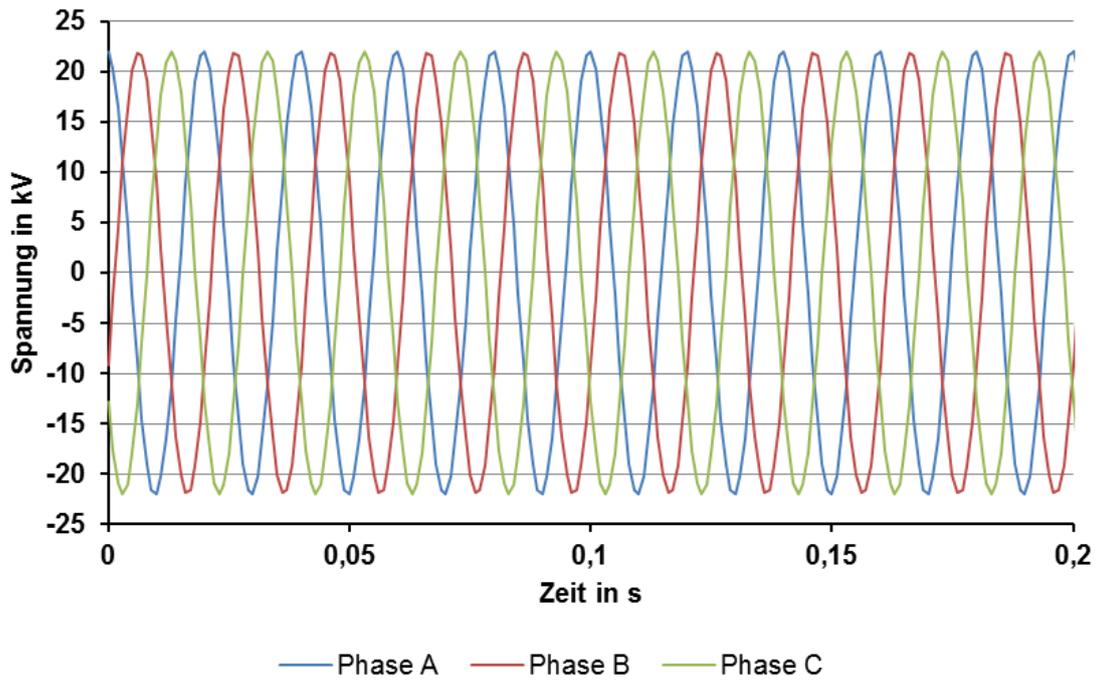


**Abb. 4.61** Kurzschluss zwischen zwei Phasen mit Erdberührung

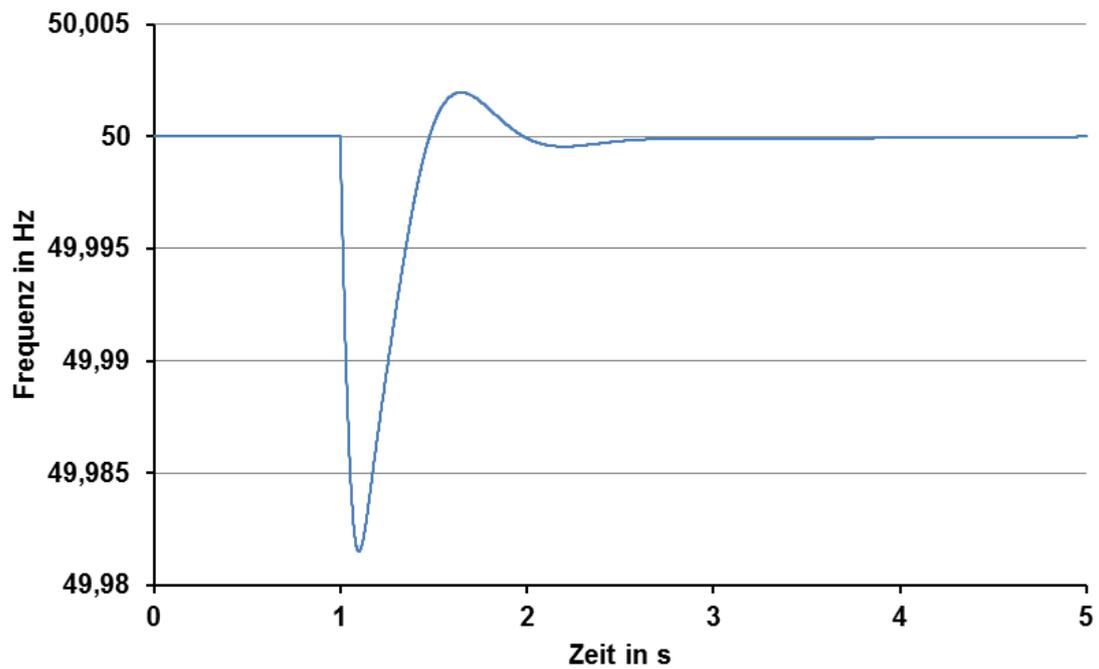
## **4.2 Szenarien mit mehreren Arten von Netzstörungen (Szenarien 11 bis 24)**

Im Folgenden werden beispielhaft zunächst zwei Szenarien mit einzelnen Störungen aus dem Netz betrachtet und anschließend deren Überlagerung näher untersucht. Für eine übersichtlichere Darstellung wird dabei für die Darstellung der Spannungen und Ströme sowie der Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen zumeist nur der zeitliche Verlauf der Amplituden (Länge der Zeiger) verwendet, da in den betrachteten Zeitintervallen eine vollständige zeitabhängige Darstellung (Abb. 4.62 oben) zu unübersichtlich wird.

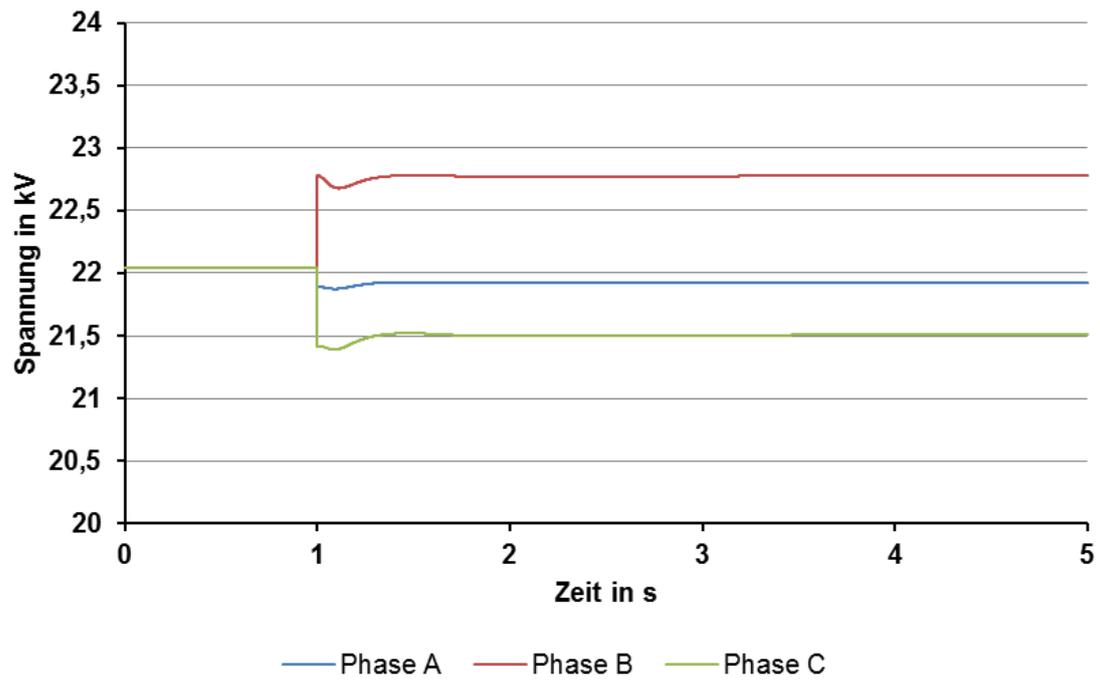
In der ersten Simulation wurde nach einer Sekunde genau wie im Abschnitt 4.1.8 lediglich eine Phase geöffnet. Es kommt hierdurch zu einer kurzfristigen geringen Frequenzschwankung (Abb. 4.63), die Spannungen und die Ströme am Generator werden asymmetrisch (Abb. 4.64 und Abb. 4.65). Insbesondere verteilt sich auch die übertragene Gesamtleistung, die zwar in derselben Größenordnung bleibt, aber mit der doppelten Netzfrequenz zu schwanken anfängt, ebenfalls asymmetrisch auf die einzelnen Phasen (Abb. 4.66).



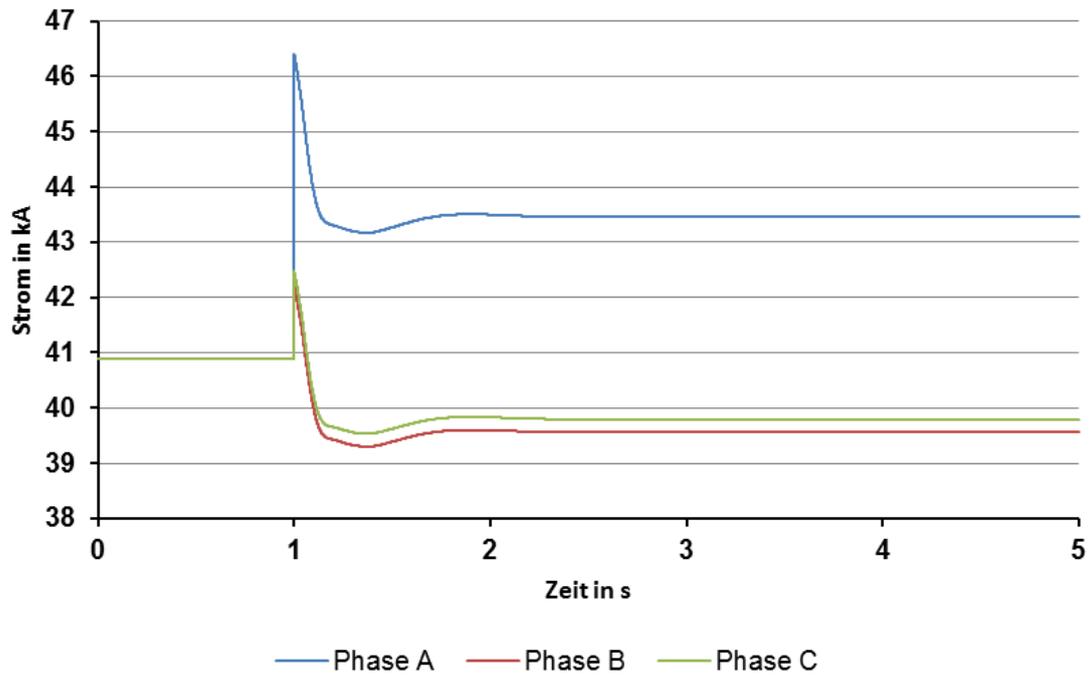
**Abb. 4.62** Spannungsverläufe auf den einzelnen Phasen des Generators im ungestörten Leistungsbetrieb (oben). Im unteren Diagramm ist der zeitliche Verlauf der Amplituden dargestellt (da die Amplituden der drei Phasen A, B, C in diesem Beispiel identisch verlaufen, ist nur der Verlauf für die Phase C sichtbar)



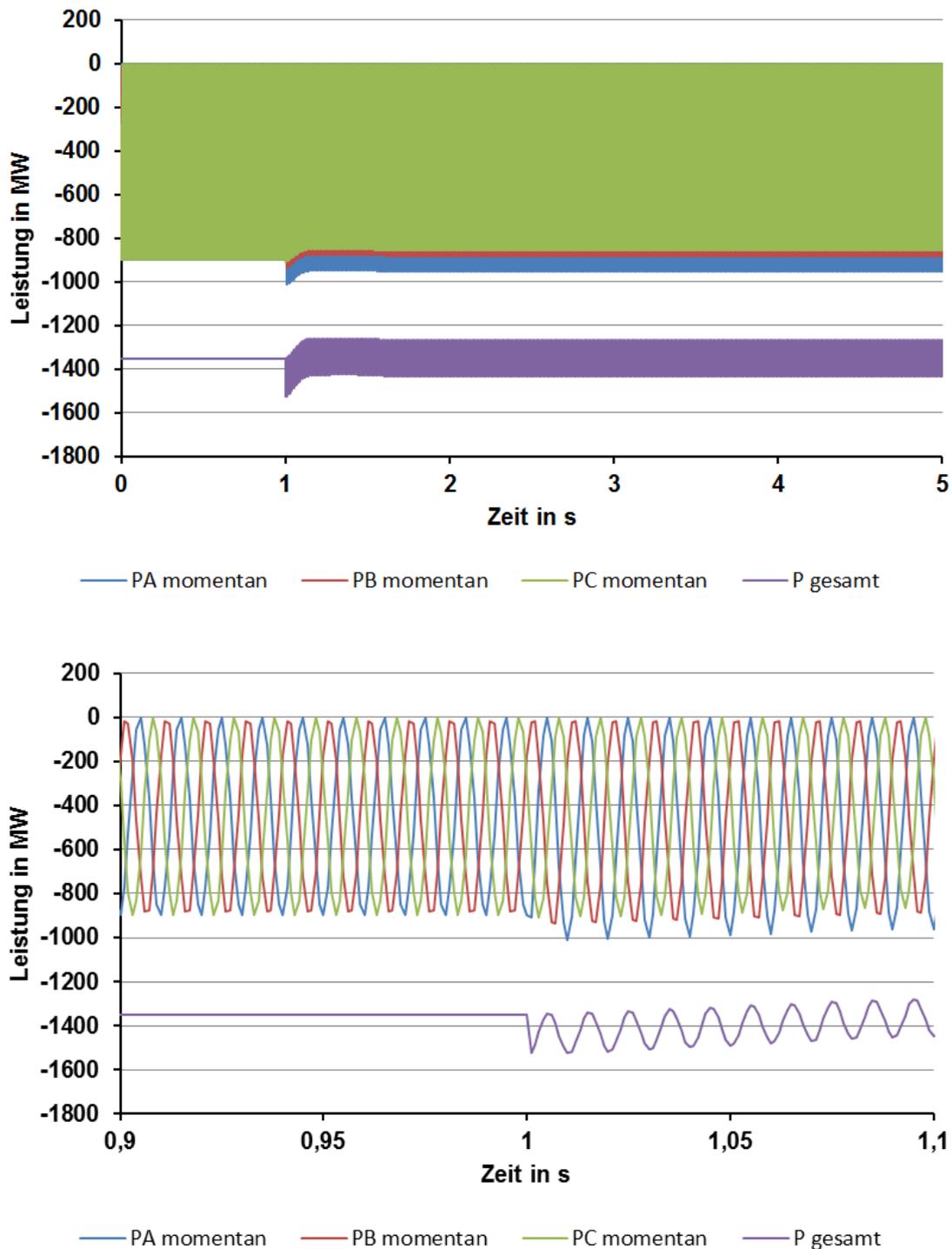
**Abb. 4.63** Frequenzverlauf beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei  $t = 1$  s) der Leitung ins Verbundnetz im zuvor ungestörten Leistungsbetrieb



**Abb. 4.64** Spannungsverläufe (Amplituden) auf den einzelnen Phasen beim Öffnen einer einzelnen Phase (Phase A bei  $t = 1$  s) der Leitung ins Verbundnetz im zuvor ungestörten Leistungsbetrieb



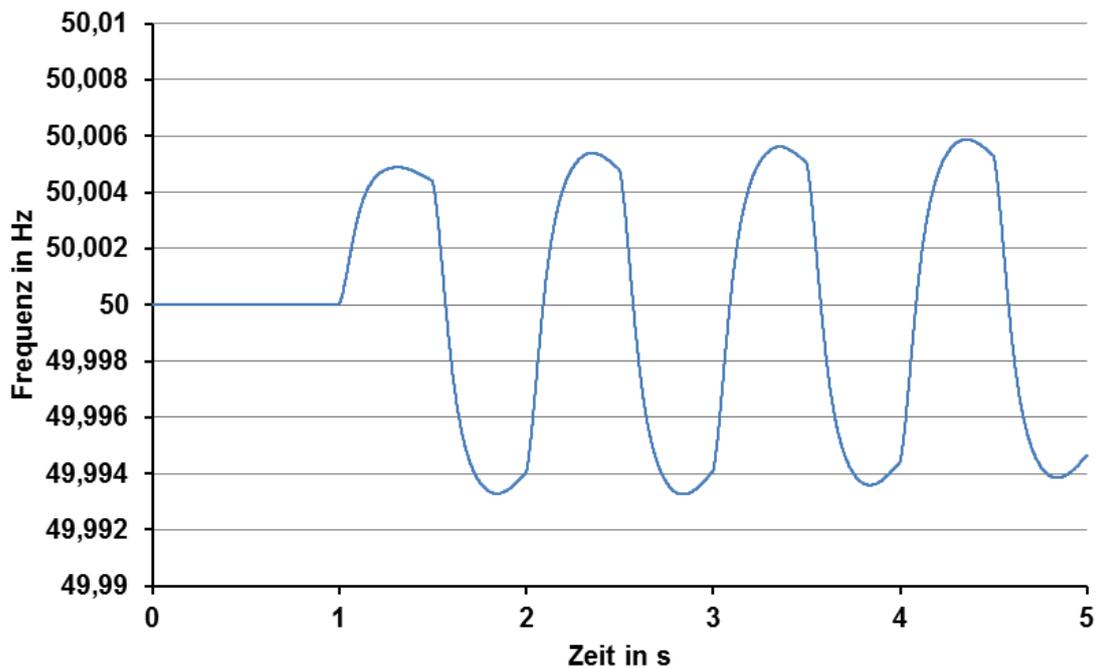
**Abb. 4.65** Stromverläufe (Amplituden) auf den einzelnen Phasen beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei  $t = 1$  s) der Leitung ins Verbundnetz im zuvor ungestörten Leistungsbetrieb



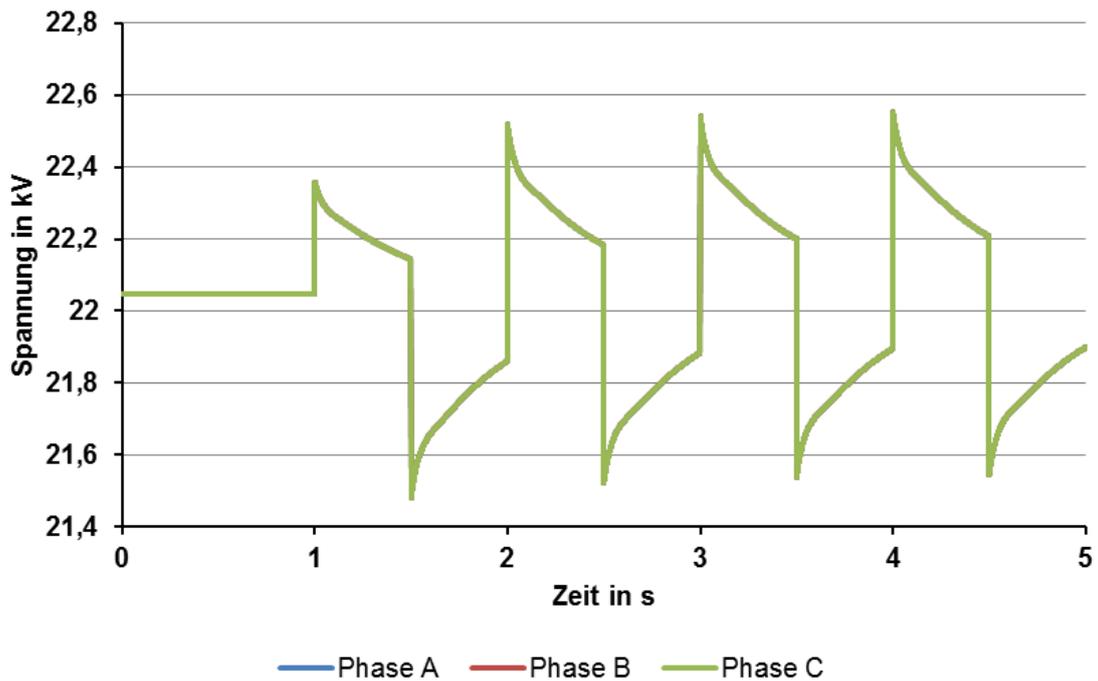
**Abb. 4.66** Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei  $t = 0,5$  s). Im unteren Bild ist ein kürzerer Zeitabschnitt (0,1 s vor und nach Ereigniseintritt) dargestellt

Im zweiten betrachteten Einzelszenario wirken ab  $t = 1$  s alle 0,5 Sekunden abwechselnd positive und negative Spannungsspitzen aus dem Netz auf die EB-Versorgung

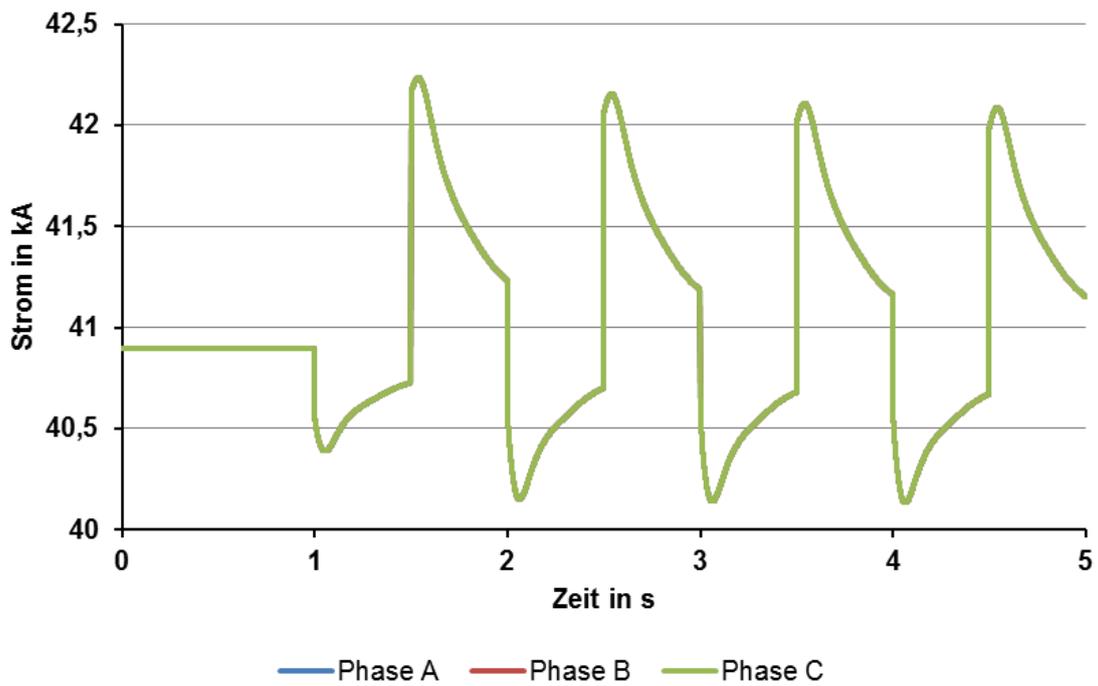
(siehe Abb. 4.68). Die Spannungen und Ströme auf den einzelnen Phasen (Abb. 4.69) des Generators schwanken hierbei symmetrisch, ebenso beginnt die Frequenz im selben Rhythmus (Abb. 4.67), aber nur in geringem Maße zu oszillieren. Die Auswirkungen auf die Leistungsabgabe über die einzelnen Phasen des Generators und die Gesamtleistung ändern sich hierbei kaum (Abb. 4.70).



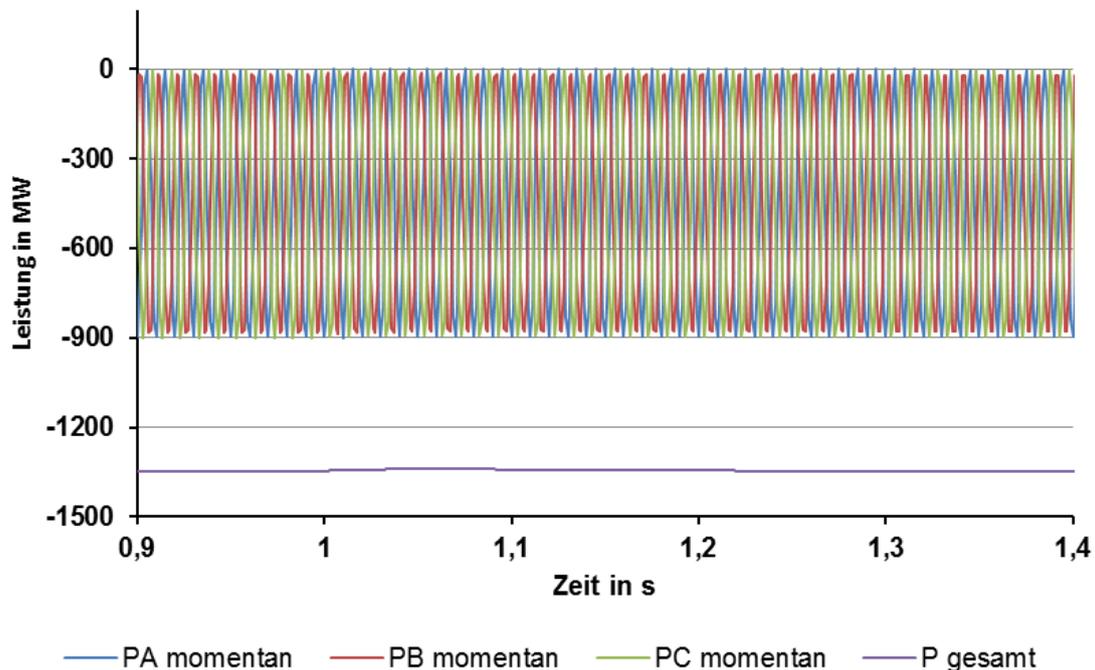
**Abb. 4.67** Frequenzverlauf bei 0,5-sekündigen Spannungsschwankungen (Abb. 4.68) ab  $t = 0,5$  s



**Abb. 4.68** Ab  $t = 1$  s werden die Spannungsspitzen im Netz auf die drei Phasen des Generators übertragen



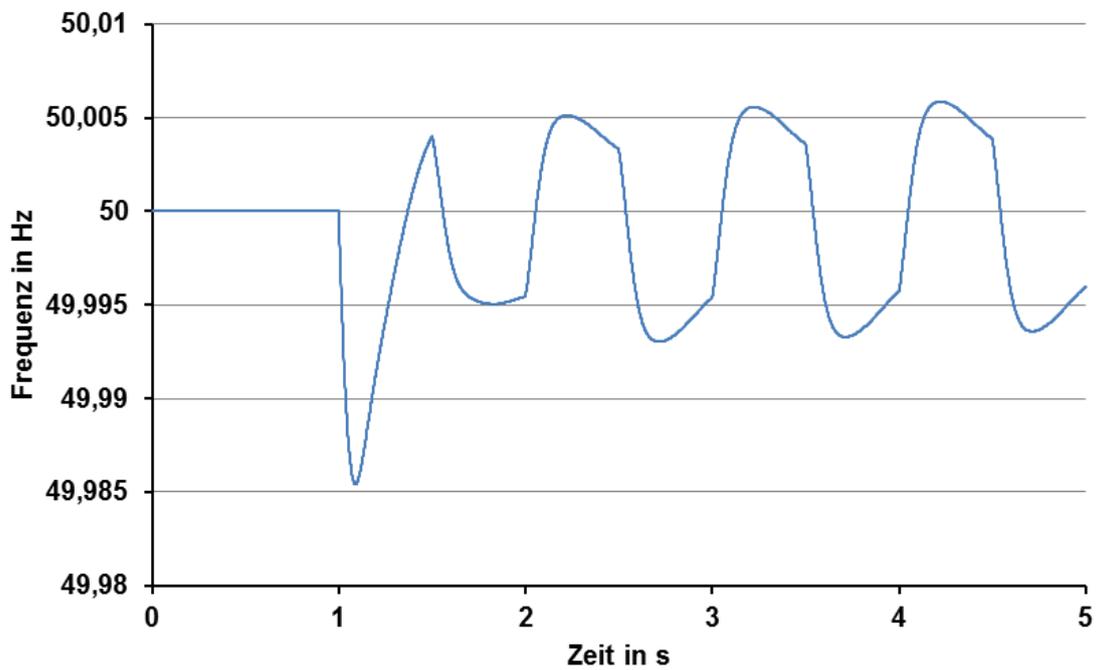
**Abb. 4.69** Stromverläufe der einzelnen Phasen des Generators durch die Spannungsspitzen aus dem Verbundnetz



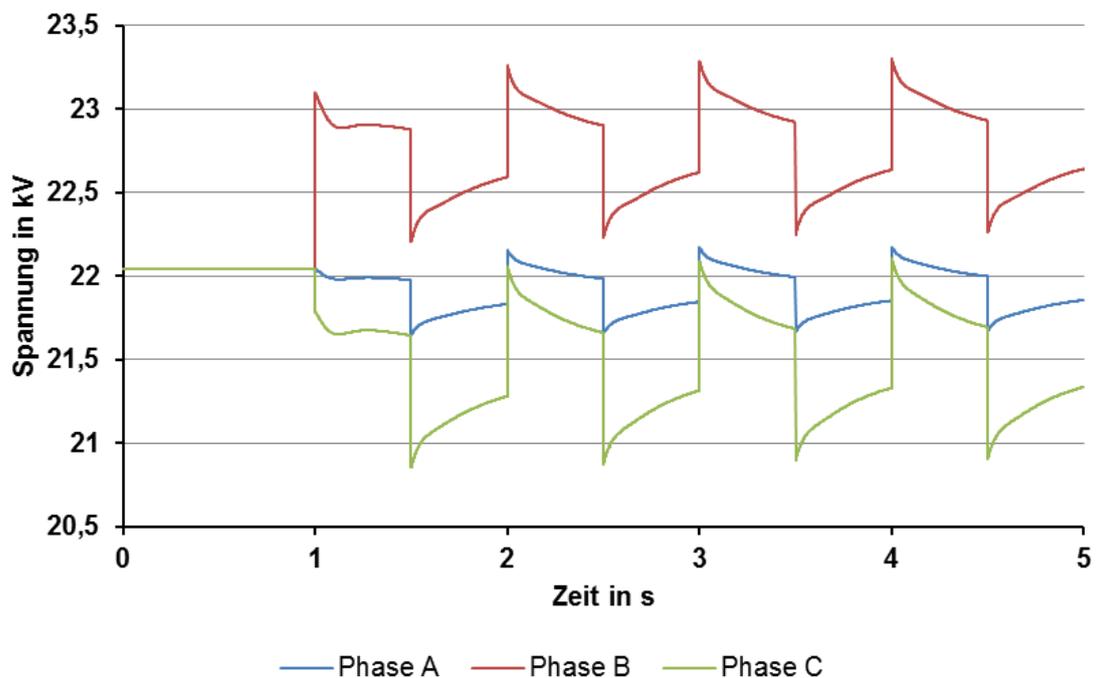
**Abb. 4.70** Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung des Generators von 0,1 s vor und bis 0,4 s nach der ersten Spannungsspitze aus dem Netz (bei  $t = 1$  s)

Als nächstes wird die Überlagerung der beiden vorangegangenen Szenarien näher betrachtet, d. h. zum Zeitpunkt  $t = 1$  s wird eine Phase (A bzw. L1) der Verbindungsleitung ins Netz geöffnet und ab diesem Zeitpunkt kommt es alle 0,5 Sekunden ebenfalls zu abwechselnd positiven und negativen Spannungsspitzen (Abb. 4.72). Es handelt sich also um ein Beispiel eines Szenarios einer Asymmetrie einer Phase mit gleichzeitiger Spannungsschwankung (vergleiche Abschnitt 3.3.2).

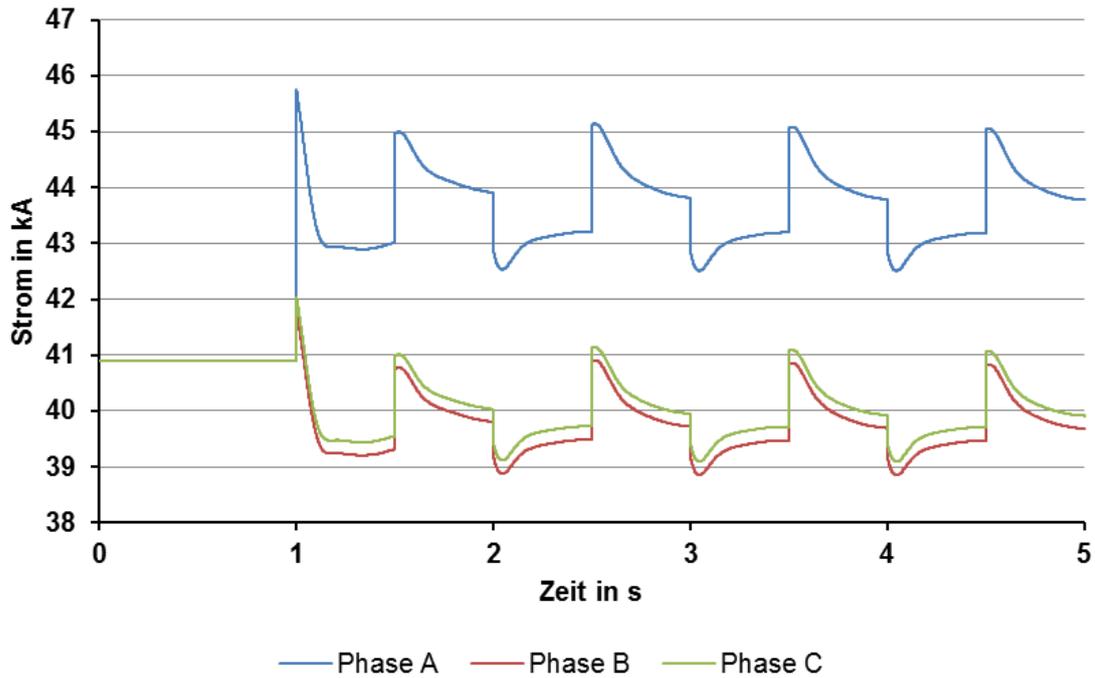
Der Frequenzverlauf und die Spannungs- sowie Strom- und Leistungsverläufe ergeben sich in diesem Beispiel wie in den Abb. 7.1 bis Abb. 7.4 dargestellt. Vergleicht man diese Diagramme mit den entsprechenden Diagrammen der beiden Einzelszenarien oben, so erkennt man, dass sich die Verläufe im zusammengesetzten Szenario als Superposition der Diagramme der Einzelszenarien auffassen lassen. Bedenkt man, dass die meisten Berechnungen, wie sie von der Software NEPLAN durchgeführt werden, über die vektoriellen Zeigerdiagramme nachvollziehen lassen, treten also überlagerte Effekte als momentane Vektoradditionen auf.



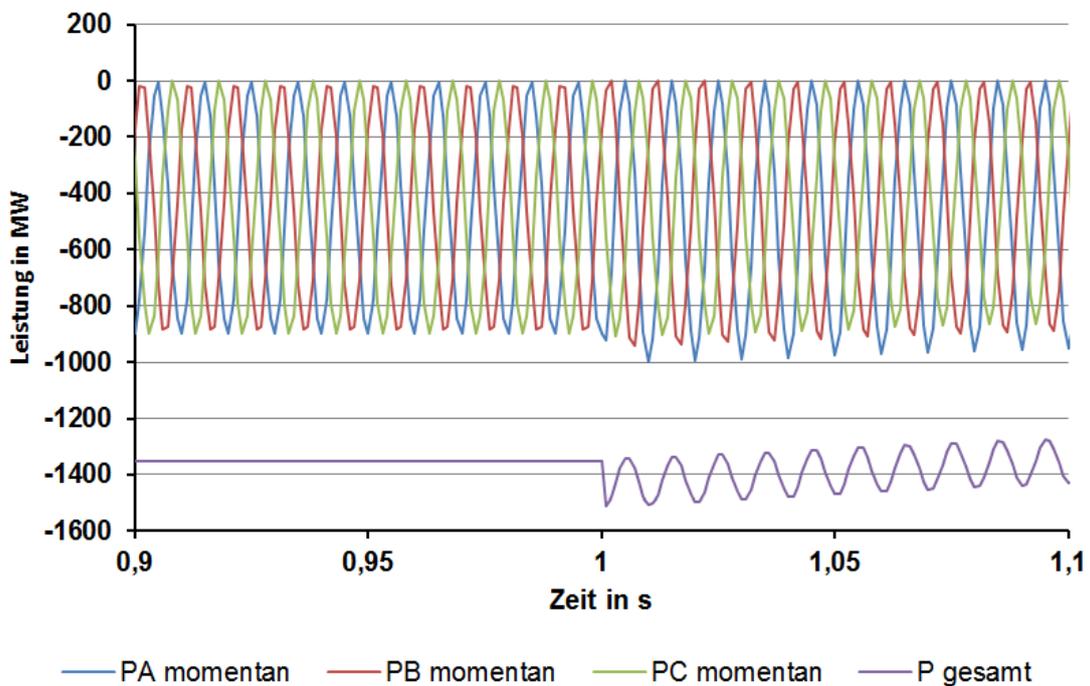
**Abb. 4.71** Frequenzverlauf bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen)



**Abb. 4.72** Spannungsverläufe der einzelnen Phasen des Generators bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen)



**Abb. 4.73** Stromverläufe der einzelnen Phasen des Generators bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen)



**Abb. 4.74** Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung des Generators bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen)

Bei der Bewertung der Szenarien mit mehr als einer Störung im Netz, kann also unmittelbar auf die Ergebnisse der Szenarien mit nur einer Störung zurückgegriffen werden. Die jeweiligen Auswirkungen addieren sich einfach.

Dies gilt so allerdings hier nur, da (fast) ausschließlich nur die Auswirkungen im elektrischen System alleine betrachtet werden können, da das Modell des Eigenbedarfs keine verfahrenstechnische Simulation beinhaltet. Kommt es beispielsweise durch den Ausfall einer Schiene zur Abschaltung bestimmter Pumpen, so könnte sich dies z. B. verfahrenstechnisch in zusammengesetzten Szenarien unterschiedlich auswirken.

Daher wird in Tab. 4.1 im nächsten Abschnitt bei der Bewertung der Szenarien in der letzten Spalte in den entsprechenden Fällen nur angegeben, dass sich bei der hier vorgestellten Untersuchung „keine neuen Erkenntnisse“ ergeben haben (und nicht von „keiner besonderen Auswirkung“ o.ä. gesprochen).

### **4.3 Bewertung der Szenarien**

Tab. 4.1 zeigt in der Übersicht die Bewertung aller in Kapitel 3 entwickelten Szenarien auf Basis der Berechnungen mit NEPLAN. Die vorletzte Spalte („Szenarien“) bezieht sich dabei auf die fortlaufenden Nummern der Szenarien mit nur einer Art von Netzstörung (mehrere bei zusammengesetzten Szenarien).

Grundsätzlich können bei der Bewertung der Szenarien in Tab. 4.1 drei unterschiedliche Aussagen getroffen werden:

- Das Szenario ist bereits durch die Auslegung der EB-Versorgung eindeutig abgedeckt („Auslegungsfall“).
- Ein evtl. Handlungsbedarf ist durch die Empfehlungen der RSK bezüglich ein- oder zweiphasiger Ausfälle des Haupt-, Reserve- oder Notstromnetzanschlusses aus dem Jahr 2014 /RSK14/ ausreichend beschrieben („RSK“).
- Es ergibt sich bei alleiniger Betrachtung der EB-Versorgung (insbesondere wurden verfahrenstechnische Wechselwirkungen innerhalb dieser Untersuchungen nicht betrachtet) kein Handlungsbedarf („kein Handlungsbedarf“).

**Tab. 4.1** Bewertung der Szenarien auf Basis des Modells in NEPLAN

Nr.	Kurzbezeichnung	Szenarien	Bewertung
1	Unterspannungstransiente	1	Auslegungsfall
2	Überspannungstransiente	2	Auslegungsfall
3	Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen	3	kein Handlungsbedarf
4	Wirkleistungs- bzw. Frequenzschwankungen	4	kein Handlungsbedarf
5	Unterfrequenztransiente	5	Auslegungsfall
6	Überfrequenztransiente	6	Auslegungsfall
7	Lastschwankungen	7	Auslegungsfall
8	Ausfall des Netzes ohne vorhergehende Transiente	8	Auslegungsfall
9	Asymmetrie einer Phase	9	RSK
10	Asymmetrie zweier Phasen	10	RSK
11	Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen	9; 3	RSK <sup>*)</sup>
12	Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit Lastschwankungen	9; 7	RSK
13	Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit einer Überspannungstransiente	9; 2	RSK
14	Kombination einer einphasigen Asymmetrie mit einer Überfrequenztransiente	9; 6	RSK

<b>Nr.</b>	<b>Kurzbezeichnung</b>	<b>Szenarien</b>	<b>Bewertung</b>
<b>15</b>	Oszillationen zwischen ein- und zweiphasiger Asymmetrie	9; 10	RSK
<b>16</b>	Kombination von Überspannungstransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen	2; 3	kein Handlungsbedarf
<b>17</b>	Kombination von Überfrequenztransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen	6; 3	kein Handlungsbedarf
<b>18</b>	Kombination von Überspannungstransiente und Lastschwankungen	2; 7	kein Handlungsbedarf
<b>19</b>	Kombinationen von Unterfrequenztransiente und Lastschwankungen	5; 7	kein Handlungsbedarf
<b>20</b>	Kombination von Überfrequenztransiente und Lastschwankungen	6; 7	kein Handlungsbedarf
<b>21</b>	Kombination von Überspannungstransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie	2; 3; 9	kein Handlungsbedarf
<b>22</b>	Kombination von Überfrequenztransiente und Blindleistungs- bzw. Spannungsschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie	6; 3; 9	RSK
<b>23</b>	Kombination von Überspannungstransiente und Lastschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie	2; 7; 9	RSK
<b>24</b>	Kombination von Überfrequenztransiente und Lastschwankungen und einer einphasigen Asymmetrie	6; 7; 9	RSK

<sup>\*)</sup> siehe auch Abschnitt 4.2.1

#### **4.4 Mögliche Maßnahmen zur Verhinderung oder Beherrschung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlage**

Für viele Szenarien in Tab. 4.1 ergibt sich aus den hier vorgestellten Untersuchungen zu den Rückwirkungen von Netzstörungen kein Handlungsbedarf. Entweder sind diese grundlegend bereits durch die Auslegung der Anlagen abgedeckt oder es ergeben sich (zumindest ohne Einbeziehung der verfahrenstechnischen Rückwirkungen) keine Erkenntnisse, die einen Handlungsbedarf erkennen lassen. Lediglich für alle Szenarien, die eine Asymmetrie bezüglich einer oder zwei Phasen enthalten, müssen gegebenenfalls Maßnahmen ergriffen werden, sofern dies nicht bereits geschehen ist.

Die Reaktorsicherheitskommission hat nach der 467. Sitzung am 26.06.2014 Empfehlungen für den ein- oder zweiphasigen Ausfall des Haupt-, Reserve- oder Notstromanschluss veröffentlicht /RSK14/. Nach Berichten von Ereignissen aus mehreren Kernkraftwerken außerhalb Deutschlands, die aufgrund des Ausfalls von einer oder zwei Phasen des Hochspannungsnetzes entstanden, wurden diese Empfehlungen unter Berücksichtigung der folgenden Szenarien formuliert:

- Ein- und zweipolige Phasenfehler durch
- Leiterseilabriss, Isolatorbruch
- Schalterpolversagen
- Phasenfehler als einleitendes Ereignis
- Anlage im Leistungsbetrieb
- Anlage im Nichtleistungsbetrieb
- Phasenfehler als unabhängiger Zusatzausfall
- Phasenfehler in der zeitlichen Folge nach RESA/TUSA
- Phasenfehler im Reservenetzanschluss in Stand-by

Hierbei wurden die bereits in den Anlagen vor der Veröffentlichung der Empfehlungen vorhandenen Detektions- und Beherrschungsmöglichkeiten berücksichtigt. Dabei zeigte sich, dass zumindest bis zu diesem Zeitpunkt Phasenfehler nicht in allen Fällen zuverlässig detektiert werden konnten.

Da das Thema Phasen-Asymmetrie in den einschlägigen Regeln (z. B. KTA-Regeln) zur Erfüllung der Forderungen aus den Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke nicht ausreichend explizit behandelt wurde, empfahl die RSK 2014 nach abschließender technischer Klärung eine entsprechende Überarbeitung der einschlägigen Regeln. Daneben wurden u.a. die folgenden Empfehlungen an die Betreiber abgegeben:

- Zur Erkennung von ungleichen Spannungsverhältnissen in den Phasen des Drehstromsystems sind in allen Netzanschlüssen alle verketteten Spannungen zu messen und hinsichtlich möglicher Abweichungen durch Meldegrenzwerte zu überwachen. Die Meldegrenzwerte sind anlagenspezifisch festzulegen.
- Zum Schutz vor Beeinträchtigung durch Asymmetrien ist ein zusätzlicher Schutz zur Detektion einer Schiefast durch eine zuverlässige
  - Strommessung an redundanten leistungsstarken betrieblichen Verbrauchern der 10-kV-Blockanlage (z. B. Absolutmessung des Schiefaststroms) oder
  - Strommessung an allen Einspeiseschaltern der 10-kV-Blockschienen (z. B. Verhältnismessung von Gegen- zu Mitsystemstrom)zu installieren.

Neben den aus diesen empfohlenen Messungen abzuleitenden Anregesignalen sind in /RSK14/ auch die auszulösenden Maßnahmen und weitere Empfehlungen für die deutschen Kernkraftwerke näher beschrieben. Daneben werden in diesem Dokument auch mögliche Interimsmaßnahmen bis zur Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen erläutert.

In den meisten deutschen Kernkraftwerken wurden oder werden aktuell Maßnahmen entsprechend den Empfehlungen der RSK umgesetzt. Berücksichtigt man diese Maßnahmen bei der Bewertung der Szenarien in Tab. 4.1, so ergibt sich darüber hinaus kein weiterer Handlungsbedarf, da in diesem Fall auch sämtliche Szenarien mit ein- oder zweiphasigen Asymmetrien ausreichend beherrscht werden.

## 5 Zusammenfassung

Ziel des Vorhabens war es, die Rückwirkungen von Netzstörungen auf elektrische Einrichtungen in Kernkraftwerken zu untersuchen.

Zunächst wurde der für das Vorhaben relevante Stand von Wissenschaft und Technik ermittelt und dargestellt. Dabei wurden in deutschen Kernkraftwerken installierte Einrichtungen und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Eigenbedarfsversorgung, wie beispielsweise der Lastabwurf auf Eigenbedarf oder die Versorgung über die Notstromdieselaggregate kurz erläutert. Daran anschließend wurden installierte Blockschutzeinrichtungen und Maßnahmen zur Verhinderung der Ausbreitung einer Netzstörung in die Anlage dargestellt.

Bei der Auswertung diverser Informationsquellen zur nationalen und internationalen Betriebserfahrung wurden Ereignisse in Kernkraftwerken ermittelt, die aufgrund von Störungen im Verbundnetz aufgetreten sind. Dabei wurden 72 für das Vorhaben relevante Ereignisse identifiziert. Zu diesen Ereignissen wurde recherchiert, aufgrund welcher Ursachen die Netzstörungen aufgetreten sind. Die aufgetretenen Ursachen lassen sich in folgende Kategorien zusammenfassen:

- Technische Defekte
- Menschliche Fehleinschätzungen und fehlerhafte Personalhandlungen
- Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung
- Flora und Fauna
- Witterungs- und Umwelteinflüsse
- Sabotage

Bei der Auswertung der Ereignisse wurde festgestellt, dass sich der Verlauf einer Netzstörung nicht einer typischen Ursache zuordnen lässt und dass der Verlauf einer Netzstörung trotz gleicher Ursache unterschiedlich sein kann. Die Ursachen von Netzstörungen sind somit nicht geeignet, um Szenarien von Netzstörungen zu entwickeln.

Aus diesem Grund wurden aus den untersuchten Ereignissen als Grundlage für die Entwicklung von Szenarien von Netzstörungen die Arten von Netzstörungen, also cha-

rakteristische Auswirkungen auf die Netzspannung und die Netzfrequenz, ermittelt. Diese lassen sich in folgende Kategorien einordnen:

- Asymmetrie einer Phase
- Asymmetrie zweier Phasen
- Netzausfall
- Spannungsschwankungen
- Frequenzschwankungen
- Unterspannung
- Überspannung
- Unterfrequenz
- Überfrequenz
- Lastschwankungen
- Aufspaltung des Netzes in Teilnetze

Aufbauend auf den ermittelten Arten von Netzstörungen wurden Szenarien von Netzstörungen entwickelt. Dabei wurden zunächst Szenarien entwickelt, die eine Art von Netzstörung beinhalten. Anschließend wurden Szenarien entwickelt, die eine Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten. Dabei wurden alle möglichen Kombinationen verschiedener Arten von Netzstörungen berücksichtigt, insofern sich aus diesen relevante Auswirkungen auf die Anlage oder Komponenten ergeben können. Insgesamt wurden 24 Szenarien von Netzstörungen entwickelt, deren Rückwirkungen auf die Eigenbedarfsversorgung von Kernkraftwerken im nächsten Schritt untersucht wurden.

Um die Rückwirkungen von Netzstörungen auf die Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerkes zu untersuchen, wurde ein Modell der Eigenbedarfsversorgung, bestehend aus hunderten Komponenten und tausenden Parametern, mit der Software NEPLAN erstellt. Dieses Modell orientiert sich an der Eigenbedarfsversorgung eines Kernkraftwerkes vom Typ Konvoi.

Unter Zuhilfenahme dieses Modells wurden zunächst alle Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, untersucht. Dabei wurde unterschieden, ob sich die Anlage im Leistungsbetrieb oder im Nichtleistungsbetrieb befindet. Wo notwendig und möglich wurde auch zwischen schnellen und beispielsweise im Verhältnis zu den beteiligten Regelungen langsamen Vorgängen unterschieden.

Anschließend an die Untersuchungen der Szenarien, die eine Art von Netzstörung enthalten, wurden die Szenarien untersucht, die eine Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten. Bei diesen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass die Auswirkungen der Szenarien, die eine Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten, im Wesentlichen als Superposition der Auswirkungen der Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, aufgefasst werden können. Die Bewertung der Auswirkungen der entwickelten Szenarien auf die Eigenbedarfsversorgung konnte also auf Basis der Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, erfolgen.

Zur Bewertung der Auswirkungen der entwickelten Szenarien lässt sich grundsätzlich feststellen, dass ein Großteil der Szenarien bereits durch die Auslegung der Eigenbedarfsversorgung abgedeckt ist. Bei Szenarien, die eine Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten, ergab sich die Erkenntnis, dass ihre Auswirkungen der Superposition der Auswirkungen der Szenarien, die eine Art von Netzstörung beinhalten, entsprechen. Die Szenarien, die einen asymmetrischen Fehler beinhalten, werden durch die Empfehlungen der Reaktorsicherheitskommission aus dem Jahr 2014 /RSK14/ abgedeckt.

Somit hat sich anhand der Untersuchungsergebnisse gezeigt, dass insbesondere nach Implementierung wirksamer Detektionsmöglichkeiten für asymmetrische Fehler keine neuen, noch nicht in den deutschen Kernkraftwerken implementierten, Maßnahmen und Anforderungen aufgezeigt werden können, die der Verhinderung der Ausbreitung von Netzstörungen in die Anlage sowie der Beherrschung von möglichen Auswirkungen dienen. Es ist allerdings zu beachten, dass ausschließlich ein Modell der Eigenbedarfsversorgung untersucht wurde und somit nur die Auswirkungen im elektrischen System betrachtet wurden. Dieses Modell beinhaltet keine verfahrenstechnische Simulation. Käme es beispielsweise durch den Ausfall einer elektrischen Versorgung zur Abschaltung bestimmter Pumpen, könnte sich dies in den Szenarien, die eine Kombination verschiedener Arten von Netzstörungen beinhalten, verfahrenstechnisch unterschiedlich auswirken.



## Literaturverzeichnis

- /BMU12/ Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, November 2012
- /GRS85/ GRS, Mögliche Ursachen systematischer Ausfälle der Stromversorgung redundanter Komponenten des Sicherheitssystems und Maßnahmen zu ihrer Verhinderung, GRS-A-1175, Dezember 1985
- /GRS14 / Störungen im Stromnetz und Notstromfälle in Kernkraftwerken in den Jahren 2003-2012, GRS-317, ISBN 978-3-939355-96-0, Juli 2014
- /GRS16/ "Effects of external grid disturbances on nuclear power plants", Beitrag zur ICON 24 in Charlotte 2016, GRS, Juni 2016
- /HDS10/ K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Springer-Verlag, 8. Auflage, 2010
- /NEP17/ NEPLAN, <http://www.neplan.ch/>, Neplan AG, Kuesnacht, Switzerland
- /NET16/ Netzfrequenzmessung online, <http://www.netzfrequenzmessung.de/>, abgerufen am 08.08.2016
- /NET16a/ Netzfrequenz Info, <http://www.netzfrequenz.info/>, abgerufen am 08.08.2016
- /OEO16/ D. Oeding, B.R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer-Verlag, 8. Auflage, 2016
- /RSK12/ RSK-Stellungnahme, "Netzstabilität"-Rückwirkungen von Stabilitätsproblemen im deutschen Stromnetz auf elektrische und leittechnische Einrichtungen von Kernkraftwerken und Sicherstellung der notwendigen elektrischen Energieversorgung dieser Anlagen aus dem Netz, 13.12.2012, (453. Sitzung)
- /RSK14/ RSK-Empfehlung, Ein- oder zweiphasiger Ausfall des Haupt-, Reserve- oder Notstromnetzanschlusses, 26.06.2014 (467. Sitzung)

- /UMB04/ Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Bericht zum Aufsichtsschwerpunkt „Stromausfall“, Az.: 75-4631.00, Stuttgart, 29.01.2004
- /VGB06/ VGB PowerTech 5/2006
- /VGB12/ VGB PowerTech, Untersuchungsprogramm zum Einfluss von Spannungstransienten auf das Notstromsystem, Abschlussbericht Stand 25.06.2012, Version 5.0

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Übersichtsschaltplan der elektrischen Anlagen eines Kernkraftwerks vom Typ Konvoi ohne den Drittnetzanschluss .....	7
Abb. 2.2	Übersicht der Netzanbindungen der betroffenen Anlage.....	21
Abb. 2.3	Spannungsverlauf in der Schaltanlage des Kernkraftwerks während der Netzstörung .....	25
Abb. 2.4	Situation des Höchstspannungsnetzes nach Auftreten des Kurzschlusses in einer Schaltanlage.....	27
Abb. 2.5	Schematische Darstellung der Energieversorgung der ZUPs (im Bild RCP genannt) in der betroffenen Anlage .....	29
Abb. 2.6	Elektrischer Übersichtsschaltplan der Anlage .....	31
Abb. 2.7	Schematische Darstellung des bestimmungsgemäßen Ablaufs der Eigenbedarfsumschaltung .....	36
Abb. 2.8	Schematischer Spannungsverlauf im Rahmen des Ereignisses.....	37
Abb. 2.9	Schematischer Aufbau des Eigenbedarfs und der Netzanbindung.....	41
Abb. 2.10	Schematischer Aufbau der Netzanbindung der betroffenen Anlage .....	43
Abb. 4.1	Übersicht über das Modell des Eigenbedarfs in NEPLAN (eine größere Darstellung befindet sich im Anhang). .....	75
Abb. 4.2	Verbraucher an der 10-kV-Hauptverteilung Scheibe 1 (BBA).....	76
Abb. 4.3	EB-Versorgung (Detailansicht) im ungestörten Leistungsbetrieb (abgegebene Leistung ans Netz: ca. 1270 MW). .....	77
Abb. 4.4	EB-Versorgung (Detailansicht) im ungestörten Nichtleistungsbetrieb (kalt, drucklos). Die meisten nicht benötigten Systeme sind abgeschaltet, die Spannungsregelung der EB-Versorgung erfolgt automatisch über die Stufenschalter der Maschinentransformatoren. ....	78
Abb. 4.5	Die Absenkung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene (auf hier 95 % des Nennwertes) wird auf der Generatorableitung durch die Spannungsregelung des Generators (MKA) kompensiert (die Blindleistungsabgabe erhöht sich). .....	80
Abb. 4.6	Durch Stufen der Maschinentransformatoren (BAT01 und BAT02) durch das Wartenpersonal kann die Belastung des Generators annähernd konstant gehalten werden. ....	81

Abb. 4.7	In NEPLAN hinterlegtes Leistungsdiagramm des Generators mit den Betriebspunkten zu den Anlagenzuständen in Abb. 4.3, Abb. 4.5 und Abb. 4.6. ....	82
Abb. 4.8	Die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene erreicht 88,2 %.....	83
Abb. 4.9	Befinden sich die Stufensteller der Maschinentransformatoren in der minimalen Stufe, so kann die Spannung auf der Generatorableitung nur noch durch vermehrte Abgabe des Generators von Blindleistung konstant gehalten werden. Dies gelingt bis etwa 82,8 % Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene.....	84
Abb. 4.10	a) Eine Absenkung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene auf 80 % führt zu einer Absenkung der Spannung auf der Generatorableitung auf ca. 97 %.....	85
Abb. 4.11	Bei einer netzseitigen Spannung von etwas unter 78 % kann die Spannung auf der Generatorableitung nicht über 95 % gehalten werden.....	86
Abb. 4.12	Zulässige Betriebsbereiche des Generators. Überschreitungen der Drehzahlgrenzen der Turbine (- 5 % und + 3 %) dürfen bezogen auf die Lebensdauer der Beschaufelung der N-Turbine zusammenaddiert maximal 2 Stunden betragen. ....	87
Abb. 4.13	Verhältnisse nach der Wirkleistungsreduktion und erfolgter Umschaltung der EB-Versorgung auf das Reservenetz (in Kurzzeitumschaltung, unmittelbar vor der Trennung des Generators vom Netz und Öffnen des Netzschalters). Einige Verbraucher sind abgeschaltet worden.....	88
Abb. 4.14	Spannungsverlauf auf der Generatorableitung bei einem kraftwerksnahen Wegfall von 1000 MVar Blindleistung kapazitiver Verbraucher (bei $t = 0,5$ s).....	89
Abb. 4.15	Frequenzverlauf am Generator bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	90
Abb. 4.16	Verlauf der Generatorspannung bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	90
Abb. 4.17	Verlauf des Generatorstroms bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	91
Abb. 4.18	(Momentan-)Leistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung des Generators bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s). (Von Elementen abgegebene Leistungen werden von NEPLAN negativ angegeben).....	91

Abb. 4.19	Vom Generator abgegebene Gesamtleistung bei einem transienten Spannungseinbruch (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	92
Abb. 4.20	Spannungsverhältnisse bei einer schnellen Spannungsabsenkung auf 82,5 % und erfolgter Generatorabschaltung (mit Turbinenschnellabschaltung TUSA).....	93
Abb. 4.21	Anlage im Nichtleistungsbetrieb, die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene ist auf unter 88 % gefallen, die Maschinentransformatoren sind maximal gestuft auf Tap = -10. ....	95
Abb. 4.22	Im Nichtleistungsbetrieb sinkt die Spannung auf der Generatableitung auf unter 83 %, wenn die Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene einen Wert von unter 73 % erreicht. ....	96
Abb. 4.23	Umschalteinrichtung der EB-Versorgung. ....	97
Abb. 4.24	Verlust der Eigenbedarfsversorgung, Störablauf-Diagramm. ....	98
Abb. 4.25	EB-Versorgung nach Kurzzeitumschaltung (Ausschnitt, a)). Der Reservenetz-Transformator (BCT01) regelt über seinen Stufensteller eine Spannung von 105 % auf den 10-kV-Hauptverteilungen (repräsentativ Scheibe 4, b))......	99
Abb. 4.26	Eine langsame und nicht zu große Erhöhung der Spannung auf der 400-kV-Sammelschiene kann auf der Generatableitung durch eine Veränderung der vom Generator abgegebenen Blindleistung problemlos kompensiert werden. ....	101
Abb. 4.27	Durch viermaliges Stufen der Maschinentransformatoren („BAT01 und BAT02, Tap=4“) kann die Belastung des Generators (Blindleistung) annähernd wieder in den Bereich vor der Spannungsabsenkung gebracht werden.....	102
Abb. 4.28	Bis zu einer Spannung von 115 % auf der 400-kV-Sammelschiene kann die Spannung auf der Generatableitung durch Stufen der Maschinentransformatoren und die Spannungsregelung des Generators konstant bei 100 % gehalten werden.....	103
Abb. 4.29	Bei ca. 120 % der Nennspannung auf der 400-kV-Sammelschiene erreicht die Spannung auf der Generatableitung die Obergrenze des zulässigen Bereichs (105 %)......	104
Abb. 4.30	Spannungsverlauf auf der Generatableitung bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	105
Abb. 4.31	Frequenzverlauf am Generator bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	106

Abb. 4.32	Verlauf der Generatorspannungen bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	106
Abb. 4.33	Verlauf der Generatorströme bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	107
Abb. 4.34	(Momentan-)Leistungen am Generator und gesamte vom Generator abgegebene Leistung bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s). ....	107
Abb. 4.35	Vom Generator abgegebene Leistung bei einer transienten Spannungssteigerung (Ereignisbeginn bei $t = 0,5$ s).....	108
Abb. 4.36	Bei einem langsamen Spannungsanstieg (hier auf 105 %) im Nichtleistungsbetrieb werden die Maschinentransformatoren automatisch gestuft, die Spannung auf der Generatorableitung bleibt weitgehend konstant. ....	109
Abb. 4.37	Die Spannung auf der Generatorableitung kann bis zu einem Wert von ca. 110 % im Netz durch das Stufen der Maschinentransformatoren konstant bei ca. 100 % gehalten werden.....	110
Abb. 4.38	Spannungsverlauf auf der Generatorableitung bei einem schlagartigen Spannungsanstieg im Netz auf über 110 %. ....	111
Abb. 4.39	Oberschwingungsanalyse für das verwendete Modellsystem (im Leistungsbetrieb). Als Quelle der Oberschwingungen diente eine zusätzliche Last im 400-kV-Verbundnetz. ....	114
Abb. 4.40	Auswirkungen der von außen angeregten Oberschwingungen auf die Verbraucher der 10-kV-Hauptverteilung (Scheibe 1, BBA) im Leistungsbetrieb. ....	115
Abb. 4.41	Oberschwingungsanalyse für das verwendete Modellsystem (im Nichtleistungsbetrieb). ....	116
Abb. 4.42	Frequenzverlauf im elektrischen Übertragungsnetz von ca. 16:34 Uhr bis ca. 16:39 Uhr am 08.08.2016. ....	117
Abb. 4.43	Häufigkeitsverteilung der Frequenzen am 07.08.2016 (00:00:00 Uhr bis 23:59:59 Uhr) /NET16/. ....	118
Abb. 4.44	Langzeitverlauf der Netzfrequenz (Juni 2011 bis März 2016) /NET16a/. ....	118
Abb. 4.45	Kurzfristiger Frequenzeinbruch am 26.04.2016 durch einen Kraftwerks-ausfall > 1 GW (Quelle: /NET16/). ....	120

Abb. 4.46	Ausgangssituation: Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz und die Anlage befindet sich im Volllastbetrieb.....	122
Abb. 4.47	Zustand der Eigenbedarfsversorgung einige Sekunden nach Absenkung der Netzfrequenz auf unter 47,4 Hz (Ausschnitt), wenn keine Umschaltung auf das Reservenetz erfolgte. Die Anlage befindet sich im Notstromfall, die 10-kV-Hauptverteilungen werden nicht mehr vom Netz versorgt. ....	124
Abb. 4.48	Scheibe 1 und Scheibe 2 der Notstromverteilung im Notstromfall. Sind die Diesel des Notstromnetzes 1 innerhalb 13 s erfolgreich hochgefahren, so werden die Notspeisediesel des Notstromnetzes 2 nicht gestartet. ....	125
Abb. 4.49	Ausgangssituation, Anlage im Nichtleistungsbetrieb. ....	126
Abb. 4.50	Nach der Trennung vom Netz, die 10-kV-Hauptverteilungen (nicht im Bild) unterhalb der Eigenbedarfstransformatoren (BBT01 und BBT02) werden nicht mehr versorgt. Die Anlage befindet sich im auslegungsgemäßen Notstromfall. ....	127
Abb. 4.51	Scheibe 1 und Scheibe 2 im Notstromfall (nach der Trennung vom Netz und keiner Umschaltung auf das Reservenetz). ....	128
Abb. 4.52	Zulässige Drehzahlabweichungen in verschiedenen Drehzahlbereichen für N-Teilturbine der Endfläche.....	130
Abb. 4.53	Situation im Eigenbedarf nach Lastabwurf auf Eigenbedarf. ....	130
Abb. 4.54	Situation nach Lastabwurf auf Eigenbedarf.....	132
Abb. 4.55	Netzseitige, einphasige Unterbrechung der Verbindungsleitung ins Verbundnetz. Die Leitung ist im Modell mit einer Länge von 11 km simuliert. ....	133
Abb. 4.56	Spannungen auf den drei Phasen des Generators bei einer einphasigen Unterbrechung des Anschlusses an das Netz.....	134
Abb. 4.57	Ströme auf den drei Phasen des Generators bei einer einphasigen Unterbrechung des Anschlusses an das Netz.....	135
Abb. 4.58	Momentanleistungen auf den drei Phasen des Generators (A, B, C) und Gesamtleistung bei einer einphasigen Unterbrechung der Leitung ins Verbundnetz. ....	135
Abb. 4.59	Kraftwerksnaher einphasiger Kurzschluss (Kurzschlussberechnung). ...	136
Abb. 4.60	Kurzschluss zwischen zwei Phasen (ohne Erdberührung).....	137
Abb. 4.61	Kurzschluss zwischen zwei Phasen mit Erdberührung.....	138

Abb. 4.62	Spannungsverläufe auf den einzelnen Phasen des Generators im ungestörten Leistungsbetrieb (oben). Im unteren Diagramm ist der zeitliche Verlauf der Amplituden dargestellt. ....	140
Abb. 4.63	Frequenzverlauf beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei $t = 1$ s) der Leitung ins Verbundnetz im zuvor ungestörten Leistungsbetrieb. ....	141
Abb. 4.64	Spannungsverläufe (Amplituden) auf den einzelnen Phasen beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei $t = 1$ s) der Leitung ins Verbundnetz im zuvor ungestörten Leistungsbetrieb. ....	142
Abb. 4.65	Stromverläufe (Amplituden) auf den einzelnen Phasen beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei $t = 1$ s) der Leitung ins Verbundnetz im zuvor ungestörten Leistungsbetrieb. ....	143
Abb. 4.66	Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung beim Öffnen einer einzelnen Phase (bei $t = 0,5$ s). Im unteren Bild ist ein kürzerer Zeitabschnitt (0,1 s vor und nach Ereigniseintritt) dargestellt. ....	144
Abb. 4.67	Frequenzverlauf bei 0,5-sekündigen Spannungsschwankungen (Abb. 4.68) ab $t = 0,5$ s. ....	145
Abb. 4.68	Ab $t = 1$ s werden die Spannungsspitzen im Netz auf die drei Phasen des Generators übertragen. ....	146
Abb. 4.69	Stromverläufe der einzelnen Phasen des Generators durch die Spannungsspitzen aus dem Verbundnetz. ....	146
Abb. 4.70	Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung des Generators von 0,1 s vor und bis 0,4 s nach der ersten Spannungsspitze aus dem Netz (bei $t = 1$ s). ....	147
Abb. 4.71	Frequenzverlauf bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen). ....	148
Abb. 4.72	Spannungsverläufe der einzelnen Phasen des Generators bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen). ....	148
Abb. 4.73	Stromverläufe der einzelnen Phasen des Generators bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen). ....	149
Abb. 4.74	Momentanleistungen auf den einzelnen Phasen und Gesamtleistung des Generators bei zwei gleichzeitig auftretenden Störungen im Netz (Asymmetrie einer Phase und Spannungsschwankungen). ....	149

Abb. A.1	Übersicht über das in dieser Betrachtung verwendete Modell des Eigenbedarfs eines Kernkraftwerks. An die einzelnen Schienen sind diverse Verbraucher angeschlossen (siehe nachfolgende Abbildungen). .....	172
Abb. A.2	10-kV-Hauptverteilung (Schiene 1, BBA) mit angeschlossenen Verbrauchern.....	173
Abb. A.3	10-kV-Hauptverteilung (Schiene 2, BBB) mit angeschlossenen Verbrauchern.....	173
Abb. A.4	10-kV-Hauptverteilung (Schiene 3, BBC) mit angeschlossenen Verbrauchern.....	174
Abb. A.5	10-kV-Hauptverteilung (Schiene 4, BBD) mit angeschlossenen Verbrauchern.....	174
Abb. A.6	660-V-Hauptverteilung (Schiene 1, BFA).....	175
Abb. A.7	660-V-Hauptverteilung (Schiene 2, BFB).....	175
Abb. A.8	660-V-Hauptverteilung (Schiene 3, BFC).....	176
Abb. A.9	660-V-Hauptverteilung (Schiene 4, BFD).....	176
Abb. A.10	10-kV-Notstromverteilung (Schiene 1, BDA). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar. ....	177
Abb. A.11	10-kV-Notstromverteilung (Schiene 2, BDB). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar. ....	177
Abb. A.12	10-kV-Notstromverteilung (Schiene 3, BDC). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar. ....	178
Abb. A.13	10-kV-Notstromverteilung (Schiene 4, BDD). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar. ....	178
Abb. A.14	660-V-Notstromverteilung (Schiene 1, BMA). ....	179
Abb. A.15	660-V-Notstromverteilung (Schiene 2, BMB). ....	179
Abb. A.16	660-V-Notstromverteilung (Schiene 3, BMC). ....	180
Abb. A.17	660-V-Notstromverteilung (Schiene 4, BMD). ....	180
Abb. A.18	380-V-Notstromverteilung (Scheibe 1, BME). ....	181
Abb. A.19	380-V-Notstromverteilung (Scheibe 2, BMF).....	181
Abb. A.20	380-V-Notstromverteilung (Scheibe 3, BMG).....	182

Abb. A.21	380-V-Notstromverteilung (Scheibe 4, BMH). .....	182
Abb. A.22	380-V-Notstromverteilung (Schiene 1, BNA). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar.....	183
Abb. A.23	380-V-Notstromverteilung (Schiene 2, BNB). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar.....	183
Abb. A.24	380-V-Notstromverteilung (Schiene 3, BNC). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar.....	184
Abb. A.25	380-V-Notstromverteilung (Schiene 4, BND). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar.....	184
Abb. A.26	Restliche Schienen mit angenommenen Gesamtlasten. ....	185
Abb. A.27	Zusätzliche Elemente am 400-kV-Netz (Last für Oberschwingungsanregung und Hilfsnetz (z.B. für dynamische Spannungsänderungen). ....	185

## Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Übersicht über weitere Ereignisse aufgrund von Störungen im Verbundnetz .....	44
Tab. 3.1	Vorliegende Arten von Netzstörungen in den untersuchten Ereignissen.....	55
Tab. 3.2	Arten von Netzstörungen zugewiesene Szenarien.....	63
Tab. 3.3	Szenarien mit zwei Arten von Netzstörungen.....	64
Tab. 3.4	Szenarien mit drei Arten von Netzstörungen.....	71
Tab. 4.1	Bewertung der Szenarien auf Basis des Modells in NEPLAN .....	151
Tab. A.1	Bei einer Kurzzeitumschaltung der EB-Versorgung abgeschaltete Komponenten. ....	186
Tab. A.2	Zuschaltung (und Schutz-Aus-Signale) von Verbrauchern in der EB-Versorgung nach einer Langzeit-Umschaltung. ....	187

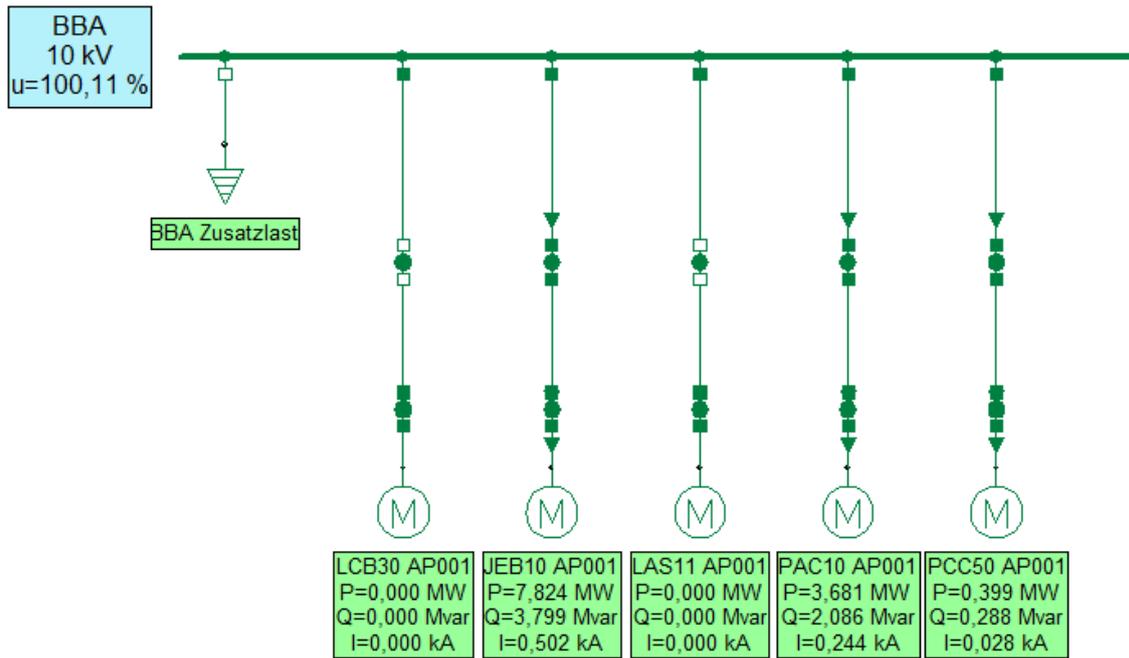


## **A Anhang**

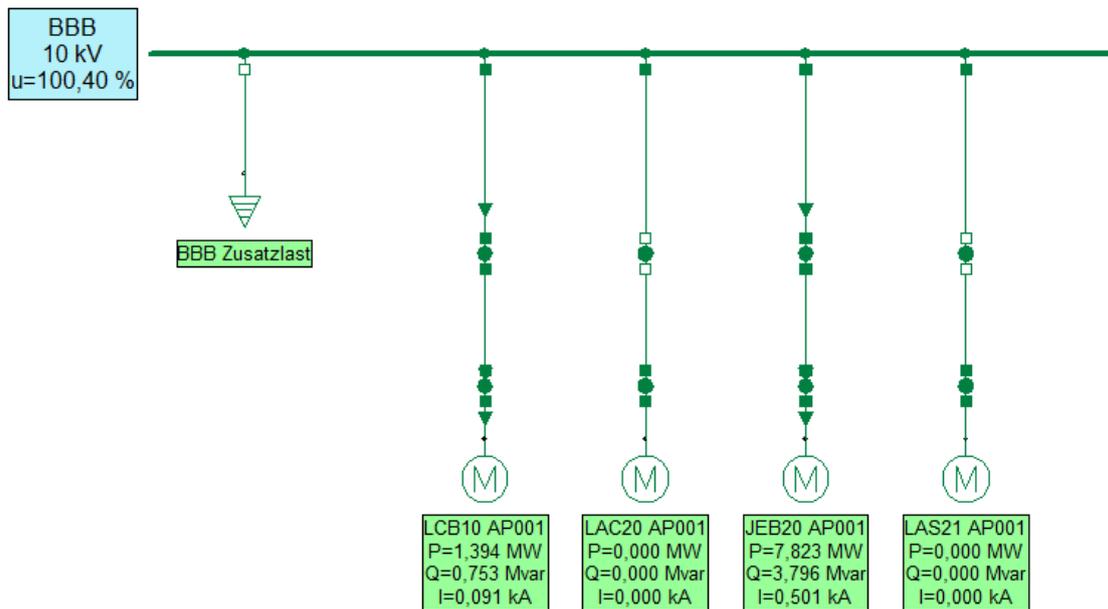
### **A.1 Übersicht über das verwendete Modell**

Die folgenden Abbildungen vermitteln einen Eindruck über das gesamte in dieser Betrachtung verwendete Modell (repräsentativ im normalen Leistungsbetrieb).

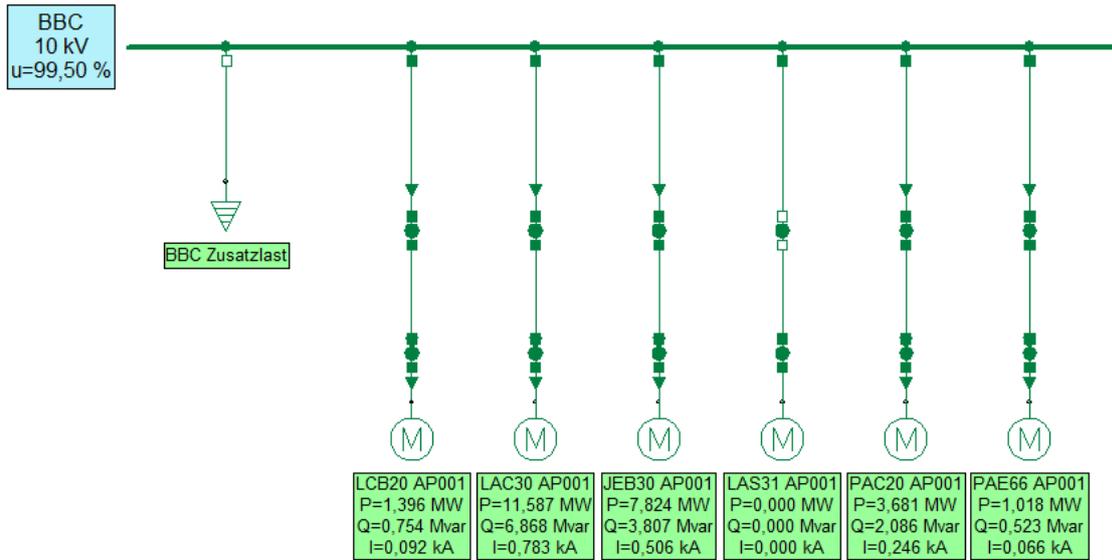




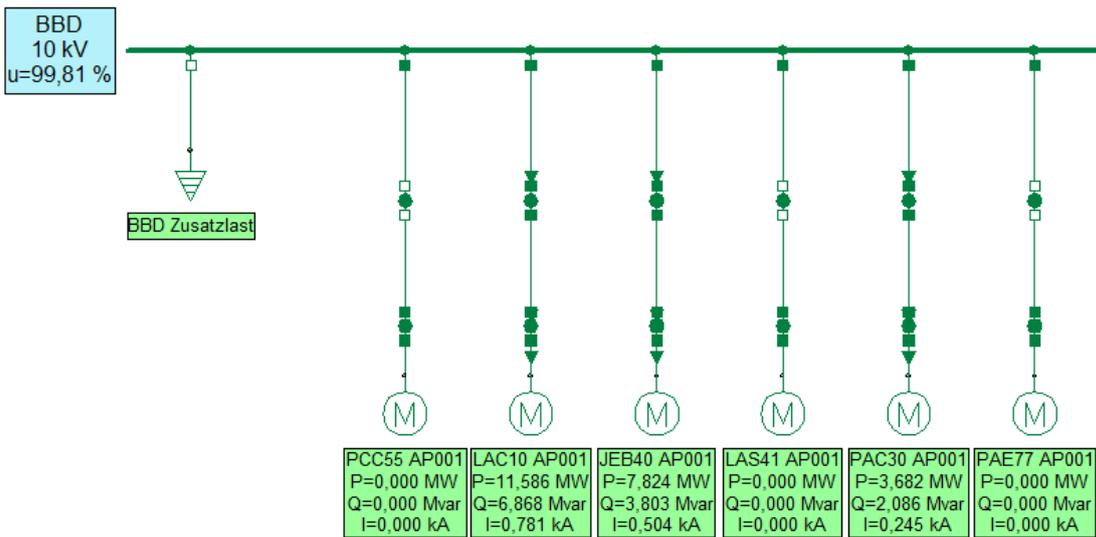
**Abb. A.2** 10-kV-Hauptverteilung (Schiene 1, BBA) mit angeschlossenen Verbrauchern



**Abb. A.3** 10-kV-Hauptverteilung (Schiene 2, BBB) mit angeschlossenen Verbrauchern



**Abb. A.4** 10-kV-Hauptverteilung (Schiene 3, BBC) mit angeschlossenen Verbrauchern



**Abb. A.5** 10-kV-Hauptverteilung (Schiene 4, BBD) mit angeschlossenen Verbrauchern

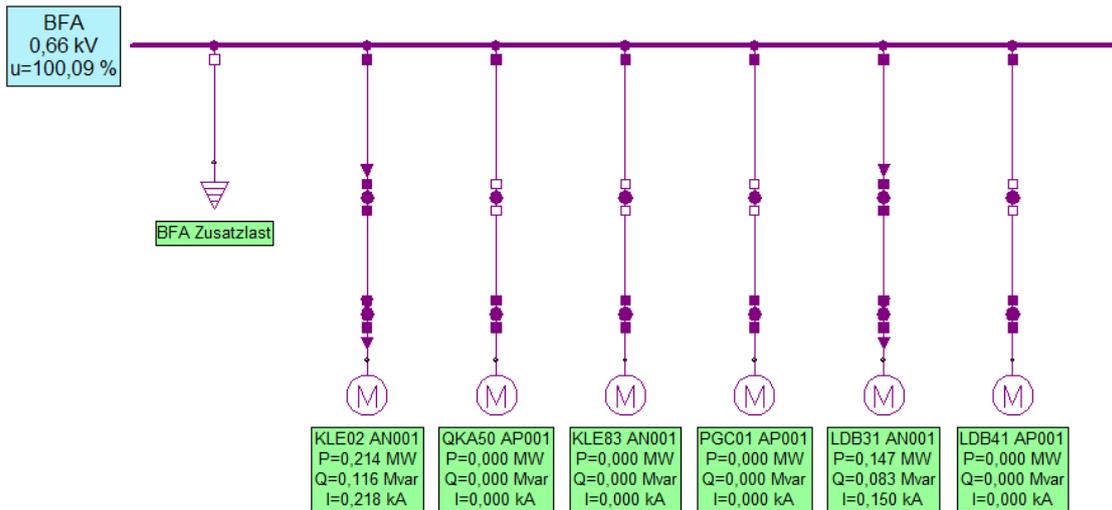


Abb. A.6 660-V-Hauptverteilung (Schiene 1, BFA)

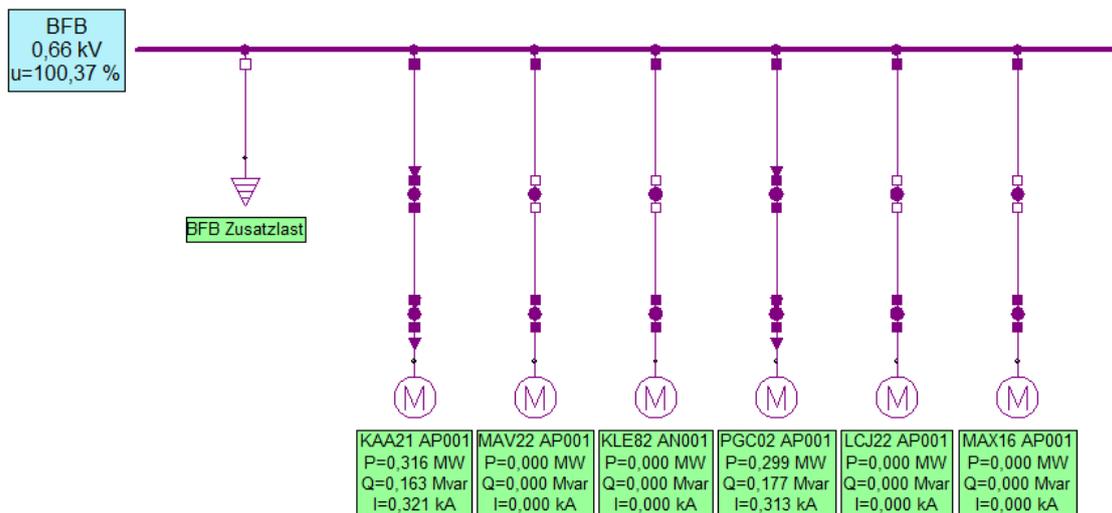


Abb. A.7 660-V-Hauptverteilung (Schiene 2, BFB)

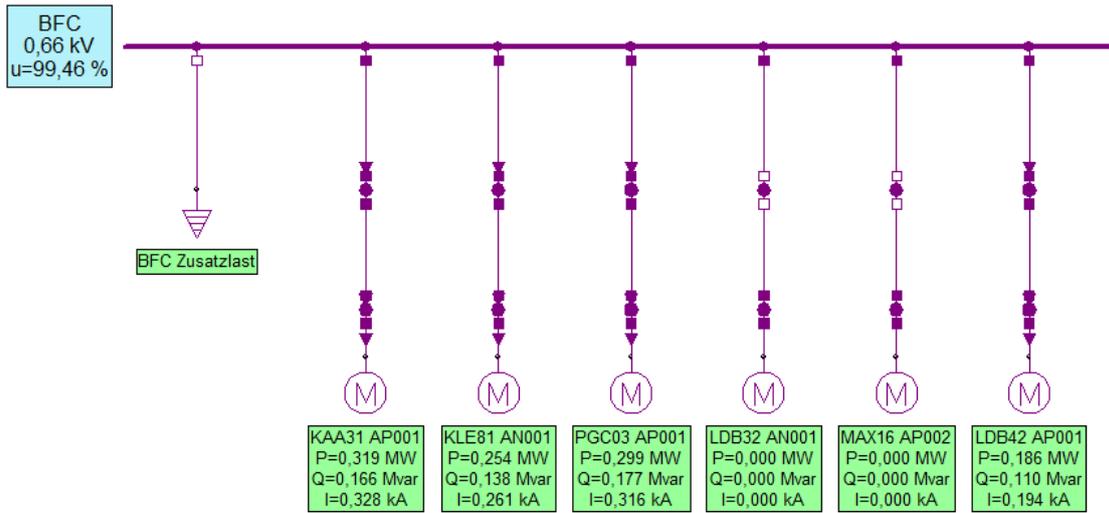


Abb. A.8 660-V-Hauptverteilung (Schiene 3, BFC)

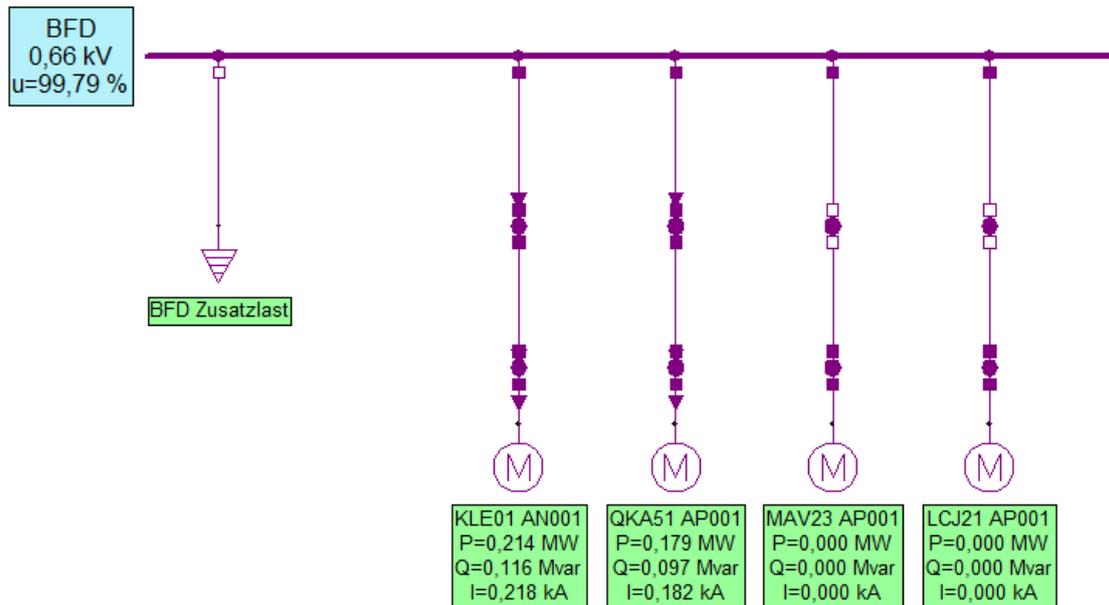
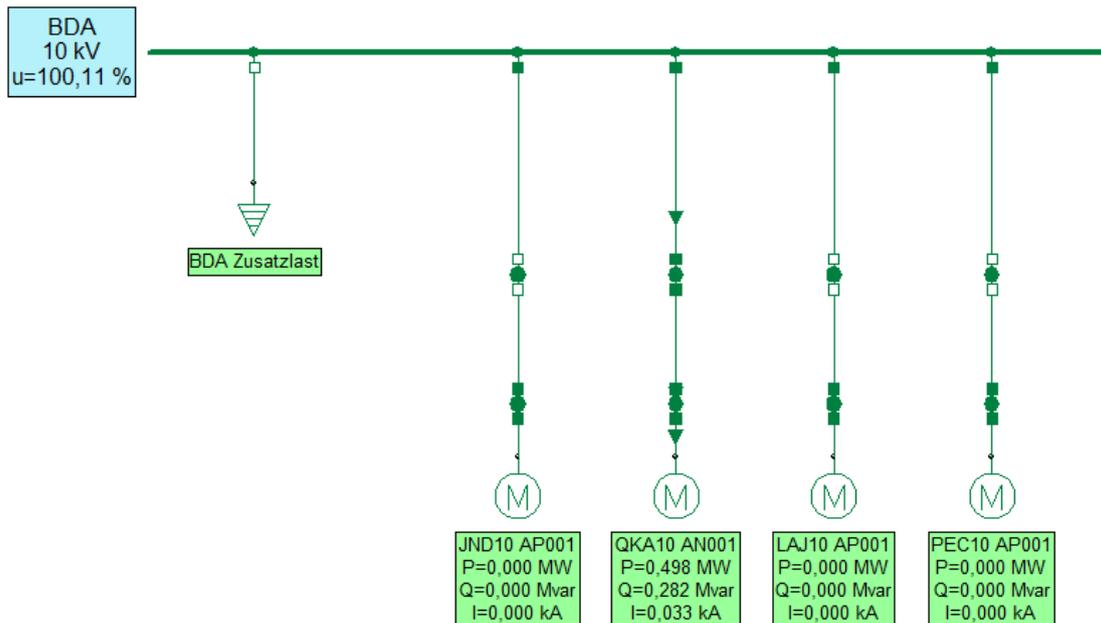
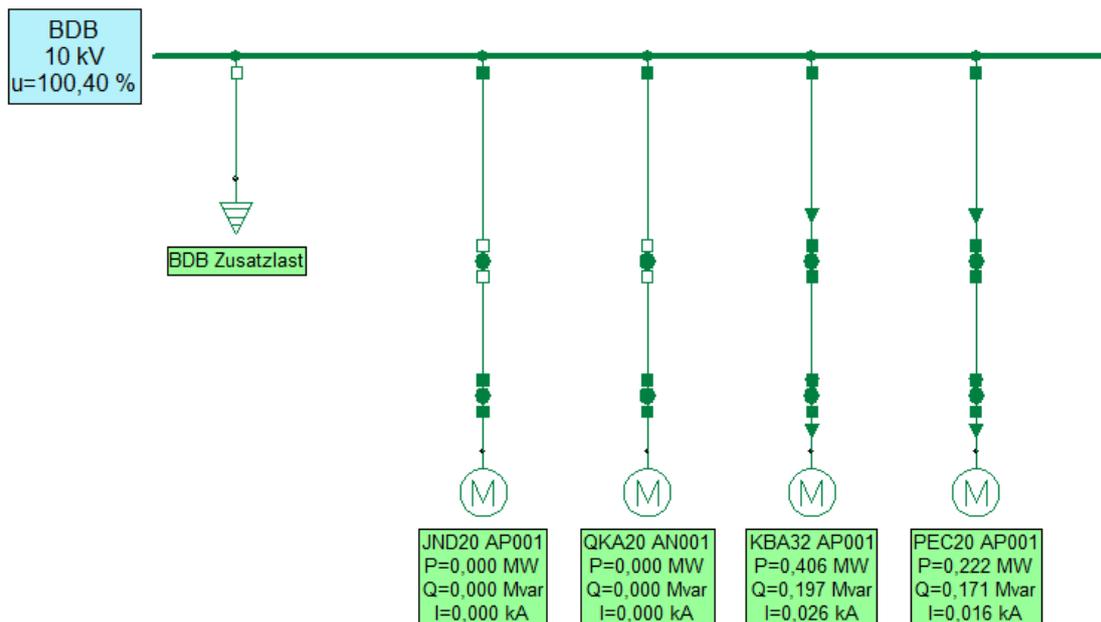


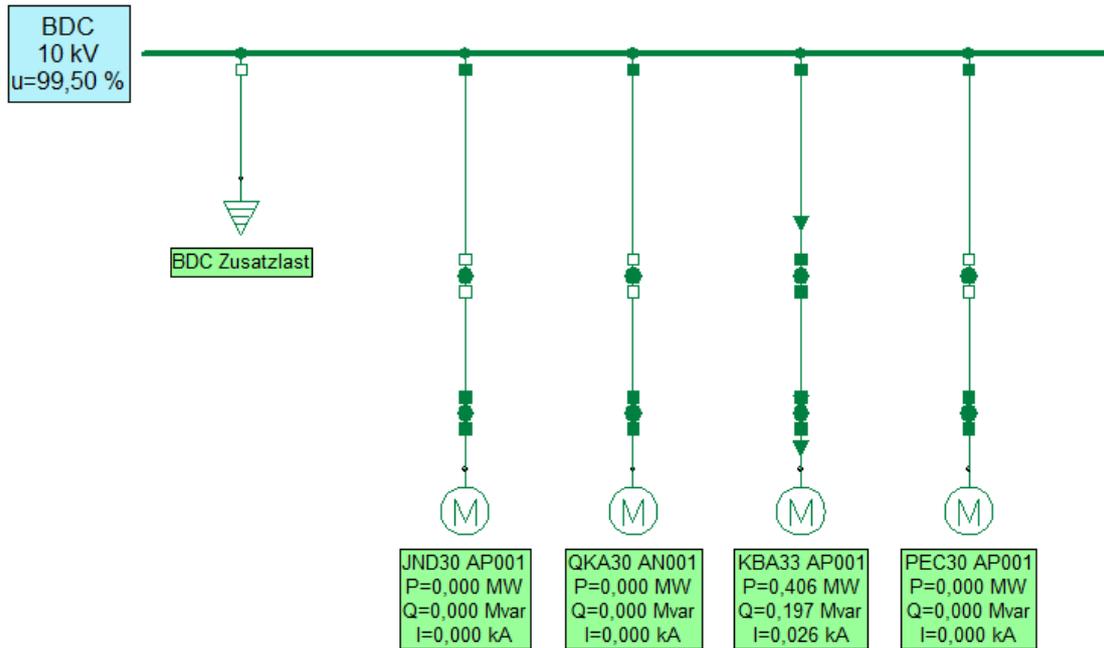
Abb. A.9 660-V-Hauptverteilung (Schiene 4, BFD)



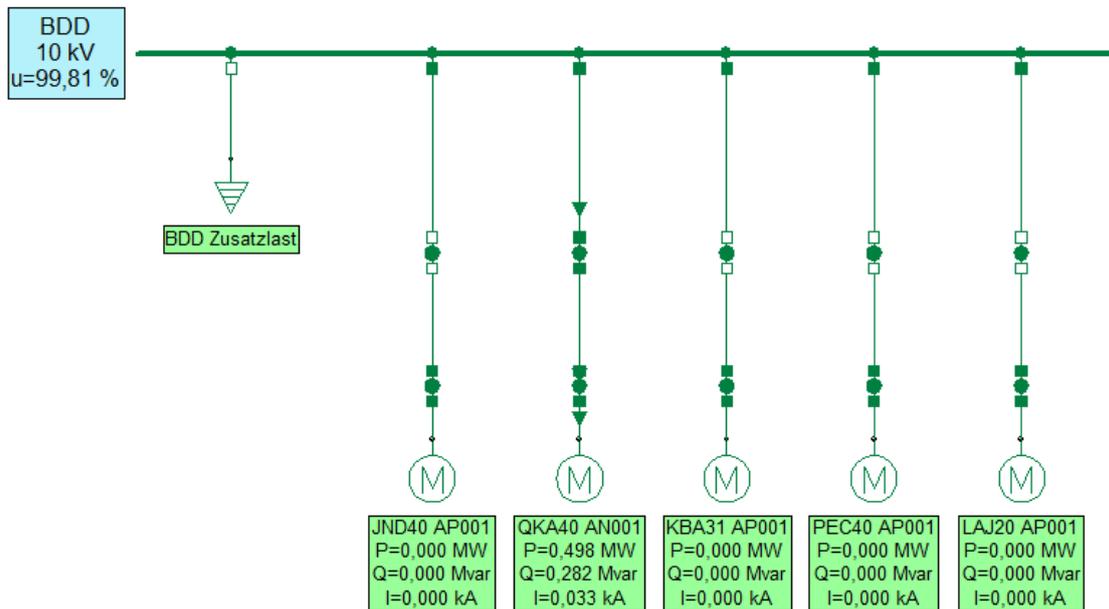
**Abb. A.10** 10-kV-Notstromverteilung (Schiene 1, BDA). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



**Abb. A.11** 10-kV-Notstromverteilung (Schiene 2, BDB). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



**Abb. A.12** 10-kV-Notstromverteilung (Schiene 3, BDC). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



**Abb. A.13** 10-kV-Notstromverteilung (Schiene 4, BDD). Der angeschlossene Notstromdiesel ist im Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar

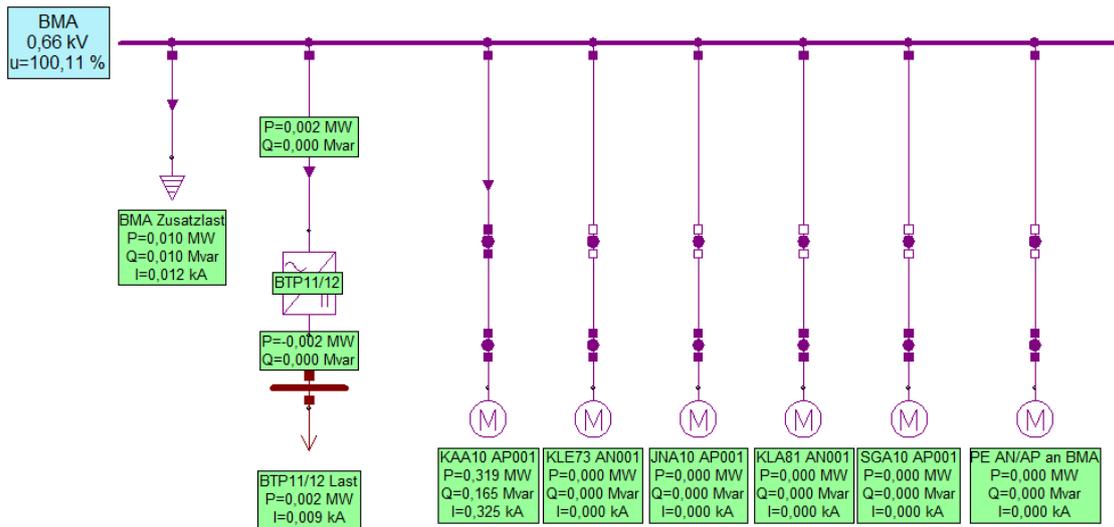


Abb. A.14 660-V-Notstromverteilung (Schiene 1, BMA)

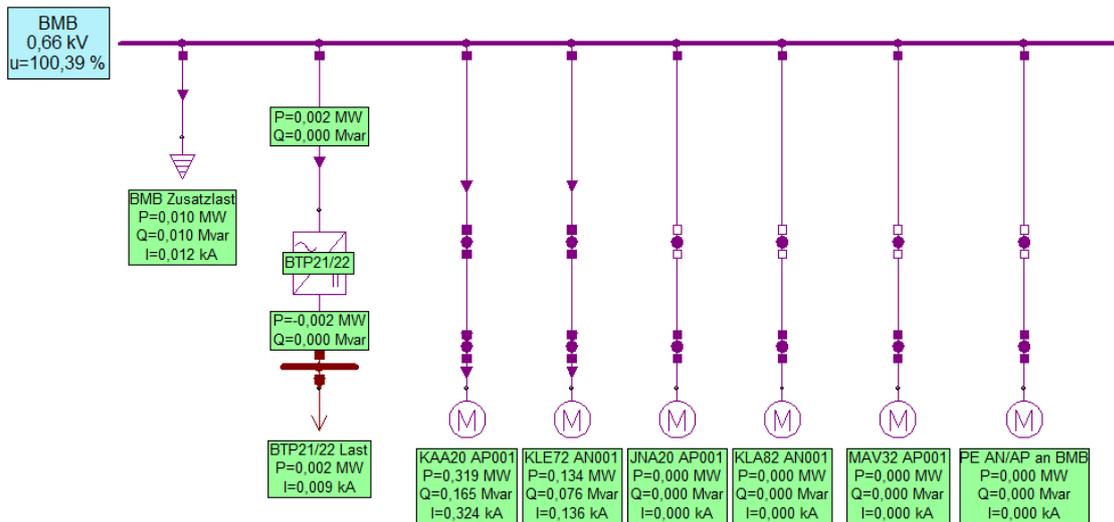


Abb. A.15 660-V-Notstromverteilung (Schiene 2, BMB)

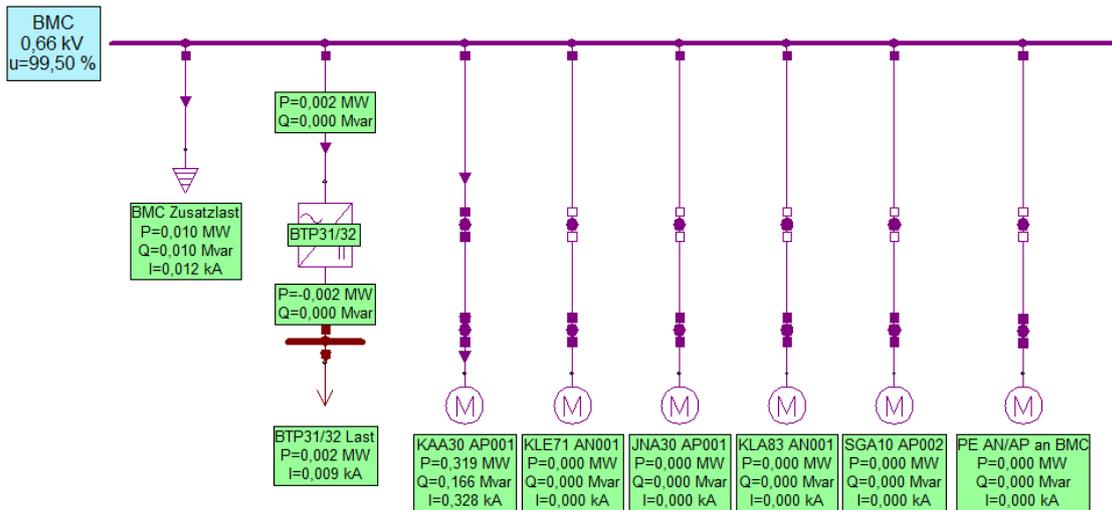


Abb. A.16 660-V-Notstromverteilung (Schiene 3, BMC)

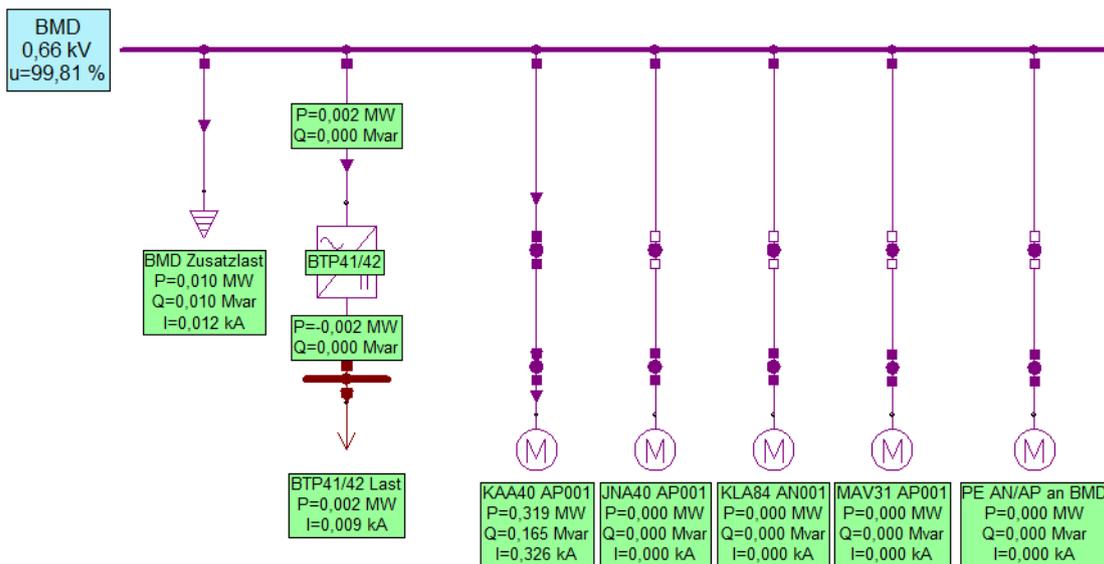


Abb. A.17 660-V-Notstromverteilung (Schiene 4, BMD)

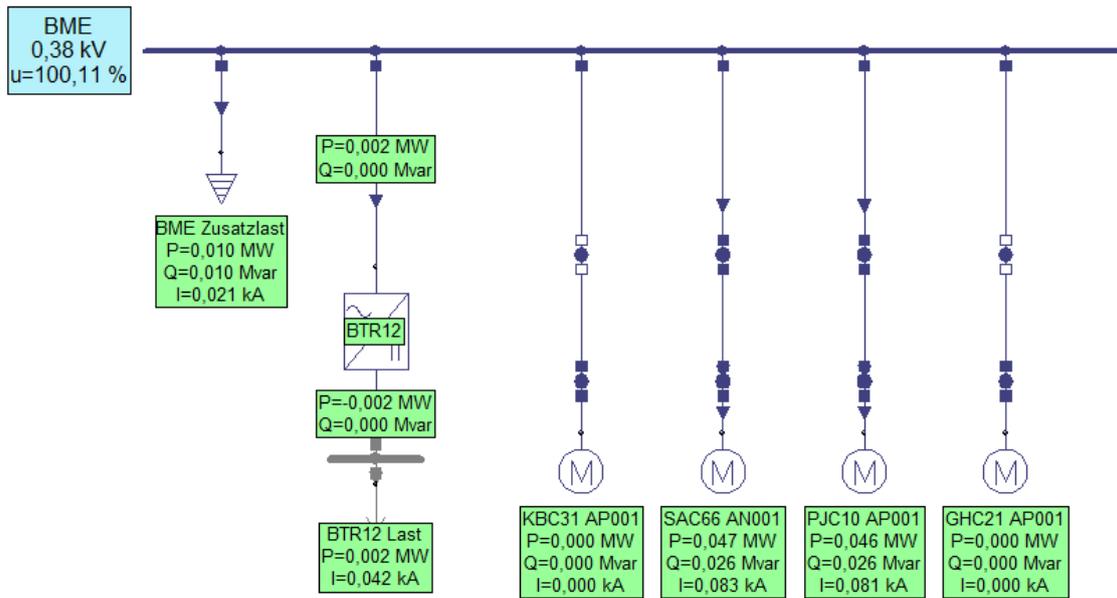


Abb. A.18 380-V-Notstromverteilung (Scheibe 1, BME)

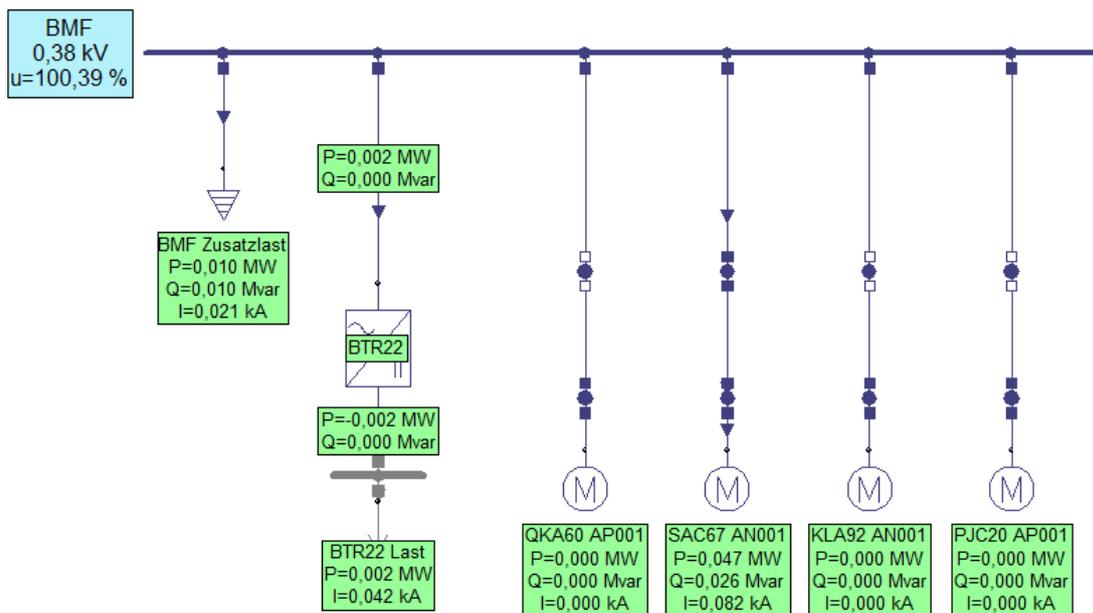


Abb. A.19 380-V-Notstromverteilung (Scheibe 2, BMF)

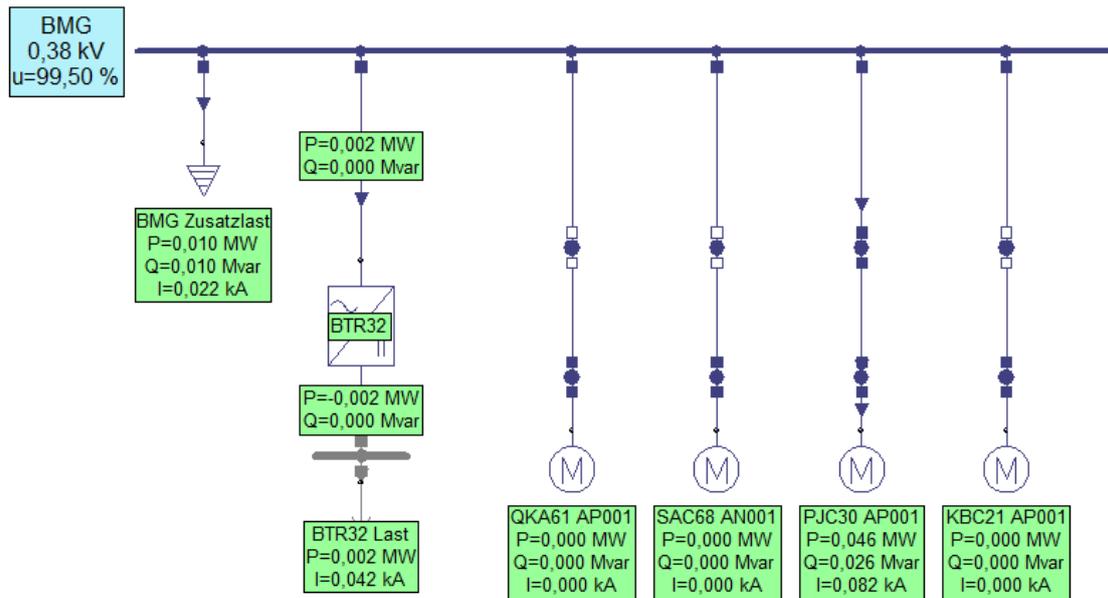


Abb.A.20 380-V-Notstromverteilung (Scheibe 3, BMG)

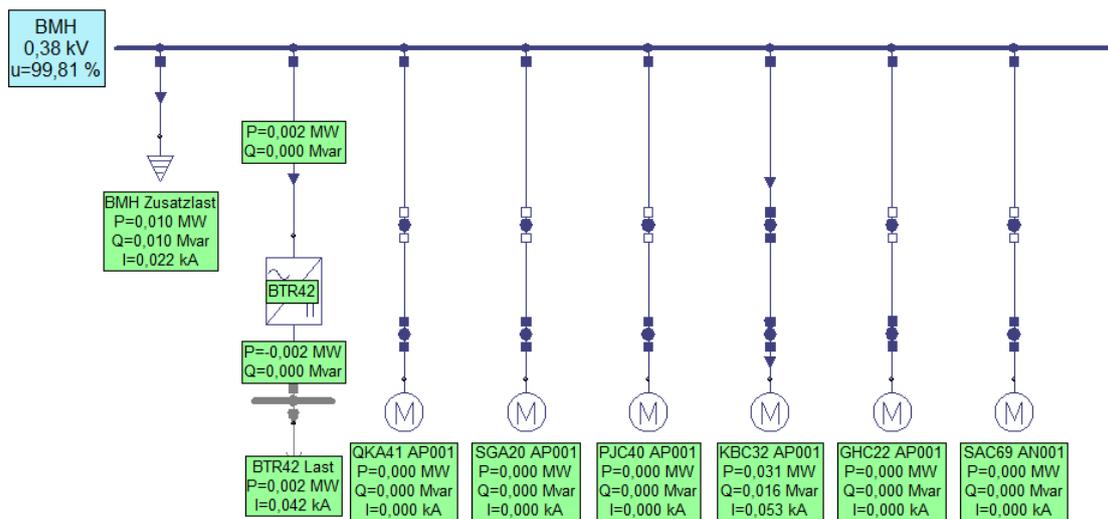
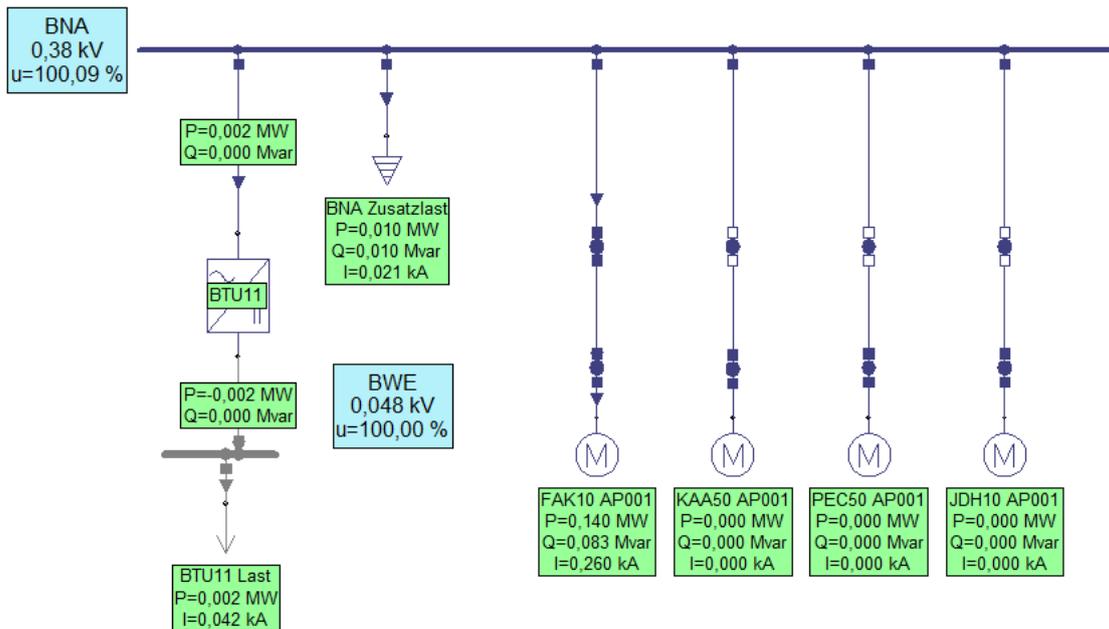
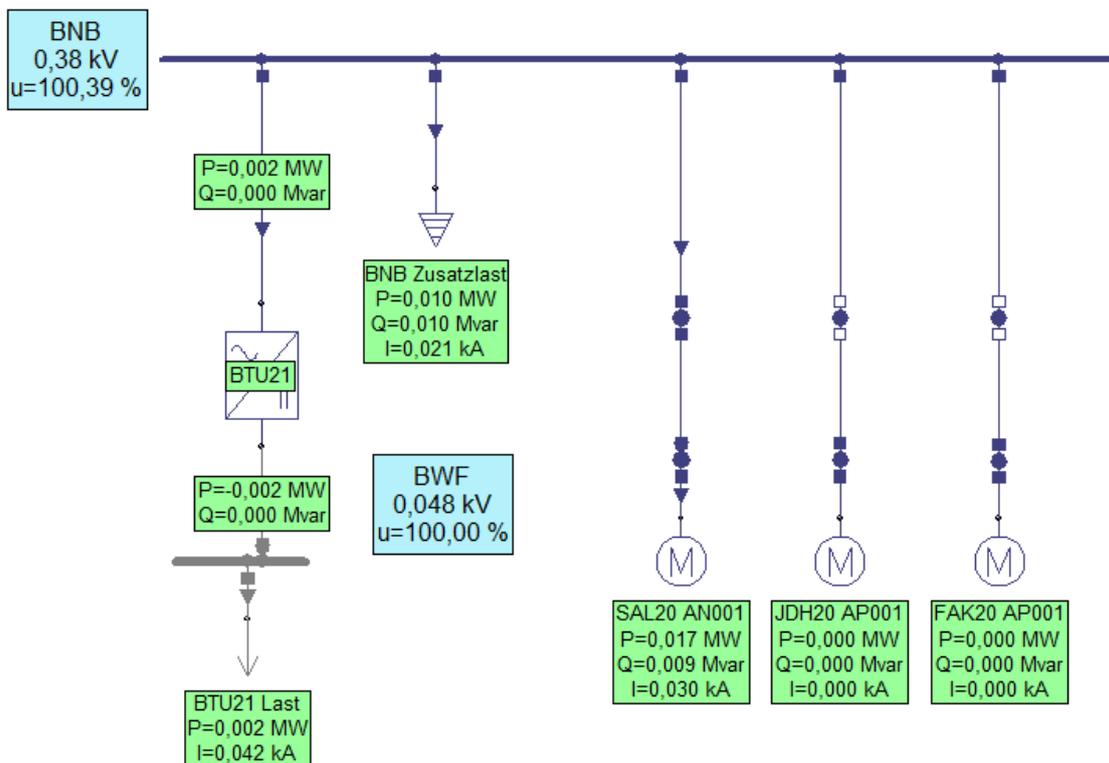


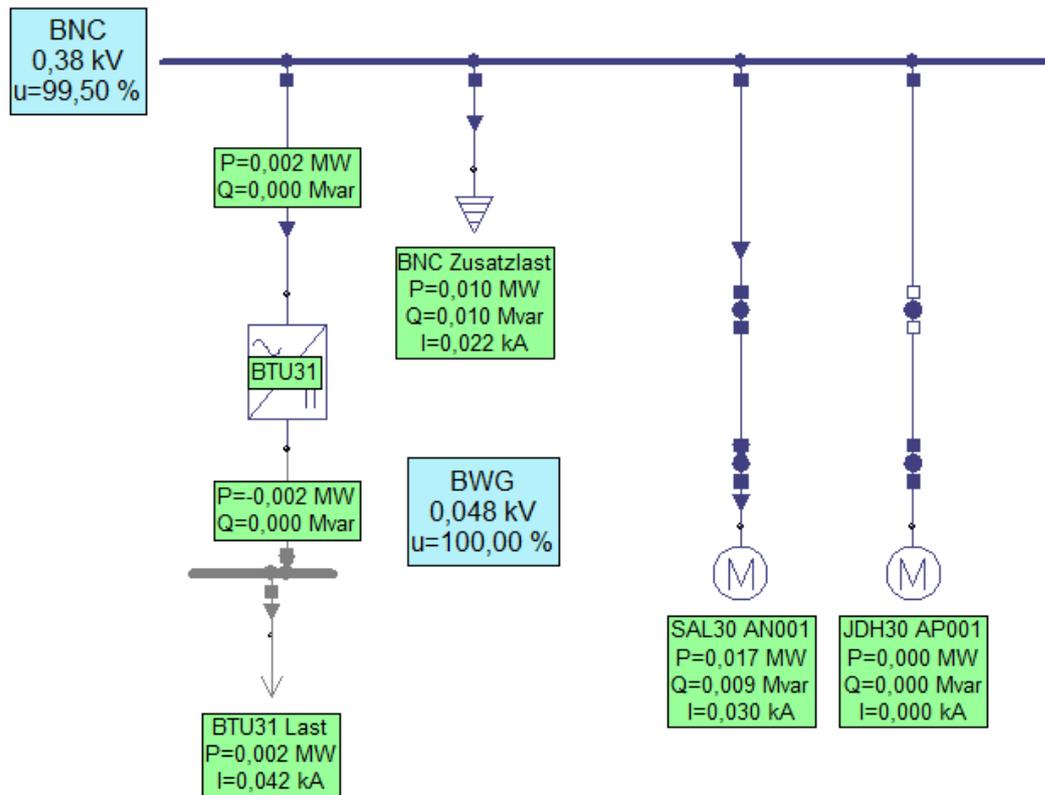
Abb. A.21 380-V-Notstromverteilung (Scheibe 4, BMH)



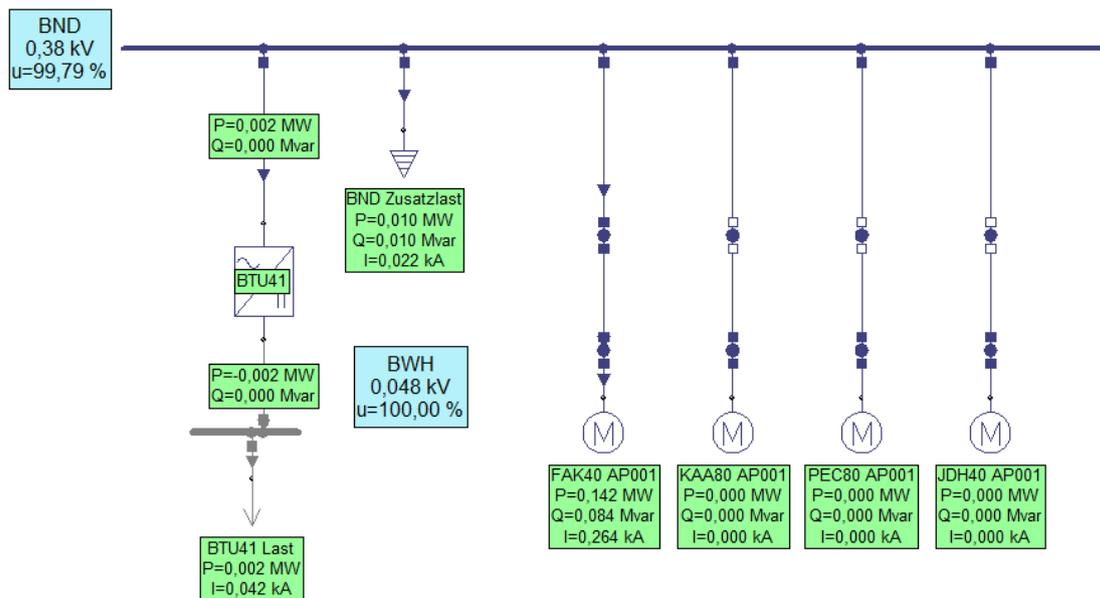
**Abb. A.22** 380-V-Notstromverteilung (Schiene 1, BNA). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



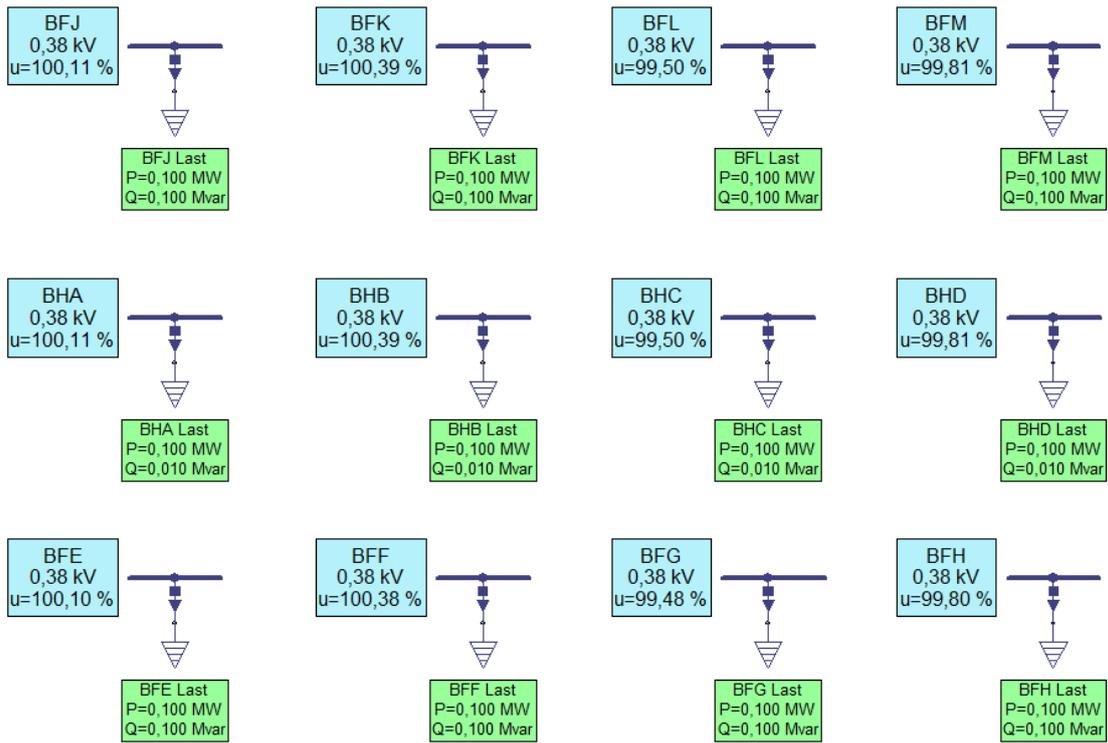
**Abb. A.23** 380-V-Notstromverteilung (Schiene 2, BNB). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



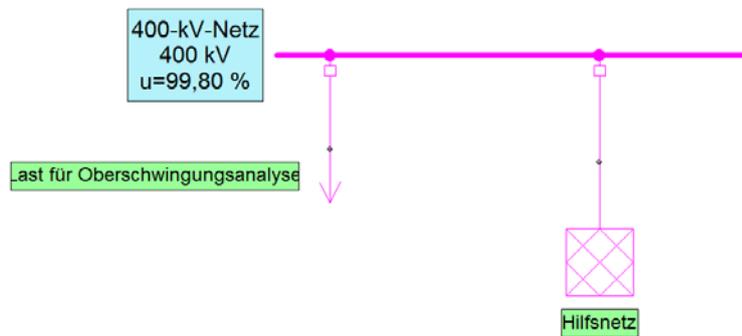
**Abb. A.24** 380-V-Notstromverteilung (Schiene 3, BNC). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



**Abb. A.25** 380-V-Notstromverteilung (Schiene 4, BND). Der angeschlossene Diesel ist auf dem Übersichtsbild (Abb. 7.1) erkennbar



**Abb. A.26** Restliche Schienen mit angenommenen Gesamtlasten



**Abb. A.27** Zusätzliche Elemente am 400-kV-Netz (Last für Oberschwingungsanregung und Hilfsnetz (z.B. für dynamische Spannungsänderungen))

**A.2 Kurzzeit-Umschaltung EB-Versorgung, Abschaltung von Verbrauchern**

**Tab. A.1** Bei einer Kurzzeitumschaltung der EB-Versorgung abgeschaltete Komponenten

Spannungsebene	Scheibe 1	Scheibe 2	Scheibe 3	Scheibe 4
<b>10 kV</b>	QKA10 AN001	QKA20 AN001	QKA30 AN001	QKA40 AN001
	LAS11 AP001	LAS21 AP001	LAS31 AP001	LAS41 AP001
	JEB10 AP001 wenn JEB20/30/40 in Betrieb und n > 1450 min-1			
			LAC30 AP001 wenn LAC20 in Betrieb und CF > 135 kg/s	LAC10 AP001
	QHA01BG001			QHA02BG001
<b>660 V</b>	QKA50 AP001			QKA51 AP001
	KLE02 AN001			KLE01 AN001
		FAK20 AP001		
	LDB31 AN001		LDB32 AN001	
	LDB41 AN001		LDB42 AN001	

**A.3 Langzeit-Umschaltung EB-Versorgung, Zuschaltung von Verbrauchern**

Bei einer Langzeitumschaltung werden alle Verbraucher der 10-kV-/600-V-/380-V-Schienen abgeschaltet. Die vor der Abschaltung in Betrieb befindlichen Komponenten werden anschließend zeitlich gestaffelt nach Tab. 6.2 wieder zugeschaltet.

**Tab. A.2** Zuschaltung (und Schutz-Aus-Signale) von Verbrauchern in der EB-Versorgung nach einer Langzeit-Umschaltung

<b>Zeitstufe</b>	<b>Scheibe 1</b>	<b>Scheibe 2</b>	<b>Scheibe 3</b>	<b>Scheibe 4</b>
<b>Schutz aus</b>	JEB10 AP001	JEB20 AP001	JEB30 AP001	JEB40 AP001
		LAC20 AP001	LAC30 AP001	LAC10 AP001
<b>2 s</b>	PAC10 AP001		PAC20 AP001	PAC30 AP001
	PGC01 AP001	PGC02 AP001	PGC03 AP001	
	PCC50 AP001			PCC55 AP001
		KAA21 AP001	KAA31 AP001	
		PEC20 AP001	PEC30 AP001	
		KBA32 AP001	KBA33 AP001	KBA31 AP001
		KAA20 AP001	KAA30 AP001	
	PCC71 AP001		PCC73 AP001	PCC72 AP001
	JNA10 AP001	JNA20 AP001	JNA30 AP001	JNA40 AP001
<b>11 s</b>	KLA81 AN001	KLA82 AN001	KLA83 AN001	KLA84 AN001
	LAJ10 AP001			LAJ20 AP001
	KAA10 AP001			KAA40 AP001
	PEC10 AP001			PEC40 AP001
	SGA01 AP001	SGA02 AP001	SGA01 AP002	SGA02 AP002
	KLE73 AN001	KLE72 AN001	KLE71 AN001	
		LCJ22 AP001		LCJ21 AP001
<b>20 s</b>	KLE83 AN001	KLE82 AN001	KLE81 AN001	
	JND10 AP001	JND20 AP001	JND30 AP001	JND40 AP001
		MAV22 AP001		MAV23 AP001
		MAV32 AP001	MAV31 AP001	

**Gesellschaft für Anlagen-  
und Reaktorsicherheit  
(GRS) gGmbH**

Schwertnergasse 1  
**50667 Köln**

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Boltzmannstraße 14

**85748 Garching b. München**

Telefon +49 89 32004-0

Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200

**10719 Berlin**

Telefon +49 30 88589-0

Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4

**38122 Braunschweig**

Telefon +49 531 8012-0

Telefax +49 531 8012-200

[www.grs.de](http://www.grs.de)