



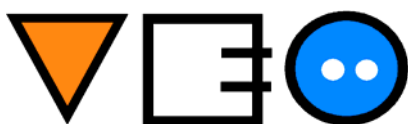
# **VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik**

## **- Anleitung -**

**Systematische Erfassung von Störungen und  
Versorgungsunterbrechungen in elektrischen Energieversorgungs-  
netzen und deren statistische Auswertung**

1. Ausgabe Juni 2005

Diese Anleitung darf für den eigenen Bedarf vervielfältigt werden.



© **Verband der Elektrizitätsunternehmen - VEÖ**

Brahmsplatz 3, 1040 Wien

Tel. +43 1 501 98 0, Fax +43 1 505 12 18

info@veoe.at, [www.veoe.at](http://www.veoe.at)

1. Ausgabe Juni 2005

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Motivation .....</b>	<b>10</b>
1.1	Aufgabenstellung.....	10
1.2	Handhabung .....	11
1.3	Hinweise für Rückfragen .....	13
<b>2</b>	<b>Systematik der Erfassung von Störungen .....</b>	<b>14</b>
2.1	Allgemeines .....	14
2.2	Umfang der Statistik .....	15
2.2.1	Spannungsbereich .....	15
2.2.2	Abgrenzung des Netzes .....	15
2.2.3	Pachtanlagen.....	15
2.2.4	Kundenstationen bzw. -anlagen .....	16
2.3	Störungsbeschreibung .....	16
2.3.1	Fehler, Störung und Versorgungsunterbrechung.....	16
2.3.2	Zählung der Störungen.....	18
2.4	Netzbeschreibung .....	20
2.5	Meldung von Störungen und Netzdaten.....	21
2.5.1	Überblick über die Erfassungsschemata.....	21
2.5.2	Weiterleitung der Meldungen an VEÖ und ECG .....	22
<b>3</b>	<b>Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A).....</b>	<b>23</b>
3.1	Erfassung der quantitativen Netzdaten .....	23
3.2	Merkmale für die Organisationsinformationen .....	26
3.2.1	Allgemeines .....	26
3.2.2	Netzbetreibernummer (Datenfeld XN).....	26
3.2.3	Netznummer (Datenfeld N) .....	26
3.2.4	Störungsnummer (Datenfeld O) .....	26
3.3	Merkmale für die Beschreibung des Netzes .....	26
3.3.1	Allgemeines .....	26

3.3.2	Spannungsgruppe (Datenfeld XU) .....	27
3.3.3	Netzart (Datenfeld XL).....	28
3.4	Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts.....	28
3.4.1	Allgemeines .....	28
3.4.2	Störungsanlass (Datenfeld A) .....	29
3.4.3	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz (Datenfeld HR).....	32
3.4.4	Naturkatastrophe (Datenfeld NK) .....	33
3.4.5	Sonstige ECG-Anmerkung (Datenfeld AN) .....	33
3.5	Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte.....	33
3.6	Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen.....	37
3.6.1	Allgemeines .....	37
3.6.2	Beginn der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVA) .....	38
3.6.3	Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVE).....	38
3.6.4	Anzahl unterbrochener Netzkunden (Datenfeld RT) .....	38
3.6.5	Gesamte unterbrochene KundenMinuten (Datenfeld RO3).....	39
3.6.6	Unterbrochene Leistung (Datenfeld RN1 bzw. RN2) .....	39
3.6.7	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Datenfeld RO1 bzw. RO2) .....	40
3.6.8	Anzahl unterbrochener Stationen (Datenfeld RN4).....	42
3.6.9	Gesamte unterbrochene StationsMinuten (Datenfeld RO4) .....	42
3.6.10	MS-MS-Transformator (Datenfeld MST) .....	42
<b>4</b>	<b>Erfassungsschema für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B) ...</b>	<b>43</b>
4.1	Erfassung der quantitativen Netzdaten .....	43
4.1.1	Allgemeine Angaben .....	43
4.1.2	Freileitungen und Kabel .....	45
4.1.3	Ortsnetzstationen/Kundenstationen .....	46
4.1.4	Umspannwerke/Schaltstationen.....	47
4.1.5	Schaltgeräte .....	48
4.1.6	Transformatoren .....	49

4.2	Merkmale für die Organisationsinformationen .....	50
4.2.1	Allgemeines .....	50
4.2.2	Netzbetreibernummer (Datenfeld XN).....	51
4.2.3	Netznummer (Datenfeld N) .....	51
4.2.4	Störungsnummer (Datenfeld O) .....	51
4.3	Merkmale für die Beschreibung des Netzes .....	51
4.3.1	Allgemeines .....	51
4.3.2	Spannungsgruppe (Datenfeld XU) .....	52
4.3.3	Netzart (Datenfeld XL).....	52
4.3.4	Sternpunktbehandlung (Datenfeld XS) .....	52
4.3.5	Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse (Datenfeld XE) .....	53
4.4	Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts.....	54
4.4.1	Allgemeines .....	54
4.4.2	Zeitpunkt des Störungsbeginns (Datenfeld TA) .....	54
4.4.3	Störungsanlass (Datenfeld A) .....	55
4.4.4	Störungsauswirkung (Datenfeld B).....	60
4.4.5	Fehlerart (Datenfeld C).....	63
4.4.6	Versorgungsunterbrechung (Datenfeld RE).....	66
4.4.7	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz (Datenfeld HR).....	67
4.4.8	Naturkatastrophe (Datenfeld NK) .....	67
4.4.9	Sonstige ECG-Anmerkung (Datenfeld AN) .....	68
4.5	Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs.....	68
4.5.1	Allgemeines .....	68
4.5.2	Fehlerort (Datenfeld E) .....	69
4.5.3	Ausfallart (Datenfeld RAB) .....	76
4.5.4	Aus-Dauer (Datenfeld ED) .....	80
4.5.5	Schäden (Datenfeld EI) .....	82

4.6	Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen.....	82
4.6.1	Allgemeines.....	82
4.6.2	Beginn der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVA) .....	83
4.6.3	Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVE).....	84
4.6.4	Anzahl unterbrochener Netzkunden (Datenfeld RT).....	84
4.6.5	Gesamte unterbrochene KundenMinuten (Datenfeld RO3).....	84
4.6.6	Unterbrochene Leistung (Datenfeld RN1 bzw. RN2) .....	85
4.6.7	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Datenfeld RO1 bzw. RO2) .....	86
4.6.8	Anzahl unterbrochener Stationen (Datenfeld RN4).....	87
4.6.9	Gesamte unterbrochene StationsMinuten (Datenfeld RO4) .....	87
4.6.10	MS-MS-Transformator (Datenfeld MST) .....	88
<b>5</b>	<b>Begriffserklärungen .....</b>	<b>89</b>
<b>6</b>	<b>Beispielsammlung.....</b>	<b>117</b>
6.1	Ermittlung der unterbrochenen Leistung und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie bei Versorgungsunterbrechungen.....	120
6.1.1	Beispiel: Versorgungsunterbrechung mit kontinuierlicher Herstellung der Wiederversorgung .....	121
6.1.2	Beispiel: Versorgungsunterbrechung mit kontinuierlicher Herstellung der Wiederversorgung und zwischenzeitlicher Vollversorgung .....	123
6.2	Beispiele mit 1. Fehlerort im Höchst- oder Hochspannungsnetz .....	126
6.2.1	Beispiel "Common Mode Fehler" (Zwischensystemfehler) .....	126
6.2.2	Beispiel: Kurzschluss im Höchstspannungsnetz.....	129
6.2.3	Beispiel "Kurzschluss im Höchstspannungsnetz mit Schutzüberfunktion" .....	131
6.2.4	Beispiel "Verzögerte Handausschaltung im 110-kV-Netz und Auswirkung auf unterlagertes 10-kV-Netz" .....	133
6.2.5	Beispiel "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall im 110-kV-Netz und Auswirkung auf unterlagertes Eigennetz" .....	136
6.2.6	Beispiel: Erdkurzschluss nach Baggararbeiten im 110-kV-Netz mit Folgefehler 'Überlast' und Auswirkung auf 110/20-kV-Kundentrafo und unterlagertes 10-kV-Netz .....	140
6.2.7	Beispiel: Erdkurzschluss im 110-kV-Netz mit Versorgungsunterbrechung.....	145

6.2.8	Beispiel: Zweipoliger Kurzschluss im 110-kV-Netz mit Rückwirkung auf 20- und 10-kV-Netz .....	150
6.3	Beispiele mit 1. Fehlerort im Mittelspannungsnetz.....	155
6.3.1	Beispiel: Kurzschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung und Schutzversagen.....	155
6.3.2	Beispiel: Doppelerdschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung .....	157
6.3.3	Beispiel: Erfolgreiche AWE im Mittelspannungsnetz.....	164
6.3.4	Beispiel: Kurzschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung des Eigenbedarfs .....	166
6.3.5	Beispiel: Erfolgreiche AWE infolge Fehlbedienung mit Versorgungsunterbrechung im 10-kV-Netz .....	168
6.3.6	Beispiel: Geplante Versorgungsunterbrechung in der Mittelspannung.....	170
6.3.7	Beispiel: Doppelerdschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung und zwischenzeitlicher Vollversorgung .....	172
6.3.8	Beispiel: Erdschlusssuche im MS-Netz mit Versorgungsunterbrechungen .....	175
6.3.9	Beispiel: Rückwirkungsstörung durch Erdschluss im Kundennetz .....	178
6.3.10	Beispiel: Störung mit Störungsauswirkung "Erfolgreiche AWE" .....	181
6.3.11	Beispiel: Störung mit Ausfallart "Erfolgreiche AWE" .....	183
<b>7</b>	<b>Datenübergabe an VEÖ und ECG.....</b>	<b>185</b>
7.1	Allgemeines .....	185
7.2	Datentypen .....	186
7.3	Versionskennzeichnung .....	187
7.4	Meldung der Netzdaten .....	187
7.5	Meldung der Störungsdaten .....	194
<b>8</b>	<b>Statistische Auswertung .....</b>	<b>198</b>
8.1	Allgemeines .....	198
8.2	Auswertungen der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik .....	198
8.2.1	Interne Auswertungen der Netzbetreiber .....	198
8.2.2	Österreichweite Auswertung des VEÖ .....	198
8.2.3	Sonderauswertungen .....	199

8.3	Grundlagen zur Erstellung der Verfügbarkeitsstatistik .....	201
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>202</b>
<b>10</b>	<b>Änderungsprotokoll .....</b>	<b>205</b>



## Bildverzeichnis

Abbildung 3-1	Abgrenzung der Fehlerorte	36
Abbildung 4-1	Abgrenzung der Fehlerorte	70
Abbildung 4-2	Fehlerort Feld	71
Abbildung 5-1	Zur Begriffsdefinition von Stationen und Stationstypen	109
Abbildung 5-2	Zur Begriffsdefinition von Stationen und Schaltanlagen a) Umspannstation – Umspannwerk b) Schaltstation c) Umspannstation – Ortsnetzstation	110

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Undifferenzierte Informationen je Netzbetreiber	23
Tabelle 3-2:	Netzdatenblatt	24
Tabelle 3-3:	Merkmale für die Organisationsinformationen	26
Tabelle 3-4:	Merkmale für die Beschreibung des Netzes	27
Tabelle 3-5:	Kennziffernverzeichnis Spannungsgruppe XU	27
Tabelle 3-6:	Kennziffernverzeichnis Netzart XL	28
Tabelle 3-7:	Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts	28
Tabelle 3-8:	Kennziffernverzeichnis Störungsanlass A	30
Tabelle 3-9:	Kennziffernverzeichnis Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz HR	32
Tabelle 3-10:	Kennziffernverzeichnis Fehlerort E	34
Tabelle 3-11:	Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen	37
Tabelle 3-12:	Kennziffernverzeichnis MS-MS-Transformator MST	42
Tabelle 4-1:	Undifferenzierte Informationen je Netzbetreiber	43
Tabelle 4-2:	Netzdatenblatt – Allgemeine Angaben	44
Tabelle 4-3:	Netzdatenblatt – Freileitungen und Kabel	45
Tabelle 4-4:	Netzdatenblatt – Ortsnetzstationen/Kundenstationen	47
Tabelle 4-5:	Netzdatenblatt – Umspannwerke/Schaltstationen	48
Tabelle 4-6:	Netzdatenblatt – Schaltgeräte	48
Tabelle 4-7:	Netzdatenblatt – Transformatoren	49
Tabelle 4-8:	Merkmale für die Organisationsinformationen	50
Tabelle 4-9:	Merkmale für die Beschreibung des Netzes	51
Tabelle 4-10:	Kennziffernverzeichnis Spannungsgruppe XU	52
Tabelle 4-11:	Kennziffernverzeichnis Netzart XL	52
Tabelle 4-12:	Kennziffernverzeichnis Sternpunktbehandlung XS	53
Tabelle 4-13:	Kennziffernverzeichnis Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse	53
Tabelle 4-14:	Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts	54
Tabelle 4-15:	Kennziffernverzeichnis Störungsanlass A	56

Tabelle 4-16:	Kennziffernverzeichnis Störungsauswirkung B	61
Tabelle 4-17:	Kennziffernverzeichnis Fehlerart C	64
Tabelle 4-18:	Kennziffernverzeichnis Versorgungsunterbrechung RE	66
Tabelle 4-19:	Kennziffernverzeichnis Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz HR	67
Tabelle 4-20:	Merkmale für die Beschreibung des Störungsverlaufs	68
Tabelle 4-21:	Kennziffernverzeichnis Fehlerort E	72
Tabelle 4-22:	Kennziffernverzeichnis Ausfallart RAB	77
Tabelle 4-23:	Kennziffernverzeichnis Schäden EI	82
Tabelle 4-24:	Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen	83
Tabelle 4-25:	Kennziffernverzeichnis MS-MS-Transformator MST	88
Tabelle 7-1:	Versionskennzeichnungen	187
Tabelle 8-1:	Verfügbarkeitskenngößen nach DISQUAL	201

# 1 Einleitung und Motivation

## 1.1 Aufgabenstellung

Die Erfahrungen in liberalisierten Strommärkten zeigen, dass neben dem Preis vor Allem die Qualität der elektrischen Energieversorgung für Kunden, insbesondere für Industriekunden, an Bedeutung gewinnt. Während für die Energielieferung die Erzeuger und Stromhändler verantwortlich sind, liegt die Versorgungsqualität nach wie vor in den Händen der Netzbetreiber. Kennzahlen zur Versorgungsqualität liegen jedoch national und auch international nur vereinzelt und im Allgemeinen in nicht vergleichbarer Form vor. Die Anforderung, auch im geänderten wirtschaftlichen Umfeld die gewohnte Versorgungsqualität zu erhalten, verlangt allerdings, dass die Entwicklung der Versorgungsqualität durch geeignete Kennzahlen dokumentiert werden kann.

In Österreich erhebt die Energie-Control GmbH (ECG) gemäß der Statistikverordnung [1] Kennzahlen, die der Beschreibung der Verfügbarkeit der Versorgung von Endkunden mit elektrischer Energie dienen. Darüber hinaus führte VEÖ eine Störungsstatistik, in der vor Allem Informationen zur Beschreibung und Charakterisierung von Störsereignissen in den elektrischen Energieversorgungsnetzen erfasst wurden. Diese Statistik orientierte sich stark an der VDEW- bzw. VDN-Störungsstatistik in Deutschland [2][3]. Vor dem aktuellen Hintergrund wurde das Erfassungsschema dieser Statistik durch VDN umfassend überarbeitet und als VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik mit dem Berichtsjahr 2004 eingeführt. In Absprache mit VDN wurde diese Statistik an die österreichischen Rahmenbedingungen angepasst und schafft somit nun als VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik die erforderlichen Grundlagen für die Ermittlung von Kenngrößen zur Einordnung und Vergleichbarkeit der Versorgungszuverlässigkeit und zur Beschreibung des Störungsgeschehens in Österreich. In den relevanten Bereichen ist diese Statistik vollständig kompatibel zum Erfassungsschema der ECG [4].

Mit dem neuen Erfassungsschema werden Störungen und Versorgungsunterbrechungen aus Kundensicht erfasst, unabhängig davon, in welcher Spannungsebene ein Fehler auftritt. Damit wird die Basis für belastbare Aussagen zur Versorgungsqualität, insbesondere zur unternehmensinternen und VEÖ-weiten Versorgungszuverlässigkeit, geschaffen. Die Datenerhebung ermöglicht weiterhin die Auswertung gemäß den Festlegungen in der internationalen UNIPED-Expertengruppe DISQUAL [5]. Somit sind vergleichbare Aussagen zur internationalen Versorgungszuverlässigkeit möglich, z. B. anhand der Kenngrößen mittlere Unterbrechungshäufigkeit  $H_U$  (Einheit: 1/a), mittlere Unterbrechungsdauer  $T_U$  (Einheit: min) und mittlere Unterbrechungswahrscheinlichkeit bzw. Nichtverfügbarkeit der Versorgung  $Q_U$  (Einheit: 1 bzw. min/a).

Darüber hinaus ermöglicht das neue Erfassungsschema die Beschreibung und Analyse des Störungsgeschehens in elektrischen Energieversorgungsnetzen sowie die Ermittlung von Betriebsmittelkenndaten für Zuverlässigkeitsberechnungen in Netzen mit Nennspannungen über 1 kV.

Das neue Erfassungsschema folgt dem Ansatz, ein für alle Beteiligten günstiges Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen zu erzielen, d. h. einerseits der breit gefächerten Netzbetreiber-Struktur in Österreich gerecht zu werden und andererseits eine aussagekräftige VEÖ-(Österreich)-weite Störungsstatistik zu erhalten. Zudem wird eine breite Akzeptanz der Statistik gefördert, z. B. durch die Möglichkeit, nur die Verfügbarkeitskennzahlen über ein vereinfachtes Erfassungsschema zu ermitteln.

Das vereinfachte Erfassungsschema A dient zum Aufbau der Verfügbarkeitsstatistik in Netzen mit einer Nennspannung bis 36 kV. Das Erfassungsschema B dient zum Aufbau der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik mit detaillierten Angaben zum Störungsverlauf in Netzen mit einer Nennspannung über 1 kV. Das Erfassungsschema beschreibt die jeweils für die Weitergabe an den VEÖ notwendigen Daten.

Der VEÖ wird – auf Basis dieser Statistik – jährlich mittlere Kenngrößen zur VEÖ-(Österreich)-weiten Versorgungszuverlässigkeit in Mittel- und Niederspannungsnetzen veröffentlichen. Hierdurch kann das Niveau transparent über die Jahre verfolgt werden. Die so ermittelten Kenngrößen sind VEÖ-(Österreich)-weite Mittelwerte. Im Einzelfall treten daher wegen spezifischer Randbedingungen und Abhängigkeiten erhebliche Abweichungen auf.

## 1.2 Handhabung

Die jeweils aktuelle Version dieser Anleitung ist im Internet auf der Homepage des VEÖ (<http://www.veoe.at>) als pdf-Datei verfügbar und enthält neben dem Datum des aktuellen Standes auch ein Änderungsprotokoll (siehe Kapitel 10) mit den nach der ersten Veröffentlichung durchgeführten Änderungen oder Erweiterungen.

Damit ist sichergestellt, dass insbesondere Anregungen der Teilnehmer an der Statistik schnell eingearbeitet werden können, ohne dass die Übersicht verloren geht.

Die Anleitung ist wie folgt gegliedert:

Kapitel 1 Einleitung und Motivation

Kapitel 2 Systematik der Erfassung von Störungen

Damit eine einheitliche Erfassung der Störungen erfolgt, ist es notwendig, sich mit der Systematik der Erfassung der Störungen und der dabei auftretenden Versorgungsunterbrechungen auseinander zusetzen.

Kapitel 3 Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A)

An dieser Stelle erfolgt eine detaillierte Erläuterung der einzelnen Merkmale und Kennziffern für die Verschlüsselung von Störungen und der zugehörigen Netzdatenblätter entsprechend dem Erfassungsschema A.

Kapitel 4 Erfassungsschema für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B)

An dieser Stelle erfolgt eine detaillierte Erläuterung der einzelnen Merkmale und Kennziffern für die Verschlüsselung von Störungen und der zugehörigen Netzdatenblätter entsprechend dem Erfassungsschema B.

Kapitel 5 Begriffserklärungen

In diesem Kapitel werden die in dieser Anleitung verwendeten Begriffe definiert.

Kapitel 6 Beispielsammlung

Hier sind einige typische Störungen und deren Verschlüsselung angegeben. Insbesondere wird deutlich gemacht, wie ein und derselbe Vorgang entsprechend Erfassungsschema A und B zu verschlüsseln ist.

Kapitel 7 Datenübergabe an VEÖ und ECG

An dieser Stelle wird das Dateiformat für die Übergabe der Störungs- und Netzdaten an den VEÖ beschrieben.

Kapitel 8 Statistische Auswertung

In diesem Kapitel werden kurz die Grundlagen der statistischen Auswertung der Störungsmeldungen erläutert und ein Überblick über die von VEÖ durchgeführten Auswertungen gegeben.

## Kapitel 9 Schrifttum

Dieses Kapitel enthält Verweise auf weiterführende Literatur bzw. in dieser Anleitung verwendete Quellen.

## Kapitel 10 Änderungsprotokoll

In diesem Kapitel werden die Änderungen in jeder neuen Version dieser Anleitung fortlaufend dokumentiert.

### 1.3 Hinweise für Rückfragen

Bei Rückfragen steht die Hauptgeschäftsstelle des VEÖ in Wien unter der nachfolgenden Adresse zur Verfügung:

Verband der Elektrizitätsunternehmen – VEÖ

Frau Ursula Tauschek

Brahmsplatz 3

1040 Wien

Telefon +43 1 501 98 0

Fax +43 1 505 12 18

E-Mail: [u.tauschek@veoe.at](mailto:u.tauschek@veoe.at).

Änderungs- und Verbesserungsvorschläge für diese Anleitung werden an die gleiche Adresse erbeten. Alle Mitteilungen von Seiten der Netzbetreiber zur VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik werden in der weiteren Überarbeitung der Anleitung berücksichtigt.

## 2 Systematik der Erfassung von Störungen

### 2.1 Allgemeines

Für jedes nach Abschnitt 2.2.2 beschriebene Netz werden alle Störungen und die dabei auftretenden Versorgungsunterbrechungen mit Kennziffern verschlüsselt, um eine einheitliche Beschreibung und Auswertung zu ermöglichen.

Das Erfassungsschema (Kapitel 3 und 4) bildet die Grundlage der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und legt die Kennziffern fest, mit denen die Merkmale der Netze, der Störungen und der zugehörigen Versorgungsunterbrechungen in den Meldungen zu verschlüsseln sind.

Über das hier festgelegte Erfassungsschema hinaus kann der einzelne Netzbetreiber dabei intern selbstverständlich einen erheblich größeren Umfang von Daten erfassen, der jedoch nicht an den VEÖ oder an ECG weitergegeben wird.

Mit dem Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (**Erfassungsschema A**) wird **ausschließlich die Erfassung der Störungen mit Versorgungsunterbrechung** durchgeführt. Dadurch wird eine Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit von Endkunden ermöglicht.

Eine weitergehende Erfassung des Störungsgeschehens ist durch das Erfassungsschema für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (**Erfassungsschema B**) beschrieben.

Für Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze (Netze mit Nennspannungen über 1 kV) ermöglicht eine Erfassung entsprechend Erfassungsschema B:

1. Die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit (Verfügbarkeitsstatistik) für das Mittelspannungsnetz wie bei Erfassung nach Erfassungsschema A.
2. Die Beschreibung und Analyse des gesamten Störungsgeschehens in Netzen mit Nennspannungen über 1 kV (Störungstatistik) als Grundlage für das Aufzeigen von Schwachstellen in den Netzen mit dem Ziel, Zahl und Umfang der Störungen durch gezielte Maßnahmen zu reduzieren.
3. Die Ermittlung von Betriebsmittelkenndaten für Zuverlässigkeitsberechnungen in diesen Netzen.

Dem einzelnen Netzbetreiber ist es überlassen, sich für Erfassungsschema A oder B zu entscheiden. In jedem Erfassungszeitraum (Kalenderjahr) müssen durch den Netzbetreiber aber alle Störungen entweder entsprechend Erfassungsschema A oder B an VEÖ gemeldet werden.



In der VEÖ-Gesamtauswertung bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit werden alle Daten zu Störungen mit Versorgungsunterbrechung, unabhängig davon, ob sie nach Erfassungsschema A oder B erfasst wurden, gleichberechtigt ausgewertet und zu VEÖ-(Österreich-)weiten Kennziffern zusammengefasst.

## **2.2 Umfang der Statistik**

### **2.2.1 Spannungsbereich**

Die Statistik erfasst alle Störungen in Netzen der öffentlichen elektrischen Energieversorgung. Die verschiedenen Nennspannungen der hier beschriebenen Statistik sind in Spannungsgruppen zusammengefasst (siehe Abschnitt 3.3.2/4.3.2). Maßgebend für die Einordnung ist die Nennspannung des Netzes. Transformatoren zählen nur zum Netz ihrer Oberspannungsseite.

### **2.2.2 Abgrenzung des Netzes**

Die Erfassung beginnt in den Kraftwerken an den überspannungsseitigen Klemmen der Blocktransformatoren oder an den Hauptsammelschienen der Generatoren und endet mit den Transformatoren von Mittel- auf Niederspannung.

Störungen in den Generatoren und Blocktransformatoren samt deren Schalt- und Schutzeinrichtungen sowie im Eigenbedarf und in gemeinsamen Schutzeinrichtungen für Blocktransformatoren und Generatoren werden demnach in dieser Statistik nur erfasst, wenn sie mit einer Rückwirkung auf Netze der an der Statistik teilnehmenden Netzbetreiber verbunden sind.

Dies gilt ebenso für Störungen in Anlagen der Netzkunden.

Die Abgrenzung gegenüber benachbarten Netzbetreibern und Anlagen bzw. Netzen von Netzkunden wird nicht durch die Eigentums-, sondern durch die Betriebsverhältnisse bestimmt. Das Unternehmen, das für den Betrieb der Betriebsmittel verantwortlich ist, meldet die aufgetretenen Störungen.

### **2.2.3 Pachtanlagen**

Störungen auf Pachtleitungen und in Pachtanlagen sind von dem Betreiber zu erfassen, der auch die Betriebsmittel dieser Anlagen in das entsprechende Netzdatenblatt aufnimmt (siehe Abschnitt 3.1/4.1).

## 2.2.4 Kundenstationen bzw. -anlagen

Die Grenze zwischen Netzbetreiber- und Kundenanlage ist normalerweise die Eigentums-  
grenze. Werden Kundenanlagen durch Übereinkunft vom Netzbetreiber mitbetreut, so können  
diese wie Netzbetreiber-Anlagen behandelt werden, wobei dann aber auch die Betriebsmittel im  
Netzdatenblatt zu erfassen sowie die Störungen mitzumelden sind.

Bewirken Betriebsvorgänge in Kundenanlagen Störungen im Netz des Netzbetreibers, so  
werden diese als Störungen mit Störungsanlass "Rückwirkung aus fremdem Netz" aufgeführt.

Für die vollständige Erfassung des Ausmaßes von Versorgungsunterbrechungen in Mittel-  
spannungsnetzen müssen auch die Transformatoren in Kundenstationen in den Netzdaten-  
blättern und bei den Daten zu Versorgungsunterbrechungen angegeben werden.

## 2.3 Störungsbeschreibung

### 2.3.1 Fehler, Störung und Versorgungsunterbrechung

Ausgangspunkt für die systematische Erfassung von Störungen ist ein Netz im "normalen  
Betriebszustand". Dieser ist gekennzeichnet durch

- eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Netzkunden,
- einen intakten Isolationszustand sowie
- einen von der Betriebsführung gewollten Schaltzustand.

**Eine *ungewollte* Änderung dieses "normalen Betriebszustandes" wird als Fehler bezeichnet, der zu einer Störung führt.**

Ein Fehler leitet also immer eine Störung ein. Die Störung beinhaltet den Gesamtablauf vom  
Eintritt des Fehlers mit allen Auswirkungen im Netz bis zur Störungsbeseitigung.

**Ferner liegt ebenfalls eine in dieser Statistik zu erfassende Störung vor, wenn durch eine  
von der Betriebsführung *gewollte* Schalthandlung eine geplante Ausschaltung mit Ver-  
sorgungsunterbrechung hervorgerufen wird.** Durch entsprechende Kennziffern ist gewähr-  
leistet, dass Auswertungen separat für geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen  
ausgewiesen werden können.

Dabei werden in erster Linie nur Ereignisse betrachtet, die im aktiven, der Übertragung  
dienenden Netz liegen. Andere Fehler werden nur dann erfasst, wenn sie zu einer ungewollten  
Änderung des normalen Betriebszustandes des betrachteten Netzes führen.

Ein Schaden an einem Betriebsmittel, der während des Betriebes festgestellt wird und zu einer **sofortigen** Ausschaltung des Betriebsmittels zwingt, bewirkt eine ungewollte Änderung des Schaltzustandes und gilt somit ebenfalls als Störung.

Kann die Ausschaltung eines schadhafte Betriebsmittels jedoch zu einem **willkürlichen** Zeitpunkt und **ohne Unterbrechung** der Energieversorgung vorgenommen werden, so liegt ein Schaden ohne Störung vor. Zu Schäden ohne Störungen gehören auch die bei Revisions- oder Kontrollarbeiten entdeckten Schäden an wichtigen Teilen von Betriebsmitteln. Schäden ohne Störung sind in dieser Statistik **nicht** zu erfassen.

**Eine Störung mit Versorgungsunterbrechung im Sinne dieser Statistik liegt vor, wenn die Versorgung eines oder mehrerer Netzkunden länger als 1 Sekunde unterbrochen wird, unabhängig davon, wie viele Leiter betroffen sind.**

Die Versorgungsunterbrechung eines Netzkunden, der für diese Unterbrechung selbst verantwortlich ist (z. B. geplante Ausschaltung zu Wartungsarbeiten auf Wunsch des Netzkunden oder Schutzauslösung durch einen Fehler im Kundennetz) wird nicht berücksichtigt.

Das Arbeiten von Umschaltautomaten, erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen (AWE, siehe auch Begriffserklärungen) und kurzzeitige Ausschaltungen zur Erdschlusssuche (bis zu einer Dauer von 3 Minuten) werden generell nicht als Versorgungsunterbrechungen erfasst.

Für Auswertungen gemäß den Festlegungen in der internationalen UNIPED-Expertengruppe DISQUAL [4] und auch für die Datenmeldung an ECG werden nur die Störungen selektiert, deren Versorgungsunterbrechungsdauer 3 Minuten überschreitet.

Im Rahmen dieser Statistik wird nur die Leistungsentnahme von Netzkunden berücksichtigt. Eventuelle Auswirkungen auf Erzeugungsanlagen werden nicht betrachtet.

Ereignisse, die zu einer Störung führen sind z. B.:

- Eintritt der Spannungslosigkeit in einem 20-kV-Netz infolge fehlerhafter Ausschaltung des einspeisenden Transformators (Versorgungsunterbrechung),
- Überschlag auf einer Freileitung durch Blitzeinschlag (Isolationszustand nicht mehr intakt),
- Durchschlag der Isolierung eines Kabels (Isolationszustand nicht mehr intakt),
- Fehlerhaftes Ausschalten eines Transformators, z. B. beim Transformatorwechsel (ungewollte Änderung des Schaltzustandes),

- Geplante Ausschaltung eines Mittelspannungsstromkreises mit Unterbrechung der Energielieferung an Netzkunden zum Zwecke der Instandhaltung von Betriebsmitteln, wenn die Belieferung der Netzkunden durch Ersatzmaßnahmen nicht möglich ist. (geplante Ausschaltung mit Versorgungsunterbrechung)

### 2.3.2 Zählung der Störungen

1. Selbsterlöschende Erdschlüsse zählen als Störungen. Die vollständige Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse ist insbesondere in Mittelspannungsnetzen nicht immer möglich. Der Umfang der Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse wird durch eine Kennziffer (siehe Abschnitt 4.3.5) angegeben.
2. Erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen (AWE) zählen ebenfalls als Störungen.
3. Geplante Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung zählen als Störungen, werden aber in Auswertungen separat ausgewiesen.
4. Jeder Fehler im übergeordneten Netz, der zu einer Versorgungsunterbrechung von Netzkunden im betrachteten Netz führt, zählt als Störung im betrachteten Netz unabhängig davon, ob er mit einer Änderung des Schaltzustandes verbunden ist oder nicht. Dies gilt nicht für Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz.
5. Greift eine Störung auf ein Netz eines anderen Spannungsbereiches oder eines anderen Netzbetreibers über, so wird sie auch dort gesondert gezählt, wenn sie zu einer Änderung des normalen Betriebszustandes führt.
6. Rückwirkungen aus Kundenstationen bzw. -netzen zählen als Störungen, wenn sie zu einer Änderung des normalen Betriebszustandes im Netz des Netzbetreibers führen.

Dies gilt auch für Erdschlüsse in fremden Netzen, die mit dem betrachteten Netz galvanisch verbunden sind. In diesem Fall gilt auch im eigenen Netz der Isolationszustand als nicht intakt.

Ebenfalls führt z. B. das Durchschmelzen einer Sicherung durch einen Fehler in einer Kundenanlage dann zu einer Störung, wenn außer dem Verursacher weitere Netzkunden von einer Versorgungsunterbrechung betroffen sind.

7. Bei Ausschaltungen von Isolationsfehlern zählen die Schalterauslösungen oder das Durchschmelzen von Sicherungen sowie Netzumschaltungen zur Erdschlusssuche nicht als separater Fehler.

8. Geht ein Erdschluss direkt in einen Doppel- oder Mehrfacherdschluss oder in einen Kurzschluss über, so zählt dieser Vorgang als nur **eine** Störung mit der schwerer wiegenden Fehlerart (Doppel- oder Mehrfacherdschluss oder Kurzschluss).
9. Aufeinander folgende Erdschlüsse am gleichen Fehlerort bei gleicher Fehlerursache, auch deren Übergang in einen Dauer-, Doppel- bzw. Mehrfacherdschluss oder in einen Kurzschluss, zählen ebenfalls als nur eine Störung.
10. Sind sich wiederholende Fehler bei gleichem Fehlerort und gleicher Fehlerursache jedoch jeweils mit einer Ausschaltung verbunden, so ist jede Ausschaltung als eine Störung zu zählen.

Dies gilt auch für sich wiederholende erfolgreiche AWE bei gleichem Fehlerort und gleicher Fehlerursache.

11. Ist bei zwei oder mehr praktisch gleichzeitig auftretenden und voneinander getrennt liegenden Fehlern kein Zusammenhang erkennbar, so sind derartige Vorgänge als gesonderte Störungen zu zählen. Dies ist z. B. der Fall, wenn bei Schaltungen, die zum Auffinden eines Erdschlusses vorgenommen werden, ein Schaltversagen auftritt oder eine Fehlschaltung erfolgt.
12. Zeitgleich oder zeitlich kurz hintereinander auftretende Fehler bilden eine einzige Störung, wenn
  - die Fehlermechanismen elektrisch voneinander abhängen, wie dies bei den Ausfallarten "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall" und "Determinierter Folgeausfall" der Fall ist und wie es bei den Ausfallarten "Common-Mode-Ausfall", "Schutzüberfunktion als Folgeausfall" und "Schutzunterfunktion/ Leistungsschalterversager als Folgeausfall" der Fall sein kann.
  - das Auftreten der Fehler durch eine gemeinsame Ursache bedingt ist und die Fehlerorte baulich in direkter Nachbarschaft liegen. Die aufgetretenen Fehler müssen hierbei nicht unbedingt elektrisch voneinander abhängen.
13. Störungen, deren auslösender Fehlerort in Netzen liegt, die an der Tertiärseite von Transformatoren angeschlossen sind, zählen zur Spannungsgruppe der Tertiärseite. Ausschaltungen oder sonstige Rückwirkungen auf der Primär- und/oder Sekundärseite des Transformators zählen als Störung auf dieser Seite.
14. Spannungseinbrüche, Spannungsschwankungen oder Frequenzabweichungen, die zu keiner Änderung des Schaltzustandes führen, zählen nicht als Störungen. Dies gilt auch für

solche Ereignisse, die sich über mehrere Spannungsebenen auswirken und bei Netzkunden unter Umständen Auslösungen, z. B. durch Unterspannungsrelais, bewirken.

15. Fehler, die beim Prüfen von Betriebsmitteln oder bei Versuchen mit Schaltern auftreten, zählen nicht als Störungen, wenn sie zu keiner Versorgungsunterbrechung bei Netzkunden führen.
16. Werden zur Störungsbeseitigung Ausschaltungen erforderlich, die zu weiteren bzw. erneuten Versorgungsunterbrechungen bei Netzkunden führen (z. B. Ausschaltungen zur Schadensbehebung, Ausschaltungen zum Schließen von Stromschlaufen nach Schadensbehebung), so sind diese nicht als separate Störungen zu zählen (siehe Beispiel 6.4.7), es sei denn, diese Ausschaltungen sind geplante Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung mit Information an die bzw. nach Absprache mit den betroffenen Netzkunden (Störungsanlass A **G1** bzw. **G2**).

## 2.4 Netzbeschreibung

Die Netze der verschiedenen Netzbetreiber unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Größe, ihres Aufbaus sowie der eingebauten Betriebsmittel. Für die Gewinnung statistischer Aussagen ist es daher erforderlich, die charakteristischen Merkmale eines Netzes in einem Netzdatenblatt anzugeben. Ein Netz ist hierbei die Gesamtheit der galvanisch miteinander verbundenen Leitungen und Stationen gleicher Nennspannung zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie, so weit sie vom gleichen Netzbetreiber betrieben werden.

Zu den Störungsmeldungen eines Netzes gehört jeweils ein Netzdatenblatt, das neben der Netzbetreibernummer eine Netznummer trägt. Die Netzbetreibernummer wird von ECG vergeben, während die Netznummer vom Netzbetreiber festgelegt wird. Jedes dieser Netze ist durch Angabe seiner Spannungsgruppe, Netzart und Netznummer, sowie in Erfassungsschema B zusätzlich durch die Art der Sternpunktbehandlung und der Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse, gekennzeichnet. Dabei ist von dem Schaltzustand auszugehen, der die überwiegende Zeit im Berichtsjahr vorgelegen hat. Die Netznummer muss innerhalb des Netzbetreibers eindeutig sein. Jede Störungsmeldung ist mit der zugehörigen Netznummer zu versehen (siehe Abschnitt 3.2.3/4.2.3).

Mehrere galvanisch getrennte Netze mit gleicher Spannungsgruppe und gleicher Netzart, sowie in Erfassungsschema B zusätzlich mit gleicher Art der Sternpunktbehandlung und der Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse, dürfen in der Meldung an den VEÖ zusammen-

gefasst werden. Die Zusammenfassung von reinen Kabelnetzen und reinen Freileitungsnetzen zu gemischten Netzen ist nicht zulässig.

Die Anzahl der Störungen in einem Netz hängt von dessen Größe ab. Zum Vergleich mit anderen Netzen müssen daher die jeweiligen Freileitungs- und Kabellängen sowie die Zahl der Schaltanlagen und Ortsnetzstationen und deren Felderzahl bekannt sein. Damit ist es möglich, spezifische Störungszahlen anzugeben, z. B. die Anzahl der Kabelstörungen pro 100 km Stromkreislänge Kabel. Daher sind auch für Netze, in denen im Berichtsjahr keine Störungen aufgetreten sind, Netzdatenblätter auszufüllen.

**Liegen von einzelnen Netzdaten keine genauen Angaben vor, so sind angenäherte Werte anzugeben.** Dies gilt besonders für die Leistungsangabe von Transformatoren in Kundenstationen, da deren Betriebsmitteldaten dem Netzbetreiber oft nicht zugänglich sind.

Die Netzdaten sind nach dem Stand vom 31. Dezember des Berichtsjahres zusammenzustellen.

## 2.5 Meldung von Störungen und Netzdaten

### 2.5.1 Überblick über die Erfassungsschemata

Die Meldung von Störungen und Netzdaten in der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik erfolgt anhand der festgelegten Erfassungsschemata. Das Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A) und das Erfassungsschema für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B) sind in ihrer Struktur analog aufgebaut.

Die Erfassungsschemata gliedern sich zunächst in die Erfassung der quantitativen Netzdaten und in die Erfassung der Störungen, wobei sich die Störungsmeldungen in verschiedene inhaltliche Blöcke gliedern:

- Erfassung der quantitativen Netzdaten
- Erfassung von Störungen
  - Organisationsinformationen
  - Beschreibung des Netzes
  - Störungseintritt
  - Fehlerorte und Störungsverlauf
  - Versorgungsunterbrechungen

### 2.5.2 Weiterleitung der Meldungen an VEÖ und ECG

Die Erfassung der Störungen und Netzdaten sowie die Weitermeldung an den VEÖ und an ECG erfolgt auf elektronischem Wege. Das Format der Meldedateien ist in Kapitel 7 beschrieben. Zweckmäßigerweise ist ein Erfassungsprogramm zu benutzen, das das vollständige und fehlerlose Eingeben der Kennziffern mit Hilfe einer Plausibilitätsprüfung unterstützt.

Für die Meldung an ECG sind zusätzlich unterschriebene Meldelisten als Original einzureichen.

Für die Erfassung der Störungen entsprechend Erfassungsschema A wird vom VEÖ ein geeignetes Erfassungsprogramm kostenlos interessierten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt. Dieses Programm enthält ein Prüfmodul, mit dem eine Plausibilitätsprüfung der Störungsdaten und Netzdatenblätter vor Übergabe der Daten an VEÖ durchgeführt werden sollte.

Die Meldung der Daten eines Berichtsjahres soll bis zum

#### **1. April des folgenden Jahres**

an die folgende Adresse des VEÖ erfolgen:

Verband der Elektrizitätsunternehmen – VEÖ

Frau Ursula Tauschek

Brahmsplatz 3

1040 Wien

Telefon +43 1 501 98 0

Fax +43 1 505 12 18

E-Mail: [u.tauschek@veoe.at](mailto:u.tauschek@veoe.at).



### 3 Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A)

#### 3.1 Erfassung der quantitativen Netzdaten

Für jeden Netzbetreiber sind einige undifferenzierte Informationen einmalig anzugeben. Diese Informationen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

**Tabelle 3-1: Undifferenzierte Informationen je Netzbetreiber**

Datum	Datentyp	Einheit
Anzahl Netzkunden Niederspannung	Ganzzahl	Stück
Gesamtenergieabgabe Niederspannung	Dezimalzahl	GWh

Für jedes in dieser Statistik zu erfassende Netz muss jährlich ein Netzdatenblatt gemeldet werden, unabhängig davon, ob Störungen in dem betrachteten Netz aufgetreten sind oder nicht. Das Netzdatenblatt für die Erfassung nach Erfassungsschema A ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

**Tabelle 3-2: Netzdatenblatt**

Datum	Datentyp	Einheit
Netzbetreibernummer (korrespondiert mit Datenfeld XN)	Text	(ohne)
Netzbetreiber-Name	Text	(ohne)
Jahr	Text	(ohne)
Netznummer (korrespondiert mit Datenfeld N)	Text	(ohne)
Nennspannung	Dezimalzahl	kV
Spannungsgruppe (korrespondiert mit Datenfeld XU) *	Text	(ohne)
Netzart (korrespondiert mit Datenfeld XL) *	Text	(ohne)
Anzahl Netzkunden	Ganzzahl	Stück
Stromkreislänge Freileitung *	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Kabel *	Dezimalzahl	km
Anzahl Ortsnetzstationen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Umspannwerke/Schaltstationen	Ganzzahl	Stück
Installierte Bemessungsscheinleistung Netztransformatoren * (getrennt nach Spannungsebenen)	Dezimalzahl	MVA
Installierte Bemessungsscheinleistung Kundentransformatoren *	Dezimalzahl	MVA
Gesamtenergieabgabe	Dezimalzahl	GWh

**Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern**

- Spannungsgruppe

Zulässige Werte: siehe Kennziffernverzeichnis in Abschnitt 3.3.2

- Netzart

Zulässige Werte: siehe Kennziffernverzeichnis in Abschnitt 3.3.3

- Stromkreislänge Freileitung

Bei Gemeinschaftsleitungen, deren Systeme von zwei oder mehreren Netzbetreibern betrieben werden, sind die einzelnen Stromkreise vom jeweiligen Betreiber in den entsprechenden Netzdatenblättern zu erfassen.

- Stromkreislänge Kabel

Erfasst werden Kabel im Netz zwischen Stationen und im Zuge bzw. im Anschluss von Freileitungen. Die Kabellänge ist bei Einleiterkabeln und bei Dreileiterkabeln in "Drehstromlängen" anzugeben, parallele Kabel zählen jedoch getrennt.

Nicht erfasst werden Kabellängen, die nur in Stationen liegen, z. B. zwischen Schaltanlagen und Transformatoren sowie Verbindungen innerhalb einer Station.

- Installierte Bemessungsscheinleistung Netz-/Kundentransformatoren

Die Transformatoren werden nur zum Netz ihrer Oberspannungsseite gezählt.

Es sind auch Transformatoren, die zur Kupplung von Mittelspannungsnetzen dienen, zu berücksichtigen.

Bei Transformatoren in Sparschaltung ist die Nenndurchgangsleistung anzugeben.

Bei Netztransformatoren erfolgt die Angabe der Leistungen getrennt nach den Spannungsgruppen der Transformatoren-Unterspannung. Es werden folgende Gruppierungen berücksichtigt:

- |                     |                    |
|---------------------|--------------------|
| • 380 kV auf 220 kV | • 60 kV auf 20 kV  |
| • 380 kV auf 110 kV | • 60 kV auf 10 kV  |
| • 220 kV auf 110 kV | • 30 kV auf 20 kV  |
| • 110 kV auf 60 kV  | • 30 kV auf 10 kV  |
| • 110 kV auf 30 kV  | • 30 kV auf 0,4 kV |
| • 110 kV auf 20 kV  | • 20 kV auf 10 kV  |
| • 110 kV auf 10 kV  | • 20 kV auf 0,4 kV |
| • 60 kV auf 30 kV   | • 10 kV auf 0,4 kV |

## 3.2 Merkmale für die Organisationsinformationen

### 3.2.1 Allgemeines

Jede Störungsmeldung muss zur eindeutigen Identifikation die folgenden Organisationsinformationen enthalten:

**Tabelle 3-3: Merkmale für die Organisationsinformationen**

Merkmal	Datenfeld	Datentyp
Netzbetreibernummer	<b>XN</b>	Text
Netznummer	<b>N</b>	Text
Störungsnummer	<b>O</b>	Text

### 3.2.2 Netzbetreibernummer (Datenfeld XN)

Die Netzbetreibernummer wird von ECG vergeben und ist bei jeder Störung mit zu verschlüsseln.

### 3.2.3 Netznummer (Datenfeld N)

Die Netznummer ist eine vom Netzbetreiber vergebene Nummer des Teilnetzes, in dem die Störung auftrat. Sie dient der Verknüpfung der Störung mit dem entsprechenden Netzdatenblatt.

### 3.2.4 Störungsnummer (Datenfeld O)

Die Störungsnummer ist eine vom Netzbetreiber vergebene laufende Nummer der Störung.

## 3.3 Merkmale für die Beschreibung des Netzes

### 3.3.1 Allgemeines

Obwohl die Daten bereits im Netzdatenblatt enthalten sind, sind bei jeder Störung folgende Angaben nochmals festzuhalten:

**Tabelle 3-4: Merkmale für die Beschreibung des Netzes**

<b>Merkmal</b>	<b>Datenfeld</b>	<b>Datentyp</b>
Spannungsgruppe	<b>XU</b>	Text
Netzart	<b>XL</b>	Text

Diese Angaben in der Störungsmeldung sollen in der Regel mit den Angaben im Netzdatenblatt identisch sein. Nur für den Fall, dass der Netzzustand zum Störungszeitpunkt vom Normalzustand abweicht, soll in der Störungsmeldung der abweichende Netzzustand angegeben werden.

### 3.3.2 Spannungsgruppe (Datenfeld XU)

Durch die Angabe einer der nachfolgend aufgeführten Spannungsgruppen wird die Nennspannung des Netzes, in dem die Störung aufgetreten ist, verschlüsselt.

**Tabelle 3-5: Kennziffernverzeichnis Spannungsgruppe XU**

<b>XU Spannungsgruppe</b>	<b>Kennziffer</b>
Nennspannung über 1 bis 12 kV (Bezeichnung 10 kV)	<b>1</b>
Nennspannung über 12 bis 24 kV (Bezeichnung 20 kV)	<b>2</b>
Nennspannung über 24 bis 36 kV (Bezeichnung 30 kV)	<b>3</b>
Nennspannung über 36 bis 72,5 kV (Bezeichnung 60 kV)	<b>4</b>
Nennspannung über 72,5 bis 125 kV (Bezeichnung 110 kV)	<b>5</b>
Nennspannung über 125 bis 250 kV (Bezeichnung 220 kV)	<b>6</b>
Nennspannung über 250 bis 420 kV (Bezeichnung 380 kV)	<b>7</b>

### 3.3.3 Netzart (Datenfeld XL)

Mit diesem Merkmal werden Informationen zum Freileitungs- und Kabelanteil des Netzes, in dem die Störung aufgetreten ist, verschlüsselt.

**Tabelle 3-6: Kennziffernverzeichnis Netzart XL**

XL Netzart	Kennziffer
Freileitungsnetz (über 90 % der Stromkreislänge Freileitungen)	1
Gemischtes Netz (zwischen 10 % und 90 % der Stromkreislänge Freileitung oder Kabel)	2
Kabelnetz (über 90 % der Stromkreislänge Kabel)	3

## 3.4 Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts

### 3.4.1 Allgemeines

Zur Beschreibung des Störungseintritts werden im Erfassungsschema A die folgenden Merkmale erfasst:

**Tabelle 3-7: Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts**

Merkmal	Datenfeld	Datentyp
Störungsanlass	A	Text
Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	HR	Text
Naturkatastrophe	NK	Text
Sonstige ECG-Anmerkung	AN	Text

### 3.4.2 Störungsanlass (Datenfeld A)

Als Störungsanlass wird eine Einwirkung bezeichnet, die eine Störung auslöst. Störungsanlässe sind einmal Einwirkungen von außen auf das Netz, z. B. in Form von Gewittern, Sturm, großer Hitze oder Kälte, von Bagger- oder Erdarbeiten, durch Tiere oder Personen. Auch Einwirkungen aus den Hilfseinrichtungen wie Schutz- und Steuereinrichtungen, Hilfsspannungsversorgungen usw. gehören dazu. Schaltvorgänge im Netz sowie Überlastungen zählen ebenfalls zu den Störungsanlässen, falls diese zu automatischen Ausschaltungen geführt haben. Es gibt auch Störungen ohne erkennbaren Störungsanlass.

Der Störungsanlass ist also im weitesten Sinne eine Einwirkung auf das Netz.

Geplante Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung werden in der Störungsstatistik mit erfasst, obwohl kein eigentlicher Störungsanlass vorliegt. Als Störungsanlass wird ersatzweise eine Kennziffer verschlüsselt, die eine Aussage zur Art der Information der Netzkunden darstellt.

Damit stellt der Störungsanlass das Selektionskriterium zur Unterscheidung geplanter und ungeplanter Versorgungsunterbrechungen dar.

Das Merkmal Störungsanlass korrespondiert mit dem Merkmal Ursache im ECG-Erfassungsschema.

**Tabelle 3-8: Kennziffernverzeichnis Störungsanlass A**

A Störungsanlass	Kennziffer	Ursache ECG
<b>Stochastische Störung</b>		
Kein erkennbarer Anlass *	<b>00</b>	Netzbetreiber-intern
Atmosphärische Einwirkung *	<b>10</b>	Höhere Gewalt / atmosph. Einwirkung
Fremde Einwirkung *	<b>20</b>	Beschädigung d. Dritte / Fremdeinwirkung
Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen *	<b>30</b>	Netzbetreiber-intern
Sonstiges Schalten von Betriebsmitteln	<b>40</b>	
Fehlbedienung *	<b>50</b>	
Überlastung von Betriebsmitteln *	<b>60</b>	
Hilfseinrichtungen *	<b>70</b>	
Rückwirkung *	<b>90</b>	Versorgungsausfall / Rückwirkungsstörung
<b>Geplante Ausschaltung mit Versorgungsunterbrechung</b>		Geplant
Ohne Information an die betroffenen Netzkunden *	<b>G0</b>	
Mit Information an die betroffenen Netzkunden *	<b>G1</b>	
Nach Absprache mit den betroffenen Netzkunden *	<b>G2</b>	
Ohne Unterscheidung	<b>G3</b>	

**Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern**

00 Ohne Anlass oder ohne erkannten Anlass.

Bei der Meldung an ECG ist die Anmerkung "Kein erkennbarer Anlass" einzutragen.



- 10 Z. B. Gewitter, Sturm, Eis, Eisregen, Schnee, Raureif, Nebel, Betauung (auch in Verbindung mit Fremdschicht), Eindringene Feuchtigkeit bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser, Kälte, Hitze, Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkung, oder Ähnliches (Weitere Erläuterungen siehe Erfassungsschema B, Abschnitt 4.4.3)
- 20 Z. B. Personen (Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile), Tiere, Bäume, Erd- und Baggararbeiten, Brand, Kräne, Fahrzeuge, Flugobjekte (Drachen, Ballone, Flugzeuge oder Ähnliches) (Weitere Erläuterungen siehe Erfassungsschema B, Abschnitt 4.4.3)
- 30 Mechanischer Schalterversager in Verbindung mit einem Schaltvorgang, z. B. Bruch einer Schaltertraverse oder mechanischer Schaden an Stufenschaltern.
- 50 Z. B. Fehlschaltung, Fehlbetätigung (Weitere Erläuterungen siehe Erfassungsschema B, Abschnitt 4.4.3)
- 60 Z. B. Ausfall von Transformatoren oder Leitungen infolge Überlastung, die nicht durch eine vorausgegangene Störung entstanden ist. Andernfalls zählt die Überlastung zu der vorausgegangenen Störung.
- 70 Hierzu gehören Fehler und falsche Einstellung von Hilfseinrichtungen, die zu einer Störung geführt haben. Der Anlass oder die Ursache für solche in den Hilfseinrichtungen aufgetretenen Fehler – z. B. Wassereintritt in Schutzrelais – werden nicht näher betrachtet.
- Als Fehlerort ist bei diesem Störungsanlass E **910** oder E **920** anzugeben
- 90 Z. B. aus eigenen oder fremden Netzen oder aus Kraftwerken
- Eine Rückwirkungsstörung liegt dann vor, wenn es im betrachteten Netz des Netzbetreibers zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen im nicht betrachteten Netz kam (z. B. Ausfall der Netzeinspeisung, weitere Erläuterungen siehe Erfassungsschema B, Abschnitt 4.4.3)
- Rückwirkungsstörungen sind nur in Mittelspannungsnetzen (vgl. Abschnitt 2.3.2, Punkt 4) als getrennte Störungen mit dem Störungsanlass A **90** zu erfassen.
- Als Fehlerort ist bei diesem Störungsanlass E **940**, E **950** oder E **960** anzugeben
- Bei der Meldung an ECG ist bei Fehlerort E **951** "Rückwirkung aus einem fremden, vorgelagerten Netz" die Anmerkung "Versorgungsausfall" einzutragen.
- G0 Netzkunden werden durch eine gewollte (geplante) Schaltzustandsänderung spannungslos ohne vorher informiert zu werden.

**G1** Netzkunden werden durch eine gewollte (geplante) Schaltzustandsänderung spannungslos und werden vorher informiert (z. B. durch Aushänge, Wurfsendungen oder Zeitungsannoncen), ohne Einfluss auf den Zeitpunkt der Ausschaltung nehmen zu können.

**G2** Netzkunden werden durch eine gewollte (geplante) Schaltzustandsänderung spannungslos und der gewählte Zeitpunkt der Ausschaltung wird mit den betroffenen Netzkunden (z. B. Sondervertragskunden) abgestimmt.

Der Störungsanlass **A G2** ist auch anzugeben, wenn der Zeitpunkt der Ausschaltung nur mit einigen, aber nicht mit allen betroffenen Netzkunden abgestimmt wurde.

Bei der Meldung an ECG ist die Anmerkung "Einvernehmlich" einzutragen.

### 3.4.3 Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz (Datenfeld HR)

Störungen in anderen, getrennt oder nicht gemeldeten Netzen anderer oder gleicher Spannungsgruppe können im betrachteten Netz Folgestörungen mit Versorgungsunterbrechung hervorrufen. Dies wird als "Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz" bezeichnet. Damit zusammengehörende Störungsmeldungen zugeordnet werden können, ist bei Rückwirkungsstörungen, die im Datenfeld Störungsanlass mit "Rückwirkung" (**A 90**) verschlüsselt werden, im Datenfeld HR anzugeben, welcher Spannungsgruppe das verursachende Netz angehört.

**Tabelle 3-9: Kennziffernverzeichnis Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz HR**

HR Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz				Kennziffer
Nennspannung bis	1 kV	(Bezeichnung	0,4 kV)	<b>0</b>
Nennspannung über	1 bis 12 kV	(Bezeichnung	10 kV)	<b>1</b>
Nennspannung über	12 bis 24 kV	(Bezeichnung	20 kV)	<b>2</b>
Nennspannung über	24 bis 36 kV	(Bezeichnung	30 kV)	<b>3</b>
Nennspannung über	36 bis 72,5 kV	(Bezeichnung	60 kV)	<b>4</b>
Nennspannung über	72,5 bis 125 kV	(Bezeichnung	110 kV)	<b>5</b>
Nennspannung über	125 bis 250 kV	(Bezeichnung	220 kV)	<b>6</b>
Nennspannung über	250 bis 420 kV	(Bezeichnung	380 kV)	<b>7</b>

#### 3.4.4 Naturkatastrophe (Datenfeld NK)

Bei ausgewiesenen, zeitlich bestimmten und eingeschränkten Naturkatastrophen wird in diesem Datenfeld eine kurze textliche Beschreibung der Naturkatastrophe (z. B. "Hochwasser") eingetragen.

Eine Eingabe ist nur zulässig, wenn entweder der Störungsanlass A 10 "atmosphärische Einwirkung", oder der Störungsanlass A 90 "Rückwirkung" zusammen mit dem Fehlerort E 940 "Rückwirkung aus eigenem Netz" bzw. E 951 "Rückwirkung aus fremdem, vorgelagerten Netz" (Ausfall der Versorgung aufgrund der Naturkatastrophe), verschlüsselt ist.

#### 3.4.5 Sonstige ECG-Anmerkung (Datenfeld AN)

Eine zusätzliche Anmerkung, die im Erhebungsbogen an ECG in die Spalte "Anmerkungen" eingetragen werden soll, kann hier als Freitext eingegeben werden.

### 3.5 Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte

Im Erfassungsschema A wird in diesem Block nur der Fehlerort (Datentyp Text) erfasst, von dem die Störung ausgegangen ist.

Als Fehlerort wird der Anlagen- bzw. Netzabschnitt bezeichnet, in dem der Fehler auftritt, der zu einer Störung führt (siehe Abschnitt 2.3.1).

Bei der Angabe der Fehlerorte ist zunächst zu unterscheiden, ob der Fehler entweder

- an aktiven Betriebsmitteln des betrachteten Netzes, an denen die Netzbetriebsspannung anliegt, auftrat (einschließlich ihrer angebauten Zusatzeinrichtungen), oder
- nicht von dem betrachteten Netz ausging, sich hier aber als Versorgungsunterbrechung auswirkte. (Fehlerort "nicht im betrachteten Netz")

Zu der ersten Gruppe gehören unter Anderem alle Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Schaltgeräte, Isolatoren, Strom- und Spannungswandler des betrachteten Netzes.

Auch bei Fehlbedienungen (Störungsanlass A 50) ist der entsprechende Fehlerort im betrachteten Netz anzugeben, wo die Fehlbedienung auftrat.

Zu der zweiten Gruppe zählen

- die nicht an der Netzbetriebsspannung liegenden Geräte des betrachteten Netzes, z. B. Schutzrelais, Fernsteuereinrichtung, also die so genannten Hilfseinrichtungen.

Bei Fehlern an Geräten dieser Gruppe, die zu einer Versorgungsunterbrechung geführt haben, liegt ein Fehlerort der Gruppe "nicht im betrachteten Netz" vor (E **910** oder E **920**).

- alle Fehlerorte in fremden Netzen (von Netzkunden, Kraftwerken, anderen Netzbetreibern) oder in Netzen anderer Spannung, die zu einer Versorgungsunterbrechung im eigenen, betrachteten Mittelspannungsnetz geführt haben. (E **940**, E **951**, E **952** oder E **960**)

Bei geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung bleibt das Datenfeld E "Fehlerort" frei.

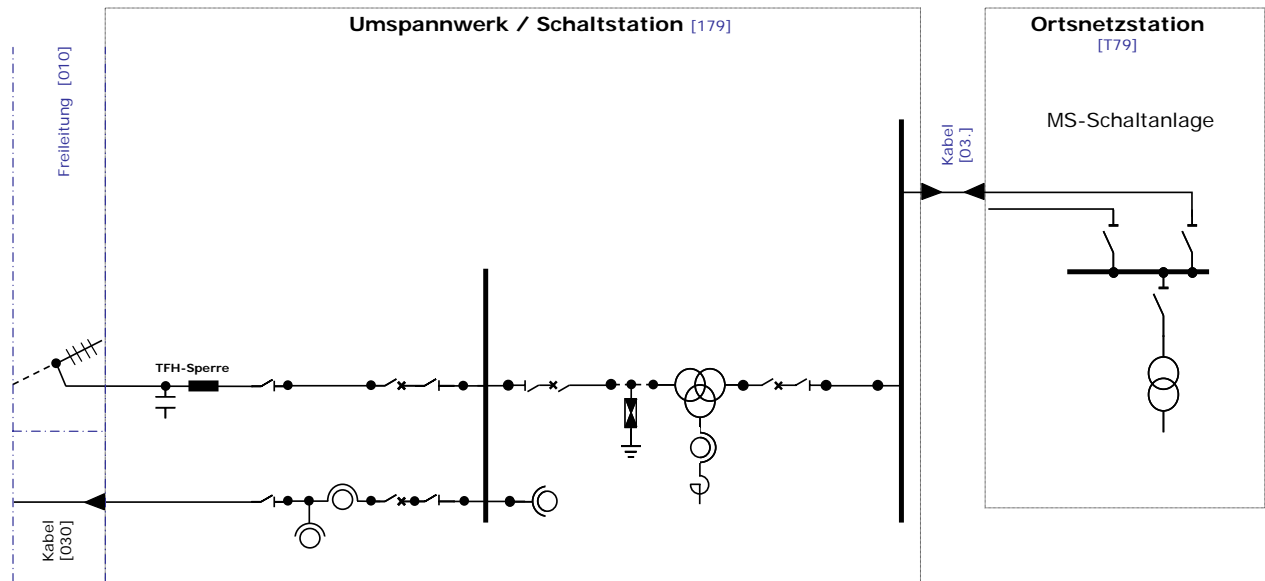
**Tabelle 3-10: Kennziffernverzeichnis Fehlerort E**

<b>E Fehlerort</b>	<b>Kennziffer</b>
<b>Fehlerort nicht bekannt bzw. nicht gefunden</b>	<b>000</b>
<b>Fehlerort im betrachteten Netz</b>	
Freileitung	<b>010</b>
Kabel	<b>030</b>
Umspannwerk/Schaltstation	<b>179</b>
Ortsnetzstation	<b>T79</b>
<b>Fehlerort nicht im betrachteten Netz</b>	
Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion *	<b>910</b>
Steuer-, Leit-, Fernwirk- und sonstige Hilfseinrichtungen *	<b>920</b>
Rückwirkung aus eigenem Netz *	<b>940</b>
Rückwirkung aus fremdem, vorgelagerten Netz *	<b>951</b>
Rückwirkung aus sonstigem fremden Netz bzw. Kundenanlage *	<b>952</b>
Rückwirkung aus Kraftwerk *	<b>960</b>
Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes *	<b>900</b>

**Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern**

- 910 Bei spontanen Schutzüberfunktionen, d. h. wenn kein Kurzschluss im Netz vorliegt, ist E **910** als Fehlerort anzugeben. In diesem Fall ist als Störungsanlass im Datenfeld A **70** einzutragen.
- 920 Fehler an Hilfseinrichtungen mit Auswirkung im betrachteten Netz werden mit dem Fehlerort im Datenfeld E **920** erfasst. Wenn als Fehlerort E **920** angegeben wird, dann ist als Störungsanlass im Datenfeld A **70** anzugeben.
- 940 Dieser Fehlerort muss angegeben werden, wenn sich ein Fehler in einem anderen, getrennt erfassten Netz desselben Netzbetreibers auf das betrachtete Netz als Störung auswirkt. Hierbei ist im Datenfeld HR die Spannungsgruppe des verursachenden Netzes anzugeben. Wenn E **940** als Fehlerort angegeben wird, ist als Störungsanlass im Datenfeld A **90** anzugeben.
- 951 / 952 Dieser Fehlerort muss angegeben werden, wenn sich ein Fehler in einem Netz eines anderen Netzbetreibers oder eines Netzkunden auf das betrachtete Netz als Versorgungsunterbrechung auswirkt. Hierbei ist im Datenfeld HR die Spannungsgruppe des verursachenden Netzes anzugeben. Wenn E **951** oder E **952** als Fehlerort angegeben wird, ist als Störungsanlass im Datenfeld A **90** anzugeben.
- 952 Tritt ein Fehler in einer Kundenstation an einem Anlagenteil auf, das sich im Eigentum des Netzbetreibers befindet (gemischte Station), so ist als Fehlerort E **179** bzw. E **T79** anzugeben.
- 960 Dieser Fehlerort muss angegeben werden, wenn sich ein Fehler in einem Kraftwerk auf das betrachtete Netz als Versorgungsunterbrechung auswirkt. Wenn E **960** als Fehlerort angegeben wird, ist als Störungsanlass im Datenfeld A **90** anzugeben.
- 900 Dieser Fehlerort darf nur angegeben werden, wenn im betrachteten Netz mit Sicherheit kein Fehler vorlag und E **910** bis E **960** nicht zutrifft.

Das nachfolgende Bild dient zur Erläuterung der unterschiedlichen Fehlerorte.



**Abbildung 3-1 Abgrenzung der Fehlerorte**

## 3.6 Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen

### 3.6.1 Allgemeines

Für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen werden die folgenden Merkmale erfasst:

**Tabelle 3-11: Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen**

Merkmals	Datenfeld	Datentyp
Beginn der Versorgungsunterbrechung	<b>TVA</b>	Datum/Zeit
Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung	<b>TVE</b>	Datum/Zeit
Anzahl unterbrochener Netzkunden	<b>RT</b>	Ganzzahl
Gesamte unterbrochene KundenMinuten	<b>RO3</b>	Dezimalzahl
Unterbrochene Wirkleistung (in MW) <sup>1</sup>	<b>RN1</b>	Dezimalzahl
Gesamte unterbrochene MWmin <sup>1</sup>	<b>RO1</b>	Dezimalzahl
Unterbrochene Bemessungsscheinleistung (in MVA) <sup>2</sup>	<b>RN2</b>	Dezimalzahl
Gesamte unterbrochene MV Amin <sup>2</sup>	<b>RO2</b>	Dezimalzahl
Anzahl unterbrochener Stationen	<b>RN4</b>	Ganzzahl
Gesamte unterbrochene StationsMinuten	<b>RO4</b>	Dezimalzahl
MS-MS-Transformator	<b>MST</b>	Text

<sup>1</sup> Nur in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Nennspannung über 36 kV)

<sup>2</sup> Nur in Netzen der Mittelspannungsebene (Nennspannung über 1 kV bis 36 kV)

Es handelt sich dabei generell um kumulierte Werte für eine Störung mit Versorgungsunterbrechung. Es ist zu unterscheiden zwischen Unterbrechungen von MS-MS-Transformatoren (z. B. zur Kupplung eines 30-kV-Netzes mit einem 10-kV-Netz, siehe Abschnitt 3.6.10) und Unterbrechungen von Netzkunden.

Bei einer programmtechnischen Unterstützung der Erfassung der notwendigen Kennziffern ist es selbstverständlich sinnvoll, einzelne Versorgungsstufen zu erfassen und aus diesen die für

die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik notwendigen Kennziffern abzuleiten (siehe Beispiele in Kapitel 6).

### **3.6.2 Beginn der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVA)**

Der Zeitpunkt des Beginns der Versorgungsunterbrechung ist in der Regel gleich dem Störungsbeginn. Der Störungsbeginn wird im Erfassungsschema A jedoch nicht erfasst. Er kann aber auch später liegen. Wird eine Versorgungsunterbrechung nur durch Meldungen von Netzkunden bekannt, so gilt der Zeitpunkt der Meldung als Beginn der Versorgungsunterbrechung.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Beginn der zeitlich ersten Versorgungsstufe mit einer Unterbrechung von Netzkunden anzugeben.

Der Zeitpunkt des Beginns der Versorgungsunterbrechung kann auch auf volle Minuten gerundet werden.

### **3.6.3 Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVE)**

Es ist das Ende der Versorgungsunterbrechung anzugeben. Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist als berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung in den meisten Fällen das Ende der zeitlich letzten Versorgungsstufe mit einer Unterbrechung von Netzkunden anzugeben. Nur in dem Fall, dass es während des Verlaufs der Störung zwischenzeitlich bereits zu einer Vollversorgung kommt, berechnet sich das Ende der Versorgungsunterbrechung aus dem Beginn der Versorgungsunterbrechung und der Summe der Dauern, während derer Unterbrechungen von Netzkunden vorlagen (siehe Beispiele 6.1.2, 6.3.7 und 6.3.8).

Der Zeitpunkt des berechneten Endes der Versorgungsunterbrechung kann auch auf volle Minuten gerundet werden.

Das berechnete Ende der Versorgungsunterbrechung muss mindestens eine Sekunde nach dem Beginn der Versorgungsunterbrechung liegen.

### **3.6.4 Anzahl unterbrochener Netzkunden (Datenfeld RT)**

Die Anzahl der unterbrochenen Netzkunden im Sinne dieser Statistik, die für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit (DISQUAL-Verfahren a) benötigt wird, ist im Datenfeld RT zu erfassen.



Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Maximalwert der Anzahl unterbrochener Netzkunden anzugeben. Der Maximalwert ist die Summe der Anzahl unterbrochener Netzkunden. Dabei sind Netzkunden, die nach einer zwischenzeitlichen Wiederversorgung erneut unterbrochen werden, nochmals zu berücksichtigen.

### **3.6.5 Gesamte unterbrochene KundenMinuten (Datenfeld RO3)**

Die gesamten unterbrochenen KundenMinuten ergeben sich als Produkt aus der Anzahl der innerhalb einer Versorgungsstufe unterbrochenen Netzkunden im Sinne dieser Statistik und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten. Dabei werden alle Versorgungsstufen einer Störung kumuliert betrachtet. Dieses Merkmal wird für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt (DISQUAL-Verfahren a).

### **3.6.6 Unterbrochene Leistung (Datenfeld RN1 bzw. RN2)**

Um Aussagen über das Ausmaß einer Versorgungsunterbrechung treffen zu können, müssen außer dem Beginn und dem Ende der Versorgungsunterbrechung auch die unterbrochene Leistung bekannt sein. Dieses Merkmal wird außerdem für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt. Die unterbrochene Leistung wird über die Leistung der unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse erfasst.

Dabei ist insbesondere auch die Leistung der Transformatoren, die zur Kupplung von Netzen dienen, und von Kundentransformatoren mit zu berücksichtigen.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Maximalwert der unterbrochenen Leistung anzugeben. Der Maximalwert ist die Summe der unterbrochenen Leistungen aller unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse. Dabei sind Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse, die nach einer zwischenzeitlichen Wiederversorgung erneut unterbrochen werden, nochmals zu berücksichtigen.

Die Erfassung der unterbrochenen Leistung unterscheidet sich in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene und in Netzen der Mittelspannungsebene.

### **Unterbrochene Wirkleistung in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Datenfeld RN1)**

In Netzen der Hoch- und Höchstspannung (Netze mit einer Nennspannung über 36 kV) wird die tatsächlich unterbrochene Wirkleistung in MW erfasst. Im Allgemeinen sind die Daten über die Höhe der unterbrochenen Leistung verfügbar (z. B. durch Leistungsschreiber an Transformatoren).

Wenn die Höhe der unterbrochenen Leistung unbekannt ist, so soll diese sinnvoll abgeschätzt werden, z. B. über eine Tagesbelastungskurve. Die zum Zeitpunkt  $T$  unterbrochene Leistung  $P_{\text{VU}}(T)$  kann mit folgender Formel abgeschätzt werden:

$$P_{\text{VU}}(T) \approx b(T) \cdot P_r$$

$b(T)$  tageszeitabhängiger Belastungsgrad

$P_r$  Bemessungswirkleistung des Betriebsmittels an der Übergabestelle

### **Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in Netzen der Mittelspannungsebene (Datenfeld RN2)**

In Netzen der Mittelspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 1 kV bis 36 kV) wird die Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse erfasst.

Sind genaue Angaben der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren nicht verfügbar oder wird unternehmensintern nur die Anzahl der unterbrochenen Stationen erfasst, so ist für die Ermittlung der Kennziffer RN2 das Produkt aus der Anzahl der unterbrochenen Ortsnetzstationen mit der mittleren installierten Bemessungsscheinleistung in einer Ortsnetzstation für das von der Störung betroffene Netz anzugeben. Die mittlere installierte Bemessungsscheinleistung in einer Ortsnetzstation ist der Quotient aus der "Installierten Bemessungsscheinleistung der Netztransformatoren" und der "Anzahl der Ortsnetzstationen" (siehe Netzdatenblatt).

Für die Kundenstationen ist analog zu verfahren.

### **3.6.7 Nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Datenfeld RO1 bzw. RO2)**

Auch die nicht zeitgerecht gelieferte Energie muss zur umfassenden Beschreibung der Versorgungsunterbrechungen erfasst werden. Dieses Merkmal wird für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt.

Die Erfassung der nicht zeitgerecht gelieferten Energie unterscheidet sich ebenfalls in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene und in Netzen der Mittelspannungsebene.

### **Gesamte unterbrochene MWmin in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Datenfeld RO1)**

In den Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 36 kV) werden die tatsächlich unterbrochenen MWmin erfasst. Die unterbrochenen MWmin berechnen sich als Produkt aus tatsächlich unterbrochener Wirkleistung in MW innerhalb einer Versorgungsstufe und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten, kumuliert über alle Versorgungsstufen einer Störung.

### **Gesamte unterbrochene MV Amin in der Mittelspannung (Datenfeld RO2)**

In den Netzen der Mittelspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 1 kV bis 36 kV) werden als Maß für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie die unterbrochenen MV Amin erfasst. Die unterbrochenen MV Amin berechnen sich als Produkt aus installierter Bemessungsscheinleistung (in MVA) der innerhalb einer Versorgungsstufe unterbrochenen Transformatoren und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten, kumuliert über alle Versorgungsstufen einer Störung.

Es ist insbesondere auch die Bemessungsscheinleistung der Transformatoren, die zur Kuppelung von Mittelspannungsnetzen dienen und von Kundentransformatoren zu berücksichtigen.

Sind genaue Angaben der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren nicht verfügbar oder wird unternehmensintern nur die Anzahl der unterbrochenen Stationen erfasst, so ist für die Ermittlung der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren eine Multiplikation der Anzahl der unterbrochenen Ortsnetzstationen mit dem Quotienten aus der "Installierten Bemessungsscheinleistung Netztransformatoren" und der "Anzahl Ortsnetzstationen" des für die Störung relevanten Netzes vorzunehmen (siehe Netzdatenblatt).

Für die Kundenstationen ist analog zu verfahren.

### 3.6.8 Anzahl unterbrochener Stationen (Datenfeld RN4)

Die Anzahl der unterbrochenen Stationen im Sinne dieser Statistik, die für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit (DISQUAL-Verfahren c) benötigt wird, ist im Datenfeld RN4 zu erfassen.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Maximalwert der Anzahl unterbrochener Stationen anzugeben. Der Maximalwert ist die Summe der Anzahl unterbrochener Stationen. Dabei sind Stationen, die nach einer zwischenzeitlichen Wiederversorgung erneut unterbrochen werden, nochmals zu berücksichtigen.

### 3.6.9 Gesamte unterbrochene StationsMinuten (Datenfeld RO4)

Die gesamten unterbrochenen StationsMinuten ergeben sich als Produkt aus der Anzahl der innerhalb einer Versorgungsstufe unterbrochenen Stationen im Sinne dieser Statistik und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten. Dabei werden alle Versorgungsstufen einer Störung kumuliert betrachtet. Dieses Merkmal wird für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt (DISQUAL-Verfahren c).

### 3.6.10 MS-MS-Transformator (Datenfeld MST)

Sind Transformatoren von einer Unterbrechung betroffen, die der Verbindung von Netzen unterschiedlicher MS-Netze (Netze mit Nennspannungen über 1 kV bis 36 kV) dienen, so sind diese Unterbrechungen getrennt von den übrigen Unterbrechungen von Netzkunden zu erfassen. Es ist jeweils anzugeben, ob sich eine Unterbrechung auf derartige MS-MS-Transformatoren bezieht oder nicht.

**Tabelle 3-12: Kennziffernverzeichnis MS-MS-Transformator MST**

<b>MST MS-MS-Transformator</b>	<b>Kennziffer</b>
Nein *	<b>0</b>
Ja *	<b>1</b>

#### **Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern**

- 0 Es handelt sich um Unterbrechungen von Netzkunden.
- 1 Es handelt sich um Unterbrechungen von MS-MS-Transformatoren.

## 4 Erfassungsschema für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B)

### 4.1 Erfassung der quantitativen Netzdaten

#### 4.1.1 Allgemeine Angaben

Für jeden Netzbetreiber sind einige undifferenzierte Informationen einmalig anzugeben. Diese Informationen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

**Tabelle 4-1: Undifferenzierte Informationen je Netzbetreiber**

Datum	Datentyp	Einheit
Anzahl Netzkunden Niederspannung	Ganzzahl	Stück
Gesamtenergieabgabe Niederspannung	Dezimalzahl	GWh

Für jedes in dieser Statistik zu erfassende Netz muss jährlich ein Netzdatenblatt gemeldet werden, unabhängig davon, ob Störungen in dem betrachteten Netz aufgetreten sind oder nicht. Das Netzdatenblatt gliedert sich in die Teile:

- Allgemeine Angaben
- Freileitungen und Kabel
- Ortsnetzstationen/Kundenstationen (mit Anzahl der Felder)
- Umspannwerke/Schaltstationen (mit Anzahl der Felder)
- Schaltgeräte
- Transformatoren

Die Erfassung der quantitativen Netzdaten von Niederspannungsnetzen erfolgt auch bei Anwendung des Erfassungsschemas für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B) wie im Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A) beschrieben; siehe Abschnitt 3.1.

Im Netzdatenblatt werden die folgenden allgemeinen Angaben erfasst:

**Tabelle 4-2: Netzdatenblatt – Allgemeine Angaben**

Datum	Datentyp	Einheit
Netzbetreibernummer (korrespondiert mit Datenfeld XN)	Text	(ohne)
Netzbetreiber-Name	Text	(ohne)
Jahr	Text	(ohne)
Netznummer (korrespondiert mit Datenfeld N)	Text	(ohne)
Nennspannung	Dezimalzahl	kV
Spannungsgruppe (korrespondiert mit Datenfeld XU) *	Text	(ohne)
Netzart (korrespondiert mit Datenfeld XL) *	Text	(ohne)
Sternpunktbehandlung (korrespondiert mit Datenfeld XS) *	Text	(ohne)
Erfassung von selbsterlöschenden Erdschlüssen (korrespondiert mit Datenfeld XE) *	Text	(ohne)
Anzahl der galvanisch getrennt betriebenen Netze	Ganzzahl	Stück
Anzahl Netzkunden	Ganzzahl	Stück
Gesamtenergieabgabe	Dezimalzahl	GWh

**Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Datenfeldern**

- Spannungsgruppe  
Zulässige Werte: siehe Kennziffernverzeichnis in Abschnitt 4.3.2
- Netzart  
Zulässige Werte: siehe Kennziffernverzeichnis in Abschnitt 4.3.3
- Sternpunktbehandlung  
Zulässige Werte: siehe Kennziffernverzeichnis in Abschnitt 4.3.4
- Erfassung von selbsterlöschenden Erdschlüssen  
Zulässige Werte: siehe Kennziffernverzeichnis in Abschnitt 4.3.5

#### 4.1.2 Freileitungen und Kabel

Bei den Angaben zu den Stromkreislängen von Freileitungen und Kabeln sind die folgenden Hinweise zu beachten:

##### Freileitungen

- Die Trassenlängen von Mehrfachleitungen mit unterschiedlichen Betriebsspannungen müssen in jeder Spannungsebene erfasst werden.
- Bei Gemeinschaftsleitungen, deren Systeme von mehreren Netzbetreibern betrieben werden, müssen die Trassenlängen von Mehrfachleitungen von jedem Betreiber im entsprechenden Netzdatenblatt erfasst werden.

##### Kabel

- Erfasst werden Kabel im Netz zwischen Stationen und im Zuge bzw. im Anschluss von Freileitungen. Die Kabellänge ist bei Einleiterkabeln und bei Drehstromkabeln in "Drehstromlängen" anzugeben, parallele Kabelsysteme zählen jedoch getrennt.
- Nicht erfasst werden Kabellängen, die nur in Stationen liegen, z. B. zwischen Schaltanlagen und Transformatoren sowie Verbindungen innerhalb einer Station.

Im Netzdatenblatt werden die folgenden Angaben zu Freileitungen und Kabeln erfasst:

**Tabelle 4-3: Netzdatenblatt – Freileitungen und Kabel**

Datum	Datentyp	Einheit
Stromkreislänge Freileitung insgesamt	Dezimalzahl	km
Trassenlänge Freileitung Doppel- und Mehrfachleitung	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Papierisoliertes Kabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge PE-Kabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge VPE-Kabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Sonstige Kunststoffkabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Ölkabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Gasaußendruckkabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Gasinnendruckkabel	Dezimalzahl	km
Stromkreislänge Sonstige Kabel	Dezimalzahl	km

#### 4.1.3 Ortsnetzstationen/Kundenstationen

Im Netzdatenblatt werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Angaben zu Ortsnetzstationen/Kundenstationen und deren Feldern erfasst.

Als Feld in Schaltanlagen von Ortsnetzstationen/Kundenstationen zählt jeder benutzte Abgang (Freileitung, Kabel, Transformator, Sternpunktbildner, Kuppelschalter). Ebenso zählen hierzu räumlich getrennte Felder für Messung, Zählung oder Erdschlusskontrolle. Nicht benutzte Felder (z. B. Reservefelder) werden nicht berücksichtigt. Wenn ein Stromkreis direkt an der Sammelschiene angeschlossen ist, ohne dass zusätzliche Betriebsmittel (z. B. Schaltgeräte, Sicherungen, Wandler) vorhanden sind, so ist in diesem Sinne kein Feld vorhanden.

Beispielsweise werden bei einer Kompaktstation mit einer 4-feldrigen SF<sub>6</sub> Lasttrennschalteranlage, bei der der Transformatorabgang und nur zwei Kabelabgänge benutzt werden, auch nur 3 Felder gezählt.

Ausführliche Begriffserklärungen enthält Kapitel 5.



**Tabelle 4-4: Netzdatenblatt – Ortsnetzstationen/Kundenstationen**

Datum	Datentyp	Einheit
Anzahl Maststationen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Kompaktstationen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Kompaktstationen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Gebäudestationen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Gebäudestationen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Einbaustationen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Einbaustationen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Sonstige Ortsnetzstationen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Kundenstationen (ohne Unterscheidung)	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Maststationen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Kompaktstationen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Kompaktstationen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Gebäudestationen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Gebäudestationen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Einbaustationen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Einbaustationen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Sonstigen Ortsnetzstationen	Ganzzahl	Stück

#### 4.1.4 Umspannwerke/Schaltstationen

Im Netzdatenblatt werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Angaben zu Umspannwerken/Schaltstationen und deren Feldern erfasst.

Als Feld in Schaltanlagen von Umspannwerken/Schaltstationen zählt jeder benutzte Abgang einer Sammelschiene (Freileitung, Kabel, Transformator, Sternpunktbildner, Kuppelschalter). Ebenso zählen hierzu räumlich getrennte Felder für Messung, Zählung oder Erdschlusskontrolle. Nicht benutzte Felder (z. B. Reservefelder) werden nicht berücksichtigt. Wenn ein

Stromkreis direkt an der Sammelschiene angeschlossen ist, ohne dass zusätzliche Betriebsmittel (z. B. Schaltgeräte, Sicherungen, Wandler) vorhanden sind, so ist in diesem Sinne kein Feld vorhanden.

Ausführliche Begriffserklärungen enthält Kapitel 5.

**Tabelle 4-5: Netzdatenblatt – Umspannwerke/Schaltstationen**

Datum	Datentyp	Einheit
Anzahl Freiluft-Schaltanlagen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Innenraumanlagen, luftisoliert, offen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Innenraumanlagen, luftisoliert, metallgekapselt	Ganzzahl	Stück
Anzahl Schaltanlagen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Sonstige Schaltanlagen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Freiluft-Schaltanlagen, luftisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Innenraumanlagen, luftisoliert, offen	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Innenraumanlagen, luftisoliert, metallgekapselt	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Schaltanlagen, gasisoliert	Ganzzahl	Stück
Anzahl Felder in Sonstigen Schaltanlagen	Ganzzahl	Stück

#### 4.1.5 Schaltgeräte

Im Netzdatenblatt werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Angaben zu Schaltgeräten erfasst. Dabei ist es unerheblich, ob Leistungsschalter bzw. Trennschalter/Lasttrennschalter mit einem Erdungsschalter kombiniert sind oder nicht. Reine Erdungsschalter werden nicht erfasst.

**Tabelle 4-6: Netzdatenblatt – Schaltgeräte**

Datum	Datentyp	Einheit
Anzahl Leistungsschalter	Ganzzahl	Drehstromsätze
Anzahl Trennschalter/Lasttrennschalter	Ganzzahl	Drehstromsätze

#### 4.1.6 Transformatoren

Im Netzdatenblatt werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Angaben zu Transformatoren erfasst.

Die Transformatoren werden nur zum Netz ihrer Oberspannungsseite gezählt. Netzbetreiber, in deren Eigentum sich Transformatoren befinden, die überspannungsseitig aus einer fremden Anlage versorgt werden, haben ebenfalls ein Netzdatenblatt für die Oberspannung auszufüllen, um bezogene Kenngrößen richtig ermitteln zu können.

Es sind auch Transformatoren, die zur Kupplung von Mittelspannungsnetzen dienen, zu berücksichtigen.

Bei Transformatoren in Sparschaltung ist die Nenndurchgangsleistung anzugeben.

Die Zählung von Transformatoren erfolgt in Drehstromsätzen bei Einphasentransformatoren mit getrennten Kesseln bzw. in Stück bei Dreiphasentransformatoren mit einem gemeinsamen Kessel für alle drei Teilleiter.

**Tabelle 4-7: Netzdatenblatt – Transformatoren**

Datum	Datentyp	Einheit
Anzahl Netztransformatoren	Ganzzahl	Drehstrom-sätze
Anzahl Kundentransformatoren	Ganzzahl	Drehstrom-sätze
Installierte Bemessungsscheinleistung Netztransformatoren * (getrennt nach Spannungsebenen)	Dezimalzahl	MVA
Installierte Bemessungsscheinleistung Kundentransformatoren	Dezimalzahl	MVA

#### Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

- Bei Netztransformatoren erfolgt die Angabe der Leistungen getrennt nach den Spannungsgruppen der Transformatoren-Unterspannung. Es werden folgende Gruppierungen berücksichtigt:
  - 380 kV auf 220 kV
  - 380 kV auf 110 kV
  - 220 kV auf 110 kV
  - 110 kV auf 60 kV

- 110 kV auf 30 kV
- 110 kV auf 20 kV
- 110 kV auf 10 kV
- 60 kV auf 30 kV
- 60 kV auf 20 kV
- 60 kV auf 10 kV
- 30 kV auf 20 kV
- 30 kV auf 10 kV
- 30 kV auf 0,4 kV
- 20 kV auf 10 kV
- 20 kV auf 0,4 kV
- 10 kV auf 0,4 kV

## 4.2 Merkmale für die Organisationsinformationen

### 4.2.1 Allgemeines

Jede Störungsmeldung muss zur eindeutigen Identifikation die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Organisationsinformationen enthalten.

Die Erfassung in Niederspannungsnetzen erfolgt auch bei Anwendung des Erfassungsschemas für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B) wie im Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A) beschrieben; siehe Abschnitt 3.2.

**Tabelle 4-8: Merkmale für die Organisationsinformationen**

Merkmale	Datenfeld	Datentyp
Netzbetreibernummer	<b>XN</b>	Text
Netznummer	<b>N</b>	Text
Störungsnummer	<b>O</b>	Text

#### 4.2.2 Netzbetreibernummer (Datenfeld XN)

Die Netzbetreibernummer wird von ECG vergeben und ist bei jeder Störung mit zu verschlüsseln.

#### 4.2.3 Netznummer (Datenfeld N)

Die Netznummer ist eine vom Netzbetreiber vergebene Nummer des Teilnetzes, in dem die Störung auftrat. Sie dient der Verknüpfung der Störung mit dem entsprechenden Netzdatenblatt.

#### 4.2.4 Störungsnummer (Datenfeld O)

Die Störungsnummer ist eine vom Netzbetreiber vergebene laufende Nummer der Störung.

### 4.3 Merkmale für die Beschreibung des Netzes

#### 4.3.1 Allgemeines

Obwohl die Daten bereits im Netzdatenblatt enthalten sind, sind bei jeder Störung die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Angaben nochmals festzuhalten.

**Tabelle 4-9: Merkmale für die Beschreibung des Netzes**

<b>Merkmal</b>	<b>Datenfeld</b>	<b>Datentyp</b>
Spannungsgruppe	<b>XU</b>	Text
Netzart	<b>XL</b>	Text
Sternpunktbehandlung	<b>XS</b>	Text
Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse	<b>XE</b>	Text

Diese Angaben in der Störungsmeldung sollen in der Regel mit den Angaben im Netzdatenblatt identisch sein. Nur für den Fall, dass der Netzzustand zum Störungszeitpunkt vom Normalzustand abweicht, soll in der Störungsmeldung der abweichende Netzzustand angegeben werden.

#### 4.3.2 Spannungsgruppe (Datenfeld XU)

Durch die Angabe einer der nachfolgend aufgeführten Spannungsgruppen wird die Nennspannung des Netzes, in dem die Störung aufgetreten ist, verschlüsselt:

**Tabelle 4-10: Kennziffernverzeichnis Spannungsgruppe XU**

<b>XU Spannungsgruppe</b>	<b>Kennziffer</b>
Nennspannung über 1 bis 12 kV (Bezeichnung 10 kV)	<b>1</b>
Nennspannung über 12 bis 24 kV (Bezeichnung 20 kV)	<b>2</b>
Nennspannung über 24 bis 36 kV (Bezeichnung 30 kV)	<b>3</b>
Nennspannung über 36 bis 72,5 kV (Bezeichnung 60 kV)	<b>4</b>
Nennspannung über 72,5 bis 125 kV (Bezeichnung 110 kV)	<b>5</b>
Nennspannung über 125 bis 250 kV (Bezeichnung 220 kV)	<b>6</b>
Nennspannung über 250 bis 420 kV (Bezeichnung 380 kV)	<b>7</b>

#### 4.3.3 Netzart (Datenfeld XL)

Mit diesem Merkmal werden Informationen zum Freileitungs- und Kabelanteil des Netzes, in dem die Störung auftreten ist, verschlüsselt:

**Tabelle 4-11: Kennziffernverzeichnis Netzart XL**

<b>XL Netzart</b>	<b>Kennziffer</b>
Freileitungsnetz (über 90 % der Stromkreislänge Freileitungen)	<b>1</b>
Gemischtes Netz (zwischen 10 % und 90 % der Stromkreislänge Freileitung oder Kabel)	<b>2</b>
Kabelnetz (über 90 % der Stromkreislänge Kabel)	<b>3</b>

#### 4.3.4 Sternpunktbehandlung (Datenfeld XS)

Die Art der Sternpunktbehandlung des von der Störung betroffenen Netzes wird im Datenfeld XS verschlüsselt:

**Tabelle 4-12: Kennziffernverzeichnis Sternpunktbehandlung XS**

<b>XS Sternpunktbehandlung</b>	<b>Kennziffer</b>
Netz mit isoliertem Sternpunkt	<b>1</b>
Netz mit Erdschlusskompensation	<b>2</b>
Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung	<b>3</b>
Netz mit vorübergehender niederohmiger Erdung	<b>4</b>

Wenn Netze zeitweilig mit unterschiedlicher Behandlung des Sternpunktes betrieben werden, eventuell durch Zusammenschaltung mit anderen, wird als Art der Sternpunktbehandlung die zur Zeit des Störungseintritts vorhandene Betriebsweise angegeben.

#### 4.3.5 Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse (Datenfeld XE)

Die Art der Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse in dem von der Störung betroffenen Netz wird im Datenfeld XE verschlüsselt. Ein Erdschluss liegt vor, wenn sich in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation auf Grund eines Fehlers die Verlagerungsspannung (Nullsystem-Spannung) auf einen Wert größer als

$$U = 0,6 \frac{U_n}{\sqrt{3}}$$

erhöht.

Wenn im Datenfeld XS Sternpunktbehandlung die Kennziffer XS 3 "niederohmig geerdet" eingegeben wurde, dann ist hier die Kennziffer XE 1 "keine Erfassung" einzutragen.

**Tabelle 4-13: Kennziffernverzeichnis Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse**

<b>XE Erfassung selbsterlöschender Erdschlüsse</b>	<b>Kennziffer</b>
Keine Erfassung *	<b>1</b>
Teilweise Erfassung *	<b>2</b>
Vollständige Erfassung *	<b>3</b>

#### Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

- 1 Keine Erfassung bedeutet, dass die selbsterlöschenden Erdschlüsse nicht in die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik mit eingehen.

- 2 Eine teilweise Erfassung liegt dann vor, wenn ein Netz durch zeitlich verzögerte Erdschlusserfassungseinrichtungen überwacht wird, so dass Erdschlüsse erst ab einer vorgegebenen Dauer erfasst werden.
- 3 Eine vollständige Erfassung dieser Erdschlüsse ist gegeben, wenn diese Einrichtungen zeitlich unverzögert sind und jedes Ansprechen in die VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik übernommen wird.

## 4.4 Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts

### 4.4.1 Allgemeines

Zur Beschreibung des Störungseintritts werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Merkmale erfasst.

**Tabelle 4-14: Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts**

Merkm <sup>al</sup>	Datenfeld	Datentyp
Störungsb <sup>eginn</sup>	TA	Datum/Zeit
Störungsa <sup>nlass</sup>	A	Text
Störungsa <sup>uswirkung</sup>	B	Text
Fehlera <sup>rt</sup>	C	Text
Versorgungsa <sup>unterbrechung</sup>	RE	Text
Rückw <sup>irkung</sup> aus nicht betrachtetem Netz	HR	Text
Naturkata <sup>strophe</sup>	NK	Text
Sonstige ECG-A <sup>nmerkung</sup>	AN	Text

### 4.4.2 Zeitpunkt des Störungsb<sup>eginns</sup> (Datenfeld TA)

Es ist der Zeitpunkt des Beginns der Störung zu verschlüsseln. Wird eine Störung nur durch Meldungen von Netzkunden bekannt, so gilt der Zeitpunkt der Meldung als Beginn der Störung.

Der Zeitpunkt des Beginns der Störung kann auch auf volle Minuten gerundet werden.



#### 4.4.3 Störungsanlass (Datenfeld A)

Zur Beschreibung der Störung gehört die Angabe des Störungsanlasses. Zwischen Störungsanlass und Fehlerursache kann und muss eindeutig unterschieden werden.

Als Störungsanlass wird eine Einwirkung bezeichnet, die eine Störung auslöst. Störungsanlässe sind einmal Einwirkungen von außen auf das Netz, z. B. in Form von Gewittern, Sturm, großer Hitze oder Kälte, von Bagger- oder Erdarbeiten, durch Tiere oder Personen. Auch Einwirkungen aus den Hilfseinrichtungen wie Schutz- und Steuereinrichtungen, Hilfsspannungsversorgungen usw. gehören dazu. Schaltvorgänge im Netz sowie Überlastungen zählen ebenfalls zu den Störungsanlässen, falls diese zu automatischen Ausschaltungen geführt haben. Es gibt auch Störungen ohne erkennbaren Störungsanlass.

Der Störungsanlass ist also im weitesten Sinne eine Einwirkung auf das Netz.

Die Fehlerursache dagegen ist überwiegend ein im Netz latent bereits vorhandener Schwachpunkt, wie der Mangel durch schlechte Montage oder Überwachung, nachlässige Wartung oder fehlerhafte Planung und Bemessung der Anlagen sowie Mängel bei der Herstellung oder beim Werkstoff der verwendeten Betriebsmittel. Es kann weiterhin eine Minderung der elektrischen oder mechanischen Eigenschaften, z. B. durch Alterung, vorliegen. Diese verschiedenen Mängel führen häufig erst durch einen äußeren Anlass zu einer Störung.

Zwischen Störungsanlass und Fehlerursache besteht meist ein direkter Zusammenhang, indem die bereits vorhandene Fehlerursache durch den Störungsanlass zur Auswirkung kommt. Der Störungsanlass kann auch gleich der Fehlerursache sein.

Die Fehlerursache wird in dieser Statistik nicht erfasst.

Geplante Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung werden in der Störungsstatistik mit erfasst, obwohl kein eigentlicher Störungsanlass vorliegt. Als Störungsanlass wird ersatzweise eine Kennziffer verschlüsselt, die eine Aussage zur Art der Information der Netzkunden darstellt.

Damit stellt der Störungsanlass das Selektionskriterium zur Unterscheidung geplanter und ungeplanter Versorgungsunterbrechungen dar.

Das Merkmal Störungsanlass korrespondiert mit dem Merkmal Ursache im ECG-Erfassungsschema.

**Tabelle 4-15: Kennziffernverzeichnis Störungsanlass A**

<b>A Störungsanlass</b>	<b>Kennziffer</b>	<b>Ursache ECG</b>
<b>Kein erkennbarer Anlass *</b>	<b>00</b>	Netzbetreiber-intern
<b>Atmosphärische Einwirkung</b>		Höhere Gewalt / atmosph. Einwirkung
Gewitter *	<b>11</b>	
Sturm *	<b>12</b>	
Eis, Eisregen, Schnee, Raureif *	<b>13</b>	
Nebel/Betauung in Verbindung mit Fremdschicht *	<b>14</b>	
Eingedrungene Feuchtigkeit bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser, Betauung oder Ähnliches	<b>15</b>	
Kälte *	<b>16</b>	
Hitze *	<b>17</b>	
Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkung *	<b>18</b>	
Sonstige atmosphärische Einwirkung	<b>19</b>	
Erdrutsch, Felssturz	<b>25</b>	
Lawinen	<b>28</b>	
<b>Fremde Einwirkung</b>		Beschädigung d. Dritte / Fremdeinwirkung
Personen (Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile)	<b>21</b>	
Vögel	<b>2A</b>	
Tiere (außer Vögel)	<b>22</b>	
Bäume *	<b>23</b>	
Baumfällung	<b>2F</b>	
Erd- und Baggerarbeiten *	<b>24</b>	
Brand	<b>27</b>	

A Störungsanlass	Kennziffer	Ursache ECG
Kräne, Fahrzeuge	2B	Beschädigung d. Dritte / Fremdeinwirkung
Flugobjekte (Drachen, Ballone, Flugzeuge usw.)	2C	
Sonstige fremde Einwirkung *	29	
<b>Betätigung von Schalteinrichtungen</b>		Netzbetreiber-intern
Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen *	30	
Sonstiges Schalten von Betriebsmitteln	40	
<b>Fehlbedienung</b>	50	
<b>Überlastung von Betriebsmitteln *</b>	60	
<b>Hilfseinrichtungen</b>		
Schutzeinrichtung *	72	
Rundsteueranlage (Sender, Ankopplung usw.) *	73	
Steuereinrichtung, Stations- oder Betriebsrechner, Fernwirkeinrichtung *	74	
Hilfsspannungsversorgung *	81	
Zentrale Druckluftanlage *	82	
Sonstige Hilfseinrichtungen *	89	
<b>Rückwirkung</b>		Versorgungsausfall / Rückwirkungs- störung
Rückwirkung aus eigenem Netz *	91	
Rückwirkung aus Kraftwerk *	92	
Rückwirkung aus fremdem Netz *	96	

A Störungsanlass	Kennziffer	Ursache ECG
<b>Geplante Ausschaltung mit Versorgungsunterbrechung</b>		Geplant
Ohne Information an die betroffenen Netzkunden *	<b>G0</b>	
Mit Information an die betroffenen Netzkunden *	<b>G1</b>	
Nach Absprache mit dem betroffenen Netzkunden *	<b>G2</b>	
Ohne Unterscheidung	<b>G3</b>	

### Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

- 00 Ohne Anlass und ohne erkannten Anlass.  
Bei der Meldung an ECG ist die Anmerkung "Kein erkennbarer Anlass" einzutragen.
- 11 Blitzeinschlag und induzierte Gewitter-Überspannungen.
- 12 Z. B. Mastumbrüche oder Hineintragen von Fremdkörpern in die Leitungen durch Sturm.
- 12/13 Wenn durch Eis, Eisregen oder Schnee bzw. durch Sturm Bäume umstürzen oder Äste von ihnen abbrechen und zu einer Störung führen, ist als Störungsanlass A **13** bzw. A **12** einzusetzen.
- 14 Verschmutzung in Verbindung mit Nebel, Tau, Kühlerschwaden oder Sprühregen.
- 16 Z. B. Reißen von Isolatoren bei Kälte oder Kondensatorenschäden bei Frost.
- 17 Nur Sonneneinstrahlung, andere Wärmeeinwirkungen unter A **27** "Brand".
- 18 Die Anregung zu Seiltanzen kommt oft durch das Zusammenwirken mehrerer atmosphärischer Einwirkungen zu Stande, z. B. Windböen, Temperatur, Schnee- oder Eisansatz usw.
- 23 Hereingewachsene oder ohne äußere Einwirkung umgestürzte Bäume; (siehe auch Erläuterungen zu A **12/A 13**).
- 24 Nur Arbeiten auf dem Erdboden oder im Erdboden. Bagger oder Kräne, die in eine Freileitung fahren, sind mit A **2B** "Kräne, Fahrzeuge" anzugeben.
- 29 Z. B. Sabotage oder Schalthandlungen durch Unbefugte, auch Fällen von Bäumen.

- 30 Mechanischer Schalterversager in Verbindung mit einem Schaltvorgang, z. B. Bruch einer Schaltertraverse oder mechanischer Schaden an Stufenschaltern.
- 60 Z. B. Ausfall von Transformatoren oder Leitungen infolge Überlastung, die nicht durch eine vorausgegangene Störung entstanden ist. Andernfalls zählt die Überlastung zu der vorausgegangenen Störung.
- 72 - 89 Hierzu gehören Fehler und falsche Einstellungen von Hilfseinrichtungen, die zu einer Störung geführt haben. Der Anlass oder die Ursache für solche in den Hilfseinrichtungen aufgetretenen Fehler – z. B. Wassereintritt in Schutzrelais – werden nicht näher betrachtet.
- 72 Bei Störungsanlass A **72** "Schutzeinrichtung" ist als erster Fehlerort im Datenfeld E **910** "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" anzugeben.
- 73 - 89 Bei Störungen durch Hilfseinrichtungen außer Schutzeinrichtungen ist als erster Fehlerort im Datenfeld E **920** "Steuer-, Leit- und Fernwirkeinrichtungen" anzugeben.
- 91 - 96 Eine Rückwirkungsstörung liegt dann vor,
- wenn es im betrachteten Eigennetz zu Störungen auf Grund von Ausfällen bzw. Störungen im nicht betrachteten Netz kam,
  - wenn es im betrachteten Eigennetz keine Ausfälle (z. B. Auslösungen von Schutzeinrichtungen), aber Versorgungsunterbrechungen (z. B. Ausfall der Netzeinspeisung) durch Störungen in nicht betrachteten Netzen gab.
- Rückwirkungsstörungen sind in allen Netzen als getrennte Störungen mit dem Störungsanlass A **91**, A **92** oder A **96** zu erfassen.
- Bei Netzen gleicher Betriebsspannung eines Netzbetreibers, die allgemein getrennt betrieben werden, können auch "Rückwirkungen aus eigenen Netzen" A **91** auftreten. Dies gilt auch, wenn zwei getrennte Netze aus einem Transformator mit zwei getrennten US-Wicklungen gespeist werden (vgl. auch die Erläuterungen zu C **11** bis C **20**).
- 91 Bei Störungsanlass A **91** "Rückwirkung aus eigenem Netz" ist als erster Fehlerort im Datenfeld E **940** "Rückwirkung aus eigenem Netz" anzugeben. Hierbei ist im Datenfeld HR die Spannungsgruppe des verursachenden Netzes anzugeben.
- 92 Bei Störungsanlass A **92** "Rückwirkung aus Kraftwerk" ist als erster Fehlerort im Datenfeld E **960** "Rückwirkung aus Kraftwerk" anzugeben.

96 Bei Störungsanlass A **96** "Rückwirkung aus fremdem Netz" ist als erster Fehlerort im Datenfeld E **950** "Rückwirkung aus fremdem Netz" anzugeben. Im Datenfeld HR ist die Spannungsgruppe des verursachenden Netzes anzugeben.

Bei der Meldung an ECG ist bei Fehlerort E **951** "Rückwirkung aus einem fremden, vorgelagerten Netz" die Anmerkung "Versorgungsausfall" einzutragen.

G0 Netzkunden werden durch eine gewollte (geplante) Schaltzustandsänderung spannungslos ohne vorher informiert zu werden.

G1 Netzkunden werden durch eine gewollte (geplante) Schaltzustandsänderung spannungslos und wurden vorher informiert (z. B. durch Aushänge, Wurfsendungen oder Zeitungsannoncen), ohne Einfluss auf den Zeitpunkt der Ausschaltung nehmen zu können.

G2 Netzkunden werden durch eine gewollte (geplante) Schaltzustandsänderung spannungslos, und der gewählte Zeitpunkt der Ausschaltung wird mit den betroffenen Netzkunden (z. B. Sondervertragskunden) abgestimmt.

Der Störungsanlass A **G2** ist auch anzugeben, wenn der Zeitpunkt der Ausschaltung nur mit einigen, aber nicht mit allen betroffenen Netzkunden abgestimmt wurde.

Bei der Meldung an ECG ist die Anmerkung "Einvernehmlich" einzutragen.

#### 4.4.4 Störungsauswirkung (Datenfeld B)

Die Störungsauswirkung kennzeichnet die Auswirkung der Störung auf den Netzbetrieb. Ferner gibt sie Hinweise darauf, wie der Fehler bereinigt wurde. Bei der Angabe der Störungsauswirkung soll die schwerwiegendste Auswirkung genannt werden.

Beispiele:

- Treten im Laufe einer Störung mehrere Ausschaltungen durch Schutzeinrichtungen auf und ist eine sofortige Einschaltung nur in einem Falle erfolgreich, so ist als Störungsauswirkung nur die "erfolglose Einschaltung" anzugeben.
- Treten bei einer Störung eine erfolgreiche AWE auf einem Stromkreis und eine erfolglose AWE auf einem anderen Stromkreis auf, so ist als Störungsauswirkung nur die "erfolglose AWE" anzugeben.

Bei geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung bleibt das Datenfeld B Störungsauswirkung frei.

**Tabelle 4-16: Kennziffernverzeichnis Störungsauswirkung B**

<b>B Störungsauswirkung</b>	<b>Kennziffer</b>
<b>Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels *</b>	<b>11</b>
<b>Ausschaltung durch Schutzeinrichtung</b>	
Erfolgreiche AWE *	<b>21</b>
Erfolgreiche 2-fach AWE *	<b>23</b>
Erfolglose AWE, mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung von Hand *	<b>22</b>
Erfolglose AWE, mit erfolgloser sofortiger Einschaltung von Hand *	<b>24</b>
Erfolglose 2-fach AWE *	<b>25</b>
Erfolglose AWE, ohne sofortige Einschaltung *	<b>26</b>
Ohne AWE, mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung von Hand *	<b>42</b>
Ohne AWE, mit erfolgloser sofortiger Einschaltung von Hand *	<b>44</b>
Ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung *	<b>46</b>
<b>Störungsbedingte Ausschaltung von Hand (nicht geplant)</b>	
Mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung *	<b>62</b>
Ohne sofortige Einschaltung *	<b>64</b>
<b>Durchschmelzen von HH-Sicherungen</b>	
Sofortiger Ersatz, erfolgreich *	<b>82</b>
Sofortiger Ersatz, erfolglos *	<b>83</b>
Ohne sofortigen Ersatz *	<b>84</b>
<b>Fehlende Spannung durch Fehler außerhalb des betrachteten Netzes *</b>	<b>98</b>

**Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern**

- 11            Hierzu gehören z. B. selbsterlöschende Erdschlüsse. Im Datenfeld RE Versorgungsunterbrechungen ist RE **0** "Nein" einzutragen.
- 21-46        Eine ausführliche Begriffserklärung zur automatischen Wiedereinschaltung (AWE) ist in Kapitel 5 enthalten
- Sind bei einer erfolgreichen AWE oder bei einer erfolgreichen 2-fach-AWE gleichzeitig Sicherungen durchgeschmolzen, so muss als Störungsauswirkung B **82**-B **84** angegeben werden.
- 21/23        Eine **erfolgreiche AWE** ist nur dann gegeben, wenn der gleiche Schaltzustand wie vor der Störung wiederhergestellt ist. Eine erfolgreiche AWE wird nicht als Störung mit Versorgungsunterbrechung verschlüsselt; im Datenfeld RE Versorgungsunterbrechungen ist RE **0** "Nein" einzutragen.
- 22-26        Eine **erfolglose AWE** ist dann gegeben, wenn die AWE erfolgte, der Schalter, auf den die AWE wirkt, oder ein anderer jedoch endgültig ausschaltete (Änderung des Schaltzustandes).
- Eine AWE ist ebenfalls erfolglos, wenn nach Abschluss der AWE ein Fehler bestehen bleibt (z. B. Übergang vom Doppelerdschluss zum einfachen Erdschluss).
- 22-64        Eine **sofortige Einschaltung** bedeutet, dass nach Ausschaltung eines Netzelementes seine Einschaltung ohne Kontrolle oder Reparatur erfolgt (z. B. Probe-schaltung bei Gewitter oder Sturm). Die Zeitspanne zwischen Ausschaltung und Einschaltung kann von Sekunden bis zu mehreren Stunden reichen.
- Eine sofortige Einschaltung ist nur dann erfolgreich, wenn der gleiche Schaltzustand wie vor der Störung wiederhergestellt wird.
- Wird nicht das durch Schutzeinrichtungen ausgeschaltete Betriebsmittel wieder eingeschaltet, sondern auf ein anderes verfügbares Reservebetriebsmittel umgeschaltet, so ist dies eine "Ausschaltung ohne sofortige Einschaltung" (B **46**).
- 42-46        Die Störungsauswirkung "Ausschaltung durch Schutzeinrichtung **ohne AWE**" liegt vor, wenn
- keine AWE-Einrichtung vorhanden ist, oder
  - die vorhandene AWE-Einrichtung nicht wirksam geworden ist.



- 62-64 Liegt eine störungsbedingte Ausschaltung von Hand (nicht geplant) vor, so dürfen für keinen Fehlerort die Ausfallarten RAB 0 "Erfolgreiche AWE (nur in Verbindung mit Folgeereignis)", RAB 1 "Einfachausfall mit Schutzauslösung", RAB 4 "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall" oder RAB 5 "Schutzüberfunktion als Folgeausfall" angegeben werden.
- 82-84 Als Durchschmelzen von HH-Sicherungen zählen nur solche Fälle, bei denen Sicherungen durchgeschmolzen sind, aber keine Schalter endgültig ausgeschaltet haben.
- Der sofortige Ersatz bedeutet die Auswechslung der durchgeschmolzenen Sicherung ohne sonstige Reparaturarbeiten.
- 98 Jeder Fehler außerhalb des betrachteten Netzes, der zu fehlender Spannung im betrachteten Netz führt, gilt als Störung, wenn sich im betrachteten Netz der Schaltzustand nicht ändert (siehe auch Erläuterungen zu C 80 "Fehlende Spannung").
- Bei dieser Störungsauswirkung ist als Störungsanlass "Rückwirkung" im Datenfeld A 91 bis 96, als Fehlerart "fehlende Spannung" im Datenfeld C 80 und als 1. Fehlerort "nicht im betrachteten Netz" im Datenfeld E 940 bis E 960 anzugeben.

#### 4.4.5 Fehlerart (Datenfeld C)

Nach Abschnitt 2.3.1 gilt jede ungewollte Änderung des normalen Betriebszustandes als Fehler. Die zugehörigen Fehlerarten werden in vier Gruppen eingeteilt:

- Erd- und Kurzschlüsse
- Ausschaltung ohne Kurzschluss oder Erdschluss
- Fehlende Spannung
- Leiterunterbrechungen ohne Erdberührung

Bei geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung bleibt das Datenfeld C Fehlerart frei.

**Tabelle 4-17: Kennziffernverzeichnis Fehlerart C**

<b>C Fehlerart</b>	<b>Kennziffer</b>
<b>Erd- und Kurzschlüsse im betrachteten Netz</b>	
<b>Erdschlüsse in Netzen mit Erdschlusskompensation oder mit isoliertem Sternpunkt</b>	
Erdschluss mit einer Dauer kleiner 1 Sekunde *	<b>11</b>
Erdschluss mit einer Dauer von 1 Sekunde bis 1 Minute *	<b>12</b>
Erdschluss mit einer Dauer größer 1 Minute *	<b>20</b>
Wiederholter Erdschluss *	<b>13</b>
Erdschluss ohne Unterscheidung *	<b>19</b>
Doppel- oder Mehrfacherdschluss * (mehrpoliger Fehler mit räumlich auseinander liegenden Fußpunkten)	<b>40</b>
<b>Erdkurzschlüsse in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung</b>	
Erdkurzschluss (einpolarer Fehler)	<b>30</b>
<b>Mehrpolige Kurzschlüsse in allen Netzen</b>	
Zweipoliger Kurzschluss	<b>50</b>
Dreipoliger Kurzschluss	<b>60</b>
Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung *	<b>69</b>
<b>Ausschaltung ohne Kurzschluss oder Erdschluss im betrachteten Netz</b>	
Betriebsmittel schadhaft oder funktionsuntüchtig *	<b>71</b>
Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung" *	<b>72</b>
Ausschaltung aus Störungsanlass "Überlastung" *	<b>73</b>
Sonstige Ausschaltung *	<b>74</b>
<b>Weitere Fehlerarten</b>	
Fehlende Spannung *	<b>80</b>
Leiterunterbrechung ohne Erdberührung *	<b>91</b>

**Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern**

- 11-20 Ein Erdschluss liegt vor, wenn sich in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation auf Grund eines Fehlers die Spannung auf einen Wert größer oder gleich

$$U = 0,6 \frac{U_n}{\sqrt{3}}$$

erhöht.

Die Unterscheidung zwischen selbsterlöschenden und stehenden Erdschlüssen erfolgt durch das Merkmal B Störungsauswirkung. Für selbsterlöschende Erdschlüsse ist B **11** "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" anzugeben.

- 13 Ein wiederholter Erdschluss ist ein selbsterlöschender Erdschluss, der sich an der gleichen Stelle wiederholt, z. B. durch einen bei Sturm hereinkelnden Baum oder Ast.
- 19 Diese Fehlerart ist nur dann anzugeben, wenn die Fehlerarten C **11** – C **13** und C **20** nicht einwandfrei festgestellt werden können.
- 40 Diese Fehlerart darf nur angegeben werden, wenn mindestens zwei einpolige Erdfehler in verschiedenen Leitern an räumlich auseinander liegenden Orten vorliegen.
- 69 Diese Fehlerart ist nur dann anzugeben, wenn die Fehlerarten C **40** – C **60** nicht einwandfrei festgestellt werden können, d. h. wenn nicht feststellbar ist, ob der Kurzschluss ein-, zwei- oder dreipolig war, oder ob ein Doppel- bzw. Mehrfacherdschluss vorlag. Diese Fehlerart darf nicht angegeben werden, wenn ein Erdschluss vorlag (C **11** – C **20**).
- 71 Diese Fehlerart ist bei einer Handausschaltung eines schadhafte oder in seiner Funktion eingeschränkte Betriebsmittels anzugeben, die sofort nach Erkennen des Schadens oder der eingeschränkte Funktion durchgeführt werden muss.
- 72 - 74 Hierbei darf kein Fehler der Fehlerart C **11** – C **71** oder C **91** vorliegen. Schalterauslösungen bzw. Durchschmelzen von Sicherungen zur Ausschaltung von Isolationsfehlern zählen nicht als weitere Fehler in diesem Sinne.

80 Die Fehlerart "Fehlende Spannung" liegt vor, wenn durch Vorkommnisse außerhalb des betrachteten Netzes die Energiezufuhr unterbrochen, das Netz ganz oder teilweise spannungslos wird und damit die Versorgung nicht aufrecht erhalten werden kann. Es ist hierzu als Störungsauswirkung B **98** "Fehlende Spannung" anzugeben, wenn im betrachteten Netz kein Schalter ausgeschaltet hat, und B **42** – B **46**, wenn im betrachteten Netz Schalter ausschalten.

91 Eine Leiterunterbrechung mit Erdberührung führt zu einer der Fehlerarten C **11** – C **69**.

Bei Bündelleitern führt nur die Unterbrechung des gesamten Bündels zur "Leiterunterbrechung" in diesem Sinne, sonst ist ggf. C **71** anzugeben.

#### 4.4.6 Versorgungsunterbrechung (Datenfeld RE)

Das Datenfeld RE beschreibt das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen bei einer Störung.

Eine Störung gilt als **Störung mit Versorgungsunterbrechung**, wenn

- sie Unterbrechungen der Energielieferung an Netzkunden in dem Netz hervorruft, in dem ihr auslösender Fehler auftritt, oder
- die Energielieferung an Netzkunden in anderen Netzen unterbrochen wird, egal in welchem Netz und welcher Spannungsebene die Ursache liegt, oder
- die Unterbrechung der Energielieferung im Rahmen einer geplanten Ausschaltung stattfindet.
- Die Unterbrechung der Energielieferung muss in jedem Fall länger als 1 s dauern.

Auch wenn bei einem Drehstromsatz nur eine einzelne Sicherung in einem Leiter durchschmilzt, gilt dies als Störung mit Versorgungsunterbrechung.

**Tabelle 4-18: Kennziffernverzeichnis Versorgungsunterbrechung RE**

RE Versorgungsunterbrechung	Kennziffer
Nein	0
Ja *	1

## Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

- 1 Beim Auftreten von Versorgungsunterbrechungen sind weitere Angaben im Block "Versorgungsunterbrechungen" erforderlich.

### 4.4.7 Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz (Datenfeld HR)

Störungen in anderen, getrennt oder nicht gemeldeten Netzen anderer oder gleicher Spannungsgruppe können im betrachteten Netz Folgestörungen hervorrufen. Dies wird als "Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz" bezeichnet. Damit zusammengehörende Störungsmeldungen zugeordnet werden können, ist bei Rückwirkungsstörungen, die im Datenfeld A Störungsanlass mit "Rückwirkung aus eigenem Netz" (A 91) oder "Rückwirkung aus fremdem Netz" (A 96) verschlüsselt werden, im Datenfeld HR anzugeben, welcher Spannungsgruppe das verursachende Netz angehört.

**Tabelle 4-19: Kennziffernverzeichnis Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz HR**

HR Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz				Kennziffer
Nennspannung bis	1 kV	(Bezeichnung	0,4 kV)	<b>0</b>
Nennspannung über	1 bis 12 kV	(Bezeichnung	10 kV)	<b>1</b>
Nennspannung über	12 bis 24 kV	(Bezeichnung	20 kV)	<b>2</b>
Nennspannung über	24 bis 36 kV	(Bezeichnung	30 kV)	<b>3</b>
Nennspannung über	36 bis 72,5 kV	(Bezeichnung	60 kV)	<b>4</b>
Nennspannung über	72,5 bis 125 kV	(Bezeichnung	110 kV)	<b>5</b>
Nennspannung über	125 bis 250 kV	(Bezeichnung	220 kV)	<b>6</b>
Nennspannung über	250 bis 420 kV	(Bezeichnung	380 kV)	<b>7</b>

### 4.4.8 Naturkatastrophe (Datenfeld NK)

Bei ausgewiesenen, zeitlich bestimmten und eingeschränkten Naturkatastrophen wird in diesem Datenfeld eine kurze textliche Beschreibung der Naturkatastrophe (z. B. "Hochwasser") eingetragen.

Eine Eingabe ist nur zulässig, wenn entweder der Störungsanlass A 10 "atmosphärische Einwirkung", oder der Störungsanlass A 90 "Rückwirkung" zusammen mit dem Fehlerort E 940

"Rückwirkung aus eigenem Netz" bzw. E 951 "Rückwirkung aus fremdem, vorgelagerten Netz" (Ausfall der Versorgung aufgrund der Naturkatastrophe), verschlüsselt ist.

#### 4.4.9 Sonstige ECG-Anmerkung (Datenfeld AN)

Eine zusätzliche Anmerkung, die im Erhebungsbogen an ECG in die Spalte "Anmerkungen" eingetragen werden soll, kann hier als Freitext eingegeben werden.

## 4.5 Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs

### 4.5.1 Allgemeines

Zur vollständigen Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufes werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Merkmale erfasst. Diese Angaben ermöglichen eine genaue Auswertung des Störungsverlaufes und eine gezielte Auswertung der Statistik zur Gewinnung von Eingangsdaten für probabilistische Zuverlässigkeitsbetrachtungen.

Wirkt sich eine Störung so aus, dass **mehrere Fehlerorte** betroffen sind, dann sind alle Fehlerorte anzugeben, an denen Erdschlüsse, Kurzschlüsse oder Ausschaltungen auftraten. Dabei sind jedem einzelnen Fehlerort die in diesem Block aufgeführten Merkmale mit den jeweils gültigen Kennziffern zuzuordnen.

Bei geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung wird dieser Block nicht verschlüsselt.

Die Erfassung in Niederspannungsnetzen erfolgt auch bei Anwendung des Erfassungsschemas für die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema B) wie im Erfassungsschema für die Verfügbarkeitsstatistik (Erfassungsschema A) beschrieben; siehe Abschnitt 3.5.

**Tabelle 4-20: Merkmale für die Beschreibung des Störungsverlaufs**

Merkm <sup>al</sup>	Datenfeld	Datentyp
Fehlerort	E	Text
Ausfallart	RAB	Text
Aus-Dauer	ED	Dezimalzahl
Schäden	EI	Text

Ist als Störungsauswirkung B

- "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" (B **11**) oder
- "Erfolgreiche AWE" (B **21/23**)

angegeben, so werden nur Angaben zum Fehlerort E und zu Schäden EI verschlüsselt, da sich die Störung nicht in Form von Versorgungsunterbrechungen bei Netzkunden auswirken kann, bzw. keine bleibende Ausschaltung von Betriebsmitteln auf Grund von Schutzauslösungen erfolgt. Der Störungseintritt fällt hierbei meist mit dem Störungsende zusammen.

#### 4.5.2 Fehlerort (Datenfeld E)

Als erster Fehlerort wird der Anlagen- bzw. Netzabschnitt bezeichnet, in dem der Fehler auftritt, der zu einer Störung führt (siehe Abschnitt 2.3.1). Eine Störung kann sich jedoch auch noch in anderen Netzabschnitten auswirken. In diesem Falle sind mehrere Fehlerorte anzugeben. Als erster Fehlerort ist jedoch immer derjenige anzugeben, von dem die Störung ausgegangen ist.

Bei der Angabe der Fehlerorte ist zunächst zu unterscheiden, ob der Fehler entweder

- an aktiven Betriebsmitteln des betrachteten Netzes, an denen die Netzbetriebsspannung anliegt, auftrat (einschließlich ihrer angebauten Zusatzeinrichtungen), oder
- nicht von dem betrachteten Netz ausging, sich hier aber als Störung auswirkte (Fehlerort "nicht im betrachteten Netz").

Das Erfassungsschema unterscheidet somit zwischen den Störanfälligkeiten der aktiven Netzteile selbst und sonstigen Betriebsmitteln, die zu Störungen geführt haben.

Zu der ersten Gruppe gehören unter Anderem alle Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Schaltgeräte (einschließlich Antriebe), Isolatoren, Strom- und Spannungswandler des betrachteten Netzes.

Auch bei Fehlbedienungen (Störungsanlass A **50**) ist der entsprechende Fehlerort im betrachteten Netz anzugeben, wo die Fehlbedienung auftrat.

Zu der zweiten Gruppe zählen

- die nicht an der Netzbetriebsspannung liegenden Geräte, z. B. Schutzrelais, Fernsteuer-einrichtung, Druckluftherzeugungsanlage, also die so genannten Hilfseinrichtungen.

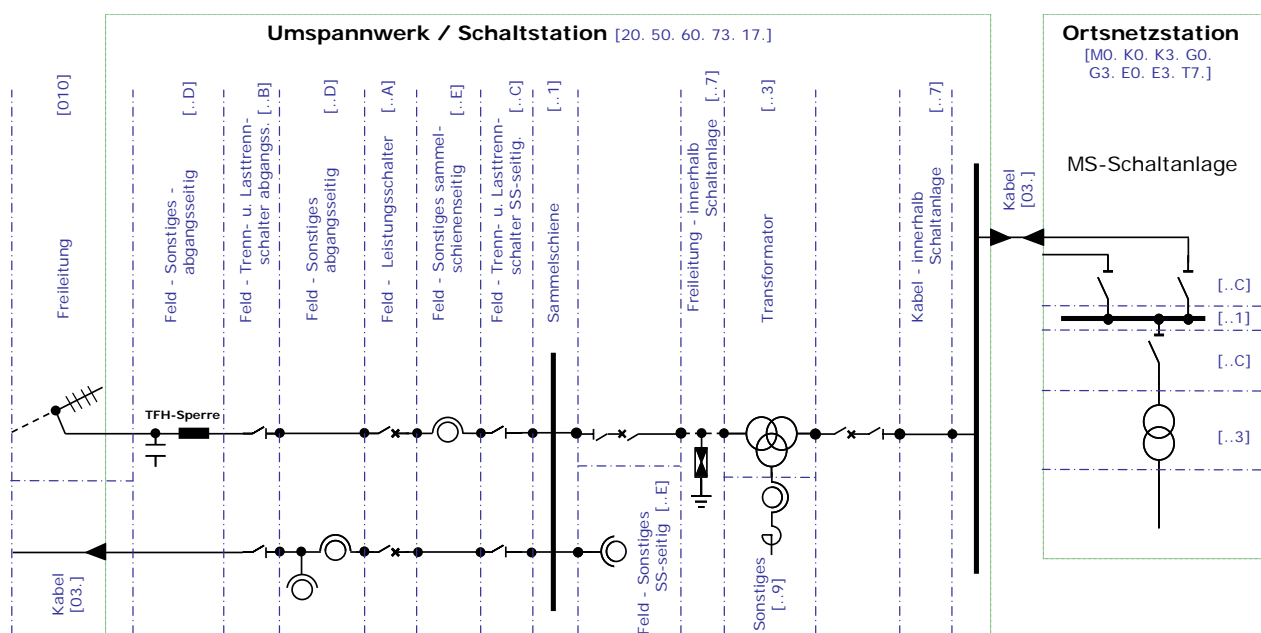
Bei Fehlern an Geräten dieser Gruppe, die zu einer Störung geführt haben, liegt ein Fehlerort der Gruppe "nicht im betrachteten Netz" vor (E **910** oder E **920**).

- alle Fehlerorte in fremden Netzen (von Netzkunden, Kraftwerken, anderen Netzbetreibern) oder in Netzen anderer Spannung, die zu einer Störung im eigenen, betrachteten Netz geführt haben. (E 940, E 950 oder E 960)

Wenn z. B. ein 110-kV-Netz einen 110-kV-Netzkunden speist und bei dem Netzkunden an einem Wandler ein Erdschluss auftritt, so hat zwar das eigene, betrachtete Netz einen Fehler (Erdschluss), der Fehlerort liegt aber "nicht im betrachteten Netz" (E 950). Durch die richtige Angabe des Fehlerortes und des Störungsanlasses "Rückwirkung aus fremdem Netz" A 96 wird vermieden, dass der Erdschluss in der Gesamtstatistik doppelt gezählt wird.

Betrachtet man ein 110-kV-Netz, so liegt ein gleich zu behandelnder Fall vor, wenn bei einer Störung im 20-kV-Netz der Transformatorschalter auf der 110-kV-Seite auslöst. Hier liegt auch im 110-kV-Netz eine Störung vor (ungewollte Änderung des Schaltzustandes), der Fehlerort, von dem die Störung ausgegangen ist, liegt aber wiederum "nicht im betrachteten Netz" (E 940 oder E 950).

Die Angabe des Fehlerortes erfolgt entsprechend den in Abbildung 4.1 angegebenen Abgrenzungen.



**Abbildung 4-1 Abgrenzung der Fehlerorte**

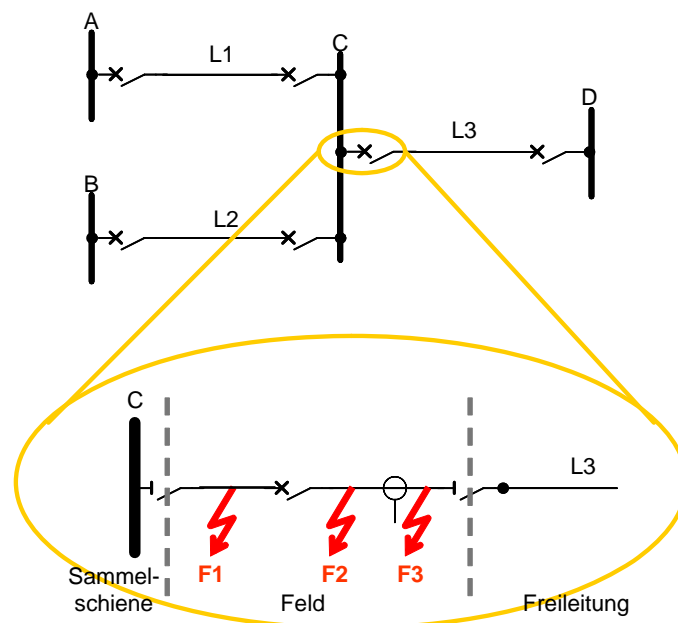
Bei Fehlern in Feldern muss unterschieden werden, ob der Fehler zu einer Ausschaltung der Sammelschiene ("sammelschienenseitiger Fehler") oder des Abgangs ("abgangsseitiger Fehler") führt. Fehler, die sowohl zur Ausschaltung der Sammelschiene und von Abgängen führen, sind als sammelschienenseitige Fehler zu verschlüsseln.



Abbildung 4-2 zeigt ein Beispiel für den Aufbau eines Schaltfeldes und dient zur Verdeutlichung der Begriffe sammelschienenseitig und abgangsseitig. Dazu werden Kurzschlüsse an den Fehlerstellen F1, F2 und F3 betrachtet. Es wird angenommen, dass die Messwerte des Stromwandlers ausschlaggebend für das Auslösen des Leistungsschalters sind.

Entsprechend dem Schutzkonzept der Sammelschiene C werden der Feldfehler F3 als abgangsseitig und die Feldfehler F1 und F2 als sammelschienenseitig spezifiziert.

Ist die Sammelschiene mit einem Sammelschienenendifferentialschutz ausgestattet, so entspricht der Fehler F2 einem Sammelschienenfehler, was zur Anregung des Sammelschienen-schutzes und damit zur Auslösung der im Sammelschienenabgang liegenden Leistungsschalter in Schnellzeit führt; die Distanzschutzeinrichtung der Gegenstation (Sammelschiene D) löst in erster Staffelzeit aus. Fehlt der Sammelschienenendifferentialschutz, so lösen die Gegenstationen der Sammelschiene C – dies sind die Sammelschienen A, B und D – in der ersten Staffelzeit aus, in Folge dessen wird auch die Sammelschiene C spannungslos. Der Feldfehler F2 wirkt sich immer sammelschienenseitig aus und wird deshalb als sammelschienenseitiger Feldfehler spezifiziert.



**Abbildung 4-2 Fehlerort Feld**

Je fehlerbetroffenem Feld ist **genau ein** Fehlerort E zu verschlüsseln. Ist in einem Feld ein Trennschalter/Lasttrennschalter fehlerbetroffen, aber kein Leistungsschalter, so ist als Fehlerort E entweder E ..B oder E ..C zu verschlüsseln. Ist ein Leistungsschalter betroffen, so ist immer E ..A zu verschlüsseln.

Die einzelnen Fehlerorte sind im nachstehenden Kennziffernverzeichnis aufgeführt.

Tabelle 4-21: Kennziffernverzeichnis Fehlerort E

E Fehlerort	Kennziffer
Fehlerort nicht bekannt bzw. nicht gefunden *	000
Fehlerort im betrachteten Netz	
Freileitung *	010
Kabel	
Papierisoliertes Kabel *	03A
PE-Kabel *	03B
VPE-Kabel *	03C
Sonstige Kunststoffkabel *	03D
Ölkabel *	03E
Gasaußendruckkabel *	03F
Gasinnendruckkabel *	03G
Sonstige Kabel *	03H
Stationen	
<i>Umspannwerk/Schaltstation (erste und zweite Stelle der Kennziffer)</i>	
Freiluft-Schaltanlage, luftisoliert *	20.
Innenraumanlage, luftisoliert, offen *	50.
Innenraumanlage, luftisoliert, metallgekapselt *	60.
Schaltanlage, gasisoliert *	73.
Sonstige Schaltanlage *	17.
<i>Ortsnetzstation (erste und zweite Stelle der Kennziffer)</i>	
Maststation *	M0.
Kompaktstation, luftisoliert *	K0.

<b>E Fehlerort</b>	<b>Kennziffer</b>
Kompaktstation, gasisoliert *	<b>K3.</b>
Gebäudestation, luftisoliert *	<b>G0.</b>
Gebäudestation, gasisoliert *	<b>G3.</b>
Einbaustation, luftisoliert *	<b>E0.</b>
Einbaustation, gasisoliert *	<b>E3.</b>
Sonstige Ortsnetzstation *	<b>T7.</b>
<i>Lage des Fehlerortes in der Station (dritte Stelle der Kennziffer)</i>	
Sammelschiene *	<b>..1</b>
Feld Leistungsschalter *	<b>..A</b>
Feld Trennschalter/Lasttrennschalter, abgangsseitig *	<b>..B</b>
Feld Trennschalter/Lasttrennschalter, sammelschienenseitig *	<b>..C</b>
Feld Sonstiges (Wandler usw.), abgangsseitig *	<b>..D</b>
Feld Sonstiges (Wandler usw.), sammelschienenseitig *	<b>..E</b>
Transformator *	<b>..3</b>
Kabel/Freileitung innerhalb der Station *	<b>..7</b>
Sonstiges *	<b>..9</b>
<b>Fehlerort nicht im betrachteten Netz</b>	
Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion *	<b>910</b>
Steuer-, Leit- und Fernwirkeinrichtungen *	<b>920</b>
Rückwirkung aus eigenem Netz *	<b>940</b>
Rückwirkung aus fremdem, vorgelagerten Netz *	<b>951</b>
Rückwirkung aus sonstigem fremden Netz bzw. Kundenanlage *	<b>952</b>
Rückwirkung aus Kraftwerk *	<b>960</b>
Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes *	<b>900</b>

## Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

Die Abgrenzung der Fehlerorte ist in den Abbildungen 4-1 und 4-2 erläutert. Weitere Hinweise geben auch die Begriffsdefinitionen in Kapitel 5.

000 Kann in zusammen geschalteten Netzen mehrerer Betreiber bei Erdschluss die Erdschlussstelle nicht geortet werden, soll für alle Netze als Fehlerort "nicht aufgefunden" E **000** angegeben werden.

010 Bei Umbruch oder Beschädigung mehrerer hintereinander liegender Maste ist nur ein Fehlerort anzugeben. Sind jedoch zwischen umgebrochenen oder beschädigten Masten Leitungsstrecken unversehrt geblieben, so sind entsprechend mehrere Fehlerorte gleicher Art zu benennen.

Fallen bei einem Fehler am Ende einer Stickleitung mehrere hintereinander liegende Leistungsschalter des gestörten Schutzbereiches oder auch angeschlossener Schutzbereiche heraus, so kann dies je nach dem Schutzaufbau schutztechnisch bedingt sein. Eine eventuelle Fehlfunktion der Schutzeinrichtung ist jeweils besonders zu prüfen. Gegebenenfalls ist ein Fehlerort E **910** und im Datenfeld RAB Ausfallart RAB **5** "Schutzüberfunktion als Folgeausfall" oder RAB **6** "Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeausfall" anzugeben.

03A-03H Treten Fehler an Muffen, Kabelendverschlüssen, Kabelstrecken oder sonstigen Bestandteilen einer Kabelanlage auf, so ist als Fehlerort "Kabel" (E **03A** – E **03H**) einzusetzen.

Dies gilt auch für Überschläge an den Isolatoren von Kabelendverschlüssen an Kabelaufführungsmasten, selbst wenn dabei keine Beschädigung des Endverschlusses auftritt.

Nur Überschläge und Schäden an Kabelanlagen und Freileitungen, die ausschließlich innerhalb von Stationen verlaufen, sind als Stationsfehler unter E **..7** anzugeben.

### Stationen

Bei Stationen ist

- in den ersten beiden Stellen der Kennziffer die Art und Bauweise, und
- in der dritten Stelle der Kennziffer die Lage des Fehlerortes innerhalb der Station (vgl. Abbildung 4-1)

anzugeben.

Treten bei einer Störung in einer Station mehrere Schäden auf, so soll die Fehlerortbezeichnung folgendermaßen erfolgen: Liegen die beschädigten Betriebsmittel in der gleichen Schaltanlage im gleichen Feld, so ist nur ein Fehlerort für diese anzugeben. Liegen sie in verschiedenen Bereichen der Station, so sind mehrere Fehlerorte anzugeben.

Liegt ein Totalausfall vor, so ist als Fehlerort die Sammelschiene E **..1** zu verschlüsseln.

- ..3** Für den Fehlerort "Transformator" ist der Aufstellungsort des Transformators maßgeblich, unabhängig von der Art und Bauweise der Schaltanlage (z. B. E **203** bei einem im Freien aufgestellten Transformator, auch wenn sich die zugehörige Schaltanlage in einem Gebäude befindet).
- ..9** Ist eine klare Unterscheidung der Lage des Fehlerortes nicht möglich, kann als 3. Ziffer des Fehlerortes allgemein E **..9** angegeben werden.
- 910** Dieser Fehlerort muss **immer** bei den Folgeausfällen Schutzüber- oder Schutzunterfunktionen angegeben werden. Bei spontanen Schutzüberfunktionen, d. h. wenn kein Kurzschluss im Netz vorliegt, ist E **910** als erster Fehlerort anzugeben. In diesem Fall ist als Störungsanlass im Datenfeld A **72** "Schutzeinrichtung" einzutragen.
- 920** Fehler an Hilfseinrichtungen mit Auswirkung im betrachteten Netz werden mit dem 1. Fehlerort im Datenfeld E1 **920** erfasst. Wenn als erster Fehlerort E1 **920** angegeben wird, dann ist als Störungsanlass im Datenfeld A **73** – A **89** anzugeben.
- 940** Dieser Fehlerort muss angegeben werden, wenn sich ein Fehler in einem anderen, getrennt erfassten Netz desselben Netzbetreibers auf das betrachtete Netz als Störung auswirkt. Hierbei ist im Datenfeld HR die Spannungsgruppe des verursachenden Netzes anzugeben. Wenn E **940** als erster Fehlerort angegeben wird, ist als Störungsanlass im Datenfeld A **91** "Rückwirkung aus eigenem Netz" anzugeben.
- 951 / 952** Dieser Fehlerort muss angegeben werden, wenn sich ein Fehler in einem Netz eines anderen Betreibers auf das betrachtete Netz als Störung auswirkt. Hierbei ist im Datenfeld HR die Spannungsgruppe des verursachenden Netzes anzugeben. Wenn E **951** oder E **952** als erster Fehlerort angegeben wird, ist als Störungsanlass im Datenfeld A **96** "Rückwirkung aus fremdem Netz" anzugeben.

- 952 Tritt ein Fehler in einer Kundenstation an einem Anlagenteil auf, das sich im Eigentum des Netzbetreibers befindet (gemischte Station), so ist ein Fehlerort in einer Station anzugeben.
- 960 Dieser Fehlerort muss angegeben werden, wenn sich ein Fehler in einem Kraftwerk auf das betrachtete Netz als Störung auswirkt. Wenn E **960** als erster Fehlerort angegeben wird, ist als Störungsanlass im Datenfeld A **92** "Rückwirkung aus Kraftwerk" anzugeben.
- 900 Dieser Fehlerort darf nur angegeben werden, wenn im betrachteten Netz mit Sicherheit kein Fehler vorlag und E **910** – E **960** nicht zutrifft.

#### 4.5.3 Ausfallart (Datenfeld RAB)

Zur Nachbildung des Störungsgeschehens für Zuverlässigkeitsberechnungen werden die Störungen in verschiedene charakteristische Störungsabläufe, die so genannten Ausfallarten, gegliedert. Die Ausfallarten sind modellhafte, vereinfachte Beschreibungen von Störungsabläufen, die für elektrische Energieversorgungsnetze typisch sind (siehe auch entsprechende Begriffserklärungen in Kapitel 5).

Mit Hilfe der Ausfallart kann eine Störung in Bezug auf ihre Auswirkung im Netz klassifiziert werden.

Bei den Ausfallarten wird zwischen einleitenden Ereignissen und Folgeereignissen unterschieden. Unter einem einleitenden Ereignis versteht man ein Ereignis, das mit dem Eintritt der Störung in unmittelbarem Zusammenhang steht. Das Auftreten eines Folgeereignisses setzt voraus, dass zunächst eines der beschriebenen einleitenden Ereignisse aufgetreten ist. Das Auftreten eines Folgeereignisses führt dabei im Allgemeinen zu einer Ausweitung der Störung. Das Auftreten eines Folgeereignisses kann

- stochastisch (z. B. Schutzüberfunktion, Schutzunterfunktion), oder
- deterministisch (z. B. determinierter Folgeausfall)

sein.

Treten in einem Netz Ausfälle mehrerer Betriebsmittel auf, die sich zeitlich überlappen, zwischen denen aber kein kausaler Zusammenhang besteht, so handelt es sich um unabhängige, zufällig überlappende Einfachausfälle. Diese sind mit den entsprechenden Kennziffern für Einfachausfälle (Einfachausfall mit Schutzauslösung, Unverzögerte Handausschaltung, Verzögerte Handausschaltung) zu verschlüsseln.

Ein kausaler Zusammenhang zwischen den Ausfällen mehrerer Betriebsmittel besteht bei einem Common-Mode-Ausfall, bei einem Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall oder dem Auftreten von Folgeereignissen. In diesem Fall sind die entsprechenden Kennziffern dieser Ausfallarten zu verschlüsseln.

Ist die Störungsauswirkung B 11 "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" oder B 21/23 "Erfolgreiche (2-fach) AWE", so sind keine Angaben zur Ausfallart RAB und zur Aus-Dauer ED erforderlich. Beispiele für entsprechende Fehler sind selbsterlöschende Erdschlüsse und erfolgreiche AWE. Treten aber im Verlauf einer Störung z. B. selbsterlöschende Erdschlüsse oder erfolgreiche AWE an einem Fehlerort, und Ausschaltungen an weiteren Fehlerorten auf, so ist die Störungsauswirkung nicht mehr B 11 oder B 21/23. Es ist vielmehr die schwerwiegendste Störungsauswirkung, z. B. B 46 "Ausschaltung durch Schutzeinrichtung, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung", zu verschlüsseln. Für die von selbsterlöschenden Erdschlüssen oder erfolgreichen AWE betroffenen Fehlerorte ist dann z. B. die Ausfallart RAB 9 "Sonstige Ausfallart" und als Aus-Dauer ED der Wert "0,0 h" (heißt: "nicht relevant") anzugeben.

**Tabelle 4-22: Kennziffernverzeichnis Ausfallart RAB**

RAB Ausfallart	Kennziffer
<b>Einleitende Ereignisse</b>	
Erfolgreiche AWE (nur in Verbindung mit Folgeereignis) *	<b>0</b>
Einfachausfall mit Schutzauslösung *	<b>1</b>
Common-Mode-Ausfall (Mehrfachausfall) *	<b>2</b>
Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall *	<b>4</b>
Unverzögerte Handausschaltung (Einfachausfall)	<b>U</b>
Verzögerte Handausschaltung (Einfachausfall)	<b>8</b>
Ausfall im Fremdnetz oder im nicht betrachteten Eigennetz *	<b>F</b>
<b>Folgeereignisse</b>	
Schutzüberfunktion als Folgeausfall *	<b>5</b>
Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeausfall *	<b>6</b>
Determinierter Folgeausfall *	<b>7</b>
<b>Sonstige Ausfallart</b>	<b>9</b>

## Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

0 Die Verschlüsselung eines einleitenden Ereignisses RAB **0** "erfolgreiche Automatische Wiedereinschaltung" ist nur in Verbindung mit einem Folgeereignis vorgesehen.

1 Beim Einfachausfall mit Schutzauslösung handelt es sich um eine Schutzauslösung, die zur Ausschaltung genau eines Auslösebereiches auf Grund einer Störung führt. Wird eine einzelne fehlerbetroffene Komponente nicht durch eine Schutzauslösung aus dem Netz getrennt, so muss es sich entweder um eine verzögerte (RAB **8**) oder um eine unverzögerte (RAB **U**) Handausschaltung handeln.

Bei einer spontanen Schutzüberfunktion, die ohne einen Kurzschluss im Netz bzw. Netzfehler entsteht, ist das einleitende Ereignis die Schutzüberfunktion selbst. Als Ausfallart des einleitenden Ereignisses ist RAB **1** "Einfachausfall mit Schutzauslösung" anzugeben. Als Störungsanlass A ist A **72** "Schutzeinrichtungen" zu verschlüsseln. Als erster Fehlerort E ist E **910** "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" anzugeben.

Die Ausfallart "Unabhängiger Einfachausfall" setzt sich zusammen aus den Ausfällen der Ausfallart Einfachausfall mit Schutzauslösung (RAB **1**) und der Ausfallart Unverzögerte Handausschaltung (RAB **U**).

2 Beim Common-Mode-Ausfall (RAB **2**) sind immer mindestens zwei unterschiedliche Betriebsmittel betroffen, und somit auch mindestens zwei unterschiedliche Fehlerorte E zu verschlüsseln. Der zweite Fehlerort kann dabei auch E **900** "Sonstiger Fehlerort außerhalb des betrachteten Netzes sein", z. B. wenn das zweite fehlerbetroffene System einer Doppelfreileitung von einem anderen Netzbetreiber betrieben wird.

4 Wird als einleitendes Ereignis "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall" verschlüsselt, so müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Der Sternpunkt im betrachteten Netz muss isoliert oder über Erdschlussspulen geerdet sein, denn nur in Netzen mit dieser Sternpunktbehandlung XS (XS **1**, XS **2**, XS **4**) ist ein Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall möglich.
- Als Fehlerart C muss C **40** "Doppel- oder Mehrfacherdschluss" angegeben sein.
- Es müssen mindestens 2 Fehlerorte angegeben sein. Der zweite Fehlerort kann dabei auch E **900** "Sonstiger Fehlerort außerhalb des betrachteten Netzes sein".



- Es muss tatsächlich ein **Mehrfachausfall** vorliegen, d. h. mindestens zwei Auslösebereiche müssen im Verlauf der Störung auf Grund des Mehrfacherdschlusses **zeitlich überlappend** ausgeschaltet sein.
- Es handelt sich also **nicht** um einen Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall, wenn bei einem Doppelerdschluss ein Fußpunkt entweder durch eine Schutzeinrichtung oder durch eine Handausschaltung ausgeschaltet wird, und wenn der verbleibende Erdschluss zu einem Zeitpunkt ausgeschaltet wird, zu dem die zuerst ausgeschaltete Komponente bereits wieder eingeschaltet worden ist. In diesem Fall ist kein Mehrfachausfall vorhanden. Zu jedem Fehlerort ist die entsprechende Ausfallart (z. B. Einfachausfall mit Schutzlösung RAB **1**, unverzügerte Handausschaltung RAB **U** oder verzögerte Handausschaltung RAB **8**) zu verschlüsseln.

Liegt ein Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall vor, so ist bei allen betroffenen Fehlerorten RAB **4** einzutragen.

F Durch einen "Ausfall im Fremdnetz oder im nicht betrachteten Eigennetz" kann es zu Ausfällen bzw. Ausschaltungen von Betriebsmitteln oder Teilen davon im betrachteten Eigennetz kommen.

Der Störungsanlass muss

- "Rückwirkung aus Kraftwerk" (A **92**)
- "Rückwirkung aus eigenem Netz" (A **91**)
- "Rückwirkung aus fremdem Netz" (A **96**)

sein.

5/6 Bei der Betrachtung der Ausfallarten RAB **5** und RAB **6**, dies sind Schutzüber- und Schutzunterfunktionen und Leistungsschalterversager, muss deutlich zwischen Schutz und Leistungsschalter unterschieden werden.

Zum Schutz gehören:

- der Anregeteil, z. B. die Überstrom- oder die Unterimpedanzanregung beim Distanzschutz
- der Messteil, z. B. das Impedanz- und das Richtungsrelais beim Distanzschutz
- der Auslöseweg, das ist die Signalleitung, die das Auslösekommando vom Schutz auf den Leistungsschalter überträgt.

Zum Schalter gehören:

- der Leistungsschalter selbst
- der Auslöser
- schalteneigene Hilfsantriebe, Druckluftbehälter usw.

5 Bei dem Folgeereignis "Schutzüberfunktion als Folgeausfall" muss ein Fehlerort E "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" (E **910**) angegeben werden. Der Fehlerort E **910** charakterisiert bei Schutzüberfunktionen die durch das fehlerhafte Schutzverhalten (fehlerhafte Anregung) irrtümlich, nicht konzeptgemäß, ausgeschalteten Leistungsschalter.

6 Die Verschlüsselung eines einleitenden Ereignisses RAB "erfolgreiche AWE" (RAB **0**) mit dem Folgeereignis "Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeausfall" ist nicht möglich.

Bei dem Folgeereignis **Schutzunterfunktion** muss ein Fehlerort E "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" (E **910**) angegeben werden. Der Fehlerort E **910** charakterisiert bei Schutzunterfunktionen die fehlerhafte Schutzeinrichtung.

Schaltet ein Leistungsschalter im Fehlerfall trotz vorliegendem, korrektem Aus-Kommando des zugehörigen Schutzes auf diesen Schalter nicht ab, so liegt ein **Leistungsschalterversager** vor. Da hier ein Versagen des Schalters und nicht des Schutzes vorliegt, muss hier beim Fehlerort E "Feld Leistungsschalter" (E **..A**) verschlüsselt werden.

7 Gemeint sind hier im Wesentlichen Folgeausfälle durch Überlastungen.

#### 4.5.4 Aus-Dauer (Datenfeld ED)

Für die Ermittlung der Nichtverfügbarkeit eines Betriebsmittels ist es wichtig, die Zeitspanne, während der die vom ausgefallenen Betriebsmittel wahrgenommene Funktion nicht zur Verfügung steht – die so genannte Aus-Dauer –, zu erfassen. Daher ist zu jedem Fehlerort E im betrachteten Netz (E **010** bis E **73.** und E **E0.** bis E **T7.**) die Aus-Dauer ED als Dezimalzahl in Stunden zu verschlüsseln.

Die Aus-Dauer beginnt mit dem Ausfall eines Betriebsmittels (dieser kann unmittelbar bei Störungsbeginn oder auch später erfolgen) und endet vor oder mit dem Ende der Störung. Die Aus-Dauer umfasst die Dauer einer eventuell notwendigen und durchgeführten Reparatur des

ausgefallenen Betriebsmittels. Die Aus-Dauer ist unabhängig von den Dauern eventueller Versorgungsunterbrechungen.

Die Aus-Dauer eines Betriebsmittels wird durch folgende Ereignisse beendet:

- Erfolgreiche Einschaltung des ausgefallenen Betriebsmittels ohne weitere Kontrollen.
- Erfolgreiche Einschaltung des ausgefallenen Betriebsmittels nach Kontrollen.
- Erfolgreiche Einschaltung des ausgefallenen Betriebsmittels nach Reparatur.
- Ersatz des ausgefallenen Betriebsmittels und erfolgreiche Einschaltung des neuen Betriebsmittels.
- Meldung der Verfügbarkeit für das ausgefallene Betriebsmittel an die Netzleitstelle, wenn die tatsächliche Einschaltung des ausgefallenen Betriebsmittels nicht noch am selben Arbeitstag erfolgt.

Nur in diesem Fall ist der Zeitpunkt der Meldung der Verfügbarkeit an die Netzleitstelle das Ende der Aus-Dauer dieses ausgefallenen Betriebsmittels und auch das Ende der Störung, sofern sich nicht noch weitere im Verlauf der betrachteten Störung ausgefallene Betriebsmittel im Zustand des Nicht-Betriebs befinden.

Umschaltungen auf andere Betriebsmittel, z. B. Sammelschienenwechsel, oder provisorische Maßnahmen beenden **nicht** die Aus-Dauer des ausgefallenen Betriebsmittels.

Erfolgen die Maßnahmen zur Beendigung der Aus-Dauer eines Betriebsmittels, z. B. Einschaltungen oder Reparaturen, unter gänzlich **freier Zeitwahl** (z. B. Verschiebung des Beginns der Maßnahmen um Tage oder Wochen), so ist dieser Vorgang zuverlässigkeitstechnisch nicht relevant. Für die Aus-Dauer ist in diesem Fall 0,0 h einzutragen.

Dies gilt ebenso für den Fall, dass ein ausgefallenes Betriebsmittel endgültig außer Betrieb genommen wird und kein Ersatz geschaffen wird (Netzurückbau).

Weiterhin ist für die Aus-Dauer 0,0 h anzugeben, wenn die Ausfallart des zugehörigen Fehlerortes "Erfolgreiche AWE" (RAB 0) ist.

#### 4.5.5 Schäden (Datenfeld EI)

Das Datenfeld EI beschreibt das Auftreten von Schäden an Betriebsmitteln am Fehlerort bei einer Störung.

**Tabelle 4-23: Kennziffernverzeichnis Schäden EI**

<b>EI Schäden</b>	<b>Kennziffer</b>
Nein *	<b>0</b>
Ja	<b>1</b>

#### Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

0 Für die Fehlerorte E 000, E 900, E 940 – E 960 ist immer EI 0 zu verschlüsseln.

## 4.6 Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen

### 4.6.1 Allgemeines

Für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen und die Möglichkeit zur Ermittlung geeigneter Kenngrößen, wie z. B. der DISQUAL-Kennzahlen (vgl. [4]), werden die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Merkmale erfasst.

Es handelt sich dabei generell um kumulierte Werte für eine Störung mit Versorgungsunterbrechung. Bei einer programmtechnischen Unterstützung der Erfassung der notwendigen Kennziffern ist es selbstverständlich sinnvoll, einzelne Versorgungsstufen zu erfassen und daraus die für diese Statistik notwendigen Kennziffern abzuleiten (siehe Beispiele in Kapitel 6).

**Tabelle 4-24: Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen**

<b>Merkmal</b>	<b>Datenfeld</b>	<b>Datentyp</b>
Beginn der Versorgungsunterbrechung	<b>TVA</b>	Datum/Zeit
Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung	<b>TVE</b>	Datum/Zeit
Anzahl unterbrochener Netzkunden	<b>RT</b>	Ganzzahl
Gesamte unterbrochene KundenMinuten	<b>RO3</b>	Dezimalzahl
Unterbrochene Wirkleistung (in MW) <sup>1</sup>	<b>RN1</b>	Dezimalzahl
Gesamte unterbrochene MWmin <sup>1</sup>	<b>RO1</b>	Dezimalzahl
Unterbrochene Bemessungsscheinleistung (in MVA) <sup>2</sup>	<b>RN2</b>	Dezimalzahl
Gesamte unterbrochene MV Amin <sup>2</sup>	<b>RO2</b>	Dezimalzahl
Anzahl unterbrochener Stationen		Ganzzahl
Gesamte unterbrochene StationsMinuten		Dezimalzahl
MS-MS-Transformator		Text

<sup>1</sup> Nur in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Nennspannung über 36 kV)

<sup>2</sup> Nur in Netzen der Mittelspannungsebene (Nennspannung über 1 kV bis 36 kV)

#### **4.6.2 Beginn der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVA)**

Der Zeitpunkt des Beginns der Versorgungsunterbrechung ist in der Regel gleich dem Störungsbeginn. Er kann aber auch später liegen. Wird eine Versorgungsunterbrechung nur durch Meldungen von Netzkunden bekannt, so gilt der Zeitpunkt der Meldung als Beginn der Versorgungsunterbrechung.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Beginn der zeitlich ersten Versorgungsstufe mit einer Unterbrechung von Netzkunden anzugeben.

Der Zeitpunkt des Beginns der Versorgungsunterbrechung kann auch auf volle Minuten gerundet werden.

#### **4.6.3 Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung (Datenfeld TVE)**

Es ist das Ende der Versorgungsunterbrechung anzugeben. Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist als berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung in den meisten Fällen das Ende der zeitlich letzten Versorgungsstufe mit einer Unterbrechung von Netzkunden anzugeben. Nur in dem Fall, dass es während des Verlaufs der Störung zwischenzeitlich bereits zu einer Vollversorgung kommt, berechnet sich das Ende der Versorgungsunterbrechung aus dem Beginn der Versorgungsunterbrechung und der Summe der Dauern, während derer Unterbrechungen von Netzkunden vorlagen (siehe Beispiele 6.1.2, 6.3.7 und 6.3.8).

Der Zeitpunkt des berechneten Endes der Versorgungsunterbrechung kann auch auf volle Minuten gerundet werden.

Das berechnete Ende der Versorgungsunterbrechung muss mindestens eine Sekunde nach dem Beginn der Versorgungsunterbrechung liegen.

#### **4.6.4 Anzahl unterbrochener Netzkunden (Datenfeld RT)**

Die Anzahl der unterbrochenen Netzkunden im Sinne dieser Statistik, die für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit (DISQUAL-Verfahren a) benötigt wird, ist im Datenfeld RT zu erfassen.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Maximalwert der Anzahl unterbrochener Netzkunden anzugeben. Der Maximalwert ist die Summe der Anzahl unterbrochener Netzkunden. Dabei sind Netzkunden, die nach einer zwischenzeitlichen Wiederversorgung erneut unterbrochen werden, nochmals zu berücksichtigen.

#### **4.6.5 Gesamte unterbrochene KundenMinuten (Datenfeld RO3)**

Die gesamten unterbrochenen KundenMinuten ergeben sich als Produkt aus der Anzahl der innerhalb einer Versorgungsstufe unterbrochenen Netzkunden im Sinne dieser Statistik und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten. Dabei werden alle Versorgungsstufen einer Störung kumuliert betrachtet. Dieses Merkmal wird für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt (DISQUAL-Verfahren a).

#### 4.6.6 Unterbrochene Leistung (Datenfeld RN1 bzw. RN2)

Um Aussagen über das Ausmaß einer Versorgungsunterbrechung treffen zu können, müssen außer dem Beginn und dem Ende der Versorgungsunterbrechung auch die unterbrochene Leistung bekannt sein. Dieses Merkmal wird außerdem für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt. Die unterbrochene Leistung wird über die Leistung der unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse erfasst.

Dabei ist insbesondere auch die Leistung der Transformatoren, die zur Kupplung von Netzen dienen, und von Kundentransformatoren mit zu berücksichtigen.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Maximalwert der unterbrochenen Leistung anzugeben. Der Maximalwert ist die Summe der unterbrochenen Leistungen aller unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse. Dabei sind Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse, die nach einer zwischenzeitlichen Wiederversorgung erneut unterbrochen werden, nochmals zu berücksichtigen.

Die Erfassung der unterbrochenen Leistung unterscheidet sich in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene und in Netzen der Mittelspannungsebene.

#### Unterbrochene Wirkleistung in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Datenfeld RN1)

In Netzen der Hoch- und Höchstspannung (Netze mit einer Nennspannung über 36 kV) wird die tatsächlich unterbrochene Wirkleistung in MW erfasst. Im Allgemeinen sind die Daten über die Höhe der unterbrochenen Leistung verfügbar (z. B. durch Leistungsschreiber an Transformatoren).

Wenn die Höhe der unterbrochenen Leistung unbekannt ist, so soll diese sinnvoll abgeschätzt werden, z. B. über eine Tagesbelastungskurve. Die zum Zeitpunkt  $T$  unterbrochene Leistung  $P_{vu}(T)$  kann mit folgender Formel abgeschätzt werden:

$$P_{vu}(T) \approx b(T) \cdot P_r$$

$b(T)$  tageszeitabhängiger Belastungsgrad

$P_r$  Bemessungswirkleistung des Betriebsmittels an der Übergabestelle

## **Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in Netzen der Mittelspannungsebene (Datenfeld RN2)**

In Netzen der Mittelspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 1 kV bis 36 kV) wird die Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren bzw. Kundenanschlüsse erfasst.

Sind genaue Angaben der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren nicht verfügbar oder wird unternehmensintern nur die Anzahl der unterbrochenen Stationen erfasst, so ist für die Ermittlung der Kennziffer RN2 das Produkt aus der Anzahl der unterbrochenen Ortsnetzstationen mit der mittleren installierten Bemessungsscheinleistung in einer Ortsnetzstation für das von der Störung betroffene Netz anzugeben. Die mittlere installierte Bemessungsscheinleistung in einer Ortsnetzstation ist der Quotient aus der "Installierten Bemessungsscheinleistung der Netztransformatoren" und der "Anzahl der Ortsnetzstationen" (siehe Netzdatenblatt).

Für die Kundenstationen ist analog zu verfahren.

### **4.6.7 Nicht zeitgerecht gelieferte Energie (Datenfeld RO1 bzw. RO2)**

Auch die nicht zeitgerecht gelieferte Energie muss zur umfassenden Beschreibung der Versorgungsunterbrechungen erfasst werden. Dieses Merkmal wird für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt.

Die Erfassung der nicht zeitgerecht gelieferten Energie unterscheidet sich ebenfalls in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene und in Netzen der Mittelspannungsebene.

## **Gesamte unterbrochene MWmin in Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Datenfeld RO1)**

In den Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 36 kV) werden die tatsächlich unterbrochenen MWmin erfasst. Die unterbrochenen MWmin berechnen sich als Produkt aus tatsächlich unterbrochener Wirkleistung in MW innerhalb einer Versorgungsstufe und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten, kumuliert über alle Versorgungsstufen einer Störung.



### **Gesamte unterbrochene MV Amin in der Mittelspannung (Datenfeld RO2)**

In den Netzen der Mittelspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 1 kV bis 36 kV) werden als Maß für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie die unterbrochenen MV Amin erfasst. Die unterbrochenen MV Amin berechnen sich als Produkt aus installierter Bemessungsscheinleistung (in MVA) der innerhalb einer Versorgungsstufe unterbrochenen Transformatoren und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten, kumuliert über alle Versorgungsstufen einer Störung.

Es ist insbesondere auch die Bemessungsscheinleistung der Transformatoren, die zur Kuppelung von Mittelspannungsnetzen dienen und von Kundentransformatoren zu berücksichtigen.

Sind genaue Angaben der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren nicht verfügbar oder wird unternehmensintern nur die Anzahl der unterbrochenen Stationen erfasst, so ist für die Ermittlung der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren eine Multiplikation der Anzahl der unterbrochenen Ortsnetzstationen mit dem Quotienten aus der "Installierten Bemessungsscheinleistung Netztransformatoren" und der "Anzahl Ortsnetzstationen" des für die Störung relevanten Netzes vorzunehmen (siehe Netzdatenblatt).

Für die Kundenstationen ist analog zu verfahren.

#### **4.6.8 Anzahl unterbrochener Stationen (Datenfeld RN4)**

Die Anzahl der unterbrochenen Stationen im Sinne dieser Statistik, die für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit (DISQUAL-Verfahren c) benötigt wird, ist im Datenfeld RN4 zu erfassen.

Treten bei einer Versorgungsunterbrechung mehrere Versorgungsstufen auf, so ist der Maximalwert der Anzahl unterbrochener Stationen anzugeben. Der Maximalwert ist die Summe der Anzahl unterbrochener Stationen. Dabei sind Stationen, die nach einer zwischenzeitlichen Wiederversorgung erneut unterbrochen werden, nochmals zu berücksichtigen.

#### **4.6.9 Gesamte unterbrochene StationsMinuten (Datenfeld RO4)**

Die gesamten unterbrochenen StationsMinuten ergeben sich als Produkt aus der Anzahl der innerhalb einer Versorgungsstufe unterbrochenen Stationen im Sinne dieser Statistik und der Dauer der jeweiligen Versorgungsstufe in Minuten. Dabei werden alle Versorgungsstufen einer Störung kumuliert betrachtet. Dieses Merkmal wird für die Ermittlung der Kennziffern der Versorgungszuverlässigkeit benötigt (DISQUAL-Verfahren c).

#### 4.6.10 MS-MS-Transformator (Datenfeld MST)

Sind Transformatoren von einer Unterbrechung betroffen, die der Verbindung von Netzen unterschiedlicher MS-Netze (Netze mit Nennspannungen über 1 kV bis 36 kV) dienen, so sind diese Unterbrechungen getrennt von den übrigen Unterbrechungen von Netzkunden zu erfassen. Es ist jeweils anzugeben, ob sich eine Unterbrechung auf derartige MS-MS-Transformatoren bezieht oder nicht.

**Tabelle 4-25: Kennziffernverzeichnis MS-MS-Transformator MST**

<b>MST MS-MS-Transformator</b>	<b>Kennziffer</b>
Nein *	<b>0</b>
Ja *	<b>1</b>

#### Erläuterungen zu den mit \* gekennzeichneten Kennziffern

- 0 Es handelt sich um Unterbrechungen von Netzkunden.
- 1 Es handelt sich um Unterbrechungen von MS-MS-Transformatoren.

## 5 Begriffserklärungen

Die nachstehenden Begriffserklärungen sind alphabetisch geordnet zusammengestellt und – so weit als möglich – an die nationalen und internationalen Begriffsdefinitionen angepasst.

### **Aus-Dauer**

Die Aus-Dauer ist eine wichtige Eingangsgröße für Zuverlässigkeitsberechnungen und gibt die Dauer der Nichtverfügbarkeit eines gestörten Betriebsmittels an. Dabei erstreckt sich die Zeitspanne der Nichtverfügbarkeit vom Zeitpunkt des störungsbedingten Ausfalles bis zu dem Zeitpunkt, an dem die betroffene Betrachtungseinheit oder ein entsprechender Ersatz wieder zur Verfügung steht, um die geforderte Funktion zu erfüllen.

Anmerkungen:

- Die Aus-Dauer beginnt mit dem Zeitpunkt des Ausfalls und endet mit der Einschaltung derselben Betrachtungseinheit. Wird die Betrachtungseinheit nicht am selben Tag eingeschaltet, sondern erst an einem vom Netzbetreiber frei bestimmbareren Zeitpunkt der nächsten Tage oder Wochen, so endet die Aus-Dauer mit der Meldung der Verfügbarkeit für das ausgefallene Betriebsmittel an die Netzleitstelle.
- Die Umschaltung auf ein anderes Betriebsmittel, z. B. durch Sammelschienenwechsel, gilt nicht als zur Verfügungsstellung von Ersatz und beendet damit nicht die Aus-Dauer des gestörten Betriebsmittels.
- Eine Verwechslung mit dem Begriff "Ausdauer" als Synonym für Durchhaltevermögen wird durch die Schreibweise "Aus-Dauer" vermieden.
- Der Begriff "Ausfalldauer" an Stelle von Aus-Dauer sollte nicht verwendet werden, da der Ausfall als Übergang vom Zustand Betrieb zum Zustand Nichtbetrieb definiert ist. Die Ausfalldauer ist somit sehr kurz und zuverlässigkeitstechnisch nicht relevant. Der Begriff Aus-Dauer bezeichnet dagegen die Zeitspanne, während der sich die betroffene Betrachtungseinheit im "ausgefallenen Zustand" befindet.

### **Ausfall** (IEV-191-04-01, vgl. [21])

Zufallsbedingte Beendigung der Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, eine geforderte Funktion zu erfüllen.

### Ausfall, abhängiger [6]

Ausfall einer oder mehrerer Betrachtungseinheiten, für dessen Eintritt die Störung oder der Ausfall einer anderen oder mehrerer anderer Betrachtungseinheiten Voraussetzung ist.

### Ausfallart

Modellhaft vereinfachte Beschreibung von typischen Ausfallabläufen mit dem Ziel, Störungen zu klassifizieren und unter Zuhilfenahme von Zuverlässigkeitskenngrößen der Betriebsmittel die Zuverlässigkeit eines elektrischen Energieversorgungssystems zu quantifizieren.

Anmerkungen:

- Als kleinste Betrachtungseinheit im Sinne der Ausfallarten gilt die Zusammenfassung derjenigen Betriebsmittel, die zum Auslösebereich eines Hauptschutzes gehören.
- Die Ausfallarten beschreiben im Wesentlichen den Störungseintritt, d. h. den Übergang vom Normalbetrieb in einen gestörten Betriebszustand mit entsprechend den Auslösebereichen ausgefallenen Betriebsmitteln.

### Ausfallart "Common-Mode-Ausfall"

Gleichzeitiger Ausfall mehrerer Auslösebereiche auf Grund einer **gemeinsamen** Ursache, sofern es sich bei keinem der betroffenen Auslösebereiche um einen determinierten Folgeausfall handelt.

Anmerkungen:

- In der Praxis auftretende Common-Mode-Ausfälle werden verursacht durch
  - Blitzschlag mit rückwärtigem Überschlag auf zwei oder mehrere Stromkreise einer Mehrfachleitung
  - Seiltanzen
  - Mastumbruch bei Mehrfachleitungen
  - Erdbeben, Baggerarbeiten oder Spundwandrammen bei in einem gemeinsamen Kabelgraben verlegten Kabeln
  - Brand, Explosion oder Überschwemmung, wodurch auch Betrachtungseinheiten unterschiedlichen Typs betroffen sein können.

- Die Auslösung einer Leitung mit nachfolgender Auslösung einer anderen Leitung auf Grund von Überlast ist kein Common-Mode-Ausfall, sondern ein Einfachausfall mit Schutzauslösung in Kombination mit einem determinierten Folgeausfall.

### **Ausfallart "Einfachausfall mit Schutzauslösung"**

Ausfall eines Auslösebereiches, für dessen Eintritt weder eine determinierte noch eine stochastische Abhängigkeit zu Störungen oder Ausfällen eines anderen Auslösebereiches besteht und der eine automatische Schutzauslösung zur Folge hat.

Anmerkungen:

- Einfachausfälle mit zufällig zeitlich überlappenden Störungsdauern sind als getrennte Störungen zu betrachten.
- Einfachausfälle können als einleitendes Ereignis in Kombination mit Folgeereignissen auftreten. Folgeereignisse können sein:
  - Schutzüberfunktion mit Mehrfachausfall,
  - Schutzunterfunktion oder Leistungsschalterversager mit Mehrfachausfall,
  - Determinierter Folgeausfall.
- Zur Ausfallart "Einfachausfall mit Schutzauslösung" zählen:
  - Automatische Ausschaltungen durch den Schutz,
  - Fehlausschaltungen,
  - Spontane Schutzüberfunktionen, wenn im Netz kein Kurzschluss ansteht und nur ein Auslösebereich oder ein Teil eines Auslösebereiches automatisch ausgeschaltet wird,
  - Schutzunterfunktionen, wenn der Differentialschutz eines Kabels versagt und das Kabel durch den zusätzlichen UMZ- oder Distanzschutz selektiv automatisch ausgeschaltet wird,
  - Automatische Ausschaltungen **eines** Fußpunktes eines Doppelerdschlusses durch den Schutz, sofern die Ausschaltung des verbleibenden Erdschlusses erst dann erfolgt, wenn die zuerst ausgeschaltete Komponente wieder eingeschaltet ist.

- Zur Ausfallart "Einfachausfall mit Schutzauslösung" zählen nicht:
  - Handausschaltungen,
  - Erfolgreiche Automatische Wiedereinschaltungen,
  - Selbsterlöschende Erdschlüsse.

### **Ausfallart "Einfachausfall, unabhängiger"**

Ausfall **eines** Auslösebereiches, für dessen Eintritt weder eine determinierte noch eine stochastische Abhängigkeit zu Störungen oder Ausfällen eines anderen Auslösebereiches besteht.

Die Ausfallart Unabhängiger Einfachausfall setzt sich aus den Ausfällen nach dem Modell "Einfachausfall mit Schutzauslösung" und dem Modell "Unverzögerte Handausschaltung" zusammen.

### **Ausfallart "Folgeausfall, determinierter"**

Ausfall einer Betrachtungseinheit, der entweder direkt oder indirekt durch den Ausfall einer anderen Betrachtungseinheit determiniert verursacht wird.

Anmerkung:

Ein determinierter Folgeausfall ist z. B. die Auslösung einer Leitung auf Grund von Überlast verursacht durch die Auslösung einer anderen Leitung.

### **Ausfallart "Handausschaltung, unverzögerte"**

Ausschaltung eines Betriebsmittels durch das Schaltpersonal, die zur Vermeidung von Gefährdungen, Schäden bzw. Schadensausweitungen oder Störungsausweitungen sofort erfolgen muss, ohne dass vorher vorbereitende Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung von Netzkunden ergriffen werden können.

### **Ausfallart "Handausschaltung, verzögerte"**

Die verzögerte Handausschaltung ist eine Ausschaltung eines Betriebsmittels durch das Schaltpersonal, die zur Vermeidung von Gefährdungen, Schäden bzw. Schadensausweitungen erfolgen muss, wobei **vor** der verzögerten Handausschaltung eine **beschränkte** Zeitspanne zur Verfügung steht, um vorbereitende Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung von Netzkunden zu ergreifen.

Anmerkung:

Handausschaltungen zu **völlig frei wählbaren** Zeitpunkten, die z. B. Wartungsarbeiten dienen, zählen nicht als verzögerte Handausschaltungen.

### **Ausfallart "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall"**

Abhängiger Ausfall mehrerer Auslösebereiche in Netzen mit Erdschlusskompensation oder mit isoliertem Sternpunkt, der mit einem stehenden Erdschluss in einem Auslösebereich beginnt. Ein Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall liegt vor, wenn auf Grund der stationären Erhöhung der Leiter-Erde-Spannung in den fehlerfreien Leitern ein oder mehrere weitere Erdschlüsse auftreten, die dazu führen, dass zeitlich überlappend mindestens zwei Auslösebereiche nicht verfügbar sind.

Anmerkungen:

- Bei dieser Ausfallart können drei Fälle unterschieden werden:

**Fall 1:** Beim Eintreten eines zweiten Fußpunktes wird einer der betroffenen Auslösebereich automatisch vom Schutz ausgeschaltet, während der andere entweder durch eine unverzögerte Handausschaltung oder infolge des Nicht-Funktionierens der Phasenbevorzugung ebenfalls automatisch vom Schutz ausgeschaltet wird.

**Fall 2:** Bei einem Doppelerdschluss wird zunächst nur ein Auslösebereich ausgeschaltet, der verbleibende einfache Erdschluss steht weiterhin an. Dadurch kommt es zu einem bzw. mehreren weiteren Erdschlüssen, die jeweils zur Ausschaltung eines weiteren Auslösebereiches führen, so dass mindestens zwei Auslösebereiche zeitgleich ausgeschaltet sind.

**Fall 3:** Bei einem Doppelerdschluss wird zunächst nur ein Auslösebereich ausgeschaltet. Der verbleibende einfache Erdschluss steht weiterhin an und wird schließlich ausgeschaltet, während der zuerst ausgeschaltete Auslösebereich ebenfalls noch ausgeschaltet ist. Somit kommt es zu einem Mehrfachausfall, der durch einen Mehrfacherdschluss verursacht wurde.

**Nicht** zur Ausfallart "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall" zählen:

- Mehrfacherdschlüsse, bei denen sich alle Fußpunkte in einem Auslösebereich befinden.
- Doppelerdschlüsse, bei denen nur ein Erdschluss automatisch ausgeschaltet wird und der andere weiter ansteht und erst dann ausgeschaltet wird, wenn der erste Auslösebereich bereits wieder eingeschaltet wurde.
- Erdschlüsse, die zur sofortigen Ausschaltung nur eines Auslösebereiches führen.

Diese **Ausfallart** ist nicht zu verwechseln mit der in Abschnitt 4.4.5 genannten **Fehlerart** Doppel- oder Mehrfacherdschluss (C 40). (siehe auch Abschnitt 4.5.3)

### **Ausfallart "Schutzüberfunktion als Folgeereignis"**

Folgeausfall, der einen Kurzschluss mit konzeptgemäßer automatischer Ausschaltung eines oder mehrerer Auslösebereiche entsprechend den Ausfallarten

- Einfachausfall mit Schutzauslösung,
- Common-Mode-Ausfall,
- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall oder
- eine erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung

zur Voraussetzung hat. Auf Grund der Teilkurzschlussströme auf den nicht fehlerbehafteten Betrachtungseinheiten kann es zu einer fehlerhaften, nichtselektiven, automatischen Ausschaltung eines Leistungsschalters eines weiteren Auslösebereiches kommen.

Anmerkungen:

Schutzüberfunktionen können z. B. hervorgerufen werden durch:

- Fehlerhafte Schutzeinstellung
- Messfehler
- Falschen Richtungsentscheid
- Wandlersättigung usw.

Die Ausfallart "Schutzüberfunktion als Folgeereignis" kann grundsätzlich nur in Kombination mit einer der in der Definition genannten Ausfallarten als einleitendem Ereignis auftreten.

Nicht zur Ausfallart "Schutzüberfunktion als Folgeereignis" zählen spontane Schutzüberfunktionen, wenn im Netz kein Kurzschluss ansteht. Sie zählen zur Ausfallart "Einfachausfall mit Schutzauslösung".



**Ausfallart "Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeereignis"**

Stochastischer Folgeausfall, der einen Kurzschluss entsprechend den Ausfallarten

- Einfachausfall mit Schutzauslösung,
- Common-Mode-Ausfall,
- Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall,
- Unverzögerte Handausschaltung oder
- Verzögerte Handausschaltung

zur Voraussetzung hat. Unterbleibt die selektive automatische Ausschaltung des Kurzschlusses infolge Unterfunktion des Schutzes oder infolge Leistungsschalterversagens, so wird der Kurzschluss durch den Reserveschutz nichtselektiv automatisch ausgeschaltet. Gelingt eine Handausschaltung infolge Leistungsschalterversagens nicht, müssen ebenfalls Leistungsschalter der angrenzenden Auslösebereiche ausgeschaltet werden. Dadurch fallen zusätzlich zu dem Auslösebereich, der das fehlerbehaftete Betriebsmittel enthält, der oder die angrenzenden Auslösebereiche aus.

Anmerkungen:

- Die Ausfallart "Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeereignis" kann grundsätzlich nur in Kombination mit einer der in der Definition genannten Ausfallarten als einleitendem Ereignis auftreten.
- Schutzunterfunktionen und Leistungsschalterversager führen immer zum Ausfall angrenzender Auslösebereiche.
- Welche angrenzenden Auslösebereiche im Falle von Schutzunterfunktionen und Leistungsschalterversagern ausfallen hängt vom Schutzkonzept ab, d. h. von der Frage, welche Netzschutzeinrichtungen den Hauptschutz für den fehlerbetroffenen Auslösebereich stellen und welche Netzschutzeinrichtungen hierfür Reserve stellen.
- Zur Ausfallart "Schutzunterfunktion und Leistungsschalterversager als Folgeereignis" zählen auch Folgeausfälle infolge Durchzündens des Leistungsschalters auf Grund erneuter Überschläge während der Offenzeit einer AWE sowie Folgeausfälle durch Wandlerzerknall.
- Nicht zur Ausfallart "Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeereignis" zählt z. B. der Vorgang, bei dem der Differentialschutz eines Kabels versagt und das Kabel durch den zusätzlichen UMZ- oder Distanzschutz (redundante Schutzeinrichtung) selektiv automatisch ausgeschaltet wird. Dies ist ein Einfachausfall mit Schutzauslösung.

**Ausfallhäufigkeit** [8]

Kehrwert der Summe aus Aus-Dauer und Dauer zwischen zwei Ausfällen.

Anmerkungen:

- Für praktische Zwecke wird der Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit, umgangssprachlich auch als mittlere Ausfallhäufigkeit bezeichnet, verwendet. Er ergibt sich analog aus dem Kehrwert der Summe des Erwartungswertes der Aus-Dauer und des Erwartungswertes der Dauer zwischen zwei Ausfällen.
- Für die Betrachtungseinheiten, aus denen elektrische Energienetze aufgebaut sind, kann die Ausfallhäufigkeit mit guter Näherung gleich der Ausfallrate gesetzt werden. Dies gilt jedoch nicht für Kraftwerke.
- Näherungsweise kann der Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit aus der Anzahl von Ausfällen bezogen auf den Betrachtungszeitraum ermittelt werden /Hütte/, wobei Dauern des geplanten Nichtbetriebs vom Betrachtungszeitraum abzuziehen sind.

**Ausfallrate**

Kehrwert der Dauer zwischen zwei Ausfällen.

Anmerkungen:

- Für praktische Zwecke wird der Erwartungswert der Ausfallrate, umgangssprachlich auch als mittlere Ausfallrate bezeichnet, verwendet. Er ergibt sich analog aus dem Kehrwert des Erwartungswertes der Dauer zwischen zwei Ausfällen.
- Für die Betrachtungseinheiten, aus denen elektrische Energienetze aufgebaut sind, kann die Ausfallrate mit guter Näherung gleich der Ausfallhäufigkeit gesetzt werden. Dies gilt jedoch nicht für Kraftwerke.
- Näherungsweise kann der Erwartungswert der Ausfallrate aus der Anzahl von Ausfällen bezogen auf den Betrachtungszeitraum ermittelt werden /Hütte/, wobei Dauern des geplanten Nichtbetriebs vom Betrachtungszeitraum abzuziehen sind.

### **Auslösebereich**

Zusammenfassung von Betriebsmitteln, die im Falle eines Kurzschlusses im zugehörigen Schutzbereich durch eine automatische Ausschaltung gegebenenfalls gemeinsam mit mehreren Leistungsschaltern konzeptgemäß ausgeschaltet werden.

So besteht z. B. der Auslösebereich des Leitungsdistanz- oder Leitungsdifferentialschutzes einer mehrfach gespeisten Freileitung in Maschennetzen aus allen Betriebsmitteln zwischen den Leistungsschaltern, die bei einem Kurzschluss auf der Leitung durch den Hauptschutz ausgeschaltet werden.

### **Ausschaltung, automatische**

Übergang einer Betrachtungseinheit vom Zustand Betrieb in den Zustand Nichtbetrieb aufgrund einer Schutzauslösung.

### **Ausschaltung, determinierte** [7]

Geplanter Übergang einer Betrachtungseinheit vom Zustand Betrieb in den Zustand Nichtbetrieb zum Zwecke der Instandhaltung, des Umbaues oder weil die Betrachtungseinheit für den planmäßigen Betrieb nicht benötigt wird.

### **Ausschaltung, geplante mit Versorgungsunterbrechung**

Geplanter Übergang einer Betrachtungseinheit vom Zustand Betrieb in den Zustand Nichtbetrieb z. B. zum Zwecke der Instandhaltung, Netzbau oder Netzerweiterung, wobei wegen fehlender Redundanz, eine Versorgungsunterbrechung in Kauf genommen werden muss.

### **Automatische Wiedereinschaltung (AWE)**

Der Begriff "Automatische Wiedereinschaltung (AWE)" wird synonym zu "Kurzunterbrechung (KU)" verwendet.

Bei einer AWE wird die Energiezufuhr zu einer Fehlerstelle für kurze Zeit (100 bis 1200 ms) durch Öffnen eines Schalters (bei einseitiger Speisung der Fehlerstelle) oder mehrerer Schalter (bei mehrseitiger Speisung der Fehlerstelle) unterbrochen. Nach dieser spannungslosen Pause wird das fehlerbetroffene Betriebsmittel automatisch wieder eingeschaltet. Ist der Fehler verschwunden (Lichtbogen erloschen), so kann das Betriebsmittel in Betrieb bleiben (**erfolgreiche AWE**). Besteht der Fehler bei der Einschaltung noch, so wird im Allgemeinen das fehlerbehaftete Betriebsmittel vom Selektivschutz endgültig ausgeschaltet (**erfolglose AWE**).

Einpolige AWE ist die kurzzeitige Unterbrechung nur des fehlerbehafteten Leiters bei einem einpoligen Kurzschluss. Sie wird nur in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung ab 110 kV angewendet, da sie Leistungsschalter mit getrennt schaltbaren Polen erfordert. Dreipolige AWE ist die kurzzeitige Unterbrechung aller drei Leiter.

Im Rahmen dieser Statistik gilt Folgendes: Wenn bei einer AWE, außer den zur Unterbrechung der Energiezufuhr zur Fehlerstelle eingesetzten Schaltern, noch andere Schalter ausgeschaltet haben oder zusätzlich Sicherungen durchgeschmolzen sind, so handelt es sich um eine erfolglose AWE. Werden in einem solchen Fall sofortige Einschaltungen wieder vorgenommen, so sind diese nur dann als erfolgreich zu betrachten, wenn der gleiche Schaltzustand wieder hergestellt wird.

### **Automatische Wiedereinschaltung, 2-fach (2-fach AWE)**

Besteht nach erfolgloser AWE der Fehler weiterhin, so wird die Energiezufuhr zur Fehlerstelle für eine längere Zeit (10 bis 20 s) analog der AWE erneut unterbrochen.

Besteht der Fehler bei der Einschaltung immer noch, so wird im Allgemeinen der fehlerbehaftete Auslösebereich vom Selektivschutz endgültig ausgeschaltet (**erfolglose 2-fach AWE**).

Ist der Fehler verschwunden, bleibt der Auslösebereich in Betrieb (**erfolgreiche 2-fach AWE**).

### **Bemessungsscheinleistung, unterbrochene**

Bemessungsscheinleistung der im Zusammenhang mit einer Störung mit Versorgungsunterbrechung ausgeschalteten bzw. nicht versorgten Ortsnetz- und Kundentransformatoren. Die Bemessungsscheinleistung entspricht der installierten Transformatornennleistung.

Anmerkungen:

- Die unterbrochene Bemessungsscheinleistung bezieht sich auf eine Versorgungsunterbrechung und wird in MVA angegeben.
- Sie ist im Rahmen dieser Erfassung ein Maß für die Schwere einer Störung und dient der Ermittlung von Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit.

### **Betrachtungseinheit**

Eine Betrachtungseinheit ist eine Anlage oder ein Teil davon, eine Leitung, ein Gerät oder eine Gruppe von Geräten, die für einen bestimmten Zweck als eine Einheit betrachtet werden kann.

**Betrieb** [8]

Zustand einer Betrachtungseinheit, in der sie die von ihr geforderte Funktion unter vorgegebenen Bedingungen erfüllt.

Anmerkung:

Die geforderte Funktion gilt als nicht erfüllt, wenn die Betrachtungseinheit spannungslos geschaltet ist.

**Betriebsdauer**

Die Dauer, während der eine Betrachtungseinheit innerhalb einer betrachteten Zeitspanne ihre geforderte Funktion erfüllt hat.

**Dauer zwischen zwei Ausfällen**

Zeitspanne zwischen zwei Ausfällen, während der eine Betrachtungseinheit ihre geforderte Funktion erfüllt.

Anmerkungen:

- Die Dauer zwischen zwei Ausfällen einer Leitung oder eines Transformators beginnt mit der Einschaltung einer Betrachtungseinheit und endet mit dem Ausfall oder der Ausschaltung.
- Für praktische Zwecke wird der Erwartungswert der Dauer zwischen zwei Ausfällen verwendet (Englisch: mean time between failures, MTBF).
- Dauern des determinierten Nichtbetriebs zählen nicht zur Dauer zwischen zwei Ausfällen.

**Doppelleitung**

Siehe Mehrfachleitung.

**Einfachleitung**

Eine Einfachleitung hat nur einen Stromkreis (siehe auch Leitung, Stromkreis).

## **Fehler**

Ein Fehler ist jede ungewollte Änderung des durch

- eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Netzkunden,
- einen intakten Isolationszustand sowie
- einen von der Betriebsführung gewollten Schaltzustand

gekennzeichneten "normalen Betriebszustandes" eines Netzes.

## **Fehlerart**

Die Fehlerart gibt die Art der ungewollten Änderung des normalen Betriebszustandes an.

## **Fehlerort**

Ist der Ort, an dem ein Isolationsfehler oder Schaden aufgetreten oder von dem eine ungewollte Änderung des normalen Spannungs- oder Schaltzustandes ausgegangen ist.

## **Fehlerursache**

Die Fehlerursache gibt den eigentlichen Grund für das Auftreten eines Fehlers bzw. einer Störung an, indem sie die Art des Mangels, der Überbeanspruchung oder der äußeren Einwirkung, die bei einem Störungsanlass zum Fehler geführt hat, beschreibt. Sie ist meist ein im Netz latent bereits vorhandener Schwachpunkt.

## **Feld** (IEV-605-02-09, vgl. [21])

Teil einer Station, in dem alle einem bestimmten Stromkreis zugeordneten Betriebsmittel untergebracht sind (s. Bild 4.1).

Anmerkung:

Entsprechend der jeweiligen Stromkreisart kann eine Station Leitungs-, Transformator-, Kuppelfelder usw. enthalten.

Wenn ein Stromkreis direkt an der Sammelschiene angeschlossen ist, ohne dass zusätzliche Betriebsmittel (z. B. Schaltgeräte, Sicherungen, Wandler) vorhanden sind, so ist in diesem Sinne kein Feld vorhanden.

**Folgeausfall, determinierter**

Ausfall einer Betrachtungseinheit, der entweder direkt oder indirekt durch den Ausfall einer anderen Betrachtungseinheit determiniert verursacht wird.

Anmerkung:

Ein determinierter Folgeausfall ist z. B. die Auslösung einer Leitung auf Grund von Überlast verursacht durch die Auslösung einer anderen Leitung.

**Folgeausfall, stochastischer**

Zufallsbedingter Ausfall einer Betrachtungseinheit, der den Ausfall einer anderen Betrachtungseinheit oder eine erfolgreiche AWE oder eine verzögerte Handausschaltung zur Voraussetzung hat.

Anmerkung:

Beispiele für stochastische Folgeausfälle sind die Ausfallarten

- Schutzüberfunktion als Folgeausfall
- Schutzunterfunktion/Leistungsschalterversager als Folgeausfall.

**Freileitung**

Siehe Leitung.

**Freischaltbereich**

Zusammenfassung von Betriebsmitteln, die zur Durchführung von Arbeiten gemeinsam freigeschaltet werden.

**Gesamtenergieabgabe**

Die anzugebende Gesamtenergieabgabe ist gemäß ECG [4] wie folgt definiert:

"Die Gesamtenergieabgabe in MWh des Netzbetreibers für das entsprechende Berichtsjahr (Wirtschaftsjahr), welche den Spannungsebenen zuzuordnen ist und an Endverbraucher abgegeben wird, dient zur netzbetreiberbezogenen Ermittlung des Jahressummenwertes der gelieferten elektrischen Energie.

Abgabe elektrischer Energie aus dem Netz an Endverbraucher: Es ist jeweils die Menge der abgegebenen elektrischen Energie (in MWh) je Spannungsebene (zusammengefasst für die Netzebenen) für das Wirtschaftsjahr einzutragen."

### **Hochspannung**

Siehe Spannungsebenen.

### **Höchstspannung**

Siehe Spannungsebenen.

### **Instandhaltung**

Die Instandhaltung umfasst Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll-Zustandes sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes von technischen Mitteln eines Systems.

Die Maßnahmen beinhalten:

- Wartung
- Inspektion
- Instandsetzung

### **Kundenstation**

Siehe Umspannstation.

### **Kudentransformator**

Transformator im Eigentum des Netzkunden.

### **Kurzunterbrechung (KU)**

Siehe Automatische Wiedereinschaltung (AWE).

### **Leitung** (IEV-151-12-27, IEV-601-03-03, vgl. [21])

Anordnung von Leitern, Isolierungen und Zubehör zur Fortleitung elektrischer Energie von einem Punkt des Netzes zum anderen.

- **Freileitung**

Leitung, deren Leiter oberhalb des Erdbodens über Isolatoren an Stützpunkten befestigt sind.



Anmerkung:

Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiterseilen, Isolatoren, Verbindungsteilen und Erdungen.

- **Kabel** (DIN IEC 601-03-05, vgl. [21])

Leitung mit isolierten Leitern zur Verlegung im Erdreich, in Schächten, in Röhren usw.

Anmerkung:

Zum Kabel gehören auch dessen Muffen, Endverschlüsse und Zubehör.

### **Maximale Wiederversorgungsdauer, mittlere**

Die mittlere maximale Wiederversorgungsdauer ist der über alle betrachteten Störungen mit Versorgungsunterbrechungen gebildete Mittelwert der Zeitdauern zwischen dem Beginn der zeitlich ersten Versorgungsstufe und dem Ende der zeitlich letzten Versorgungsstufe einer Störung. Die Dauern eventueller Vollversorgungen im Ablauf einer Störung werden dabei nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zur mittleren Unterbrechungsdauer, die eine Kenngröße zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit ist, ist die mittlere maximale Wiederversorgungsdauer eine Kenngröße des Netzbetriebs.

### **Mehrfachausfall**

Abhängiger Ausfall mehrerer Auslösebereiche.

Anmerkung:

Die einzelnen Ereignisse innerhalb eines Mehrfachausfalls stehen miteinander in Beziehung.

Entweder ist ein Ereignis die Vorbedingung eines anderen, oder sie haben eine gemeinsame Ursache, oder sind direkt voneinander abhängig.

Mehrere Einfachausfälle mit zufällig zeitlich überlappenden Störungsdauern sind kein Mehrfachausfall, sondern sind als getrennte Störungen zu betrachten.

### **Mehrfachleitung**

Eine Mehrfachleitung ist eine Leitung mit mehreren Stromkreisen. Bei zwei Stromkreisen wird sie Doppelleitung genannt.

## **Mittelspannung**

Siehe Spannungsebenen.

## **Nennspannung** (IEV-601-01-21, vgl. [21])

Ein geeigneter, gerundeter Spannungswert zur Bezeichnung oder Identifizierung eines Netzes.

Anmerkung:

Die tatsächliche Spannung kann innerhalb der zulässigen Toleranzen von der Nennspannung abweichen.

## **Netz**

Ein Netz ist die Gesamtheit der galvanisch miteinander verbundenen Leitungen und Stationen gleicher Nennspannung zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie, so weit sie vom gleichen Netzbetreiber betrieben werden.

Man unterscheidet Netze mit verschiedenen **Sternpunktbehandlungen**:

### **Netz mit Erdschlusskompensation** (IEV-601-02-27, vgl. [21])

Netz, in dem ein oder mehrere Sternpunkte zur weitgehenden Kompensation des kapazitiven Anteils des Erdschlussstromes über eine Reaktanz mit Erde verbunden sind.

### **Netz mit isoliertem Sternpunkt** (IEV-601-02-24, vgl. [21])

Netz, in dem kein Sternpunkt betriebsmäßig Erdverbindungen hat, mit Ausnahme von Verbindungen hoher Impedanz für Schutz- und Messeinrichtungen.

### **Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung** (vgl. IEV-601-02-26, vgl. [21])

Netz, in dem ein oder mehrere Sternpunkte unmittelbar oder über eine niederohmige Impedanz mit Erde verbunden sind.

### **Netz mit vorübergehender niederohmiger Erdung**

Netz mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation, in dem ein oder mehrere Sternpunkte bzw. Leiter vorübergehend zur Ortung oder Ausschaltung von Erdschlüssen über eine niederohmige Impedanz mit Erde verbunden werden können.

## **Netzart**

Die Netzart beschreibt den Freileitungs- bzw. Kabelanteil an der gesamten Stromkreislänge eines Netzes.

- Freileitungsnetz

Netz, dessen Freileitungsanteil größer als 90 % der gesamten Stromkreislänge ist.

- Gemischtes Netz

Netz, bei dem sowohl der Freileitungsanteil als auch der Kabelanteil an der gesamten Stromkreislänge zwischen 10 % und 90 % beträgt.

- Kabelnetz

Netz, dessen Kabelanteil größer als 90 % der gesamten Stromkreislänge ist.

## **Netzdaten**

Unter Netzdaten versteht man die Stromkreislängen von Freileitungen und Kabelleitungen, die Zahl der Stationen, Schaltanlagen und deren Felder sowie die Zahl eingebauter Betriebsmittel.

Anmerkung:

Die Netzdaten werden zur Ermittlung von spezifischen Störungs- und Schadenshäufigkeiten benötigt.

## **Netzkunde (Niederspannung)**

Ein Netzkunde in der Niederspannung ist z. B. ein Haushalt, ein Gewerbebetrieb, ein landwirtschaftlicher Betrieb. Mehrere Zählpunkte eines Netzkunden werden am selben Anschlusspunkt zusammengefasst, wenn sie für die Abrechnung von besonderen Verträgen wie z. B. Nachtstromspeicheranlagen, Wärmepumpen etc. erforderlich sind (Sicht der Netzführung).

Keine Netzkunden im Sinne dieser Statistik sind Straßenleuchten, Reklametafeln, Fahrgastunterstände, Telefonzellen etc.

Falls die Ermittlung der Gesamtzahl aller Niederspannungskunden aus dem Abrechnungssystem vorgesehen ist, so erhält man oft die Anzahl der Zählpunkte (Sicht des Netznutzungsmanagements). Diese Anzahl kann um ca. 10 % über der tatsächlichen Anzahl der Netzkunden liegen und sollte entsprechend korrigiert werden.

Anmerkung:

Auch für einen pauschal abgerechneten Niederspannungshausanschluss (Reklametafel, Telefonhäuschen, Polizeinotrufsäule etc.) wird im Abrechnungssystem ein Zählpunkt eingerichtet.

Kann für die Störungserfassung die Ermittlung der betroffenen Netzkunden nicht systemtechnisch unterstützt werden, so kann die Anzahl der Kunden über die Anzahl der im Niederspannungsnetzplan eingezeichneten Hausanschlüsse und unter Beachtung der örtlichen Bebauung (z. B. Einfamilien-/Mehrfamilienhäuser) geeignet abgeschätzt werden.

### **Netzkunde (Mittel-, Hoch- und Höchstspannung)**

Ein Netzkunde in der Mittel-, Hoch- und Höchstspannung ist über eine Kundenstation angeschlossen.

### **Netztransformator**

Transformator im Eigentum des Netzbetreibers.

### **Nichtbetrieb** [8]

Zustand einer Betrachtungseinheit, in der sie die von ihr geforderte Funktion nicht erfüllt.

Anmerkung:

Es wird unterschieden zwischen

- störungsbedingtem Nichtbetrieb nach einer automatischen Ausschaltung oder einer unverzügerten Handausschaltung, und
- determiniertem Nichtbetrieb nach einer determinierten Ausschaltung.

### **Niederspannung**

Siehe Spannungsebenen.

### **Ortsnetzstation**

Siehe Umspannstation.

### **Ortsnetztransformator**

MS/NS-Transformator einer Ortsnetzstation zur Speisung eines unterlagerten Niederspannungs-Ortsnetzes.

### **Reparatur**

Die Reparatur umfasst Maßnahmen, die nach einem Ausfall durchgeführt werden, um eine beschädigte Betrachtungseinheit in den Zustand zu versetzen, in dem sie ihre geforderte Funktion erfüllen kann.

### **Schaden**

Als Schaden wird eine bleibende nachteilige Veränderung eines Betriebsmittels als Folge einer besonderen Einwirkung oder Ursache bezeichnet, die sogleich oder im Laufe der Zeit repariert werden muss. Wird ein Betriebsmittel jedoch durch Verschmutzung, eingeflogene Drachen oder Äste oder andere Einwirkungen nur vorübergehend funktionsuntüchtig oder eingeschränkt betriebsfähig, so ist diese nachteilige Veränderung nicht als Schaden anzusehen. Betriebsmittel, die wegen normaler Alterung ausgetauscht werden, sind ebenfalls nicht als beschädigte Betriebsmittel einzuordnen.

### **Schaltanlage (einer Station)**

Station oder Teil einer Station, in der Leitungen und andere Betriebsmittel gleicher Nennspannung miteinander verbunden oder voneinander getrennt werden können.

Anmerkung:

Kleine Schaltanlagen in Mittelspannungsnetzen werden auch als Schaltschränke bezeichnet. Größere Schaltanlagen in Mittelspannungsnetzen können auch Felder für Transformatoren zur Versorgung von Niederspannungsnetzen beinhalten. Diese Felder zählen nicht als separate Ortsnetzstation.

- Freiluft-Schaltanlage  
Schaltanlage, deren Betriebsmittel den Witterungseinflüssen ausgesetzt sind.
- Innenraum-Schaltanlage  
Schaltanlage, deren Betriebsmittel innerhalb eines Gebäudes installiert sind.
- Innenraum-Schaltanlage in offener Bauweise  
Schaltanlage, bei der die Isolation zwischen den Außenleitern und zwischen Außenleitern

und Erde im Wesentlichen durch Luft unter atmosphärischem Druck gewährleistet ist, und bei der kein Schutz gegen direktes Berühren besteht.

- Gekapselte Innenraum-Schaltanlage  
Schaltanlage mit Schutz gegen äußere Einwirkungen, gegen direktes Berühren und gegen Berühren sich bewegender Teile.

Bei gasisolierten gekapselten Innenraum-Schaltanlagen dient die Kapselung außerdem der Aufrechterhaltung des Druckes zur Gewährleistung des Nennisolationspegels.

Siehe auch Definition von Station. Abbildung 5-2 dient zur Erläuterung der Begriffsdefinitionen von Station und Schaltanlage.

### **Schaltstation**

Station ohne Umspannungseinrichtungen, in der Leitungen und andere Betriebsmittel gleicher Nennspannung miteinander verbunden oder voneinander getrennt werden können.

MS-Stationen mit NS-Trafos, die nicht **ausschließlich** der Versorgung von NS-Kunden dienen, sind ebenfalls als Schaltstationen zu betrachten.

Siehe auch Definition von Station.

### **Spannungsebenen**

Nach den VDE-Bestimmungen wird zwischen Niederspannung (bis 1000 V) und Hochspannung (über 1 kV) unterschieden.

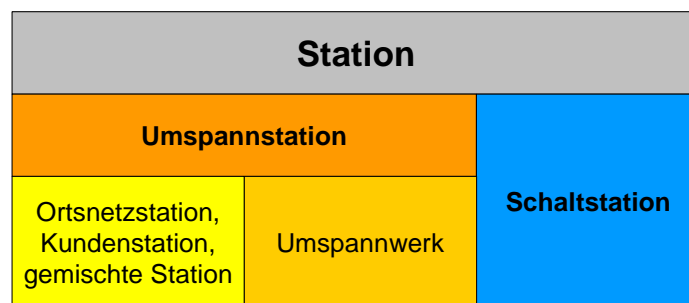
Im Bereich der elektrischen Energieversorgungsnetze ist eine Einteilung der Netze in die folgenden Spannungsebenen üblich:

- Niederspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung bis 1 kV)
- Mittelspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 1 kV bis 36 kV)
- Hochspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 36 kV bis 125 kV)
- Höchstspannungsebene (Netze mit einer Nennspannung über 125 kV).

### **Station (eines Netzes)** (IEV-605-01-01, vgl. [21])

Teil eines elektrischen Netzes, der an einem bestimmten Ort hauptsächlich die Enden der Übertragungs- oder Verteilungsleitungen, Schaltanlagen, Gebäude und möglicherweise Transformatoren umfasst. Eine Station enthält im Allgemeinen Einrichtungen für Zwecke der Netzsicherheit und -führung.

Stationen werden unterteilt in Umspannstationen und Schaltstationen entsprechend folgender Abbildung:



**Abbildung 5-1 Zur Begriffsdefinition von Stationen und Stationstypen**

Abbildung 5-2 dient zur Erläuterung der Begriffsdefinitionen von Station und Schaltanlage.

### **Station, gemischte**

Siehe Umspannstation.

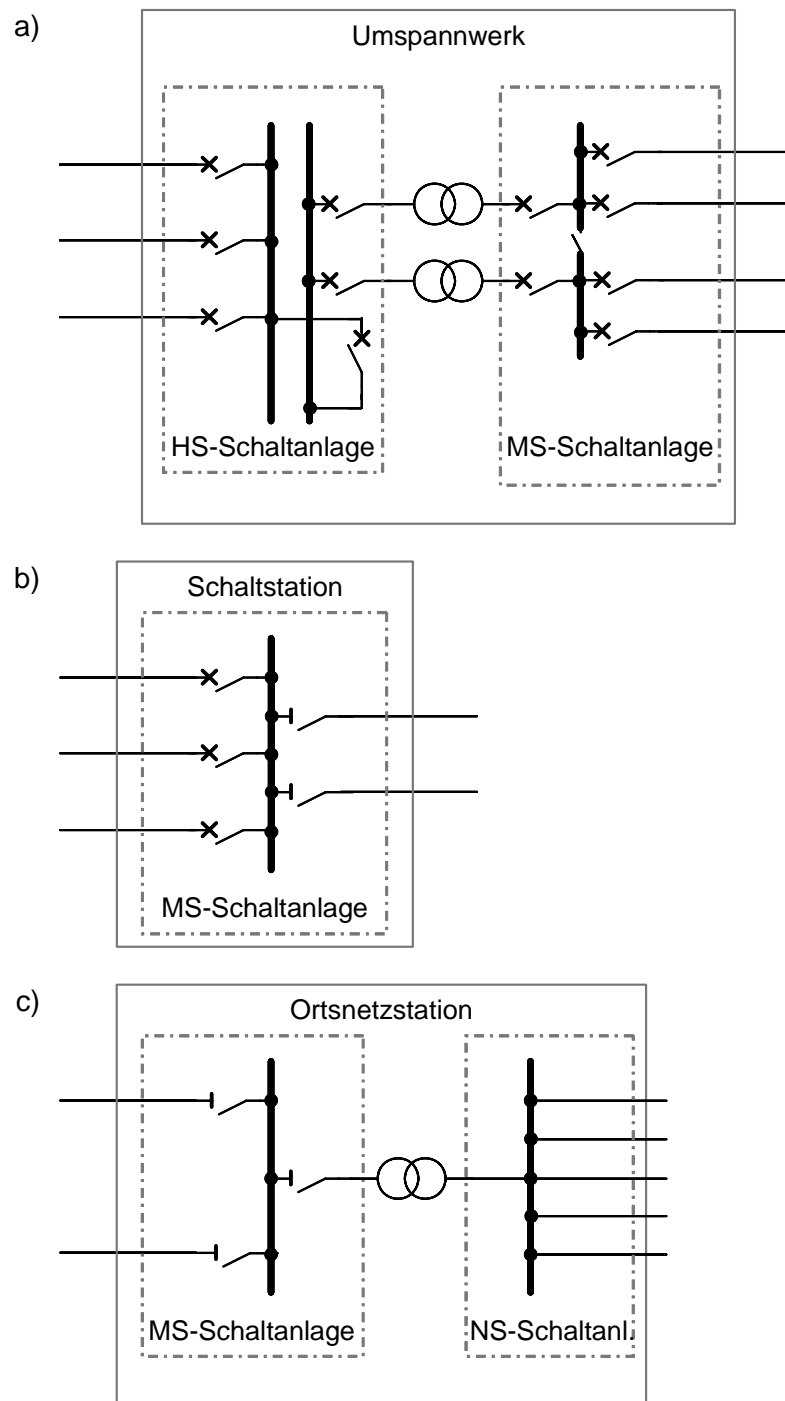
### **Sternpunktbehandlung**

Siehe Netz, Netz mit Erdschlusskompensation, Netz mit isoliertem Sternpunkt, Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung, Netz mit vorübergehender niederohmiger Erdung.

### **Störung**

Als Störung in einem elektrischen Energieversorgungsnetz wird der gesamte Vorgang bezeichnet, der mit einem Fehler beginnt und mit der Wiederherstellung normaler Betriebs- bzw. Versorgungsverhältnisse endet.

Ferner liegt ebenfalls eine in dieser Statistik zu erfassende Störung vor, wenn durch eine von der Betriebsführung gewollte Schalthandlung eine geplante Ausschaltung mit Versorgungsunterbrechung hervorgerufen wird.



**Abbildung 5-2 Zur Begriffsdefinition von Stationen und Schaltanlagen**

a) Umspannstation – Umspannwerk

b) Schaltstation

c) Umspannstation – Ortsnetzstation



### **Störungsanlass**

Der Vorgang oder die Einwirkung, die die Störung auslöst.

### **Störungsauswirkung**

Kennzeichnet die Auswirkung der Störung auf den Netzbetrieb. Sie gibt auch Hinweise darauf wie der Fehler bereinigt wurde.

### **Störungsbeginn**

Zeitpunkt, zu dem ein **Fehler** auftritt, der zu einer Störung führt.

Anmerkungen:

- Der Störungsbeginn kann vor der ersten störungsbedingten Ausschaltung liegen (z. B. stehender Erdschluss)
- Bei verzögerten Handausschaltungen von bedingt funktionstüchtigen Betriebsmitteln gilt der Zeitpunkt der Ausschaltung als Störungsbeginn.

### **Störungsdauer**

Zeitspanne zwischen Störungsbeginn und Störungsende.

### **Störungsende**

Zeitpunkt, zu dem nach einer Störung wieder ein gewollter normaler Betriebs- und Schaltzustand hergestellt ist.

Anmerkungen:

- Der Schaltzustand, der am Störungsende vorliegt, muss nicht mit dem Schaltzustand vor der Störung übereinstimmen.
- Die Störung kann z. B. beendet werden durch
  - Wiedereinschalten der ausgefallenen Betrachtungseinheit
  - Einschalten einer entsprechenden Ersatzeinheit und Betriebsbereitmeldung der ausgefallenen Betrachtungseinheit
  - Einschalten nach endgültiger Reparatur der vom Schaden betroffenen Betrachtungseinheit

- Notbetrieb, z. B. durch das unterlagerte Netz oder eingeschränkte Versorgungsverhältnisse durch Provisorien, Notstromaggregate oder ähnliches führen nicht zur Beendigung der Störung.
- Als Zeitpunkt des Störungsendes gilt die Einschaltung der letzten Betrachtungseinheit, die zur Beendigung der Störung wieder in Betrieb gehen muss.
- Wird ein beschädigtes Betriebsmittel zunächst ohne Reparatur wieder eingeschaltet und erst zu einem späteren Zeitpunkt repariert, so liegt eine Reparatur nach Störungsende vor. Wird durch diese Wiedereinschaltung der gewollte normale Schaltzustand wiederhergestellt, so ist mit dieser Einschaltung die Störung beendet.

### **Stromkreis, elektrischer**

Zusammenfassung von Funktionselementen, in denen elektrische Ströme fließen können.

Wesentliche Funktionselemente sind die spannungsführenden Leiter und die Isolatoren.

Ein Stromkreis kann aus mehreren Stromkreisabschnitten bestehen und über mehr als zwei Endpunkte und über Abzweigpunkte verfügen (z. B. bei Dreibein-Leitungen).

### **Stromkreislänge**

Mittelwert der tatsächlichen Länge der Leiter eines Mehrphasensystems, die einen Stromkreis bilden.

### **Stromkreislänge eines Netzes**

Summe der Stromkreislängen der Stromkreise, die zu einem Netz gehören.

### **Trassenlänge**

Auf die Horizontale projizierte, in Trassenachse gemessene Entfernung zwischen den Endpunkten einer Freileitung oder Kabelleitung.

### **Umspannstation** (IEV-605-01-03, vgl. [21])

Station mit Transformatoren zur Verbindung zweier oder mehrerer Netze unterschiedlicher Spannung.

- **Umspannwerk**

Alle Umspannstationen, die keine Ortsnetz-, Kunden- oder gemischte Station sind.

- **Ortsnetzstation**

Umspannstation zur ausschließlichen Einspeisung eines öffentlichen Niederspannungsnetzes aus einem Mittelspannungsnetz.

- **Kundenstation**

Umspann- oder Schaltstation im Netz des Netzbetreibers zur ausschließlichen Einspeisung in ein kundeneigenes Netz. In der Regel ist der Netzkunde der Eigentümer/Pächter der gesamten Station, teilweise können auch z. B. die Eingangsfelder oder weitere Betriebsmittel im Eigentum des Netzbetreibers liegen. Die Station gilt immer als Kundenstation, wenn ausschließlich ein Netzkunde hieraus versorgt wird. Kundenanlagen, die Energie in das Netz des Netzbetreibers einspeisen, werden nicht als Kundenanlagen im Sinne der Störungsstatistik gezählt (Bezugsgröße für Versorgungsunterbrechungen).

Kundenstationen existieren in den Spannungsebenen Mittel-, Hoch- und Höchstspannung.

- **Gemischte Stationen**

Stationen, in denen getrennte Trafos für öffentliches Netz und für Kundennetz vorhanden sind. Diese Stationen werden für die Störungsstatistik zur Reduzierung der erforderlichen Netzdaten entsprechend der überwiegenden Nutzung den Ortsnetzstationen oder Kundenstationen zugewiesen. Ist die überwiegende Nutzung nicht bekannt, so kann der Netzbetreiber die Nutzung geeignet abschätzen.

- **Maststation** (IEV-605-02-19, vgl. [19])

Bauform von Ortsnetz-, Kunden- oder gemischten Stationen - auf einem oder mehreren Masten im Freien angebracht.

- **Kompaktstation** (IEV-605-02-17, vgl. [21])

Bauform von Ortsnetz-, Kunden- oder gemischten Stationen – in gedrängter Bauweise, häufig vorgefertigt, die hauptsächlich für Verteilungszwecke eingesetzt wird (Sie ist nicht begehbar).

- **Gebäudestation**

Bauform von Ortsnetz-, Kunden- oder gemischten Stationen - Betriebsmittel zum Schutz gegen Witterungseinflüsse in einem hierfür errichteten Gebäude untergebracht.

- **Einbaustation**

Bauform von Ortsnetz-, Kunden- oder gemischten Stationen - Betriebsmittel in einem Gebäude untergebracht, welches gleichzeitig einem anderen Zweck dient (z. B. Büro- oder Wohngebäude).

### **Umspannwerk**

Siehe Umspannstation.

### **Unterbrechungsdauer, mittlere** $T_U$ (interruption duration)

Mittlere Dauer einer Kundenunterbrechung (siehe auch Abschnitt 8.3)

Anmerkung:

Die mittlere Unterbrechungsdauer ergibt sich als Quotient aus der mittleren Unterbrechungswahrscheinlichkeit geteilt durch die mittlere Unterbrechungshäufigkeit.

### **Unterbrechungshäufigkeit, mittlere** $H_U$ (interruption frequency)

Mittlere Zahl von Unterbrechungen pro Netzkunde und Jahr (siehe auch Abschnitt 8.3)

### **Unterbrechungswahrscheinlichkeit, mittlere** $Q_U$ (supply unavailability)

Mittlere Dauer der Unterbrechung der Versorgung pro Netzkunde und Jahr (siehe auch Abschnitt 8.3)

Anmerkung:

Die mittlere Unterbrechungswahrscheinlichkeit wird auch als "mittlere Nichtverfügbarkeit der Versorgung" bezeichnet. Sie ist das Produkt aus Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer.

### **Versorgungsstufe**

Eine Versorgungsstufe ist gekennzeichnet durch einen Start- und einen Endzeitpunkt, zwischen denen ein Netzkunde bzw. eine Gruppe von Netzkunden durchgehend von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist bzw. sind.

Eine Versorgungsunterbrechung wird durch mindestens eine Versorgungsstufe beschrieben. Bei komplexen Störungsabläufen können unterschiedliche Netzkunden zu unterschiedlichen Zeitpunkten von Versorgungsunterbrechungen unterschiedlicher Dauer betroffen sein. Die

Versorgungsunterbrechung, die dieser Störung zugeordnet wird, wird dann durch mehrere Versorgungsstufen beschrieben.

### **Versorgungsunterbrechung**

Ausfallbedingte oder geplante Unterbrechung der Versorgung eines oder mehrerer Netzkunden, die länger als 1 Sekunde dauert, unabhängig davon, wie viele Leiter betroffen sind.

Das Arbeiten von Umschaltautomatiken, erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen und kurzzeitige Ausschaltungen zur Erdschlusssuche (bis zu einer Dauer von 3 Minuten) werden generell nicht als Versorgungsunterbrechungen erfasst.

Die Versorgungsunterbrechung eines Netzkunden, der für diese Unterbrechung selbst verantwortlich ist (z. B. geplante Ausschaltung zu Wartungsarbeiten auf Wunsch des Netzkunden oder Schutzauslösung durch einen Fehler im Kundennetz) wird nicht berücksichtigt.

Maßgeblich für die Auswertung der ECG sind Versorgungsunterbrechungen, bei denen die Spannung unter 1 % der Nennspannung absinkt und die mindestens 3 Minuten andauern.

### **Versorgungsunterbrechungsdauer**

Zeitspanne vom Beginn bis zum Ende einer Versorgungsunterbrechung.

Die Dauern eventueller Vollversorgungen im Ablauf einer Störung werden dabei nicht berücksichtigt. Die Versorgungsunterbrechungsdauer wird als Differenz zwischen dem Merkmal TVE "Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung" und TVA "Beginn der Versorgungsunterbrechung" berechnet.

Anmerkung:

Die Versorgungsunterbrechung kann auch durch Wiederversorgung z. B. aus demselben Netz (Umschaltungen), aus dem unterlagerten Netz, über Reserveeinheiten oder Netzersatzanlagen beendet werden. Die Störung ist damit jedoch nicht beendet.

### **Versorgungszuverlässigkeit**

Fähigkeit eines Netzes, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

### **Wirkleistung, unterbrochene**

Nicht lieferbare Wirkleistung, die bei einer Störung mit Versorgungsunterbrechung festgestellt wird.

Anmerkungen:

- Die unterbrochene Wirkleistung bezieht sich auf eine Versorgungsunterbrechung und wird in MW angegeben.
- Sie ist im Rahmen dieser Erfassung ein Maß für die Schwere einer Störung.

### **Zuverlässigkeit** [16]

Die Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, innerhalb der vorgegebenen Grenzen denjenigen durch den Verwendungszweck bedingten Anforderungen zu genügen, die an das Verhalten ihrer Eigenschaften während einer gegebenen Zeitdauer gestellt sind.

### **Zuverlässigkeitskenngröße** [16]

Größe, die dem besonderen Zweck der zahlenmäßigen Erfassung der Zuverlässigkeit dient.

## 6 Beispielsammlung

### Hinweis

Das Auftreten von Naturkatastrophen wird in den Beispielen nicht betrachtet.

Die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen in den Beispielen berücksichtigt nur die Erfassung der unterbrochenen Leistung. Für die ebenfalls vorgesehene Erfassung der unterbrochenen Netzkunden und der unterbrochenen Stationen ist analog zu verfahren.

Bei Versorgungsunterbrechungen sind in den Ergebnistabellen jeweils nur die Gesamtkennzahlen für das gesamte Störungsereignis aufgeführt, die sich eventuell aus mehreren einzelnen Versorgungsstufen zusammensetzen. In diesen Fällen ist die Berechnung der Gesamtkennzahlen erläutert.

### Inhaltsverzeichnis

Bsp.-Nr.	Spgs.-gruppe	Störungsanlass	Fehlerart	Fehlerort	Ausfallart	VU
<b>6.1</b>	<b>Ermittlung der unterbrochenen Leistung und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie bei Versorgungsunterbrechungen</b>					
6.1.1	Versorgungsunterbrechung mit kontinuierlicher Herstellung der Wiederversorgung					
6.1.2	Versorgungsunterbrechung mit kontinuierlicher Herstellung der Wiederversorgung und zwischenzeitlicher Vollversorgung					
<b>6.2</b>	<b>Beispiele mit 1. Fehlerort im Höchst- oder Hochspannungsnetz</b>					
6.2.1	380 kV	Gewitter	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung	Freileitung, Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes	Common-Mode-Ausfall, Common-Mode-Ausfall	Nein
	220 kV	Gewitter	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung	Freileitung, Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes	Common-Mode-Ausfall, Common-Mode-Ausfall	Nein
6.2.2	380 kV	Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkung	Zweipoliger Kurzschluss	Freileitung	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Nein
6.2.3	220 kV	Sturm	Dreipoliger Kurzschluss	Freileitung, Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion	Einfachausfall mit Schutzauslösung, Schutzüberfunktion als Folgeausfall	Nein
6.2.4	110 kV	Kein erkennbarer Anlass	Funktionsuntüchtiges Betriebsmittel	Freiluft-Schaltanlage luftisoliert – Transformator	Verzögerte Handausschaltung	Nein
	10 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"	Rückwirkung aus eigenem Netz	Verzögerte Handausschaltung	Nein
6.2.5	110 kV	Sturm	Doppel- oder Mehrfacherdschluss	Freileitung, Freileitung, Freiluft-Schaltanlage luftisoliert – Transformator	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall, Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall	Ja
	10 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Fehlende Spannung	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja

Bsp.-Nr.	Spgs.-gruppe	Störungsanlass	Fehlerart	Fehlerort	Ausfallart	VU
6.2.6	110 kV	Erd- und Baggerarbeiten	Erdkurzschluss	Ölkabel, Ölkabel	Einfachausfall mit Schutzauslösung, Determinierter Folgeausfall	Ja
	20 kV (Fremd- netz)	Rückwirkung aus fremdem Netz	Fehlende Spannung	Rückwirkung aus fremdem Netz	Ausfall im Fremdnetz	Ja
	10 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Fehlende Spannung	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfassten Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja
6.2.7	110 kV	Kräne, Fahrzeuge	Erdkurzschluss	Freileitung	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Ja
	10 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja
	10 kV (Fremd- netz)	Rückwirkung aus fremdem Netz	Fehlende Spannung	Rückwirkung aus fremdem Netz	Ausfall im Fremdnetz	Ja
6.2.8	110 kV	Tiere (außer Vögel)	Zweipoliger Kurzschluss	Freiluft-Schaltanlage luftisoliert – Transformator	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Ja
	20 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja
	10 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Fehlende Spannung	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja
<b>6.3 Beispiele mit 1. Fehlerort im Mittelspannungsnetz</b>						
6.3.1	20 kV	Gewitter	Dreipoliger Kurzschluss	Freileitung, Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion	Einfachausfall mit Schutzauslösung, Schutzunterfunktion	Ja
6.3.2	10 kV	Kein erkennbarer Anlass	Doppelerdschluss	PE-Kabel, Papierisoliertes Kabel	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall, Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall	Ja
6.3.3	10 kV	Sturm	Dreipoliger Kurzschluss	Freileitung	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Ja
6.3.4	10 kV	Eingedrungene Feuchtigkeit	Zweipoliger Kurzschluss	Innenraumanlage luftisoliert offen – Kabel/Freileitung innerhalb der Station	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Nein
6.3.5	10 kV	Fehlbedienung	Dreipoliger Kurzschluss	Gebäudestation luftisoliert – Feld Lasttrennschalter sammelschieneneseitig	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Ja
6.3.6	10 kV	Geplante Ausschaltung mit VU	-	-	-	Ja
6.3.7	10 kV	Erd- und Baggerarbeiten	Doppelerdschluss	VPE-Kabel, PE-Kabel, PE-Kabel	Einfachausfall mit Schutzauslösung, Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall, Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall	Ja
6.3.8	20 kV	Sturm	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute	Freileitung	Unverzögerte Handausschaltung	Ja



Bsp.-Nr.	Spgs.-gruppe	Störungsanlass	Fehlerart	Fehlerort	Ausfallart	VU
6.3.9	30 kV (Fremd-netz)	Kein erkennbarer Anlass	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute	PE-Kabel	Verzögerte Handausschaltung	Nein
	30 kV	Rückwirkung aus fremdem Netz	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute	Rückwirkung aus fremdem Netz	Ausfall im Fremdnetz	Nein
6.3.10	10 kV	Bäume	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung	Freileitung	-	Nein
6.3.11	10kV	Gewitter	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung	Fehlerort nicht bekannt bzw. nicht gefunden, Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion	Erfolgreiche AWE (nur in Verbindung mit Folgeereignis), Schutzüberfunktion als Folgeausfall	Ja
(6.2.8)	20 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja
	10 kV	Rückwirkung aus eigenem Netz	Fehlende Spannung	Rückwirkung aus eigenem Netz	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	Ja

Legende:

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

## 6.1 Ermittlung der unterbrochenen Leistung und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie bei Versorgungsunterbrechungen

Bei Versorgungsunterbrechungen wird immer ein Wert für die "unterbrochene Leistung" und für die "nicht zeitgerecht gelieferte Energie" erfasst. Dabei werden in Abhängigkeit des Spannungsbereichs (Niederspannung mit Nennspannung bis 1 kV, Mittelspannung mit Nennspannung über 1 kV bis 36 kV, Hoch- und Höchstspannung mit Nennspannung über 36 kV) unterschiedliche Merkmale verwendet:

- In Netzen der Niederspannungsebene werden die "Anzahl der unterbrochenen Netzkunden" (Datenfeld RT) und die "gesamten unterbrochenen KundenMinuten" (Datenfeld RO3) erfasst.
- In Netzen der Mittelspannungsebene werden die "unterbrochene Bemessungsscheinleistung" (Datenfeld RN2) und die "gesamten unterbrochenen MVamin" (Datenfeld RO2) erfasst.
- In Netzen der Hoch- und Höchstspannungsebene werden die "unterbrochene Wirkleistung" (Datenfeld RN1) und die "gesamten unterbrochenen MWmin" (Datenfeld RO1) erfasst.

Die "unterbrochene Leistung" und die "nicht zeitgerecht gelieferte Energie" werden immer für die Gesamtheit der bei einer Störung aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen erfasst. Bei komplexen Versorgungsunterbrechungen, die mehrere Stationen bzw. Netzkunden mit zeitlich unterschiedlichen Abläufen der Versorgungsunterbrechungen und Wiederversorgungen (so genannte Versorgungsstufen) umfassen, ist somit eine Berechnung der Werte für die gesamte Störung aus den Daten der einzelnen Versorgungsstufen erforderlich.

Die einzelnen Versorgungsstufen können nach zwei unterschiedlichen Methoden definiert werden:

- Methode 1: Erfassung gruppiert nach unterbrochenen Stationen
- Methode 2: Erfassung gruppiert nach Wiederversorgungsstufen

Nachfolgend werden anhand zweier Beispiele beide Methoden vorgestellt. Die Beispiele beziehen sich dabei auf Netze der Mittelspannungsebene. Das prinzipielle Vorgehen ist in Netzen der Niederspannungs- oder der Hoch- und Höchstspannungsebene identisch.

**In Österreich ist nach Vorgabe der ECG [4] nur die Gruppierung nach unterbrochenen Stationen (Methode 1) zulässig. In Deutschland ist diese Methode auch aufgrund des höheren Informationsgehaltes und der besseren Handhabbarkeit empfohlen.**

### 6.1.1 Beispiel: Versorgungsunterbrechung mit kontinuierlicher Herstellung der Wiederversorgung

Am 07. November 2004 kam es um 09:04 Uhr im Umspannwerk XYZ auf den 10-kV-Sammelschienenabschnitten 1A und 1B zu einem stehenden Erdschluss, welcher auf dem 10-kV-Abgang K01 lokalisiert werden konnte. Um 09:09 Uhr löste der 10-kV-Abgang K04 aus. Der Abgang K01 war weiterhin mit Erdschluss behaftet. Daraufhin wurde der 10-kV-Abgang K01 um 09:10 Uhr von Hand abgeschaltet. Nach Schalthandlungen im 10-kV-Netz konnten die spannungslosen Umspannstationen des 10-kV-Abgangs K01 bis 9:59 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 09:10 – 09:33: 3 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,20$  MVA

09:10 – 09:42: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,95$  MVA

09:10 – 09:59: 2 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 0,50$  MVA

Die spannungslosen Umspannstationen auf dem 10-kV-Abgang K04 konnten bis um 10:02 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 09:09 – 09:45: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,60$  MVA

09:09 – 10:02: 6 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,80$  MVA

#### Methode 1: Erfassung gruppiert nach unterbrochenen Stationen (empfohlen)

Beginn VU	Ende VU	Dauer in Minuten	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA (RN2)	Gesamte unterbrochene MVAmin (RO2)
09:09	09:45	36	1,60	57,60
09:09	10:02	53	2,80	148,40
09:10	09:33	23	1,20	27,60
09:10	09:42	32	1,95	62,40
09:10	09:59	49	0,50	24,50
Störung gesamt 09:09	10:02		(Summe) 8,05	(Summe) 320,50

**Methode 2: Erfassung gruppiert nach Wiederversorgungsstufen**

Beginn VU	Ende VU	Dauer in Minuten	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA (RN2)	Gesamte unterbrochene MV Amin (RO2)
09:09	09:10	1	4,40	4,40
09:10	09:33	23	8,05	185,15
09:33	09:42	9	6,85	61,65
09:42	09:45	3	4,90	14,70
09:45	09:59	14	3,30	46,20
09:59	10:02	3	2,80	8,40
Störung gesamt 09:09	10:02		(Maximum) 8,05	(Summe) 320,50

Sind genaue Angaben der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren nicht verfügbar oder wird unternehmensintern nur die Anzahl der unterbrochenen Stationen erfasst, so ist für die Ermittlung der Kennziffer RN2 das Produkt aus der Anzahl der unterbrochenen Ortsnetzstationen mit der mittleren installierten Bemessungsscheinleistung in einer Ortsnetzstation (siehe Netzdatenblatt) für das von der Störung betroffene Netz anzugeben.

**Methode 1: Erfassung gruppiert nach unterbrochenen Stationen und unter Verwendung der mittleren installierter Bemessungsscheinleistung**

Beginn VU	Ende VU	Dauer in Minuten	Anzahl unterbrochener Ortsnetzstationen	Unterbrochene Bemessungs- scheinleistung in MVA (RN2) <small>(rechn. Mittelwert: 0,4 MVA/Stat.)</small>	Gesamte unterbrochene MV Amin (RO2)
09:09	09:45	36	4	1,60	57,60
09:09	10:02	53	6	2,40	127,20
09:10	09:33	23	3	1,20	27,60
09:10	09:42	32	5	2,00	64,00
09:10	09:59	49	2	0,80	39,20
Störung gesamt 09:09	10:02		(Summe) 20	(Summe) 8,00	(Summe) 315,60

### 6.1.2 Beispiel: Versorgungsunterbrechung mit kontinuierlicher Herstellung der Wiederversorgung und zwischenzeitlicher Vollversorgung

Am 17. Mai 2004 kam es um 15:04 Uhr im Umspannwerk XYZ auf der 10-kV-Sammelschiene 1 zu einem stehenden Erdschluss. Bevor der erdschlussbehaftete 10-kV-Abgang festgestellt werden konnte, löste der 10-kV-Abgang K01 um 15:05 Uhr aus. Der Erdschluss auf der 10-kV-Sammelschiene 1 stand weiterhin an und konnte um 15:07 Uhr auf dem 10-kV-Abgang K04 lokalisiert werden.

Durch einen Anruf der Tiefbaufirma X konnte der Fehlerort auf dem 10-kV-Abgang K01 zwischen den Umspannstationen A und B lokalisiert und um 15:20 Uhr aus dem 10-kV-Netz herausgeschaltet werden. Nach weiteren Schalthandlungen im 10-kV-Netz konnten die spannungslosen Umspannstationen des 10-kV-Abgangs K01 bis 15:32 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 15:05 – 15:26: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,60$  MVA

15:05 – 15:32: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,00$  MVA

Um 15:35 Uhr kam es während der Erdschlusssuche auf dem 10-kV-Abgang K04 zu einem weiteren Doppelerdschluss mit dem 10-kV-Abgang K03, woraufhin dieser auslöste. Der weiterhin erdschlussbehaftete 10-kV-Abgang K04 wurde daraufhin um 15:36 Uhr von Hand abgeschaltet. Die spannungslosen Umspannstationen auf dem 10-kV-Abgang K03 konnten bis 16:15 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 15:35 – 16:05: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,60$  MVA

15:35 – 16:15: 6 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,80$  MVA

Die spannungslosen Umspannstationen auf dem 10-kV-Abgang K04 konnten bis 16:22 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 15:36 – 16:18: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,85$  MVA

15:36 – 16:22: 7 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 3,00$  MVA

Bemerkung: Kommt es während des Verlaufs der Störung zwischenzeitlich bereits zu einer Vollversorgung, berechnet sich das Ende der Versorgungsunterbrechung aus dem Beginn der Versorgungsunterbrechung und der Summe der Dauern, während denen Unterbrechungen von Netzkunden vorlagen (siehe auch Beispiel 6.3.7).

**Methode 1: Erfassung gruppiert nach unterbrochenen Stationen (empfohlen)**

Beginn VU	Ende VU	Dauer in Minuten	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA (RN2)	Gesamte unterbrochene MVAmín (RO2)
15:05	15:26	21	1,60	33,60
15:05	15:32	27	2,00	54,00
15:35	16:05	30	1,60	48,00
15:35	16:15	40	2,80	112,00
15:36	16:18	42	1,85	77,70
15:36	16:22	46	3,00	138,00
Störung gesamt 15:05	16:19		(Summe) 12,85	(Summe) 463,30

**Methode 2: Erfassung gruppiert nach Wiederversorgungsstufen**

Beginn VU	Ende VU	Dauer in Minuten	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA (RN2)	Gesamte unterbrochene MVAmín (RO2)
15:05	15:26	21	3,60	75,60
15:26	15:32	6	2,00	12,00
Abgang K01			(Maximum) 3,60	(Summe) 87,60
15:35	15:36	1	4,40	4,40
15:36	16:05	29	9,25	268,25
16:05	16:15	10	7,65	76,50
16:15	16:18	3	4,85	14,55
16:18	16:22	4	3,00	12,00
Abgänge K03/04			(Maximum) 9,25	(Summe) 375,70
Störung gesamt 15:05	16:19		(Summe Abgänge) 12,85	(Summe) 463,30

Sind genaue Angaben der installierten Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren nicht verfügbar oder wird unternehmensintern nur die Anzahl der unterbrochenen Stationen erfasst, so ist für die Ermittlung der Kennziffer RN2 das Produkt aus der Anzahl der unterbrochenen Ortsnetzstationen mit der mittleren installierten Bemessungsscheinleistung in einer Ortsnetzstation für das von der Störung betroffene Netz anzugeben.

**Methode 2: Erfassung gruppiert nach Wiederversorgungsstufen und unter Verwendung der mittleren installierter Bemessungscheinleistung**

Beginn VU	Ende VU	Dauer in Minuten	Anzahl unterbrochener Ortsnetzstationen	Unterbrochene Bemessungscheinleistung in MVA (RN2) (rechn. Mittelwert: 0,4 MVA/Stat.)	Gesamte unterbrochene MVAmín (RO2)
15:05	15:26	21	9	3,60	75,60
15:26	15:32	6	5	2,00	12,00
Abgang K01				(Maximum) 3,60	(Summe) 87,60
15:35	15:36	1	10	4,00	4,00
15:36	16:05	29	22	8,80	255,02
16:05	16:15	10	18	7,20	72,00
16:15	16:18	3	12	4,80	14,04
16:18	16:22	4	7	2,80	11,02
Abgänge K03/04				(Maximum) 8,80	(Summe) 356,80
Störung gesamt				(Summe Abgänge)	(Summe)
15:05	16:19			12,40	12,444,40

## 6.2 Beispiele mit 1. Fehlerort im Höchst- oder Hochspannungsnetz

### 6.2.1 Beispiel "Common Mode Fehler" (Zwischensystemfehler)

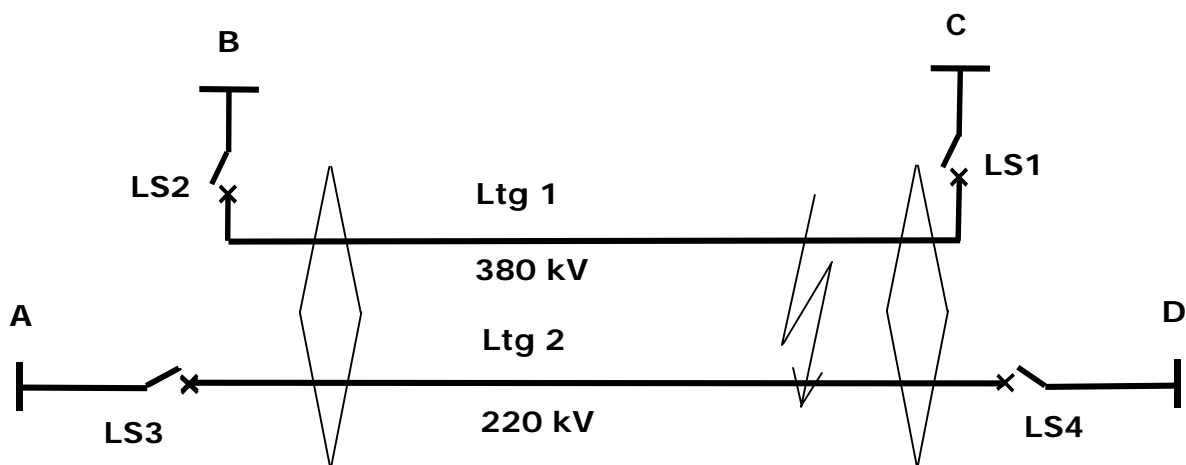
Störungsanlass: Gewitter

Fehlerart: Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung

Fehlerort: Freileitung, Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes

Ausfallart: Common-Mode-Ausfall, Common-Mode-Ausfall

Bei einem Gewitter führte am 23. Mai 2004 ein Blitzschlag in einen Freileitungsmast zu rückwärtigen Überschlägen an den auf diesem Gestänge geführten 220-kV- und 380-kV-Stromkreisen. Daraufhin schalteten um 19:52 Uhr die Leistungsschalter 1 bis 4 konzeptgemäß aus. Die Leistungsschalter 1 und 2 der 380-kV-Leitung wurden um 19:53 Uhr wieder eingeschaltet, die Leistungsschalter 3 und 4 der 220-kV-Leitung wurden um 19:54 Uhr wieder eingeschaltet. Die Störung hatte keine Versorgungsunterbrechung und keine Schäden zur Folge.





**Fortsetzung Beispiel 6.2.1: Netzbetreiber 380-kV-Netz**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0380A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		030/04
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	380 kV		7
XL	Netzart	Freileitungsnetz		1
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung		3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung		1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	23. Mai 2004, 19:52:00 Uhr		23.05.2004 19:52:00
A	Störungsanlass	Gewitter		11
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung von Hand		42
C	Fehlerart	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung		69
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein		0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freileitung (Ltg. 1)		010
RAB	Ausfallart	Common-Mode-Ausfall (Mehrfachausfall)		2
ED	Aus-Dauer	23. Mai 2004, 19:52:00 Uhr bis 23. Mai 2004, 19:53:00 Uhr		0,017
EI	Schäden	Nein		0
E	Fehlerort	Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes (Ltg. 2)		900
RAB	Ausfallart	Common-Mode-Ausfall (Mehrfachausfall)		2
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-		-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-		-
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	-		-
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	-		-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.1: Netzbetreiber 220-kV-Netz**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0220A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		031/04
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	220 kV		6
XL	Netzart	Freileitungsnetz		1
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung		3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung		1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	23. Mai 2004, 19:52:00 Uhr		23.05.2004 19:52:00
A	Störungsanlass	Gewitter		11
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung von Hand		42
C	Fehlerart	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung		69
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein		0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freileitung (Ltg. 2)		010
RAB	Ausfallart	Common-Mode-Ausfall (Mehrfachausfall)		2
ED	Aus-Dauer	23. Mai 2004, 19:52:00 Uhr bis 23. Mai 2004, 19:54:00 Uhr		0,033
EI	Schäden	Nein		0
E	Fehlerort	Sonstige Fehlerorte außerhalb des betrachteten Netzes (Ltg. 1)		900
RAB	Ausfallart	Common-Mode-Ausfall (Mehrfachausfall)		2
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-		-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-		-
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	-		-
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	-		-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"- " ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

### 6.2.2 Beispiel: Kurzschluss im Höchstspannungsnetz

Störungsanlass: Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkung

Fehlerart: Zweipoliger Kurzschluss

Fehlerort: Freileitung

Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung

Am Montag, den 26. Januar 2004 kam es um 05:47 Uhr infolge eines zweipoligen Kurzschlusses zwischen den Leitern L1 und L3 zur Ausschaltung des 380-kV-Stromkreises XYZ. Um 05:54 Uhr wurde ein Einschaltversuch unternommen. Nach 2,5 Sekunden löste der Stromkreis XYZ erneut aus. Ein weiterer Einschaltversuch um 06:32 Uhr war erfolgreich. Es stellte sich heraus, dass heftige Windböen zu Seiltanzen auf dem betroffenen Stromkreis geführt hatten.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.2: Netzbetreiber 380-kV-Netz**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN    Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999
N    Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0380A
O    Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		033/04
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU    Spannungsgruppe	380 kV		7
XL    Netzart	Freileitungsnetz		1
XS    Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung		3
XE    Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung		1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA    Zeitpunkt des Störungsbeginns	26. Januar 2004, 05:47:00 Uhr		26.01.2004 05:47:00
A    Störungsanlass	Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkung		18
B    Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, mit erfolgloser sofortiger Einschaltung von Hand		44
C    Fehlerart	Zweipoliger Kurzschluss		50
RE    Versorgungsunterbrechung	Nein		0
HR    Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E    Fehlerort	Freileitung		010
RAB   Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED    Aus-Dauer	26. Januar 2004, 05:47:00 Uhr bis 26. Januar 2004, 06:32:00 Uhr		0,75
EI    Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA   Beginn der Versorgungsunterbrechung	-		-
TVE   Ende der Versorgungsunterbrechung	-		-
RN1   Unterbrochene Wirkleistung in MW	-		-
RO1   Gesamte unterbrochene MWmin	-		-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

### 6.2.3 Beispiel "Kurzschluss im Höchstspannungsnetz mit Schutzüberfunktion"

Störungsanlass: Sturm

Fehlerart: Dreipoliger Kurzschluss

Fehlerort: Freileitung, Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion

Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung, Schutzüberfunktion als Folgeausfall

Am Mittwoch, den 12. Mai 2004 kam es um 07:36 Uhr während eines Sturms infolge eines dreipoligen Kurzschlusses zur Ausschaltung des 220-kV-Stromkreises XYZ. Zeitgleich kam es im UW A durch eine spontane Schutzüberfunktion zur Auslösung des LS1 im 220-kV-Feld F1. Bei einer daraufhin durchgeführten Leitungskontrolle wurde festgestellt, dass durch den Sturm ein Ast in den 220-kV-Stromkreis XYZ hineingetragen wurde. Nach Beseitigung der Überreste des Astes konnte der 220-kV-Stromkreis um 11:12 Uhr wieder eingeschaltet werden.

Bei einer Kontrolle des Schutzes des 220-kV-Feldes F1 konnte kein Fehler gefunden werden. Das 220-kV-Feld konnte somit um 10:35 Uhr wieder eingeschaltet werden.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.3: Netzbetreiber 220-kV-Netz**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0220A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	037/04
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU	Spannungsgruppe	220 kV	6
XL	Netzart	Freileitungsnetz	1
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung	3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung	1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	26. Januar 2004, 05:47:00 Uhr	12.05.2004 07:36:00
A	Störungsanlass	Sturm	12
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung	46
C	Fehlerart	Dreipoliger Kurzschluss	60
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein	0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E	Fehlerort	Freileitung	010
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung	1
ED	Aus-Dauer	12. Mai 2004, 07:36:00 Uhr bis 12. Mai 2004, 11:12:00 Uhr	3,6
EI	Schäden	Nein	0
E	Fehlerort	Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion	910
RAB	Ausfallart	Schutzüberfunktion als Folgeausfall	5
ED	Aus-Dauer	-	-
EI	Schäden	Nein	0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-	-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-	-
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	-	-
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	-	-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"- ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

#### 6.2.4 Beispiel "Verzögerte Handausschaltung im 110-kV-Netz und Auswirkung auf unterlagertes 10-kV-Netz"

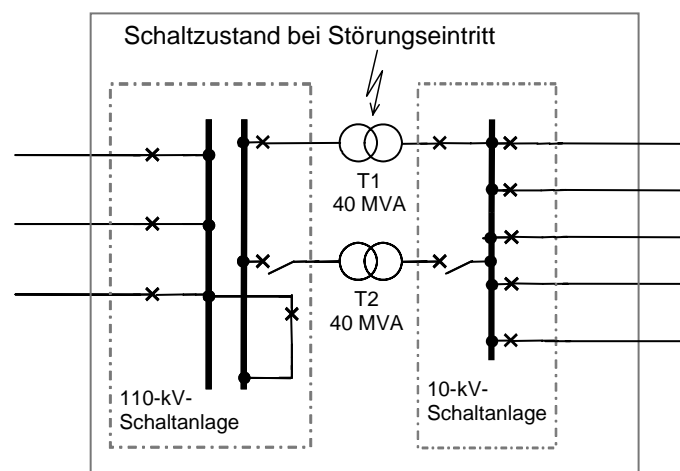
110 kV	10 kV
Störungsanlass: Kein erkennbarer Anlass	Rückwirkung aus eigenem Netz
Fehlerart: Funktionsuntüchtiges Betriebsmittel	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"
Fehlerort: Freiluft-Schaltanlage luftisoliert – Transformator	Rückwirkung aus eigenem Netz
Ausfallart: Verzögerte Handausschaltung	Verzögerte Handausschaltung

Am 02. Juni 2004 kam es um 16:53 Uhr zur Meldung "Buchholz Gas" am 110/10-kV-Trafo T1. Nach Einschaltung des Reservetransformators T2 um 16:57 Uhr wurde der Trafo T1 um 17.00 Uhr beidseitig von Hand ausgeschaltet. Es kam zu keiner Versorgungsunterbrechung. Um 18:15 Uhr wurde der Trafo T1 nach Kontrolle ohne Befund betriebsklar gemeldet, aber nicht wieder eingeschaltet. Dieser Trafo stellt nun die Reserve.

Bemerkung: Die Störung beginnt nicht zum Zeitpunkt der Buchholz-Gaswarnung, sondern erst mit der Ausschaltung des Transformators T1.

Wird das ausgefallene Betriebsmittel nicht am Tag der Meldung der Verfügbarkeit an die Netzleitstelle wieder eingeschaltet, so endet die Aus-Dauer mit dem Zeitpunkt der Meldung der Verfügbarkeit an die Netzleitstelle.

Da keine Versorgungsunterbrechung vorliegt, erfolgt die Erfassung im 10-kV-Netz nur in Schema B.



**Fortsetzung Beispiel 6.2.4: Netzbetreiber 110-kV-Netz**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0110A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	008/04
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU	Spannungsgruppe	110 kV	5
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation	2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Vollständige Erfassung	3
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	02. Juni 2004, 17:00:00 Uhr	02.06.2004 17:00:00
A	Störungsanlass	Kein erkennbarer Anlass	00
B	Störungsauswirkung	Aus von Hand, ohne sofortige Einschaltung	64
C	Fehlerart	Funktionsuntüchtiges Betriebsmittel	71
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein	0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E	Fehlerort	Freiluft-Schaltanlage, luftisoliert, Transformator	203
RAB	Ausfallart	Verzögerte Handausschaltung	8
ED	Aus-Dauer	2. Juni 2004, 17:00:00 Uhr bis 2. Juni 2004, 18:15:00 Uhr	1,250
EI	Schäden	Nein	0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-	-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-	-
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	-	-
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	-	-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"- " ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.



**Fortsetzung Beispiel 6.2.4: Netzbetreiber 10-kV-Netz**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0010A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		009/04
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV		1
XL	Netzart	Gemischtes Netz		2
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	02. Juni 2004, 17:00:00 Uhr		02.06.2004 17:00:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus eigenem Netz		91
B	Störungsauswirkung	Aus von Hand, ohne sofortige Einschaltung		64
C	Fehlerart	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"		72
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein		0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV		5
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfassten Netz		940
RAB	Ausfallart	Ausfall im Fremdnetz oder im nicht betrachteten Eigennetz		F
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-		-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-		-
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	-		-
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	-		-

Legende:

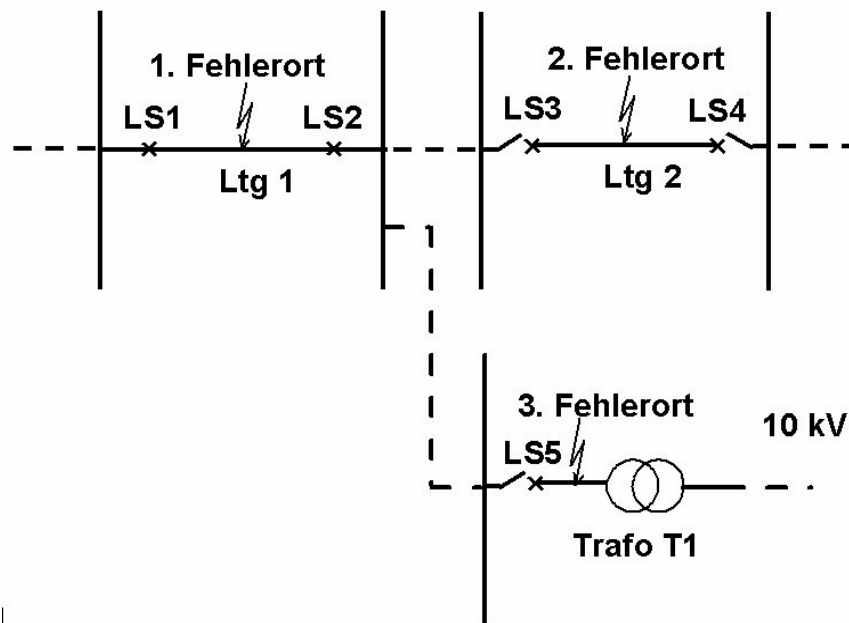
Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

### 6.2.5 Beispiel "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall im 110-kV-Netz und Auswirkung auf unterlagertes Eigennetz"

	110 kV	10 kV
Störungsanlass:	Sturm	Rückwirkung aus eigenem Netz
Fehlerart:	Doppel- oder Mehrfacherdschluss	Fehlende Spannung
Fehlerort:	Freileitung, Freileitung, Freiluft-Schaltanlage luftisoliert – Transformator	Rückwirkung aus eigenem Netz
Ausfallart:	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall, Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz

In einem vermaschten 110-kV-Freileitungsnetz mit Erdschlusskompensation trat während eines Sturmes am 10. März 2004 um 05:00 Uhr ein Lichtbogen-Erdschluss auf einer Freileitung (Ltg. 1) auf. Die Spannungserhöhung der nicht fehlerbehafteten Phasen führte auf einer anderen Freileitung (Ltg. 2) an einem verschmutzten Isolator zu einem weiteren einpoligen Überschlag gegen Erde. Der damit entstandene Doppelerdschluss führte zur Ausschaltung dieser Freileitung. Zwei Minuten später zündete ein Überspannungsableiter am Transformator T1 durch (Alterung). Der Leistungsschalter LS5 schaltete aus; hieraus entstand eine Versorgungsunterbrechung von 12 MW (44 Umspannstationen;  $S_{\text{inst}} = 20,4 \text{ MVA}$ ), bis um 05:05 Uhr die Wiederversorgung aus dem unterlagerten Netz sichergestellt werden konnte. Der Erdschluss auf Ltg. 1 erlosch von selbst. Bei der anschließend durchgeführten Kontrolle wurde der defekte Ableiter am Transformator T1 entdeckt und abgeklemmt, so dass der Transformator T1 um 08:35 Uhr wieder eingeschaltet werden konnte. Die Reparatur des defekten Isolators der Leitung 2 wurde am 10. März 2004 um 16:00 Uhr abgeschlossen. Der betroffene Auslösbereich wurde um 16:07 Uhr wieder vollständig eingeschaltet.



**Bemerkung:** Ist die Störungsauswirkung B 11 "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" oder B 21/23 "Erfolgreiche (2-fach) AWE", so sind keine Angaben zur Ausfallart RAB und zur Ausdauer ED erforderlich. Beispiele für entsprechende Fehler sind selbsterlöschende Erdschlüsse und erfolgreiche AWE.

Treten aber im Verlauf einer Störung z. B. selbsterlöschende Erdschlüsse oder erfolgreiche AWE an einem Fehlerort, und Ausschaltungen an weiteren Fehlerorten auf, so ist die Störungsauswirkung nicht mehr B 11 oder B 21/23. Es ist vielmehr die schwerwiegendste Störungsauswirkung, z. B. B 46 "Ausschaltung durch Schutzeinrichtung, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung", zu verschlüsseln. Für die von selbsterlöschenden Erdschlüssen oder erfolgreichen AWE betroffenen Fehlerorte ist dann z. B. die Ausfallart RAB 9 "Sonstige Ausfallart" und als Ausdauer ED der Wert "0,0 h" (heißt: "nicht relevant") anzugeben."

In der Verschlüsselung der 110-kV-Störung wird der Eintrag für die Ausfallart RAB auf RAB 9 "Sonstige Ausfallart" und für die Ausdauer ED auf "0,0 h" korrigiert.

Da der defekte Ableiter am Transformator T1 nicht unmittelbar der Energieübertragung dient und der Transformator auch ohne den Ableiter wieder eingeschaltet wird, endet die Ausdauer des Transformators mit dem Zeitpunkt dieser Einschaltung.

## Fortsetzung Beispiel 6.2.5: Netzbetreiber 110-kV-Netz

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0110A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	005/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	110 kV	5	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Vollständige Erfassung		3
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	10. März 2004, 05:00:00 Uhr		10.03.2004 05:00:00
A	Störungsanlass	Sturm	10	12
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Doppel- oder Mehrfacherdschluss		40
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freileitung (Ltg. 1)	010	
RAB	Ausfallart	-		-
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
E	Fehlerort	Freileitung (Ltg. 2)		010
RAB	Ausfallart	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachaussfall		4
ED	Aus-Dauer	10. März, 05:00:00 Uhr bis 10. März, 16:07:00 Uhr		11,117
EI	Schäden	Ja		1
E	Fehlerort	Freiluft-Schaltanlage, luftisoliert, Transformator		203
RAB	Ausfallart	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachaussfall		4
ED	Aus-Dauer	10. März, 05:02:00 Uhr bis 10. März, 08:35:00 Uhr		3,550
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	10. März 2004, 05:02:00 Uhr	10.03.2004 05:02:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	10. März 2004, 05:05:00 Uhr	10.03.2004 05:05:00	
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	12 MW an Trafo 1	12,00	
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	(12x3) MWmin = 36 MWmin	36,00	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.5: Netzbetreiber 10-kV-Netz**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN    Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N    Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A	
O    Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	011/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU    Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL    Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS    Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE    Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA    Zeitpunkt des Störungsbegins	10. März 2004, 05:02:00 Uhr		10.03.2004 05:02:00
A    Störungsanlass	Rückwirkung aus eigenem Netz	90	91
B    Störungsauswirkung	Fehlende Spannung		98
C    Fehlerart	Fehlende Spannung		80
RE    Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR    Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV	5	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E    Fehlerort	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfassten Netz	940	
RAB    Ausfallart	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz		F
ED    Aus-Dauer	-		-
EI    Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA    Beginn der Versorgungsunterbrechung	10. März 2004, 05:02:00 Uhr	10.03.2004 05:02:00	
TVE    Ende der Versorgungsunterbrechung	10. März 2004, 05:05:00 Uhr	10.03.2004 05:05:00	
RN2    Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	20,4 MVA	20,40	
RO2    Gesamte unterbrochene MVAmín	(20,4x3) MVAmín = 61,2 MVAmín	61,20	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

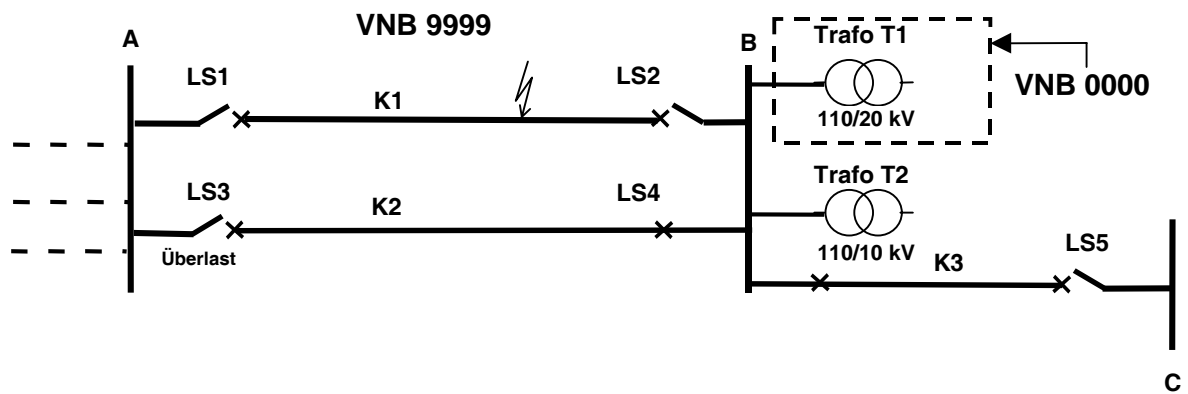
### 6.2.6 Beispiel: Erdkurzschluss nach Baggerarbeiten im 110-kV-Netz mit Folgefehler 'Überlast' und Auswirkung auf 110/20-kV-Kundentrafo und unterlagertes 10-kV-Netz

	110 kV	20 kV (Fremdnetz)
Störungsanlass:	Erd- und Baggerarbeiten	Rückwirkung aus fremdem Netz
Fehlerart:	Erdkurzschluss	Fehlende Spannung
Fehlerort:	Ölkabel, Ölkabel	Rückwirkung aus fremdem Netz
Ausfallart:	Einfachausfall mit Schutzauslösung, Determinierter Folgeausfall	Ausfall im Fremdnetz
	10 kV	
Störungsanlass:	Rückwirkung aus eigenem Netz	
Fehlerart:	Fehlende Spannung	
Fehlerort:	Rückwirkung aus eigenem Netz	
Ausfallart:	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	

Am 26. Juli 2004 beschädigte um 10:12 Uhr ein Bagger das 110-kV-Ölkabel K1 und leitete einen Erdkurzschluss ein, worauf der Schutz die Leistungsschalter 1 und 2 ausschaltete. Auf Grund der hohen Last zum Zeitpunkt der Störung schaltete um 10:14 Uhr der Leistungsschalter 3 des 110-kV-Ölkabels K2 durch Überlast aus. Damit kam es zu einer Versorgungsunterbrechung von 34 MW (22 MW 110/20-kV-Kundentrafo T1, 12 MW 110/10-kV-Netztrafo T2), die mit der Einschaltung der Reserveeinspeisung K3 (LS5) und des Kabels K2 (LS3) um 10:15 Uhr behoben wurde. Mit der Reparatur des beschädigten Kabels wurde um 11:05 Uhr begonnen. Nach Beendigung der Reparatur am 29. Juli 2004 um 12:15 Uhr wurde das Kabel K1 um 12:20 Uhr beidseitig eingeschaltet.

Im 10-kV-Netz waren 44 Umspannstationen mit einer installierten Leistung von insgesamt 20,6 MVA spannungslos.

Im 20-kV-Kundennetz waren 62 Umspannstationen mit einer installierten Leistung von insgesamt 31,0 MVA spannungslos.



**Fortsetzung Beispiel 6.2.6: Netzbetreiber 110-kV-Netz (Eigennetz)**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0110B	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	010/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	110 kV	5	
XL	Netzart	Kabelnetz	3	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung		3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung		1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	26. Juli 2004, 10:12:00 Uhr		26.07.2004 10:12:00
A	Störungsanlass	Erd- und Baggerarbeiten	20	24
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Erdkurzschluss		30
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Ölkabel	030	03E
RAB	Ausfallart Fehlerort	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED	Aus-Dauer Fehlerort	26. Juli 2004, 10:12:00 Uhr bis - 29. Juli 2004, 12:20:00 Uhr		74,133
EI	Schäden Fehlerort	Ja		1
E	Fehlerort	Ölkabel		03E
RAB	Ausfallart Fehlerort	Determinierter Folgeausfall		7
ED	Aus-Dauer Fehlerort	26. Juli 2004, 10:14:00 Uhr bis - 26. Juli 2004, 10:15:00 Uhr		0,017
EI	Schäden Fehlerort	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	26. Juli 2004, 10:14:00 Uhr	26.07.2004 10:14:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	26. Juli 2004, 10:15:00 Uhr	26.07.2004 10:15:00	
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	22 MW (T1) + 12 MW (T2) = 34 MW	34,00	
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	(34x1) MWmin = 34 MWmin	34,00	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.



**Fortsetzung Beispiel 6.2.6: Netzbetreiber 20-kV-Netz (Fremdnetz)**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	0000
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	00020
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	001/04
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU	Spannungsgruppe	20 kV	2
XL	Netzart	Kabelnetz	3
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung	3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung	1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	26. Juli 2004, 10:14:00 Uhr	26.07.2004 10:14:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus fremdem Netz	9096
B	Störungsauswirkung	Fehlende Spannung	98
C	Fehlerart	Fehlende Spannung	80
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja	1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV	5
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E	Fehlerort	Rückwirkung aus fremdem Netz	950
RAB	Ausfallart	Ausfall im Fremdnetz	F
ED	Aus-Dauer	-	-
EI	Schäden	Nein	0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	26. Juli 2004, 10:14:00 Uhr	26.07.2004 10:14:00
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	26. Juli 2004, 10:15:00 Uhr	26.07.2004 10:15:00
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	31,0 MVA	31,00
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(31,0x1) MVAmín = 31,0 MVAmín	31,00

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.6: Netzbetreiber 10-kV-Netz (Eigennetz)**

Datenfeld		Beschreibung		Wert	
				Schema A	Schema B
Organisationsinformationen					
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0010B	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		012/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung					
XU	Spannungsgruppe	10 kV		1	
XL	Netzart	Kabelnetz		3	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung			3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung			1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts					
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	26. Juli 2004, 10:14:00 Uhr			26.07.2004 10:14:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus eigenem Netz		90	91
B	Störungsauswirkung	Fehlende Spannung			98
C	Fehlerart	Fehlende Spannung			80
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja			1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV		5	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs					
E	Fehlerort	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfassten Netz		940	
RAB	Ausfallart	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz			F
ED	Aus-Dauer	-			-
EI	Schäden	Nein			0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen					
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	26. Juli 2004, 10:14:00 Uhr		26.07.2004 10:14:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	26. Juli 2004, 10:15:00 Uhr		26.07.2004 10:15:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	20,6 MVA		20,60	
RO2	Gesamte unterbrochene MV <sub>Amin</sub>	(20,6x1) MV <sub>Amin</sub> = 20,6 MV <sub>Amin</sub>		20,60	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.2.7 Beispiel: Erdkurzschluss im 110-kV-Netz mit Versorgungsunterbrechung

	110 kV	10 kV
Störungsanlass:	Kräne, Fahrzeuge	Rückwirkung aus eigenem Netz
Fehlerart:	Erdkurzschluss	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"
Fehlerort:	Freileitung	Rückwirkung aus eigenem Netz
Ausfallart:	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz
	10 kV (Fremdnetz)	
Störungsanlass:	Rückwirkung aus fremdem Netz	
Fehlerart:	Fehlende Spannung	
Fehlerort:	Rückwirkung aus fremdem Netz	
Ausfallart:	Ausfall im Fremdnetz	

Am 12. Juli 2004 beschädigte um 10:03 Uhr ein Kran die 110-kV-Freileitung 805 über welche die Schaltstation 1 die 110/10-kV-Umspannungsskette – bestehend aus den Umspannwerken A, B, C und D – versorgt. Es kam zu einem Erdkurzschluss, der zur Ausschaltung des 110-kV-Leistungsschalters in der Schaltstation 1 der 110-kV-Freileitung 805 und der beidseitigen Ausschaltung der 110/10-kV-Transformatoren A, B und C in den Umspannwerken A, B, und C führte.

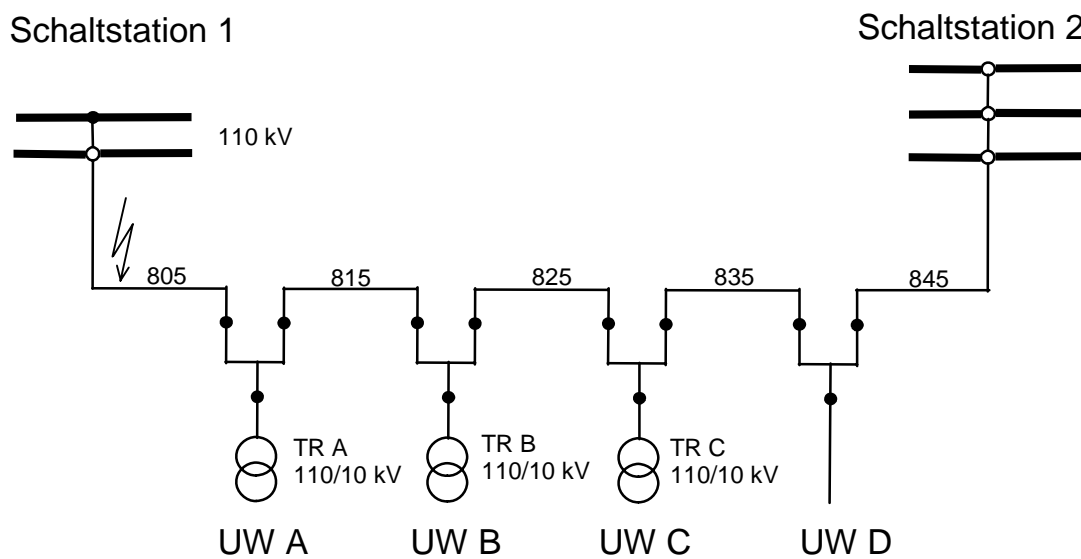
Da in den Umspannwerken A und C die Reserveumschaltautomatik wirksam wurde, traten hier keine Versorgungsunterbrechungen auf.

Von Spannungslosigkeit betroffen waren die über den Transformator B im Umspannwerk B versorgten Kunden (Leistungsausfall UW B: 40 MW, 62 10-kV-Stationen,  $S_{\text{inst}} = 84,4$  MVA) sowie das Kunden-Umspannwerk D (Leistungsausfall UW D: 34 MW, 52 10-kV-Stationen,  $S_{\text{inst}} = 72,6$  MVA).

Die Leitung 845 war zum Zeitpunkt der Störung in der Schaltstation 2 ausgeschaltet.

Durch Umschaltungen im 110-kV-Netz wurde um 10:05 Uhr die Versorgung des UW D wiederhergestellt. Nach Wiedereinschaltung des Transformators B war um 10:07 Uhr auch die 10-kV-Ebene des UW B und somit alle Kunden wiederversorgt.

Am 12. Juli 2004 um 15:35 Uhr wurde die 110-kV-Leitung 805 nach Reparatur wieder in Betrieb genommen.



**Fortsetzung Beispiel 6.2.7: Netzbetreiber 110-kV-Netz**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0110C	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	017/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	110 kV	5	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung		3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung		1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr		12.07.2004 10:03:00
A	Störungsanlass	Kräne, Fahrzeuge	20	2B
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Erdkurzschluss		30
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freileitung	010	
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED	Aus-Dauer	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr bis - 12. Juli 2004, 15:35:00 Uhr		5,533
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr	12.07.2004 10:03:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	12. Juli 2004, 10:07:00 Uhr	12.07.2004 10:07:00	
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	40 MW + 34 MW = 74 MW	74,00	
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	(34x2 + 40x4) MWmin = 228 MWmin	228,00	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.7: Netzbetreiber 10-kV-Netz (Eigennetz)**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010B	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	018/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL	Netzart	Kabelnetz	3	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung		3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung		1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr	-	12.07.2004 10:03:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus eigenem Netz	90	91
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"		72
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV	5	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfassten Netz	940	
RAB	Ausfallart	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz		F
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr	12.07.2004 10:03:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	12. Juli 2004, 10:07:00 Uhr	12.07.2004 10:07:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	84,4 MVA	84,40	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(84,4x4) MVAmín = 337,6 MVAmín	337,60	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.7: Netzbetreiber 10-kV-Netz (Fremdnetz)**

Datenfeld		Beschreibung		Wert	
				Schema A	Schema B
Organisationsinformationen					
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		0000	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		00010	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		019/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung					
XU	Spannungsgruppe	10 kV		1	
XL	Netzart	Kabelnetz		3	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung			3
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Keine Erfassung			1
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts					
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr			12.07.2004 10:03:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus fremdem Netz		90	96
B	Störungsauswirkung	Fehlende Spannung			98
C	Fehlerart	Fehlende Spannung			80
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja			1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV		5	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs					
E	Fehlerort	Rückwirkung aus fremdem Netz		950	
RAB	Ausfallart	Ausfall im Fremdnetz			F
ED	Aus-Dauer	-			-
EI	Schäden	Nein			0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen					
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. Juli 2004, 10:03:00 Uhr		12.07.2004 10:03:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	12. Juli 2004, 10:05:00 Uhr		12.07.2004 10:05:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	72,6 MVA		72,60	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(72,6x2) MVAmín = 145,2 MVAmín		145,20	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.2.8 Beispiel: Zweipoliger Kurzschluss im 110-kV-Netz mit Rückwirkung auf 20- und 10-kV-Netz

	110 kV	20 kV
Störungsanlass:	Tiere (außer Vögel)	Rückwirkung aus eigenem Netz
Fehlerart:	Zweipoliger Kurzschluss	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"
Fehlerort:	Freiluft-Schaltanlage luftisoliert – Transformator	Rückwirkung aus eigenem Netz
Ausfallart:	Einfachausfall mit Schutzauslösung	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz
	10 kV	
Störungsanlass:	Rückwirkung aus eigenem Netz	
Fehlerart:	Fehlende Spannung	
Fehlerort:	Rückwirkung aus eigenem Netz	
Ausfallart:	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz	

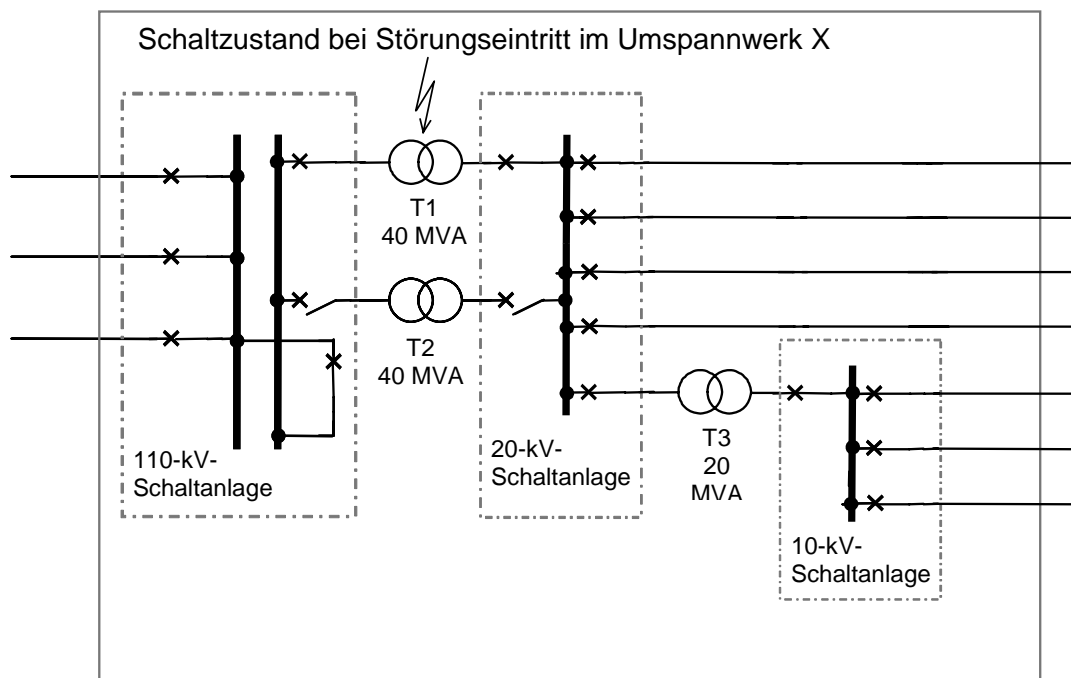
Am 12. September 2004 kam es um 19:03 Uhr im 110/20/10-kV-Umspannwerk X zu einer beidseitigen Auslösung des mit 26 MW belasteten 110/20-kV-Transformators T1. Dadurch war die 10-kV-Sammelschiene (10,1 MW) und die 20-kV-Sammelschiene (15,9 MW) spannungslos.

Nach Einschalten des in Reserve stehenden 110/20-kV-Transformators T2 war die Versorgungsunterbrechung im 20-kV-Netz um 19:07 Uhr wieder behoben. Nach Einschalten des zwischenzeitlich von Hand abgeschalteten 20/10-kV-Transformators T3 ( $S_{\text{inst}} = 20 \text{ MVA}$ ) war die Versorgungsunterbrechung im 10-kV-Netz um 19:09 Uhr wieder behoben.

Im 20-kV-Netz waren 43 Umspannstationen ( $S_{\text{inst}} = 17,6 \text{ MVA}$ ) und im 10-kV-Netz 26 Umspannstationen ( $S_{\text{inst}} = 11,2 \text{ MVA}$ ) spannungslos.

Als Störungsanlass konnte ein Kleintier ermittelt werden, das am Transformator T1 einen Kurzschluss verursachte. Es wurden keine Schäden festgestellt. Um 19:55 Uhr wurde der Transformator T1 betriebsklar gemeldet und um 19:59 Uhr wieder eingeschaltet.





**Fortsetzung Beispiel 6.2.8: Netzbetreiber 110-kV-Netz**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0110A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	021/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	110 kV	5	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Vollständige Erfassung		3
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	12. September 2004, 19:03:00 Uhr		12.09.2004 19:03:00
A	Störungsanlass	Tiere (außer Vögel)	20	22
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Zweipoliger Kurzschluss		50
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freiluft-Schaltanlage, luftisoliert, Transformator	179	203
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED	Aus-Dauer	12. September 2004, 19:03:00 Uhr bis 12. September 2004, 19:59:00 Uhr		0,933
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:03:00 Uhr	12.09.2004 19:03:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:09:00 Uhr	12.09.2004 19:09:00	
RN1	Unterbrochene Wirkleistung in MW	26 MW	26,00	
RO1	Gesamte unterbrochene MWmin	(15,9x4 + 10,1x6) MWmin = 124,2 MWmin	124,20	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.8: Netzbetreiber 20-kV-Netz (Eigennetz)**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN    Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N    Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0020B	
O    Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	022/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU    Spannungsgruppe	20 kV	2	
XL    Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS    Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE    Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA    Zeitpunkt des Störungsbegins	12. September 2004, 19:03:00 Uhr		12.09.2004 19:03:00
A    Störungsanlass	Rückwirkung aus eigenem Netz	90	91
B    Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C    Fehlerart	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"		72
RE    Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR    Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	110 kV	5	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E    Fehlerort	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfasstem Netz	940	
RAB    Ausfallart	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz		F
ED    Aus-Dauer	-		-
EI    Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen (KEINE MS-MS-Transformatoren)			
TVA    Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:03:00 Uhr	12.09.2004 19:03:00	
TVE    Ende der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:06:00 Uhr	12.09.2004 19:06:00	
RN2    Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	17,6 MVA (20/0,4-kV-Umspannstat.)	17,60	
RO2    Gesamte unterbrochene MV <sub>Amin</sub>	17,6x4 MV <sub>Amin</sub> = 70,4 MV <sub>Amin</sub>	70,40	
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen (MS-MS-Transformatoren)			
TVA    Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:03:00 Uhr	12.09.2004 19:03:00	
TVE    Ende der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:09:00 Uhr	12.09.2004 19:09:00	
RN2    Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	20 MVA ( 20/10-kV-Kuppeltrafo)	20,00	
RO2    Gesamte unterbrochene MV <sub>Amin</sub>	20x6 MV <sub>Amin</sub> = 120 MV <sub>Amin</sub>	120,00	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

**Fortsetzung Beispiel 6.2.8: Netzbetreiber 10-kV-Netz (Eigennetz)**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	023/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	12. September 2004, 19:03:00 Uhr		12.09.2004 19:03:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus eigenem Netz	90	91
B	Störungsauswirkung	Fehlende Spannung		98
C	Fehlerart	Fehlende Spannung		80
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	20 kV	2	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Rückwirkung aus eigenem, getrennt erfassten Netz	940	
RAB	Ausfallart	Ausfall im nicht betrachteten Eigennetz		F
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:03:00 Uhr	12.09.2004 19:03:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	12. September 2004, 19:09:00 Uhr	12.09.2004 19:09:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	11,2 MVA	11,20	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(11,2x6) MVAmín = 67,2 MVAmín	67,20	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

## 6.3 Beispiele mit 1. Fehlerort im Mittelspannungsnetz

### 6.3.1 Beispiel: Kurzschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung und Schutzversagen

Störungsanlass: Gewitter

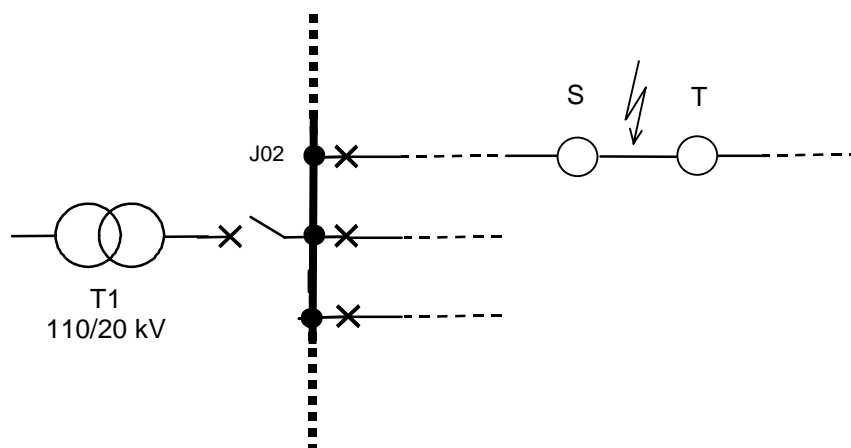
Fehlerart: Dreipoliger Kurzschluss

Fehlerort: Freileitung,  
Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion

Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung, Schutzunterfunktion

Bei einem Gewitter am 25. Juli 2004 trat um 08:15 Uhr auf der 20-kV-Freileitung zwischen den Umspannstationen S und T ein dreipoliger Kurzschluss auf. Der 20-kV-Leistungsschalter des zugehörigen Abgangsfeldes J02 im Umspannwerk XYZ schaltete infolge eines schlechten Kontaktes im Auslösekreis des Schutzes nicht aus. Der überlagerte Schutz schaltete den einspeisenden 110/20-kV-Transformator auf der 20-kV-Seite aus, wodurch die gesamte 20-kV-Sammelschiene des Umspannwerks und dadurch 60 Umspannstationen spannungslos wurden. Die fehlerbehaftete Leitung wurde von Hand ausgeschaltet. Nach Wiedereinschaltung des Transformators um 08:30 Uhr konnte um 08:32 Uhr eine erste Teilversorgung (22 Stationen,  $S_{\text{inst}} = 8,8 \text{ MVA}$ ), um 08:37 Uhr eine zweite Teilversorgung (18 Stationen,  $S_{\text{inst}} = 6,2 \text{ MVA}$ ) und um 08:44 Uhr Vollversorgung (20 Stationen,  $S_{\text{inst}} = 7,4 \text{ MVA}$ ) hergestellt werden.

Das fehlerhafte Schutzrelais des Abgangsfeldes J02 wurde bis 10:54 Uhr ersetzt. Nach Auswechseln von 3 Stützisolatoren konnte um 12:33 Uhr das 20-kV-Abgangsfeld J02 wieder eingeschaltet werden.



**Fortsetzung Beispiel 6.3.1:**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0020A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	001/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	20 kV	2	
XL	Netzart	Freileitungsnetz	1	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	25. Juli 2004, 8:15:00 Uhr		25.07.2004 08:15:00
A	Störungsanlass	Gewitter	10	11
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Dreipoliger Kurzschluss		60
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freileitung	010	
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED	Aus-Dauer	25. Juli 2004, 08:15:00 Uhr bis 25. Juli 2004, 12:33:00 Uhr		4,300
EI	Schäden	Ja		1
E	Fehlerort	Schutzeinrichtung		910
RAB	Ausfallart	Schutzunterfunktion		6
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	25. Juli 2004, 08:15:00 Uhr	25.07.2004 08:15:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	25. Juli 2004, 08:44:00 Uhr	25.07.2004 08:44:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	8,8 MVA + 6,2 MVA + 7,4 MVA = 22,4 MVA	22,40	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(8,8x17 + 6,2x22 + 7,4x29) MVAmín= 500,6 MVAmín	500,60	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.3.2 Beispiel: Doppelerdschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung

Störungsanlass: Kein erkennbarer Anlass (innerer Kabelfehler)

Fehlerart: Doppelerdschluss

Fehlerort: PE-Kabel,  
Papierisoliertes Kabel

Ausfallart: Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall,  
Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall

Am 07. November 2004 kam es um 09:04 Uhr im Umspannwerk XYZ auf der 10-kV-Sammelschiene 1 zu einem stehenden Erdschluss, welcher auf dem 10-kV-Abgang K01 lokalisiert werden konnte. Um 09:09 Uhr löste der 10-kV-Abgang K04 aus. Der Abgang K01 war weiterhin mit Erdschluss behaftet. Daraufhin wurde der 10-kV-Abgang K01 um 09:10 Uhr von Hand abgeschaltet.

Nach Schalthandlungen im 10-kV-Netz konnten die spannungslosen Umspannstationen des 10-kV-Abgangs K01 bis 9:59 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 09:10 – 09:33: 3 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,20$  MVA

09:10 – 09:42: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,95$  MVA

09:10 – 09:59: 2 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 0,50$  MVA

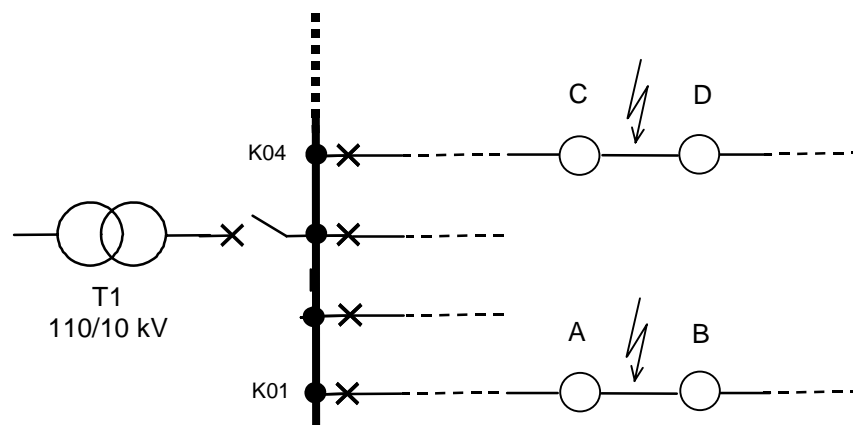
Die spannungslosen Umspannstationen auf dem 10-kV-Abgang K04 konnten bis um 10:02 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 09:09 – 09:45: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,60$  MVA

09:09 – 10:02: 6 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,80$  MVA

Verursacht wurde die Störung durch innere Kabelfehler zwischen den Umspannstationen A und B (10-kV-Abgang K01, PE-Kabel) und den Umspannstationen C und D (10-kV-Abgang K04, papierisoliertes Kabel).

Nach Abschluss der Reparaturen konnte der 10-kV-Abgang K01 um 16:45 Uhr und der 10-kV-Abgang K04 um 17:12 Uhr wieder eingeschaltet werden.





**Fortsetzung Beispiel 6.3.2:**

Datenfeld		Beschreibung		Wert	
				Schema A	Schema B
Organisationsinformationen					
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0010A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		002/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung					
XU	Spannungsgruppe	10 kV		1	
XL	Netzart	Gemischtes Netz		2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation			2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung			2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts					
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	07. November 2004, 09:04:00 Uhr			07.11.2004 09:04:00
A	Störungsanlass	Kein erkennbarer Anlass		00	
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung			46
C	Fehlerart	Doppelerdschluss			40
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja			1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs					
E	Fehlerort	PE-Kabel		030	03B
RAB	Ausfallart Fehlerort	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall			4
ED	Aus-Dauer Fehlerort	07. November 2004, 09:10:00 Uhr bis 07. November 2004, 16:45:00 Uhr			7,583
EI	Schäden Fehlerort	Ja			1
E	Fehlerort	Papierisoliertes Kabel			03A
RAB	Ausfallart Fehlerort	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall			4
ED	Aus-Dauer Fehlerort	07. November 2004, 09:09:00 Uhr bis 07. November 2004, 17:12:00 Uhr			8,050
EI	Schäden Fehlerort	Ja			1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen					
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	07. November 2004, 09:09:00 Uhr		07.11.2004 09:09:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	07. November 2004, 10:02:00 Uhr		07.11.2004 10:02:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	(1,2 + 1,95 + 0,5 + 1,6 + 2,8) MVA = 8,05 MVA		8,05	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(1,2x23 + 1,95x32 + 0,5x49 + 1,6x36 + 2,8x53) MVAmín = 320,5 MVAmín		320,50	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

## Schema A

```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!-- Die erste Zeile enthaelt Informationen ueber die XML-Version -->
<VDN-Daten>
<!-- Zunaechst wird die Versionskennung verschluesselt -->
<!-- Diese Angabe gilt fuer die gesamte Datei! -->
<Version>VEOE-2005-01-A</Version>
  <Stoerungsdaten>
    <!-- Fuer mehrere Berichtsjahre koennen jeweils einzelne Bloecke -->
    <!-- "Stoerungsdaten" angelegt werden -->
    <Berichtsjahr>2004</Berichtsjahr>
      <Stoerung>
        <!-- Je Stoerung wird ein eigener Block "Stoerung" eingefuegt -->
        <Organisationsinformationen>
          <Netzbetreibernummer_XN>9999</Netzbetreibernummer_XN>
          <Netznummer_N>0010A</Netznummer_N>
          <Stoerungsnummer_O>002/04</Stoerungsnummer_O>
        </Organisationsinformationen>
        <Netzbeschreibung>
          <Spannungsgruppe_XU>1</Spannungsgruppe_XU>
          <Netzart_XL>2</Netzart_XL>
        </Netzbeschreibung>
        <Stoerungseintritt>
          <Stoerungsanlass_A>00</Stoerungsanlass_A>
        </Stoerungseintritt>
        <Fehlerorte_Stoerungsverlauf>
          <Fehlerort>
            <Fehlerort_E>030</Fehlerort_E>
          </Fehlerort>
        </Fehlerorte_Stoerungsverlauf>
        <Versorgungsunterbrechungen>
          <VU_Beginn_TVA>07.11.2004 09:09:00</VU_Beginn_TVA>
          <VU_Ende_TVE>07.11.2004 10:02:00</VU_Ende_TVE>
          <MS_MS_Transformator_MST>0</MS_MS_Transformator_MST>
```

```

<!-- Annahme: 10 Kunden je Station -->
<Unterbrochene_Kunden_RT>200
  </Unterbrochene_Kunden_RT><!-- Anzahl -->
<Unterbrochene_KundenMinuten_RO3>7890,0
  </Unterbrochene_KundenMinuten_RO3><!-- in KundenMin -->
<Unterbrochene_Bemessungsscheinleistung_RN2>8,05
  </Unterbrochene_Bemessungsscheinleistung_RN2><!-- in MVA -->
<Unterbrochene_MVAmin_RO2>320,50</Unterbrochene_MVAmin_RO2>
  <!-- in MVAmin -->
<Unterbrochene_Stationen_RN4>20
  </Unterbrochene_Stationen_RN4><!-- Anzahl -->
<Unterbrochene_StationsMinuten_RO4>789,0
  </Unterbrochene_StationsMinuten_RO4><!-- in StationsMin -->
</Versorgungsunterbrechungen>
</Stoerung>
</Stoerungsdaten>
</VDN-Daten>

```

### Schema B

```

<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!-- Die erste Zeile enthaelt Informationen ueber die XML-Version -->
<VDN-Daten>
  <!-- Zunaechst wird die Versionskennung verschluesselt -->
  <!-- Diese Angabe gilt fuer die gesamte Datei! -->
  <Version>VEOE-2005-01-B</Version>
  <Stoerungsdaten>
    <!-- Fuer mehrere Berichtsjahre koennen jeweils einzelne Bloecke -->
    <!-- "Stoerungsdaten" angelegt werden -->
    <Berichtsjahr>2004</Berichtsjahr>
    <Stoerung>
      <!-- Je Stoerung wird ein eigener Block "Stoerung" eingefuegt -->
      <Organisationsinformationen>
        <Netzbetreibernummer_XN>9999</Netzbetreibernummer_XN>
        <Netznummer_N>0010A</Netznummer_N>
        <Stoerungsnummer_O>002/04</Stoerungsnummer_O>
      </Organisationsinformationen>
    </Stoerung>
  </Stoerungsdaten>
</VDN-Daten>

```

```
<Netzbeschreibung>
  <Spannungsgruppe_XU>1</Spannungsgruppe_XU>
  <Netzart_XL>2</Netzart_XL>
  <Sternpunktbehandlung_XS>2</Sternpunktbehandlung_XS>
  <ES_Erfassung_XE>2</ES_Erfassung_XE>
</Netzbeschreibung>
<Stoerungseintritt>
  <Stoerungsbeginn_TA>07.11.2004 09:04:00</Stoerungsbeginn_TA>
  <Stoerungsanlass_A>00</Stoerungsanlass_A>
  <Stoerungsauswirkung_B>46</Stoerungsauswirkung_B>
  <Fehlerart_C>40</Fehlerart_C>
  <Versorgungsunterbrechung_RE>1</Versorgungsunterbrechung_RE>
  <Rueckwirkung_HR></Rueckwirkung_HR>
  <!-- Nicht relevante Datenfelder, in diesem Beispiel -->
  <!-- Rueckwirkung_HR, koennen auch komplett entfallen -->
</Stoerungseintritt>
<Fehlerorte_Stoerungsverlauf>
  <Fehlerort>
    <Fehlerort_E>03B</Fehlerort_E>
    <Ausfallart_RAB>4</Ausfallart_RAB>
    <Aus_Dauer_ED>7,583</Aus_Dauer_ED><!-- in h -->
    <Schaeden_EI>1</Schaeden_EI>
  </Fehlerort>
  <Fehlerort>
    <Fehlerort_E>03A</Fehlerort_E>
    <Ausfallart_RAB>4</Ausfallart_RAB>
    <Aus_Dauer_ED>8,050</Aus_Dauer_ED><!-- in h -->
    <Schaeden_EI>1</Schaeden_EI>
  </Fehlerort>
</Fehlerorte_Stoerungsverlauf>
<Versorgungsunterbrechungen>
  <VU_Beginn_TVA>07.11.2004 09:09:00</VU_Beginn_TVA>
  <VU_Ende_TVE>07.11.2004 10:02:00</VU_Ende_TVE>
  <MS_MS_Transformator_MST>0</MS_MS_Transformator_MST>
```

```
<!-- Annahme: 10 Kunden je Station -->
<Unterbrochene_Kunden_RT>200
  </Unterbrochene_Kunden_RT><!-- Anzahl -->
<Unterbrochene_KundenMinuten_R03>7890,0
  </Unterbrochene_KundenMinuten_R03><!-- in KundenMin -->
<Unterbrochene_Bemessungsscheinleistung_RN2>8,05
  </Unterbrochene_Bemessungsscheinleistung_RN2><!-- in MVA -->
<Unterbrochene_MVAmin_R02>320,50</Unterbrochene_MVAmin_R02>
  <!-- in MVAmin -->
<Unterbrochene_Stationen_RN4>20
  </Unterbrochene_Stationen_RN4><!-- Anzahl -->
<Unterbrochene_StationsMinuten_R04>789,0
  </Unterbrochene_StationsMinuten_R04><!-- in StationsMin -->
</Versorgungsunterbrechungen>
</Stoerung>
</Stoerungsdaten>
</VDN-Daten>
```

### 6.3.3 Beispiel: Erfolgreiche AWE im Mittelspannungsnetz

Störungsanlass: Sturm

Fehlerart: Dreipoliger Kurzschluss

Fehlerort: Freileitung

Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung

Am 31. Mai 2004 kam es um 18:07 Uhr während eines Sturms im UW XYZ auf dem 10-kV-Abgang K 03 zu einer erfolglosen AWE.

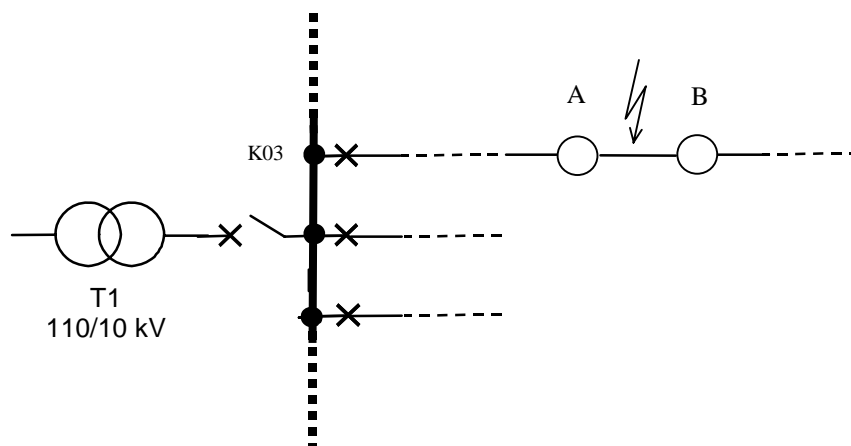
Auf Grund der Relaislaufzeit und der angelaufenen Kurzschlussanzeiger konnte der Fehlerort zwischen den Stationen A und B lokalisiert werden. Bei einer anschließenden Freileitungskontrolle wurde festgestellt, dass infolge des Sturms ein Baum in die Freileitung gefallen war.

Nach Schalthandlungen im 10-kV-Netz konnten die spannungslosen Umspannstationen des 10-kV-Abgangs K03 bis 18:48 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 18:07 – 18:43: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,6 \text{ MVA}$

18:07 – 18:48: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,2 \text{ MVA}$

Nach Entfernen des Baumes aus der Freileitung und Abschluss der Reparaturen konnte der 10-kV-Abgang K03 um 21:45 Uhr wieder eingeschaltet werden.



**Fortsetzung Beispiel 6.3.3:**

Datenfeld		Beschreibung		Wert	
				Schema A	Schema B
Organisationsinformationen					
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0010A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		003/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung					
XU	Spannungsgruppe	10 kV		1	
XL	Netzart	Gemischtes Netz		2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation			2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung			2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts					
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	31. Mai 2004, 18:07:00 Uhr			31.05.2004 18:07:00
A	Störungsanlass	Sturm		10	12
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, erfolglose AWE, ohne sofortige Einschaltung			26
C	Fehlerart	Dreipoliger Kurzschluss			60
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja			1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs					
E	Fehlerort	Freileitung		010	
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung			1
ED	Aus-Dauer	31. Mai 2004, 18:07:00 Uhr bis 31. Mai 2004, 21:45:00 Uhr			3,633
EI	Schäden	Ja			1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen					
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	31. Mai 2004, 18:07:00 Uhr		31.05.2004 18:07:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	31. Mai 2004, 18:48:00 Uhr		31.05.2004 18:48:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	1,6 MVA + 1,2 MVA = 2,8 MVA		2,80	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(1,6x36 + 1,2x41) MVAmín = 106,8 MVAmín		106,80	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.3.4 Beispiel: Kurzschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung des Eigenbedarfs

Störungsanlass: Eindringene Feuchtigkeit

Fehlerart: Zweipoliger Kurzschluss

Fehlerort: Innenraumanlage luftisoliert offen – Kabel/Freileitung innerhalb der Station

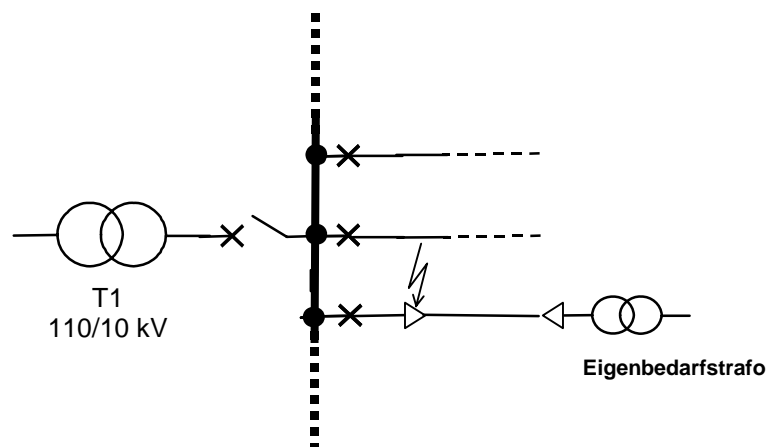
Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung

An einem 10-kV-PE-Kabel, das in einer offenen 10-kV-Innenraum-Schaltanlage zwischen der Sammelschiene und der Eigenbedarfsversorgung liegt, trat am 01. August 2004 um 02:11 Uhr infolge Feuchtigkeitseinwirkung ein Erdschluss auf, der nach kurzer Zeit in einen zweipoligen Kurzschluss überging. Der 10-kV-Abgang wurde vom Schutz ausgeschaltet. Der Eigenbedarf war somit 2 Minuten unterbrochen, bis eine Netzumschaltung vorgenommen wurde.

Die Untersuchung ergab, dass ein Kabelendverschluss infolge mangelhafter Montage Feuchtigkeit aufgenommen hatte.

Der betroffene 10-kV-Abgang konnte nach Beendigung der Reparaturarbeiten um 14:24 Uhr wieder eingeschaltet werden.

**Bemerkung:** Die Unterbrechung des Eigenbedarfes gilt nicht als Versorgungsunterbrechung. Da keine Versorgungsunterbrechung vorliegt, erfolgt die Erfassung nur in Schema B.





**Fortsetzung Beispiel 6.3.4:**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		0010A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		006/04
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV		1
XL	Netzart	Gemischtes Netz		2
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	01. August 2004, 02:11:00 Uhr		01.08.2004 02:11:00
A	Störungsanlass	Eingedrungene Feuchtigkeit		15
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Zweipoliger Kurzschluss		50
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein		0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Innenraumanlage, luftisoliert, offen, Kabel/Freileitung innerhalb der Station		507
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED	Aus-Dauer	01. August 2004, 02:11:00 Uhr bis 01. August 2004, 14:24:00 Uhr		12,217
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-		-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-		-
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	-		-
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	-		-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

### 6.3.5 Beispiel: Erfolgreiche AWE infolge Fehlbedienung mit Versorgungsunterbrechung im 10-kV-Netz

Störungsanlass: Fehlbedienung

Fehlerart: Dreipoliger Kurzschluss

Fehlerort: Gebäudestation luftisoliert – Feld Lasttrennschalter sammelschienenenseitig

Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung

Am Donnerstag, den 15. April 2004 kam es um 14:32 Uhr im UW XYZ auf dem 10-kV-Abgang K07 zu einer erfolglosen AWE.

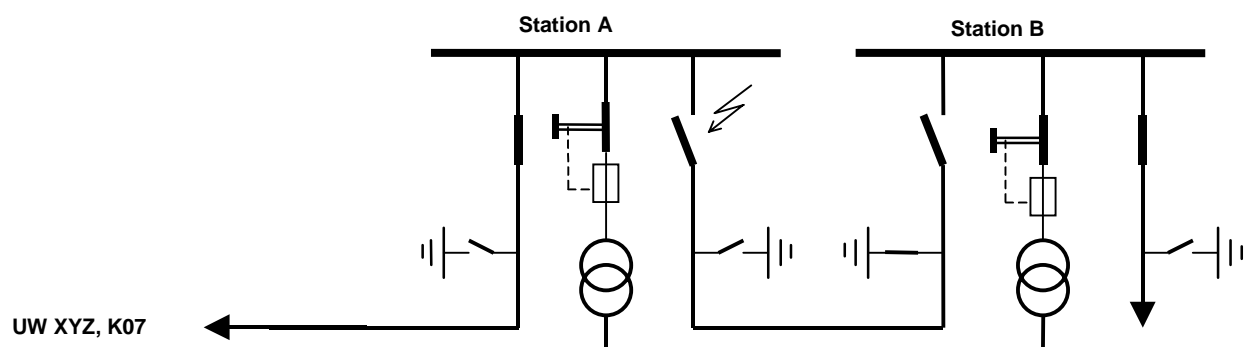
Zu dieser Zeit fand zwischen den Stationen A und B die Freischaltung der 10-kV-Freileitung statt.

Nach Rücksprache mit dem schaltenden Monteur stellte sich heraus, dass dieser versehentlich in der Station A Richtung Station B an Stelle des Erdungsschalters den Lasttrennschalter einlegte. Da die Gegenstelle in der Station B bereits geerdet war, kam es zu einem dreipoligen Kurzschluss, der die oben erwähnte erfolglose AWE im UW XYZ verursachte.

Der 10-kV-Abgang K07 im UW XYZ konnte um 14:35 Uhr wieder eingeschaltet werden.

Spannungslos waren: 14:32 – 14:35: 13 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 6,43 \text{ MVA}$

Bemerkung: Gemäß dem neuen Erfassungsschema wird auch bei Störungsanlass "Fehlbedienung" der Fehlerort detailliert beschrieben.



**Fortsetzung Beispiel 6.3.5:**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	013/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	15. April 2004, 14:32:00 Uhr		15.04.2004 14:32:00
A	Störungsanlass	Fehlbedienung	50	
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, erfolglose AWE, ohne sofortige Einschaltung		26
C	Fehlerart	Dreipoliger Kurzschluss		60
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Gebäudestation, luftisoliert, Feld Lasttrennschalter, sammelschienenseitig	T79	G0C
RAB	Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED	Aus-Dauer	15. April 2004, 14:32:00 Uhr bis 15. April 2004, 14:35:00 Uhr		0,050
EI	Schäden	Nein		0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	15. April 2004, 14:32:00 Uhr	15.04.2004 14:32:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	15. April 2004, 14:35:00 Uhr	15.04.2004 14:35:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	6,43 MVA	6,43	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(6,43x3) MVAmín = 19,29 MVAmín	19,29	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.3.6 Beispiel: Geplante Versorgungsunterbrechung in der Mittelspannung

Störungsanlass: Geplante Ausschaltung mit Versorgungsunterbrechung

Fehlerart: -

Fehlerort: -

Ausfallart: -

Am 06. April 2004 wurde um 10:10 Uhr die 10-kV-Umspannstation XYZ ( $S_{\text{inst}} = 0,1 \text{ MVA}$ ) zur Durchführung von Ausästarbeiten planmäßig freigeschaltet. Die Wiedereinschaltung erfolgte um 11:02 Uhr.

Die betroffenen Netzkunden wurden am 02. April 2004 mittels Wurfsehung über die Ausschaltung informiert.

Bemerkung: Bei geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung in der Mittelspannung bleiben die Datenfelder B (Störungsauswirkung), C (Fehlerart), E (Fehlerort), RAB (Ausfallart), ED (Aus-Dauer) und EI (Schäden) frei.

**Fortsetzung Beispiel 6.3.6:**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	014/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	06. April 2004, 10:10:00 Uhr		06.04.2004 10:10:00
A	Störungsanlass	Geplante Ausschaltung mit VU mit Info der betroffenen Netzkunden	G1	
B	Störungsauswirkung	-		-
C	Fehlerart	-		-
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	-	-	
RAB	Ausfallart	-		-
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	-		-
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	06. April 2004, 10:10:00 Uhr	06.04.2004 10:10:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	06. April 2004, 11:02:00 Uhr	06.04.2004 11:02:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	0,1 MVA	0,10	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	(0,1x52) MVAmín = 5,2 MVAmín	5,20	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.3.7 Beispiel: Doppelerdschluss im Mittelspannungsnetz mit Versorgungsunterbrechung und zwischenzeitlicher Vollversorgung

Störungsanlass: Erd- und Baggararbeiten

Fehlerart: Doppelerdschluss

Fehlerort: VPE-Kabel,  
PE-Kabel,  
PE-Kabel

Ausfallart: Einfachausfall mit Schutzauslösung,  
Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausschlag,  
Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausschlag

Am 17. Mai 2004 kam es um 15:04 Uhr im Umspannwerk XYZ auf der 10-kV-Sammelschiene 1 zu einem stehenden Erdschluss. Bevor der erdschlussbehaftete 10-kV-Abgang festgestellt werden konnte, löste der 10-kV-Abgang K01 um 15:05 Uhr aus. Der Erdschluss auf der 10-kV-Sammelschiene 1 stand weiterhin an und konnte um 15:07 Uhr auf dem 10-kV-Abgang K04 lokalisiert werden.

Durch einen Anruf der Tiefbaufirma X konnte der Fehlerort auf dem 10-kV-Abgang K01 zwischen den Stationen A und B lokalisiert und um 15:20 Uhr aus dem 10-kV-Netz herausgeschaltet werden. Nach weiteren Schalthandlungen im 10-kV-Netz konnten die spannungslosen Umspannstationen des 10-kV-Abgangs K01 bis 15:32 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 15:05 – 15:26: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,6 \text{ MVA}$

15:05 – 15:32: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,0 \text{ MVA}$

Um 15:35 Uhr kam es während der Erdschlusssuche auf dem 10-kV-Abgang K04 zu einem weiteren Doppelerdschluss mit dem 10-kV-Abgang K03, woraufhin dieser auslöste. Der weiterhin erdschlussbehaftete 10-kV-Abgang K04 wurde daraufhin um 15:36 Uhr von Hand abgeschaltet. Die spannungslosen Umspannstationen auf dem 10-kV-Abgang K03 konnten bis um 16:15 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 15:35 – 16:05: 4 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,6 \text{ MVA}$

15:35 – 16:15: 6 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,8 \text{ MVA}$

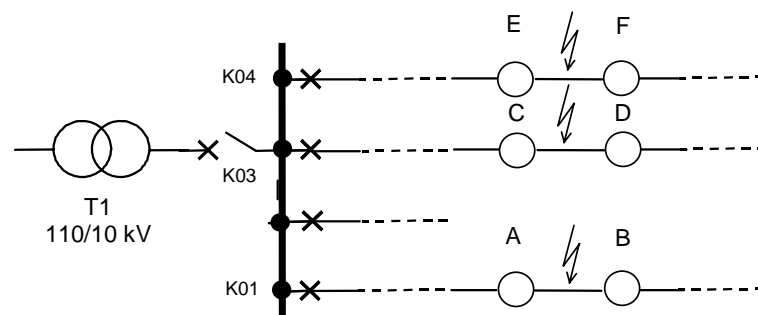
Die spannungslosen Umspannstationen auf dem 10-kV-Abgang K04 konnten bis um 16:22 Uhr wieder versorgt werden.

Spannungslos waren: 15:36 – 16:18: 5 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 1,85 \text{ MVA}$

15:36 – 16:22: 7 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 3,0 \text{ MVA}$

Verursacht wurde die Störung durch Baggerarbeiten zwischen den Umspannstationen A und B (10-kV-Abgang K01, VPE-Kabel). Als weitere Fehlerorte stellten sich PE-Kabel mit verminderter Spannungsfestigkeit zwischen den Umspannstationen C und D (10-kV-Abgang K03) und E und F (10-kV-Abgang K04) heraus.

Nach Abschluss der Reparaturen konnte der 10-kV-Abgang K01 um 22:45 Uhr, der 10-kV-Abgang K03 am Folgetag um 12:12 Uhr und der 10-kV-Abgang K04 um 13:06 Uhr wieder eingeschaltet werden.



**Bemerkung:** Nicht zur Ausfallart "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausschlag" zählen Doppelerdschlüsse, bei denen nur ein Erdschluss automatisch ausgeschaltet wird und der andere weiter ansteht und erst dann ausgeschaltet wird, wenn der zuerst ausgefallene Auslösebereich bereits wieder eingeschaltet wurde (siehe hier RAB 1).

### Berechnung "Ende der Versorgungsunterbrechung":

Kommt es während des Verlaufs der Störung zwischenzeitlich bereits zu einer Vollversorgung, berechnet sich das Ende der Versorgungsunterbrechung aus dem Beginn der Versorgungsunterbrechung und der Summe der Dauern, während denen Unterbrechungen von Netzkunden vorlagen.

K01:	15:05 – 15:26	}	Dauer:	} Dauer gesamt:	
	15:05 – 15:32		27 Minuten		
K03:	15:35 – 16:05	}	Dauer:		74 Minuten
	15:35 – 16:15				
K04:	15:36 – 16:18	}	47 Minuten		
	15:36 – 16:22				

⇒ Ende der VU = Beginn der VU + Dauer gesamt = 15:05 Uhr + 74 Minuten = 16:19 Uhr

**Fortsetzung Beispiel 6.3.7:**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN    Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N    Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A	
O    Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	015/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU    Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL    Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS    Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE    Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA    Zeitpunkt des Störungsbeginns	17. Mai 2004, 15:04:00 Uhr		17.05.2004 15:04:00
A    Störungsanlass	Erd- und Baggerarbeiten	20	24
B    Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C    Fehlerart	Doppelerdschluss		40
RE    Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR    Rückwirkung aus nicht betracht. Netz	-	-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E    Fehlerort	VPE-Kabel	030	03C
RAB   Ausfallart	Einfachausfall mit Schutzauslösung		1
ED    Aus-Dauer	17.05.2004, 15:05:00 Uhr bis 17.05.2004, 22:45:00 Uhr		7,667
EI    Schäden	Ja		1
E    Fehlerort	PE-Kabel		03B
RAB   Ausfallart	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall		4
ED    Aus-Dauer	17.05.2004, 15:36:00 Uhr bis 18.05.2004, 13:06:00 Uhr		21,500
EI    Schäden	Ja		1
E    Fehlerort	PE-Kabel		03B
RAB   Ausfallart	Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall		4
ED    Aus-Dauer	17.05.2004, 15:35:00 Uhr bis 18.05.2004, 12:12:00 Uhr		20,617
EI    Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA   Beginn der Versorgungsunterbrechung	17. Mai 2004, 15:05:00	17.05.2004 15:05:00	
TVE   Ende der Versorgungsunterbrechung	17. Mai 2004, 15:05:00 Uhr + 74 Min. = 17. Mai 2004, 16:19:00 Uhr	17.05.2004 16:19:00	
RN2   Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	(1,6 + 2,0 + 1,6 + 2,8 + 1,85 +3,0) MVA = 12,85 MVA	12,85	
RO2   Gesamte unterbrochene MVAmín	(1,6x21 + 2,0x27 + 1,6x30 + 2,8x40 + 1,85x42 + 3,0x46) MVAmín = 463,3 MVAmín	463,30	



### 6.3.8 Beispiel: Erdschlusssuche im MS-Netz mit Versorgungsunterbrechungen

Störungsanlass: Sturm

Fehlerart: Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute

Fehlerort: Freileitung

Ausfallart: Unverzögerte Handausschaltung

Am 06. August 2004 kam es um 23:43 Uhr im Umspannwerk XYZ auf der 20-kV-Sammelschiene 1 zu einem stehenden Erdschluss. Im Rahmen der Erdschlusssuche wurden Eingrenzungsschaltungen mit Versorgungsunterbrechungen durchgeführt. Hierzu wurden einzelne Abgänge jeweils kurzzeitig ausgeschaltet. Der Erdschluss konnte gegen 00:23 Uhr auf dem Abgang K07 lokalisiert werden. Um 00:27 Uhr wurde der Abgang K07 wieder eingeschaltet; der Erdschluss stand jedoch weiterhin an.

Der Bereitschaftsdienst konnte um 00:48 Uhr auf dem Abgang K07 als genaue Fehlerstelle den Freileitungsabschnitt zwischen den Stationen Hauptstraße und Waldweg feststellen, wo sich bei Sturm ein Ast in der Leitung verfangen hatte. Wegen der potentiellen Gefährdung wurde die Leitstelle verständigt und der Abgang K07 unmittelbar ausgeschaltet. Die Leitung zwischen den Stationen Hauptstraße und Waldweg wurde freigeschaltet. Daraufhin konnte um 01:12 Uhr der Abgang K07 wieder eingeschaltet werden. Durch das Schließen einer Trennstelle konnten um 01:24 Uhr auch die verbliebenen spannungslosen Kunden wieder versorgt werden.

Nach Abschluss der Reparaturen am folgenden Tag konnte um 16:23 Uhr der Normalschaltzustand wieder hergestellt werden.

Bemerkung: Während der Erdschlusssuche auftretende Versorgungsunterbrechungen bis 3 Minuten werden in der VDN-Verfügbarkeitsstatistik nicht erfasst.

**Aber:** Versorgungsunterbrechungen, die nicht im Zusammenhang mit einer Erdschlusssuche auftreten, sind ab einer Dauer > 1 Sekunde zu erfassen.

Kommt es während des Verlaufs der Störung zwischenzeitlich bereits zu einer Vollversorgung, berechnet sich das Ende der Versorgungsunterbrechung aus dem Beginn der Versorgungsunterbrechung und der Summe der Dauern, während denen Unterbrechungen von Netzkunden vorlagen (siehe auch Beispiel 6.3.7).

**Versorgungsunterbrechungen:**

Datum	Beginn VU	Ende VU	Abgang	Dauer in Min.	Unterbrochene ON-Stationen (Anzahl)	Unterbrochene Bemessungs- scheinleistung in MVA (RN2) (rechn. Mittelwert 0,25 MVA/Stat.)	Gesamte unterbrochene MV Amin (RO2)
06.08.2004	23:52:02	23:52:30	K01	0,5	Versorgungsunterbrechungen <u>verursacht durch</u> <u>Eingrenzungsschaltungen bei der Erdschlusssuche</u> gelten für die VDN-Verfügbarkeitsstatistik erst ab einer Dauer > 3 Minuten als zu erfassende Versorgungsunterbrechungen		
06.08.2004	23:54:54	23:55:54	K05	1,0			
07.08.2004	00:01:22	00:01:50	K05	0,5			
07.08.2004	00:06:30	00:06:59	K13	0,5			
07.08.2004	00:17:02	00:17:24	K02	0,4			
07.08.2004	00:23:01	00:27:13	K07	4,2	9	2,25	9,45
07.08.2004	00:48:10	01:12:22	K07	24,2	5	1,25	30,25
07.08.2004	00:48:10	01:24:15	K07	36,1	4	1,00	36,10
<b>Summe</b>						<b>4,50</b>	<b>75,80</b>

**Fortsetzung Beispiel 6.3.8:**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0020B	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	024/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	20 kV	2	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	06. August 2004, 23:43 Uhr		06.08.2004 23:43:00
A	Störungsanlass	Sturm	10	12
B	Störungsauswirkung	Störungsbedingte Ausschaltung von Hand, ohne sofortige Einschaltung		64
C	Fehlerart	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute		20
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Freileitung	010	
RAB	Ausfallart	Unverzögerte Handausschaltung		U
ED	Aus-Dauer	07. August 2004, 00:48 Uhr bis 07. August 2004, 16:23 Uhr		15,58
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	07. August 2004, 00:23:01 Uhr	07.08.2004 00:23:01	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	07. August 2004, 01:03:18 Uhr	07.08.2004 01:01:18	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	4,5 MVA	4,50	
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	75,8 MVAmín	75,80	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

### 6.3.9 Beispiel: Rückwirkungsstörung durch Erdschluss im Kundennetz

	30 kV (Fremdnetz)	30 kV
Störungsanlass:	Kein erkennbarer Anlass	Rückwirkung aus fremdem Netz
Fehlerart:	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute
Fehlerort:	PE-Kabel	Rückwirkung aus fremdem Netz
Ausfallart:	Verzögerte Handausschaltung	Ausfall im Fremdnetz

Am Donnerstag, den 04. März 2004 kam es um 15:01 Uhr im UW XYZ auf dem 30-kV-Abgang H04 zu einem stehenden Erdschluss infolge eines Fehlers im kundeneigenen 30-kV-Netz der Fa. ABC. Um 15:39 Uhr konnte das fehlerbehaftete PE-Kabel durch die Fa. ABC ohne Versorgungsunterbrechung aus dem Netz herausgeschaltet werden.

Nach Beendigung der Reparaturarbeiten konnte das Kabel am 05. März 2004 um 11:23 Uhr wieder eingeschaltet werden.

Bemerkung: Da keine Versorgungsunterbrechung vorliegt, erfolgt die Erfassung nur in Schema B.

**Fortsetzung Beispiel 6.3.9: Netzbetreiber 30-kV-Netz (Fremdnetz)**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer		0000
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer		00030
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung		035/04
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	30 kV		3
XL	Netzart	Gemischtes Netz		2
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	04. März 2004, 15:01:00 Uhr		04.03.2004 15:01:00
A	Störungsanlass	Kein erkennbarer Anlass		00
B	Störungsauswirkung	Störungsbedingte Ausschaltung von Hand, ohne sofortige Einschaltung		64
C	Fehlerart	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute		20
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein		0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-		-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	PE-Kabel		03B
RAB	Ausfallart	Verzögerte Handausschaltung		8
ED	Aus-Dauer	04. März 2004, 15:39:00 Uhr bis 05. März 2004, 11:23:00 Uhr		19,74
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-		-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-		-
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	-		-
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	-		-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

**Fortsetzung Beispiel 6.3.9: Netzbetreiber 30-kV-Netz (Eigennetz)**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	9999
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	00030
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	025/04
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU	Spannungsgruppe	30 kV	3
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation	2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung	2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	04. März 2004, 15:01:00 Uhr	04.03.2004 15:01:00
A	Störungsanlass	Rückwirkung aus fremdem Netz	96
B	Störungsauswirkung	Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels	11
C	Fehlerart	Erdschluss mit einer Dauer > 1 Minute	20
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein	0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	30 kV	3
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E	Fehlerort	Rückwirkung aus fremdem Netz	950
RAB	Ausfallart	-	-
ED	Aus-Dauer	-	-
EI	Schäden	Nein	0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-	-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-	-
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	-	-
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	-	-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

#### **6.3.10 Beispiel: Störung mit Störungsauswirkung "Erfolgreiche AWE"**

Störungsanlass: Bäume

Fehlerart: Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung

Fehlerort: Freileitung

Ausfallart: -

Am Montag, den 17. Mai 2004 kam es um 15:48 Uhr im UW XYZ auf dem 10-kV-Abgang K04 zu einer Schutzanregung mit erfolgreicher AWE.

Bei einer daraufhin durchgeführten Leitungskontrolle wurde eine stark eingewachsene Freileitung zwischen den Stationen A und B festgestellt. Schäden traten nicht auf.

Bemerkung: Da keine Versorgungsunterbrechung vorliegt, erfolgt die Erfassung nur in Schema B.

**Fortsetzung Beispiel 6.3.10:**

Datenfeld	Beschreibung	Wert	
		Schema A	Schema B
Organisationsinformationen			
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	0000
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	016/04
Merkmale für die Netzbeschreibung			
XU	Spannungsgruppe	10 kV	1
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation	2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung	2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts			
TA	Zeitpunkt des Störungsbegins	17. Mai 2004, 15:48:00 Uhr	17.05.2004 15:48:00
A	Störungsanlass	Bäume	23
B	Störungsauswirkung	Erfolgreiche AWE	21
C	Fehlerart	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung	69
RE	Versorgungsunterbrechung	Nein	0
HR	Rückwirkung aus nicht betrachtetem Netz	-	-
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs			
E	Fehlerort	Freileitung	010
RAB	Ausfallart	-	-
ED	Aus-Dauer	-	-
EI	Schäden	Nein	0
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen			
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	-	-
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	-	-
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	-	-
RO2	Gesamte unterbrochene MVAmín	-	-

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.



### 6.3.11 Beispiel: Störung mit Ausfallart "Erfolgreiche AWE"

Störungsanlass: Gewitter

Fehlerart: Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung

Fehlerort: Fehlerort nicht bekannt bzw. nicht gefunden,  
Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion

Ausfallart: Erfolgreiche AWE (nur in Verbindung mit Folgeereignis),  
Schutzüberfunktion als Folgeausfall

Am Dienstag, den 11. Mai 2004 kam es um 17:44 Uhr im UW XYZ auf dem 10-kV-Abgang K04 zu einer erfolgreichen AWE. Zeitgleich kam es aufgrund eines fehlerhaften Schutzrelais im UW XYZ zu einer Ausschaltung des 10-kV-Abgangs K07, wodurch 9 Umspannstationen spannungslos wurden. Durch Netzumschaltungen konnte um 18:02 eine Teil- und um 18:14 Uhr Vollversorgung hergestellt werden.

Spannungslos waren: 17:44 – 18:02: 6 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 2,4 \text{ MVA}$

17:44 – 18:14: 3 Umspannstationen mit  $S_{\text{inst}} = 0,6 \text{ MVA}$

Der Fehlerort auf dem 10-kV-Abgang K04 konnte trotz durchgeführter Leitungskontrolle nicht gefunden werden. Die Auswechslung des fehlerhaften Schutzrelais war um 19:44 Uhr abgeschlossen. Anschließend wurde der 10-kV-Abgang K07 betriebsbereit gemeldet. Die Einschaltung erfolgte erst am darauf folgenden Tag um 08:33 Uhr.

#### Bemerkung:

Fehlerort 1:

Bei einer erfolgreichen AWE ist die Erfassung der Ausfallart nur erforderlich, wenn es in Verbindung mit der erfolgreichen AWE zusätzlich zu einem Folgeereignis (Schutzüberfunktion, Schutzunterfunktion, Leistungsschalterversagen, determinierter Folgeausfall) gekommen ist. Für die erfolgreiche AWE als einleitendes Ereignis ist dann die Ausfallart  $RAB = 0$  zu verschlüsseln. Eine Aus-Dauer ist für den Fehlerort der erfolgreichen AWE nicht anzugeben.

Fehlerort 2:

Der Zeitpunkt der Beendigung der Aus-Dauer ist der Zeitpunkt der Meldung der Verfügbarkeit an die Netzleitstelle, wenn die tatsächliche Einschaltung des ausgefallenen Betriebsmittels nicht noch am selben Arbeitstag erfolgt.

**Fortsetzung Beispiel 6.3.11:**

Datenfeld		Beschreibung	Wert	
			Schema A	Schema B
Organisationsinformationen				
XN	Netzbetreiber-Nummer	Vom VDN vergebene Nummer	0000	
N	Netznummer	Vom Netzbetreiber vergebene Nummer	0010A	
O	Störungsnummer	Laufende Nummer der Störung	017/04	
Merkmale für die Netzbeschreibung				
XU	Spannungsgruppe	10 kV	1	
XL	Netzart	Gemischtes Netz	2	
XS	Sternpunktbehandlung	Netz mit Erdschlusskompensation		2
XE	Erfassung selbsterl. Erdschlüsse	Teilweise Erfassung		2
Merkmale für die Beschreibung des Störungseintritts				
TA	Zeitpunkt des Störungsbeginns	11. Mai 2004, 17:44:00 Uhr		11.05.2004 17:44:00
A	Störungsanlass	Gewitter	10	11
B	Störungsauswirkung	Aus durch Schutz, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung		46
C	Fehlerart	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung		69
RE	Versorgungsunterbrechung	Ja		1
HR	Rückwirkung aus nicht betracht. Netz	-	-	
Merkmale für die Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs				
E	Fehlerort	Fehlerort nicht bekannt bzw. nicht gefunden	000	
RAB	Ausfallart	Erfolgreiche AWE (nur in Verbindung mit Folgeereignis)		0
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Nein		0
E	Fehlerort	Schutzeinrichtungen bei Schutzfehlfunktion		910
RAB	Ausfallart	Schutzüberfunktion als Folgeausfall		5
ED	Aus-Dauer	-		-
EI	Schäden	Ja		1
Merkmale für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen				
TVA	Beginn der Versorgungsunterbrechung	11. Mai 2004, 17:44:00 Uhr	11.05.2004 17:44:00	
TVE	Ende der Versorgungsunterbrechung	11. Mai 2004, 18:14:00 Uhr	11.05.2004 18:14:00	
RN2	Unterbrochene Bemessungsscheinleistung in MVA	(2,4 + 0,6) MVA = 3,0 MVA	3,00	
RO2	Gesamte unterbrochene MV <sub>Amin</sub>	(2,4x18 + 0,6x30) MV <sub>Amin</sub> = 61,20 MV <sub>Amin</sub>	61,20	

Legende:

Leeres Datenfeld ... Datenfeld ist in Schema A nicht auszufüllen.

"-" ... aufgrund des Störungsverlaufs ist kein Eintrag erforderlich.

Die Einträge in **blauer Schrift** kennzeichnen den Erfassungsumfang des Schemas A.

## 7 Datenübergabe an VEÖ und ECG

### 7.1 Allgemeines

Zur Durchführung der VEÖ-(Österreich-)weiten Auswertung des VEÖ müssen alle an der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik teilnehmenden Netzbetreiber ihre Datenmeldungen je Berichtsjahr an den VEÖ weiterleiten. Dazu ist also neben der Definition des zu verwendeten Erfassungsschemas auch die Definition eines Formates für diese Datenmeldung erforderlich, die in diesem Kapitel vorgestellt wird.

Neben der Meldung an VEÖ müssen die Daten über die aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen auch an ECG gemeldet werden. Hierfür ist das von ECG definierte Excel-Format zu verwenden. Die Meldung an ECG muss sowohl elektronisch wie auch in Form eines unterschriebenen Papierausdrucks erfolgen.

Bei der Erfassung gemäß der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (Schema A oder Schema B) kann die Datenmeldung an ECG aus den erfassten Rohdaten automatisch erstellt werden. Die Erfassung von Versorgungsunterbrechungen ist vollständig kompatibel zum Meldeformat der ECG.

Für die Datenmeldung an VEÖ müssen die Netzdaten und die eigentlichen Störungsmeldungen in getrennten Dateien zusammengestellt werden. Dabei handelt es sich um Textdateien, in denen die einzelnen Datenfelder durch die Extensible Markup Language (XML [9]) beschrieben werden. Die XML-Struktur der Dateien ist in den folgenden Abschnitten beschrieben. Zunächst erfolgt allerdings eine genaue Beschreibung der verwendeten Datentypen.

In den Meldedateien können die Netzdaten bzw. Störungsmeldungen mehrerer Netze eingetragen werden, sofern für alle Netze das gleiche Erfassungsschema verwendet wird. Werden für verschiedene Netze unterschiedliche Erfassungsschemata angewendet, so müssen getrennte Dateien erstellt werden.

Sind einzelne Felder bei einem Netz oder einer Störung nicht relevant, z. B. der Fehlerort E bei geplanten Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechungen, so kann der komplette Eintrag zu diesem Merkmal entfallen.

Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass vom VEÖ ein Erfassungsprogramm für das Erfassungsschema A kostenlos zur Verfügung gestellt wird, mit dem die erfassten Daten auch auf Konformität und Vollständigkeit geprüft werden können. Es wird dringend empfohlen,

bereits bei der Erfassung der Daten, oder spätestens nach dem Export der Daten in die Meldedateien eine Datenprüfung vorzunehmen.

Die bei VEÖ eingehenden Daten werden nochmals überprüft, und fehlerhafte Störungsmeldungen werden den Netzbetreibern zur Korrektur zugesandt. Eine möglichst umgehende Rücksendung der verbesserten Meldungen ist zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Auswertung unbedingt erforderlich.

## 7.2 Datentypen

Es werden insgesamt vier unterschiedliche Datentypen verwendet: Text, Ganzzahl, Dezimalzahl und Datum/Zeit. Die Datentypen sind wie folgt definiert:

- **Text:** Zulässig sind Buchstaben (ohne Umlaute und Sonderzeichen), Ziffern sowie die Zeichen Bindestrich "-", Unterstrich "\_" und Punkt ".". Die maximale Länge beträgt 100 Zeichen. Es ist allerdings zu beachten, dass bei den meisten Datenfeldern dieses Typs die Länge durch die entsprechenden Kennziffernverzeichnisse vorgegeben ist.
- **Ganzzahl:** Zulässig sind Ziffern ohne führende Nullen. Die Angabe "Null" soll als "0" verschlüsselt werden.
- **Dezimalzahl:** Zulässig sind Ziffern ohne führende Nullen und ein Komma "," als Dezimalzeichen. Die Verschlüsselung der Daten erfolgt in normaler Dezimalschreibweise (z. B. 1250,3) – andere Darstellungen wie z. B. die wissenschaftliche Notation (z. B. 1,2503 e+3) sind nicht zulässig. Die Angabe "Null" soll als "0" oder als "0,0" verschlüsselt werden.
- **Datum/Zeit:** Es wird das übliche Format für Datums- und Zeitangaben "DD.MM.JJJJ hh:mm:ss" verwendet. Zwischen der Angabe des Datums und der Zeit ist **ein** Leerzeichen einzufügen. Die Trennung der einzelnen Teilfelder erfolgt in der Datumsangabe durch Punkte und in der Zeitangabe durch Doppelpunkte. Die einzelnen Teilfelder sind:
  - DD: Tag, zulässige Werte sind "00" bis "31"
  - MM: Monat, zulässige Werte sind "01" bis "12"
  - JJJJ: Jahr, zulässige Werte sind "2004" bis "9999"
  - hh: Stunde, zulässige Werte sind "00" bis "23"
  - mm: Minute, zulässige Werte sind "00" bis "59"
  - ss: Sekunde, zulässige Werte sind "00" bis "59"

## 7.3 Versionskennzeichnung

Zur eindeutigen Identifikation des verwendeten Erfassungsschemas bzw. des verwendeten Formats der Meldedateien enthalten diese Dateien zu Beginn eine Versionskennzeichnung. Die gültigen Versionskennzeichnungen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt:

**Tabelle 7-1: Versionskennzeichnungen**

Beschreibung	Versionskennzeichnung
VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, Erfassungsschema A	VEÖ-2005-01-A
VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik, Erfassungsschema B	VEÖ-2005-01-B

In den Meldedateien ist die dem jeweils verwendeten Erfassungsschema zugeordnete Versionskennzeichnung einzutragen.

## 7.4 Meldung der Netzdaten

Die nachfolgenden XML-Listings zeigen die Struktur der Datei zur Meldung der Netzdaten. Dabei sind Kommentare in grüner Schrift dargestellt, und die Datenfelder zur Eintragung der Werte sind durch fett gedruckte Platzhalter markiert:

- **"xxxxx"** bedeutet, dass hier in einem Textfeld ein freier Text eingetragen werden kann.
- **"X"**, **"XX"**, bzw. **"XXX"** bedeutet, dass hier in einem Textfeld eine Kennziffer mit einer, zwei bzw. drei Zeichen entsprechend dem jeweils gültigen Kennziffernverzeichnis einzutragen ist.
- **"0"** bedeutet, dass hier eine ganze Zahl einzutragen ist.
- **"0,0"** bedeutet, dass hier eine Dezimalzahl einzutragen ist.
- **"VEÖ-2005-01-A"** bzw. **"VEÖ-2005-01-B"** sind die eingetragenen Versionskennzeichnungen. Da sich die notwendigen Netzdaten für Erfassungsschema A und Erfassungsschema B hinsichtlich der Bezeichnung der einzelnen Angaben teilweise unterscheiden, sind die beiden XML-Listings unten separat dargestellt.
- **"2005"** ist ein Beispiel für ein eingetragenes Berichtsjahr.

**Schema A**

```

<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!-- Die erste Zeile enthaelt Informationen ueber die XML-Version -->
<VEOE-Daten>
<!-- Zunaechst wird die Versionskennung verschluesselt -->
<!-- Diese Angabe gilt fuer die gesamte Datei! -->
<Version>VEOE-2005-01-A</Version>
  <Netzdaten>
    <!-- Fuer mehrere Berichtsjahre koennen jeweils einzelne Bloecke -->
    <!-- "Netzdaten" angelegt werden -->
    <Berichtsjahr>2005</Berichtsjahr>
      <Netz>
        <!-- Zuerst werden in einem eigenen Block "Netz" die allgemeinen
              Informationen ueber das Ersatz-NS-Netz abgelegt -->
        <Allgemeine_Angaben>
          <Netzbetreibernummer>xxxxxx</Netzbetreibernummer>
          <Netzbetreibername>xxxxxx</Netzbetreibername>
          <!-- Das Datenfeld "Jahr" kann hier entfallen, siehe
                "Berichtsjahr" oben -->
          <Netznummer>VEOE_NS</Netznummer>
          <Nennspannung>0</Nennspannung><!-- in kV -->
          <Spannungsgruppe>0</Spannungsgruppe>
          <Netzart/>
          <!-- Der Eintrag "Uebertragene_Energie" bezieht sich auf das
                Datenfeld "Gesamtenergieabgabe" -->
          <Uebertragene_Energie>0,0</Uebertragene_Energie>
        </Allgemeine_Angaben>
        <Netzdaten_A>
          <Netzkunden>0</ Netzkunden >
        </Netzdaten_A >
      </Netz>
    <Netz>
      <!-- Je Netz wird ein eigener Block "Netz" eingefuegt -->
      <Allgemeine_Angaben>
        <Netzbetreibernummer>xxxxxx</Netzbetreibernummer>
        <Netzbetreibername>xxxxxx</Netzbetreibername>

```

```

<!-- Das Datenfeld "Jahr" kann hier entfallen, siehe
      "Berichtsjahr" oben -->
<Netznummer>xxxxx</Netznummer>
<Nennspannung>0,0</Nennspannung><!-- in kV -->
<Spannungsgruppe>X</Spannungsgruppe>
<Netzart>X</Netzart>
<!-- Der Eintrag "Uebertragene_Energie" bezieht sich auf das
      Datenfeld "Gesamtenergieabgabe" -->
<Uebertragene_Energie>0,0</Uebertragene_Energie>
</Allgemeine_Angaben>
<Netzdaten_A>
  <!-- "SKL" ist die Abkuerzung fuer Stromkreislaenge -->
  <SKL_Freileitung>0,0</SKL_Freileitung><!-- in km -->
  <SKL_Kabel>0,0</SKL_Kabel><!-- in km -->
  <Umspannwerke_Schaltstationen>0</Umspannwerke_Schaltstationen>
    <!-- in Stueck -->
  <!-- Ortsnetzstationen nur in MS-Netzen -->
  <Ortsnetzstationen>0</Ortsnetzstationen><!-- in Stueck -->
  <Netzkunden>0</Netzkunden><!-- in Stueck -->
  <!-- Bemessungsscheinleistungen undifferenziert -->
  <Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung>0,0
    </Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung><!--in MVA-->
  <Kundentransformatoren_Bemessungsscheinleistung>0,0
    </Kundentransformatoren_Bemessungsscheinleistung><!--in MVA-->
  <!-- Bemessungsscheinleistungen differenziert nach
        Unterspannungen (hier beispielhaft fuer 380-kV-Netz:
        Transformatoren auf 220 kV und auf 110 kV),
        jeweils in MVA -->
  <Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_220>0,0
    </Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_220>
  <Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_110>0,0
    </Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_110>
</Netzdaten_A>
</Netz>
</Netzdaten>
</VEOE-Daten>

```

**Schema B**

```

<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!-- Die erste Zeile enthaelt Informationen ueber die XML-Version -->
<VEOE-Daten>
<!-- Zunaechst wird die Versionskennung verschluesselt -->
<!-- Diese Angabe gilt fuer die gesamte Datei! -->
<Version>VEOE-2005-01-B</Version>
  <Netzdaten>
    <!-- Fuer mehrere Berichtsjahre koennen jeweils einzelne Bloecke -->
    <!-- "Netzdaten" angelegt werden -->
    <Berichtsjahr>2005</Berichtsjahr>
      <Netz>
        <!-- Zuerst werden in einem eigenen Block "Netz" die allgemeinen
              Informationen ueber das Ersatz-NS-Netz abgelegt -->
        <Allgemeine_Angaben>
          <Netzbetreibernummer>xxxxxx</Netzbetreibernummer>
          <Netzbetreibername>xxxxxx</Netzbetreibername>
          <!-- Das Datenfeld "Jahr" kann hier entfallen, siehe
                "Berichtsjahr" oben -->
          <Netznummer>VEOE_NS</Netznummer>
          <Nennspannung>0</Nennspannung><!-- in kV -->
          <Spannungsgruppe>0</Spannungsgruppe>
          <Netzart/>
          <!-- Der Eintrag "Uebertragene_Energie" bezieht sich auf das
                Datenfeld "Gesamtenergieabgabe" -->
          <Uebertragene_Energie>0,0</Uebertragene_Energie>
        </Allgemeine_Angaben>
        <Netzdaten_A>
          <Netzkunden>0</ Netzkunden >
        </Netzdaten_A >
      </Netz>
    <Netz>
      <!-- Je Netz wird ein eigener Block "Netz" eingefuegt -->
      <Allgemeine_Angaben>
        <Netzbetreibernummer>xxxxxx</Netzbetreibernummer>
        <Netzbetreibername>xxxxxx</Netzbetreibername>

```



```

<!-- Das Datenfeld "Jahr" kann hier entfallen, siehe
      "Berichtsjahr" oben -->
<Netznummer>XXXXX</Netznummer>
<Nennspannung>0,0</Nennspannung><!-- in kV -->
<Spannungsgruppe>X</Spannungsgruppe>
<Netzart>X</Netzart>
<Sternpunktbehandlung>X</Sternpunktbehandlung>
<ES_Erfassung>X</ES_Erfassung>
<Anzahl_Netze>X</Anzahl_Netze>
<!-- Der Eintrag "Uebertragene_Energie" bezieht sich auf das
      Datenfeld "Gesamtenergieabgabe" -->
<Netzkunden>0</Netzkunden><!-- in Stueck -->
<Uebertragene_Energie>0,0</Uebertragene_Energie><!-- in GWh-->
</Allgemeine_Angaben>
<Freileitungen_Kabel>
  <!-- "SKL" ist die Abkuerzung fuer Stromkreislaenge -->
  <SKL_Freileitung>0,0</SKL_Freileitung><!-- in km -->
  <Trassenlaenge_Mehrfachleitung>0,0
    </Trassenlaenge_Mehrfachleitung><!-- in km -->
  <SKL_Kabel_papierisoliert>0,0</SKL_Kabel_papierisoliert>
    <!-- in km -->
  <SKL_Kabel_PE>0,0</SKL_Kabel_PE><!-- in km -->
  <SKL_Kabel_VPE>0,0</SKL_Kabel_VPE><!-- in km -->
  <SKL_Kabel_Kunststoff_sonstige>0,0
    </SKL_Kabel_Kunststoff_sonstige><!-- in km -->
  <SKL_Kabel_Oel>0,0</SKL_Kabel_Oel><!-- in km -->
  <SKL_Kabel_Gasaussendruck>0,0</SKL_Kabel_Gasaussendruck>
    <!-- in km -->
  <SKL_Kabel_Gasinnendruck>0,0</SKL_Kabel_Gasinnendruck>
    <!-- in km -->
  <SKL_Kabel_sonstige>0,0</SKL_Kabel_sonstige><!-- in km -->
</Freileitungen_Kabel>
<Ortsnetzstationen>
  <!-- Ortsnetzstationen -->
  <Maststationen>0</Maststationen><!-- in Stueck -->

```

```
<Kompaktstationen_luftisoliert>0
    </Kompaktstationen_luftisoliert><!-- in Stueck -->
<Kompaktstationen_gasisoliert>0
    </Kompaktstationen_gasisoliert><!-- in Stueck -->
<Gebauestationen_luftisoliert>0
    </Gebauestationen_luftisoliert><!-- in Stueck -->
<Gebauestationen_gasisoliert>0
    </Gebauestationen_gasisoliert><!-- in Stueck -->
<Einbaustationen_luftisoliert>0
    </Einbaustationen_luftisoliert><!-- in Stueck -->
<Einbaustationen_gasisoliert>0
    </Einbaustationen_gasisoliert><!-- in Stueck -->
<Ortsnetzstationen_sonstige>0
    </Ortsnetzstationen_sonstige><!-- in Stueck -->
<!-- Kundenstationen -->
<Kundenstationen>0</Kundenstationen><!-- in Stueck -->
<!-- Felder in Ortsnetzstationen -->
<Felder_Maststationen>0</Felder_Maststationen><!--in Stueck-->
<Felder_Kompaktstationen_luftisoliert>0
    </Felder_Kompaktstationen_luftisoliert><!--in Stueck-->
<Felder_Kompaktstationen_gasisoliert>0
    </Felder_Kompaktstationen_gasisoliert><!--in Stueck-->
<Felder_Gebauestationen_luftisoliert>0
    </Felder_Gebauestationen_luftisoliert><!--in Stueck-->
<Felder_Gebauestationen_gasisoliert>0
    </Felder_Gebauestationen_gasisoliert><!--in Stueck-->
<Felder_Einbaustationen_luftisoliert>0
    </Felder_Einbaustationen_luftisoliert><!--in Stueck-->
<Felder_Einbaustationen_gasisoliert>0
    </Felder_Einbaustationen_gasisoliert><!--in Stueck -->
<Felder_Ortsnetzstationen_sonstige>0
    </Felder_Ortsnetzstationen_sonstige><!-- in Stueck -->
</Ortsnetzstationen>
```

```

<Umspannwerke>
  <!-- Schaltanlagen (SA) -->
  <Freiluft_SA_luftisoliert>0</Freiluft_SA_luftisoliert>
    <!-- in Stueck -->
  <Innenraum_SA_luftisoliert_offen>0
    </Innenraum_SA_luftisoliert_offen><!-- in Stueck -->
  <Innenraum_SA_luftisoliert_metallgekapselt>0
    </Innenraum_SA_luftisoliert_metallgekapselt><!--in Stueck-->
  <SA_gasisoliert>0</SA_gasisoliert><!-- in Stueck -->
  <SA_sonstige>0</SA_sonstige><!-- in Stueck -->
  <!-- Felder in Schaltanlagen -->
  <Felder_Freiluft_SA_luftisoliert>0
    </Felder_Freiluft_SA_luftisoliert><!-- in Stueck -->
  <Felder_Innenraum_SA_luftisoliert_offen>0
    </Felder_Innenraum_SA_luftisoliert_offen><!--inStueck-->
  <Felder_Innenraum_SA_luftisoliert_metallgekapselt>0
    </Felder_Innenraum_SA_luftisoliert_metallgekapselt>
      <!-- in Stueck -->
  <Felder_SA_gasisoliert>0</Felder_SA_gasisoliert><!--in Stueck-->
  <Felder_SA_sonstige>0</Felder_SA_sonstige><!-- in Stueck -->
</Umspannwerke>
<Schaltgeraete>
  <Leistungsschalter>0</Leistungsschalter><!--in Drehstromsaetzen-->
  <Trenn_Lasttrennschalter>0</Trenn_Lasttrennschalter>
    <!-- in Drehstromsaetzen -->
</Schaltgeraete>
<Transformatoren>
  <Netztransformatoren>0</Netztransformatoren>
    <!-- in Drehstromsaetzen -->
  <Kundentransformatoren>0</Kundentransformatoren>
    <!-- in Drehstromsaetzen -->
  <!-- Bemessungsscheinleistungen undifferenziert -->
  <Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung>0,0
    </Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung><!--in MVA-->
  <Kundentransformatoren_Bemessungsscheinleistung>0,0
    </Kundentransformatoren_Bemessungsscheinleistung><!--in MVA-->

```

```

    <!-- Bemessungsscheinleistungen differenziert nach
         Unterspannungen (hier beispielhaft fuer 380-kV-Netz:
         Transformatoren auf 220 kV und auf 110 kV),
         jeweils in MVA -->
    <Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_220>0,0
        </Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_220>
    <Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_110>0,0
        </Netztransformatoren_Bemessungsscheinleistung_110>
    </Transformatoren>
</Netz>
</Netzdaten>
</VEÖE-Daten>

```

## 7.5 Meldung der Störungsdaten

Das nachfolgende XML-Listing zeigt die Struktur der Datei zur Meldung der Störungsdaten. Dabei sind Kommentare in grüner Schrift dargestellt, und die Datenfelder zur Eintragung der Werte sind durch fett gedruckte Platzhalter markiert:

- **"xxxxx"** bedeutet, dass hier in einem Textfeld ein freier Text eingetragen werden kann.
- **"X"**, **"XX"**, bzw. **"XXX"** bedeutet, dass hier in einem Textfeld eine Kennziffer mit einer, zwei bzw. drei Zeichen entsprechend dem jeweils gültigen Kennziffernverzeichnis einzutragen ist.
- **"0"** bedeutet, dass hier eine ganze Zahl einzutragen ist.
- **"0,0"** bedeutet, dass hier eine Dezimalzahl einzutragen ist.
- **"00.00.0000 00:00:00"** bedeutet, dass hier eine Datums- und Zeitangabe einzutragen ist.
- **"VEÖ-2005-01-B"** ist ein Beispiel für eine eingetragene Versionskennzeichnung. In dem Listing ist die Struktur für die Meldung nach dem Erfassungsschema B dargestellt; im Erfassungsschema A sind, wie im Kapitel 3 beschrieben, einige Datenfelder nicht relevant. Diese werden bei Meldung nach dem Erfassungsschema A in der Datei ausgelassen.
- **"2005"** ist ein Beispiel für ein eingetragenes Berichtsjahr.

**Schema A/B**

```

<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!-- Die erste Zeile enthaelt Informationen ueber die XML-Version -->
<VEOE-Daten>
<!-- Zunaechst wird die Versionskennung verschluesselt -->
<!-- Diese Angabe gilt fuer die gesamte Datei! -->
<Version>VEOE-2005-01-B</Version>
  <Stoerungsdaten>
    <!-- Fuer mehrere Berichtsjahre koennen jeweils einzelne Bloecke -->
    <!-- "Stoerungsdaten" angelegt werden -->
    <Berichtsjahr>2005</Berichtsjahr>
    <Stoerung>
      <!-- Je Stoerung wird ein eigener Block "Stoerung" eingefuegt -->
      <Organisationsinformationen>
        <Netzbetreibernummer_XN>xxxxx</Netzbetreibernummer_XN>
        <Netznummer_N>xxxxx</Netznummer_N>
        <Stoerungsnummer_O>xxxxx</Stoerungsnummer_O>
      </Organisationsinformationen>
      <Netzbeschreibung>
        <Spannungsgruppe_XU>X</Spannungsgruppe_XU>
        <Netzart_XL>X</Netzart_XL>
        <Sternpunktbehandlung_XS>X</Sternpunktbehandlung_XS>
        <ES_Erfassung_XE>X</ES_Erfassung_XE>
      </Netzbeschreibung>
      <Stoerungseintritt>
        <Stoerungsbeginn_TA>00.00.0000 00:00:00</Stoerungsbeginn_TA>
        <Stoerungsanlass_A>XX</Stoerungsanlass_A>
        <Stoerungsauswirkung_B>XX</Stoerungsauswirkung_B>
        <Fehlerart_C>XX</Fehlerart_C>
        <Versorgungsunterbrechung_RE>X</Versorgungsunterbrechung_RE>
        <Rueckwirkung_HR>X</Rueckwirkung_HR>
        <Naturkatastrophe_NK>xxxxx</Naturkatastrophe_NK>
        <Sonstige_ECG_Anmerkung_AN>xxxxx</Sonstige_ECG_Anmerkung_AN>
      </Stoerungseintritt>
      <Fehlerorte_Stoerungsverlauf>

```

```

<!-- Je Fehlerort wird ein Block "Fehlerort" angelegt -->
<!-- Der erste Fehlerort muss dabei im ersten Block
       verschlüsselt werden -->

<Fehlerort>
  <Fehlerort_E>XXX</Fehlerort_E>
  <Ausfallart_RAB>X</Ausfallart_RAB>
  <Aus_Dauer_ED>0,0</Aus_Dauer_ED><!-- in h -->
  <Schaeden_EI>X</Schaeden_EI>
</Fehlerort>
</Fehlerorte_Stoerungsverlauf>
<Versorgungsunterbrechungen>
  <VU_Beginn_TVA>00.00.0000 00:00:00</VU_Beginn_TVA>
  <VU_Ende_TVE>00.00.0000 00:00:00</VU_Ende_TVE>
  <MS_MS_Transformator_MST>X</MS_MS_Transformator_MST>
  <Unterbrochene_Kunden_RT>0</Unterbrochene_Kunden_RT>
  <!-- Anzahl -->
  <Unterbrochene_KundenMinuten_RO3>0,0
    </Unterbrochene_KundenMinuten_RO3><!-- in KundenMin -->
  <Unterbrochene_Stationen_RN4>0</Unterbrochene_Stationen_RN4>
  <!-- Anzahl -->
  <Unterbrochene_StationsMinuten_RO4>0,0
    </Unterbrochene_StationsMinuten_RO4><!-- in StationsMin -->
  <!-- Wenn sowohl Netzkunden bzw. Ortsnetztransformatoren
       (MS/NS) als auch MS-MS-Transformatoren von Versorgungsunter-
       brechungen betroffen sind, so werden zwei getrennte Bloecke
       "Versorgungsunterbrechungen" exportiert.
       Im ersten Block werden die Versorgungsunterbrechungen der
       Netzkunden bzw. Ortsnetztransformatoren zusammengefasst, und
       im zweiten Block die Versorgungsunterbrechungen der MS-MS-
       Transformatoren. -->
  <!-- Bei Versorgungsunterbrechungen in HS- oder HoeS-Netzen-->
  <Unterbrochene_Wirkleistung_RN1>0,0
    </Unterbrochene_Wirkleistung_RN1><!-- in MW -->
  <Unterbrochene_MWmin_RO1>0,0</Unterbrochene_MWmin_RO1>
  <!-- in MWmin -->

```

```
<!-- Bei Versorgungsunterbrechungen in MS-Netzen -->
<Unterbrochene_Bemessungsscheinleistung_RN2>0,0
  </Unterbrochene_Bemessungsscheinleistung_RN2><!-- in MVA -->
<Unterbrochene_MVAmin_R02>0,0</Unterbrochene_MVAmin_R02>
  <!-- in MVAmin -->
</Versorgungsunterbrechungen>
</Stoerung>
</Stoerungsdaten>
</VEOE-Daten>
```

## 8 Statistische Auswertung

### 8.1 Allgemeines

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Schemata der systematischen Erfassung und Beschreibung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen sind Basis der statistischen Auswertung. Aus den Daten nach Erfassungsschema A und B kann eine detaillierte Verfügbarkeitsstatistik zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit aus Kundensicht ermittelt werden. Die Daten nach Erfassungsschema B ermöglichen die Erstellung einer umfassenden Störungsstatistik, mit der Störungsschwerpunkte und charakteristische Störungsverläufe erkannt sowie positive oder auch negative Entwicklungen aus getroffenen oder künftig beabsichtigten Maßnahmen abgeschätzt werden können. Zusätzlich können aus dieser breiten Datenbasis verlässliche Eingangsdaten für probabilistische Zuverlässigkeitsberechnungen gewonnen werden.

### 8.2 Auswertungen der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik

#### 8.2.1 Interne Auswertungen der Netzbetreiber

Die nach dem Erfassungsschema der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik zusammengestellten Störungsmeldungen ermöglichen dem jeweiligen Netzbetreiber natürlich auch umfassende Auswertungen der Störungsmeldungen für eigene Zwecke. Der Umfang der Erfassung in der VEÖ-Störungsstatistik gestattet die Analyse vielfältiger Fragestellungen.

Es empfiehlt sich hierbei, neben besonderen Auswertungen eine jährlich gleichartige Auswertung des Störungsgeschehens und der Versorgungsunterbrechungen vorzunehmen, um die Jahresergebnisse sowohl untereinander als auch mit den Gesamtergebnissen der Auswertung des VEÖ (siehe nächster Abschnitt) vergleichen zu können.

#### 8.2.2 Österreichweite Auswertung des VEÖ

Die gesamten Meldungen eines Jahres zu Störungen und Versorgungsunterbrechungen in Netzen der öffentlichen elektrischen Energieversorgung in Deutschland werden vom VEÖ gesammelt und in einer einheitlichen Auswertung aufbereitet. Die Ergebnisse werden in einer Jahresbroschüre zusammengestellt und vom VEÖ in geeigneter Art und Weise veröffentlicht.



Diese österreichweite Auswertung gibt einen Überblick über die Häufung der wichtigsten Kennzahlen zur Verfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung sowie über die wichtigsten Störungsmerkmale. Insbesondere erlauben die Ergebnisse den Vergleich mit anderen Berichtsjahren.

Einen wesentlichen Anteil an den Ergebnissen haben dabei bezogene Kennzahlen. Bezogene Kennzahlen erlauben es einzelnen Netzbetreibern festzustellen, wo ihre eigenen Kennzahlen im Vergleich mit dem deutschlandweiten Durchschnitt der an der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik teilnehmenden Netzbetreiber liegen.

Die Beschreibung der Versorgungsunterbrechungen im Rahmen der Verfügbarkeitsstatistik soll darüber hinaus auch dem internationalen Vergleich dienen. Die Kennzahlen zur Verfügbarkeit werden daher in Anlehnung an die DISQUAL-Empfehlungen [4] (siehe auch Abschnitt 8.3) ermittelt. Dabei muss allerdings zwischen zwei verschiedenen Auswertungen unterschieden werden:

- In der "Verfügbarkeitsstatistik" werden alle gemeldeten Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt. Dabei gilt die in dieser Anleitung beschriebene Definition von Versorgungsunterbrechungen, insbesondere werden alle Unterbrechungen **ab einer Dauer von 1 Sekunde** betrachtet. Die Kennziffern der Verfügbarkeit werden von dieser Definition ausgehend in Anlehnung an die DISQUAL-Empfehlungen [4] ermittelt.
- In der "DISQUAL-Statistik" werden die Kennziffern der Verfügbarkeit dagegen genau wie in den DISQUAL-Empfehlungen [4] beschrieben ermittelt. Dies bedeutet insbesondere, dass Versorgungsunterbrechungen erst **ab einer Dauer von 3 Minuten** berücksichtigt werden.

Diese Definition wird auch in den Auswertungen der ECG verwendet und ist insbesondere auch für die internationale Vergleichbarkeit der Kennziffern von Bedeutung.

### 8.2.3 Sonderauswertungen

Schließlich sind noch individuelle, zweck- und zielgruppenorientierte Einzelauswertungen möglich. Sonderauswertungen können auch für zurückliegende Berichtsjahre mit allen Kennziffern des jeweils gültigen Kennziffernverzeichnisses für verschiedene Abhängigkeiten zwischen den Störungskennzeichen durchgeführt werden. Unter Zielgruppen werden hier zunächst die Netzbetreiber, dann aber auch die Industrie, Beratungsunternehmen oder Forschungseinrichtungen verstanden. Rückfragen hierzu beantwortet die Hauptgeschäftsstelle des VEÖ in Wien:

Verband der Elektrizitätsunternehmen – VEÖ

Frau Ursula Tauschek

Brahmsplatz 3

1040 Wien

Telefon +43 1 501 98 0

Fax +43 1 505 12 18

E-Mail: [u.tauschek@veoe.at](mailto:u.tauschek@veoe.at).

Sonderauswertungen werden gegen Kostenerstattung durchgeführt.

### 8.3 Grundlagen zur Erstellung der Verfügbarkeitsstatistik

Die Verfügbarkeitskenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit der Verteilnetze werden in Anlehnung an die DISQUAL-Empfehlungen [5] ermittelt. Dabei kommt für die Netze der Mittelspannungsebene insbesondere das so genannte Verfahren b zur Anwendung.

Die einzelnen Kenngrößen und die Berechnungsformeln sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt. Die Kenngrößen beschreiben die Verfügbarkeit der Versorgung mit elektrischer Energie aus Sicht der Kunden. Es handelt sich dabei allerdings um Systemkenngrößen, die für einzelne Versorgungsgebiete ermittelt werden können.

**Tabelle 8-1: Verfügbarkeitskenngrößen nach DISQUAL**

Kenngröße	Einheit	Berechnung nach Verfahren a	Berechnung nach Verfahren b	Berechnung nach Verfahren c
Unterbrechungshäufigkeit (interruption frequency)	1/a	$H_U = \frac{\sum_j n_j}{N_{\text{ges}}}$	$H_U = \frac{\sum_j s_j}{S_{\text{ges}}}$	$H_U = \frac{\sum_j m_j}{M_{\text{ges}}}$
Nichtverfügbarkeit (supply unavailability)	min/a	$Q_U = \frac{\sum_j n_j t_j}{N_{\text{ges}}}$	$Q_U = \frac{\sum_j s_j t_j}{S_{\text{ges}}}$	$Q_U = \frac{\sum_j m_j t_j}{M_{\text{ges}}}$
Unterbrechungsdauer (interruption duration)	min	$T_U = \frac{\sum_j n_j t_j}{\sum_j n_j}$	$T_U = \frac{\sum_j s_j t_j}{\sum_j s_j}$	$T_U = \frac{\sum_j m_j t_j}{\sum_j m_j}$
Erläuterungen	$n_j$ Anzahl der unterbrochenen Kunden je Versorgungsstufe $N_{\text{ges}}$ Anzahl der insgesamt versorgten Kunden $s_j$ Unterbrochene Bemessungsscheinleistung je Versorgungsstufe $S_{\text{ges}}$ Insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung $m_j$ Anzahl der unterbrochenen Stationen je Versorgungsstufe $M_{\text{ges}}$ Gesamte Stationsanzahl $t_j$ Dauer der Versorgungsstufe $j$ Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen			

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit der Republik Österreich: 486. Verordnung – Anordnung statistischer Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft BGBl. II 2001/486.
- [2] VDEW: Anleitung zur systematischen Erfassung von Störungen und Schäden in Netzen über 1 kV und deren statistische Auswertung.  
4. Ausgabe, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt am Main, 1994
- [3] VDN: VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. Anleitung. Systematische Erfassung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen und deren statistische Auswertung.  
5. Ausgabe, VDN, Berlin, 2004
- [4] ECG: Ausfalls- und Störungsstatistik. Ausfüllhilfe für die Datenerhebung.  
Energie-Control GmbH, Wien, 2003
- [5] DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices  
UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997
- [6] Schweer, A.: Kenngrößen der Verfügbarkeit elektrischer Energieversorgung (Deutsche Übersetzung zu [4]).  
RWE Energie, Essen, 1997
- [7] Wellßow, W.H.: Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung.  
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1986
- [8] Koglin, H.-J.: Versorgungszuverlässigkeit.  
In: Hosemann, G. (Hrsg.): Hütte Taschenbücher der Technik. Elektrische Energietechnik. Band 3 Netze.  
29. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo, 1988
- [9] Bitzer, B.: Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen.  
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1981
- [10] <http://www.w3c.org/xml>
- [11] Bloemhof, G.A.; Knijp, J.: Squeezing margins: Reducing costs while balancing risks.  
16th CIRED, Amsterdam, 2001

- [12] Boffo, W.; Koglin, H. J.; Wellßow, W.H.: Zuverlässigkeitsberechnungen mit Daten aus der VDEW-Störungsstatistik.  
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 278-286, 1994
- [13] Böse, C.; Hügel, R.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.: Auswertungen der VDEW-Störungsstatistik für Zuverlässigkeitsanalysen.  
ELEKTRIE 51, Heft 03/04, S. 130-139, 1997
- [14] Obergünner, M.; Schwan, M.; Krane, Ch.; Pietsch, K.; Sengbusch, K. von; Bock, C.; Quadflieg, D.: Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik. Neue Auswertung der Berichtsjahre 1994 bis 2001. ew 103, Heft 15, S. 32-36, 2004
- [15] Clemens, G.; Hartmann, Th.; Haubrich, H.-J.; Koglin, H.-J.; Luther, M.; Mondovic, A.; Neumann, H.; Nippert, Th.; Paechnitz, C.; Reinisch, R.; Röstel, Th.; Schwan, M.; Weber, Th.; Wellßow, W.H.; Zimmermann, U.; Zdrallek, M.: Zur Aussagekraft der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsberechnungen.  
Elektrizitätswirtschaft 98, Heft 16, S. 30-33, 1999
- [16] DIN 400041: Zuverlässigkeit, Begriffe.  
Ausgabe 1990-12, Beuth Verlag, Berlin, Köln, 1990
- [17] Faß, R.; Koglin, H.-J.; Lebeau, H.; Motl, G.; Neumann, H.; Schänzle, J.; Schweer, A. H.; Wellßow, W. H.: The enhanced scheme of German statistics for pooling outages in HV and EHV networks.  
Cigré-Symposium, Paper 5-05, Montreal, 1991
- [18] Faß, R.; Koglin, H.-J.; Nick, W.R.: Die VDEW-Störungsstatistik als Grundlage für Zuverlässigkeitskenngrößen.  
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 271-277, 1994
- [19] Gebler, H.: Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische Energieversorgungsnetze.  
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1981
- [20] Hügel, R.; Motl, G.; Schweer, A.: Standardauswertungen und Nutzen der VDEW-Störungsstatistik.  
Elektrizitätswirtschaft 93, Heft 6, S. 256-265, 1994
- [21] IEC 60050: International Electrotechnical Vocabulary (various chapters).  
International Electrotechnical Commission (IEC), Genf, 1990

- [22] Kaufmann, W.; Siemes, B.; Bitzer, B.: Zuverlässigkeitsüberlegungen in der elektrischen Netztechnik unter Verwendung der Störungsstatistik.  
Elektrizitätswirtschaft 78, Heft 2, S. 338-341, 1979
- [23] Neumann, H.; Weber, Th.: Aspects to the need of a powerful statistics of incidents in a liberalized market.  
IEEE Power Tech Conference, Porto, 2001
- [24] VDEW/FGH-Seminar: VDEW-Störungsstatistik – Ein Instrument im Wettbewerb.  
Mannheim, 2001
- [25] VDN-Infotag: Neues Erfassungsschema der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik,  
Mannheim und Hannover, 2003
- [26] VDN Projektgruppe Störungsstatistik: Neues Erfassungsschema der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Anpassungen an die Erfordernisse im liberalisierten Markt, ew  
103, Heft 4, S. 30-33, 2004
- [27] CEER, Council of European Energy Regulators, Working Group on Quality of Electricity Supply: Quality of Electricity Supply: Initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies.  
Autorità per l'energia elettrica e il gas, Milano, 2001
- [28] CEER, Council of European Energy Regulators, Working Group on Quality of Electricity Supply: Second benchmarking report on quality of electricity supply.  
Autorità per l'energia elettrica e il gas, Milano, 2003
- [29] ECG: Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2002.  
Energie-Control GmbH, Wien, 2003
- [30] ECG: Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich. Ergebnisse 2003.  
Energie-Control GmbH, Wien, 2004

## 10 Änderungsprotokoll

### 1. Ausgabe November 2004

Diese Ausgabe stellt die Originalausgabe dar.

### 1. Ausgabe Juni 2005

In diese Ausgabe wurde die folgende Überarbeitung aufgenommen:

- Abschnitt 2.3.1  
Vor der Aufzählung der Ereignisse, die zu einer Störung führen, wird der folgende Absatz eingefügt:  
"Im Rahmen dieser Statistik wird nur die Leistungsentnahme von Netzkunden berücksichtigt. Eventuelle Auswirkungen auf Erzeugungsanlagen werden nicht betrachtet."
- Abschnitt 3.1  
In der Auflistung der quantitativen Netzdaten des Erfassungsschemas A in Tabelle 3-2 wird die Zeile "Anzahl Ortsnetzstationen" ergänzt.
- Abschnitt 4.4.4  
Zu den Kennziffern B **62** – B **64** wird die folgende Erläuterung ergänzt:  
"Liegt eine störungsbedingte Ausschaltung von Hand (nicht geplant) vor, so dürfen für keinen Fehlerort die Ausfallarten RAB **0** "Erfolgreiche AWE (nur in Verbindung mit Folgeereignis)", RAB **1** "Einfachausfall mit Schutzauslösung", RAB **4** "Mehrfacherdschluss mit Mehrfachausfall" oder RAB **5** "Schutzüberfunktion als Folgeausfall" angegeben werden."
- Abschnitt 4.5.3  
Vor Tabelle 4-27 wird der Satz:  
"Tritt kein Ausfall am entsprechenden Fehlerort ein (z. B. selbsterlöschender Erdschluss), so bleibt das Feld Ausfallart RAB frei."  
ersetzt durch:  
"Ist die Störungsauswirkung B **11** "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" oder B **21/23** "Erfolgreiche (2-fach) AWE", so sind keine Angaben zur Ausfallart RAB und zur Aus-Dauer ED erforderlich. Beispiele für entsprechende Fehler sind selbsterlöschende Erdschlüsse und erfolgreiche AWE. Treten aber im Verlauf einer Störung z. B. selbsterlöschende Erdschlüsse oder erfolgreiche AWE an einem Fehlerort, und Ausschaltungen an weiteren Fehlerorten auf, so ist die Störungsauswirkung nicht mehr B **11** oder B **21/23**. Es ist vielmehr die schwerwiegendste Störungsauswirkung, z. B. B **46** "Ausschaltung durch

Schutzeinrichtung, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung", zu verschlüsseln. Für die von selbsterlöschenden Erdschlüssen oder erfolgreichen AWE betroffenen Fehlerorte ist dann z. B. die Ausfallart RAB 9 "Sonstige Ausfallart" und als Aus-Dauer ED der Wert "0,0 h" (heißt: "nicht relevant") anzugeben."

- Abschnitt 4.5.3

Die Erläuterung zu der Kennziffer RAB U "Unverzögerte Handausschaltung" wird gestrichen.

- Kapitel 5

In der Begriffsdefinition der "Ausfallart 'Einfachausfall mit Schutzauslösung'" wird am Ende des ersten Satzes der folgende Text eingefügt:

"[...] und der eine automatische Schutzauslösung zur Folge hat."

- Kapitel 5

In den Begriffsdefinitionen der "Ausfallart 'Handausschaltung, unverzögert'" und der "Ausfallart 'Handausschaltung, verzögert'" wird der Ausdruck:

"[...] Sicherstellung der Versorgung der Netzkunden [...]"

ersetzt durch:

"[...] Sicherstellung der Versorgung von Netzkunden [...]"

- Kapitel 5

Die folgende Begriffsdefinition der "maximalen Wiederversorgungsdauer, mittlere" wurde ergänzt:

"Die mittlere maximale Wiederversorgungsdauer ist der über alle betrachteten Störungen mit Versorgungsunterbrechungen gebildete Mittelwert der Zeitdauern zwischen dem Beginn der zeitlich ersten Versorgungsstufe und dem Ende der zeitlich letzten Versorgungsstufe einer Störung. Die Dauern eventueller Vollversorgungen im Ablauf einer Störung werden dabei nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zur mittleren Unterbrechungsdauer, die eine Kenngröße zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit ist, ist die mittlere maximale Wiederversorgungsdauer eine Kenngröße des Netzbetriebs."

- Kapitel 5

In der Begriffsdefinition von "Netzkunde (Niederspannung)" wurde zwischen dem ersten und dem zweiten Absatz der folgende Absatz ergänzt:

"Keine Netzkunden im Sinne dieser Statistik sind Straßenleuchten, Reklametafeln, Fahrgastunterstände, Telefonzellen etc."



- Kapitel 5

Die folgende Begriffsdefinition der "Versorgungsstufe" wird ergänzt:

"Eine Versorgungsstufe ist gekennzeichnet durch einen Start- und einen Endzeitpunkt, zwischen denen ein Netzkunde bzw. eine Gruppe von Netzkunden durchgehend von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist bzw. sind.

Eine Versorgungsunterbrechung wird durch mindestens eine Versorgungsstufe beschrieben. Bei komplexen Störungsabläufen können unterschiedliche Netzkunden zu unterschiedlichen Zeitpunkten von Versorgungsunterbrechungen unterschiedlicher Dauer betroffen sein. Die Versorgungsunterbrechung, die dieser Störung zugeordnet wird, wird dann durch mehrere Versorgungsstufen beschrieben."

- Kapitel 5

In der Begriffsdefinition der "Versorgungsunterbrechungsdauer" wird nach dem ersten Satz der folgende Absatz ergänzt:

"Die Dauern eventueller Vollversorgungen im Ablauf einer Störung werden dabei nicht berücksichtigt. Die Versorgungsunterbrechungsdauer wird als Differenz zwischen dem Merkmal TVE "Berechnetes Ende der Versorgungsunterbrechung" und TVA "Beginn der Versorgungsunterbrechung" berechnet."

- Abschnitt 6.2.3

In der Verschlüsselung dieses Beispiels wird die Kennziffer für den Störungsanlass A "Sturm" von A **18** auf A **12** korrigiert.

Beim zweiten Fehlerort E **910** "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" ist die Angabe einer Aus-Dauer nicht erforderlich; der Eintrag im Feld Aus-Dauer ED wird gelöscht.

- Abschnitt 6.2.4

In der Verschlüsselung der 10-kV-Störung dieses Beispiels wird der Eintrag für die Ausfallart RAB von RAB **8** auf RAB **F** "Ausfall im Fremdnetz oder im nicht betrachteten Eigennetz" korrigiert.

- Abschnitt 6.2.5

In der Bemerkung zu diesem Beispiel wird der Satz:

"Bei einem selbsterlöschenden Erdschluss sind keine Angaben zur Ausfallart RAB und zur Aus-Dauer ED erforderlich."

ersetzt durch:

"Ist die Störungsauswirkung B **11** "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" oder B **21/23** "Erfolgreiche (2-fach) AWE", so sind keine Angaben zur Ausfallart RAB und zur Aus-Dauer ED erforderlich. Beispiele für entsprechende Fehler sind selbsterlöschende Erdschlüsse und

erfolgreiche AWE.

Treten aber im Verlauf einer Störung z. B. selbsterlöschende Erdschlüsse oder erfolgreiche AWE an einem Fehlerort, und Ausschaltungen an weiteren Fehlerorten auf, so ist die Störungsauswirkung nicht mehr B **11** oder B **21/23**. Es ist vielmehr die schwerwiegendste Störungsauswirkung, z. B. B **46** "Ausschaltung durch Schutzeinrichtung, ohne AWE, ohne sofortige Einschaltung", zu verschlüsseln. Für die von selbsterlöschenden Erdschlüssen oder erfolgreichen AWE betroffenen Fehlerorte ist dann z. B. die Ausfallart RAB **9** "Sonstige Ausfallart" und als Aus-Dauer ED der Wert "0,0 h" (heißt: "nicht relevant") anzugeben."

In der Verschlüsselung der 110-kV-Störung wird der Eintrag für die Ausfallart RAB auf RAB **9** "Sonstige Ausfallart" und für die Aus-Dauer ED auf "0,0 h" korrigiert.

- Abschnitt 6.3.1

Beim zweiten Fehlerort E **910** "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" ist die Angabe einer Aus-Dauer nicht erforderlich; der Eintrag im Feld Aus-Dauer ED wird gelöscht.

- Abschnitt 6.3.5

In der Verschlüsselung dieses Beispiels wird der Eintrag für den Fehlerort E von E **G0B** auf E **G0C** "Gebäudestation, luftisoliert, Feld Lasttrennschalter sammelschieneneseitig" korrigiert.

- Abschnitt 6.3.9

In der Verschlüsselung der Störung im 30-kV-Eigennetz dieses Beispiels wird der Eintrag für die Ausfallart RAB gelöscht, da es sich um eine Störung mit der Störungsauswirkung B **11** "Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels" handelt.

- Abschnitt 6.3.11

Beim zweiten Fehlerort E **910** "Schutzeinrichtung bei Schutzfehlfunktion" ist die Angabe einer Aus-Dauer nicht erforderlich; der Eintrag im Feld Aus-Dauer ED wird gelöscht.