

# Einfluss von Fehlerrichtungsanzeigern sowie der Genauigkeit der Fehlerortung auf die Versorgungssicherheit

**Hans-Peter Vetö**

TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

## **Kurzfassung:**

Eine Aufgabe von Verteilnetzbetreibern ist unter anderem die Sicherstellung eines zuverlässigen und sicheren Netzbetriebes und der raschen Wiederherstellung der Versorgung nach einer Störung. Fehler in Mittelspannungsnetzen führen auf Grund der Netztopologie und der Betriebsweise meist zu einer Versorgungsunterbrechung beim Kunden. Die Dauer für die Lokalisierung der Fehlerstelle sowie für die Reparatur, bzw. das Freischalten des schadhaften Betriebsmittels wirken sich dabei maßgeblich auf die Zuverlässigkeitskenngrößen und die Versorgungssicherheit aus. In wie weit sich Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger, die Genauigkeit der Fehlerortung durch den Schutz, sowie der Einsatz von fernbedienbaren Trennstellen auf die Zuverlässigkeitskenngrößen auswirken, wird in diesem Beitrag untersucht.

**Keywords:** Versorgungssicherheit, Zuverlässigkeit, Kurz- Erdschlussanzeiger

## **1 Einleitung**

An Hand eines 20-kV-Stadtnetzes (reines Kabelnetz) bestehend aus sechs Netzgruppen und ca. 92 Ortsnetzstationen wird der Einfluss von Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeigern sowie der Fehlerortung auf die Versorgungssicherheit gezeigt. Weiters wird als Option der Einsatz von fernbedienbaren Lastschaltern in vier Ortsnetzstationen gegenüber vor-Ort schaltbaren Lastschaltern, sowie ein geänderter Netzbetrieb mit zweiseitiger Speisung aus dem 110-kV-Netz und offenen Trennstellen untersucht.

Als Ausfallmodelle wurden Einfachausfälle (Schutzauslösung), stehender einpoliger Erdschluss sowie Handabschaltung (Abschaltung durch das Personal) berücksichtigt.

### **1.1 Annahmen für die Simulation**

Sämtlichen Betriebsmitteln wurden Zuverlässigkeitskennwerte zugewiesen, allerdings wurden nur Ausfälle an den Kabeln in der Simulation berücksichtigt, alle anderen Betriebsmittel wurden als „zuverlässigkeitsmäßig“ ideal angenommen. Dies führt dazu, dass Ausfälle an Leistungsschaltern nicht betrachtet wurden und somit auch die Ausfallmodelle Unabhängiger Einfachausfall + Schutzversager, bzw. Unabhängiger Einfachausfall + Schutzüberfunktion keine Auswirkungen haben.

Weiters wurde bei der Zuverlässigkeitsberechnung die Option der Fehlerortung berücksichtigt, welche auch Maßnahmen zur Notstromversorgung beinhaltet. Die Notstromversorgung wird dabei derart realisiert, dass sämtliche Lasten, welche nicht auf andere Weise wiederversorgt werden können, innerhalb von 90 min. über eine Netzersatzanlage gespeist werden. Eine Leistungsbegrenzung wird dabei nicht berücksichtigt. Dies führt dazu, dass auch das Ausfallmodell Handabschaltung verzögert keine Auswirkungen hat, da im Vorfeld der Abschaltung bereits die Versorgung anderweitig sichergestellt wurde.

Das Ausfallmodell Einpoliger Erdschluss führt im gelöschten Netz zu keiner Schutzauslösung, sondern erfordert das Eingreifen des Personals in Form einer Abschaltung bei stehendem Erdschluss. Angenommen wurde jedoch, dass jeder einpolige Erdschluss zu einem mehrpoligen Fehler (Kurzschluss) führt und damit eine Schutzauslösung einhergeht. Dafür wurde das Netz nicht als kompensiert sondern als starr geerdet berücksichtigt. Jeder einpolige Erdschluss wird so als Kurzschluss interpretiert und führt zu einer Versorgungsunterbrechung.

Die 110/20-kV-Umspanner wurden mit einer automatischen Spannungsregelung an der Mittelspannungssammelschiene von  $U_{\text{SOLL}}=104\% U_N$  berücksichtigt. Die Speisespannung aus dem überlagerten 110-kV-Netz wurde ebenfalls mit  $104\% U_N$  angenommen.

Nähere Details zu den gewählten Einstellungen sind im Anhang ersichtlich.

## 1.2 Untersuchte Konzepte und Varianten

Fünf unterschiedliche Varianten im Hinblick auf den Einfluss der Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger sowie der Fehlerortung wurden dabei jeweils für drei unterschiedliche Netzkonzepte analysiert.

### Varianten für die Zuverlässigkeitsberechnung:

- ZUV1: In sämtlichen Ortsnetzstationen kommen keine Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger zum Einsatz
- ZUV2: Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger sind nur in jenen Stationen gemäß Abb.: 1 situiert
- ZUV3: In sämtlichen Stationen kommen Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger zum Einsatz
- ZUV4: Wie Variante ZUV2, jedoch erfolgt eine Fehlerortung durch den Schutz mit einer Genauigkeit von 500m
- ZUV5: Wie ZUV2, jedoch erfolgt eine Fehlerortung durch den Schutz mit einer Genauigkeit von 100m

### Netzkonzepte:

- ZUVA: Ausgangsnetz ohne fernbedienbare Lastschalter und einseitiger Netzeinspeisung durch das UW X
- ZUVB: Für vier Stationen erfolgt eine Leittechnikanbindung sowie der Einsatz von fernbedienbaren Lastschaltern. Ergänzend kommen dabei Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger mit Fernmeldung zum Einsatz

ZUVC: Wie ZUVB, jedoch erfolgt ein geänderter Netzbetrieb durch zweiseitige Netzeinspeisung, weiters werden die fernbedienbaren Lastschalter in den Stationen auf Seite von UW Y und SW Z geöffnet.

### 1.3 Berechnung kundenspezifischer Zuverlässigkeitskenngrößen

SAIFI: Mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen pro Kunde

CAIDI: Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro Kunde

SAIDI: Mittlere Nichtverfügbarkeit pro Kunde

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Kunden je Unterbrechung} \times \text{Dauer der Unterbrechung}}{\text{Anzahl der gesamten Kunden}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Kunden je Unterbrechung}}{\text{Anzahl der gesamten Kunden}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Kunden je Unterbrechung} \times \text{Dauer der Unterbrechung}}{\sum \text{Anzahl unterbrochener Kunden je Unterbrechung}}$$

Für die Anzahl der Kunden wurde fiktiv ein Kunde je Ortsnetzstation angenommen.

### 1.4 Topologie 20-kV-Kabelnetz

In Abb.: 1 ist die Topologie des untersuchten Netzes dargestellt. Das Mittelspannungsnetz wird einseitig über das UW X aus dem 110-kV-Netz gespeist und vermascht betrieben. Das Ausgangsnetz verfügt über insgesamt 27 Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger sowie 6 Stationen in denen Distanzschutzgeräte installiert sind. Die Anzeige der Fehlerrichtung in den jeweiligen Ortsnetzstationen erfolgt dabei rein vor-Ort, eine Fernmeldung ist auf Grund fehlender Leittechnikanbindung nicht möglich. Allerdings wird als Option eine Leittechnikanbindung für vier Stationen und dabei der Einsatz von fernbedienbaren Lastschaltern betrachtet. Ergänzend dazu wird ein geänderter Betriebszustand, zweiseitige Netzeinspeisung und Netztrennung in den Netzgruppen A, B, C und F in der Simulation analysiert.

20-kV-Netz samt Netzgruppen:

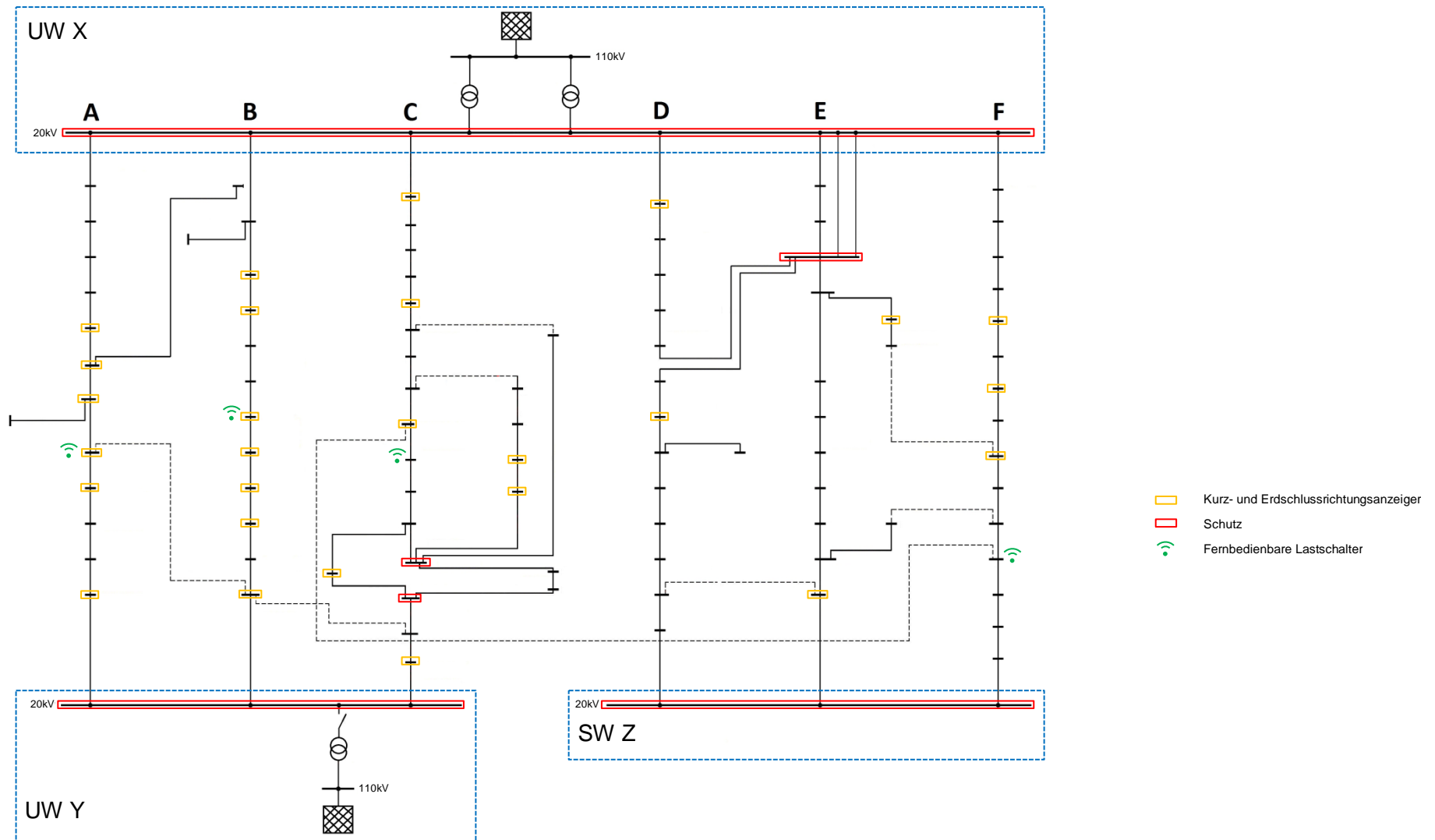


Abb.: 1 Netztopologie 20-kV-Kabelnetz

## **2 Wiederversorgungsprozess**

### **2.1 Keine Fehlerortung keine KS&ES-Anzeiger**

Jene Station wird als erstes angefahren, welche in „Mitte“ des Abzweiges sitzt. Dann erfolgt eine Fehlerrichtungsbestimmung. Ein Öffnen des Lastschalters, welcher sich in Fehlerrichtung befindet und ein anschließendes Schließen des Leistungsschalters im UW zur Wiederversorgung vorgelagerter Stationen erfolgt nicht. Im nächsten Schritt wird wiederum jene Station angefahren, welche sich ca. mittig im fehlerbehafteten Netzabschnitt befindet. Erneut wird eine Fehlerrichtungsbestimmung durchgeführt. Dieses Prozedere wird solange wiederholt, bis die Fehlerstelle lokalisiert und beidseitig freigeschaltet ist. Im Anschluss daran erfolgt die Wiederversorgung der Kunden.

### **2.2 Keine Fehlerortung und KS&ES-Anzeiger**

Prioritär werden jene Stationen angefahren, in welchen KS&ES-Richtungsanzeiger vorhanden sind. Sind mehrere Anzeiger im jeweiligen Abzweig vorhanden, dann wird jene Station vorrangig angefahren, welche sich zentraler in Mitte des Abzweiges befindet. Eine Teilwiederversorgung durch Öffnen des Lastschalters, welcher sich in Fehlerrichtung befindet und ein anschließendes Schließen des Leistungsschalters im UW zur Wiederversorgung vorgelagerter Stationen erfolgt nicht. Im Anschluss daran wird die nächste Station, in welcher ein KS&ES-Richtungsanzeiger vorhanden ist, angefahren. Sollten sich weitere Stationen im fehlerbehafteten Netzabschnitt befinden, in welchen Richtungsanzeiger vorhanden sind, wird das Szenario wiederholt. So wird Schritt für Schritt der Fehlerort eingegrenzt, solange bis jene beiden Stationen angefahren sind, welche mit Richtungsanzeigern ausgestattet sind und der Fehlerstelle am nächsten sind. Ab dann werden jene Stationen welche nicht mit Anzeigern ausgestattet sind und sich im fehlerbehafteten Netzabschnitt befinden angefahren. Dabei erfolgt vor-Ort in der Station eine Fehlerrichtungsmessung und selbiges Szenario wie vorher beginnt von neuem. Am Ende ist dann das schadhafte Betriebsmittel lokalisiert und beidseitig freigeschaltet sodass eine Reparatur/Tausch erfolgen kann. Sämtliche Kunden werden im Anschluss wiederversorgt, auch jene, welche sich an einem Stichabzweig befinden durch die berücksichtigte Notstromversorgung.

### **2.3 Mit Fehlerortung durch den Schutz**

Jene Stationen welche die geringste Entfernung zur lokalisierten Fehlerstelle durch den Fehlerort des Schutzes aufweisen werden unmittelbar angefahren. Sollte eine dieser Stationen zusätzlich mit Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger ausgestattet sein, so wird diese zuerst angefahren und der Richtungsanzeiger abgelesen. Im Anschluss wird die nächstgelegene Station in Fehlerrichtung angefahren und falls vorhanden der KS&ES-Anzeiger abgelesen bzw. eine Richtungsmessung durchgeführt. Schritt für Schritt wird der Fehlerort eingegrenzt und am Ende das schadhafte Betriebsmittel beidseitig freigeschaltet. Abschließend erfolgt die Wiederversorgung der Kunden.

### 3 Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung

#### 3.1 Vergleich – Einfluss KS/ES-Anzeiger und Fehlerortung

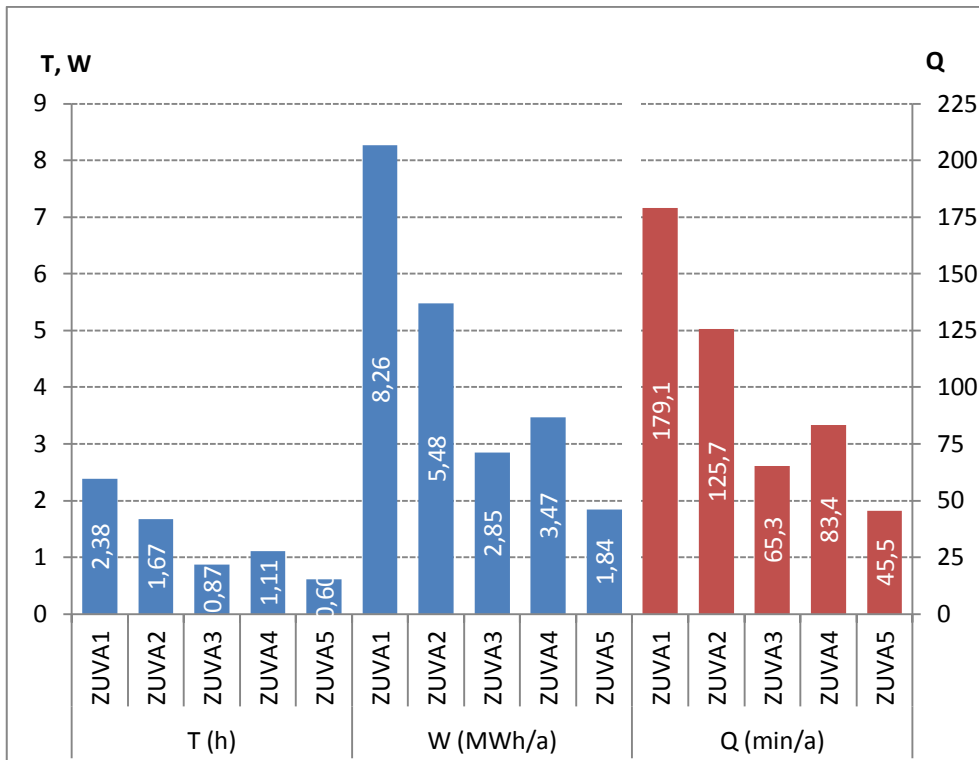


Abb.: 2 Einfluss KS/ES Anzeiger und Fehlerortung – Ausgangsnetz

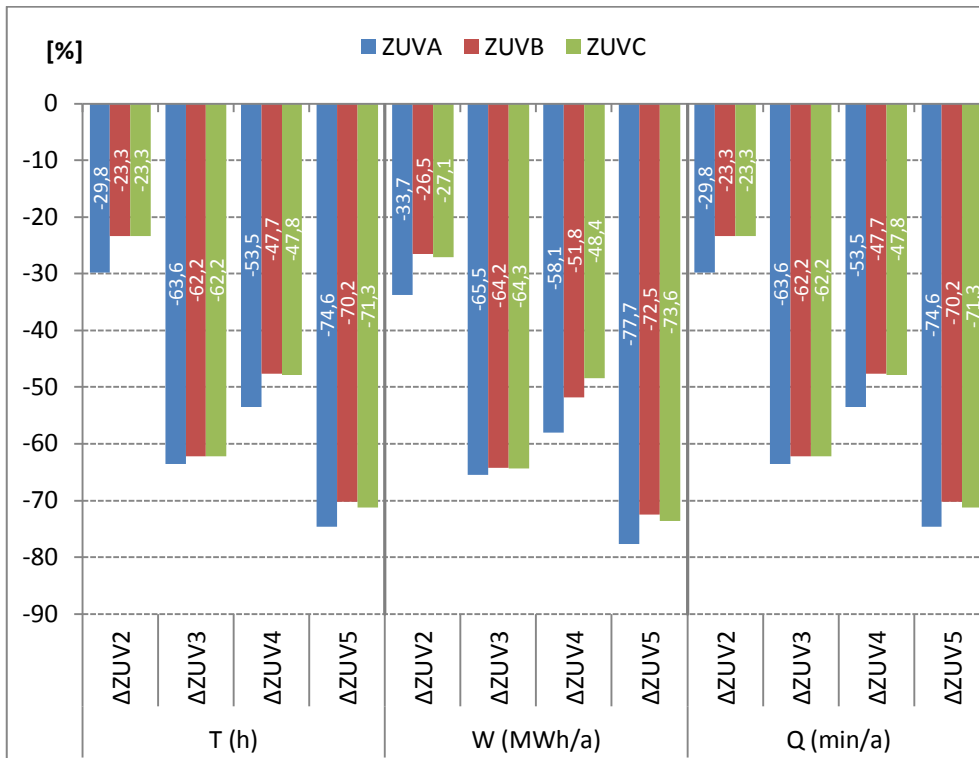


Abb.: 3 Einfluss KS/ES-Anzeiger und Fehlerortung

### 3.2 Vergleich – Einfluss Netzkonzepte

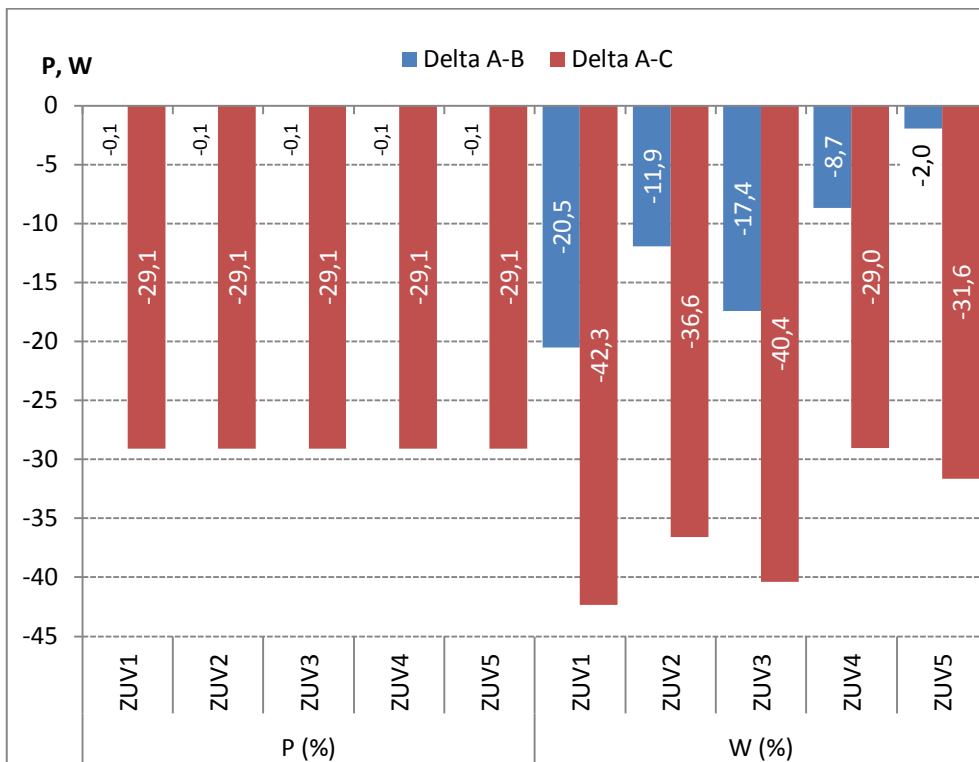


Abb.: 4 Einfluss der Netzkonzepte im Vergleich zum Ausgangsnetz

### 3.3 Vergleich – Kundenspezifische Zuverlässigkeitskennwerte

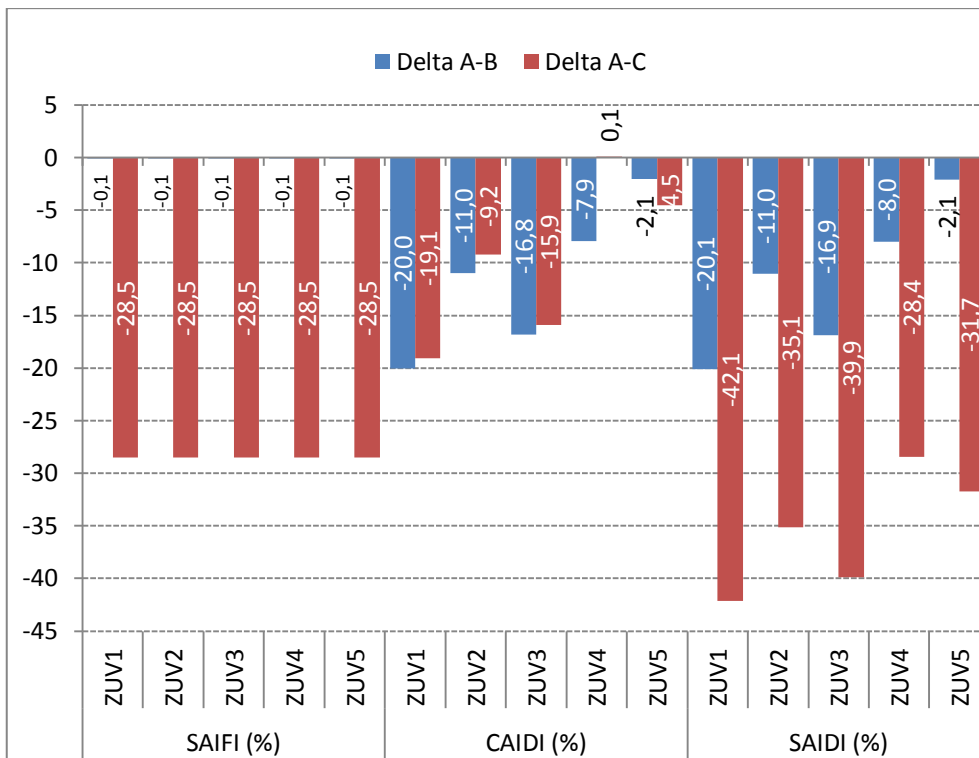


Abb.: 5 Änderung - kundenspezifische Zuverlässigkeitskennwerte

## 4 Zusammenfassung

### 4.1 Einfluss KS/ES-Anzeiger und Fehlerortung

Durch den Einsatz von Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeigern sowie einer Fehlerortung durch den Schutz verbessern sich die Zuverlässigkeitskenngrößen deutlich, wie Abb.: 2 für das Ausgangsnetz (Konzept ZUVA) zeigt. Die Auswertung für die Konzepte ZUVB und ZUVC ergibt ein ähnliches Bild, lediglich die Absolutwerte sind geringer.

Aus Abb.: 3 ist zu erkennen, dass bereits die Variante ZUVA2 eine Reduktion der mittleren Ausfalldauer sowie der Nichtverfügbarkeit der gesamten Last von ca. 30% im Vergleich zur Variante ZUVA1 (Keine KS&ES-Anzeiger vorhanden) bewirkt. Punkto Defizitenergie stellt sich sogar eine Verbesserung um ca. 34% ein. Dabei kamen lediglich in ca. 30% der gesamten Ortsnetzstationen KS&ES-Anzeiger mit vor-Ort Ablesemöglichkeit zum Einsatz.

Werden in sämtlichen Ortsnetzstationen KS&ES-Anzeiger gemäß Variante ZUVA3 installiert, so verbessern sich die mittlere Ausfalldauer, Nichtverfügbarkeit und Defizitenergie der gesamten Last um ca. 64%.

Die zusätzliche Unterstützung durch die Fehlerortung der installierten Distanzschutzgeräte mit einer Genauigkeit von 500m bewirkt einen Rückgang der mittleren Ausfalldauer sowie der Nichtverfügbarkeit der gesamten Last von ca. 54% im Vergleich zur Variante ZUVA1 (Keine KS&ES-Anzeiger vorhanden). Die Defizitenergie im gesamten Netz geht dabei um ca. 58% zurück. Eine höhere Genauigkeit der Fehlerortung bei der Variante ZUVA5 führt zu einer deutlichen Verbesserung. Die mittlere Ausfalldauer und Nichtverfügbarkeit der gesamten Last geht im Vergleich zur Variante ZUVA1 um ca. 75% zurück. Die Defizitenergie lässt sich dabei um ca. 78% reduzieren.

Auf die Defizitleistung hat der Einsatz von KS&ES-Anzeigern keine Auswirkung, diese bleibt für sämtliche Varianten unverändert.

Bei den Konzepten ZUVB und ZUVC führen KS&ES-Anzeiger sowie die Fehlerortung zu einem leicht geringeren Verbesserungspotential.

### 4.2 Zuverlässigkeit der Netzkonzepte

Wie aus Abb.: 4 ersichtlich, ergibt sich bei sämtlichen Varianten ein Rückgang der Defizitleistung als auch der Defizitenergie gegenüber dem Ausgangsnetz. Die Defizitleistung von Konzept ZUVB im Vergleich zum Konzept ZUVA reduziert sich nur unwesentlich (Delta A-B). Der Grund für die Reduktion liegt generell am Ausfallmodell Handabschaltung unverzüglich und resultiert aus den fernbedienbaren Lastschaltern. Fernbediente Schaltmaßnahmen finden in der Simulation gleichzeitig statt, dies führt dazu, dass gleichzeitig mit Öffnen eines Leistungsschalter auch die Lastschalter geschaltet werden. Dadurch resultiert an jenen Lasten, welche in Stationen mit fernbedienbaren Lastschaltern situiert sind kein Ausfall.



Ein merklicher Rückgang der Defizitleistung ergibt sich allerdings beim Konzept ZUVC im Vergleich zum Konzept ZUVA (Delta A-C). Der geänderte Netzbetrieb mit offenen Trennstellen in den Netzgruppen A, B, C und F und die zweiseitige Speisung führen dazu, dass sich die Ausfälle nur auf einen kleineren Netzbereich auswirken. Eine Reduktion der Defizitleistung von rund 30% ist daher möglich.

Die Defizitenergie reduziert sich sowohl bei den Konzepten ZUVB und ZUVC gegenüber dem Konzept ZUVA des Ausgangsnetzes wesentlich. Unter Berücksichtigung der Fehlerortung durch den Schutz stellt sich eine Reduktion der Defizitenergie für das Konzept ZUVB von ca. 9% bei einer Genauigkeit von 500m und ca. 2% bei einer Genauigkeit von 100m im Vergleich zum Konzept ZUVA ein. Durch offene Trennstellen und zweiseitiger Speisung ergibt sich für das Konzept ZUVC eine Verbesserung von ca. 30%, die Genauigkeit der Fehlerortung hat dabei einen geringeren Einfluss.

### 4.3 Zuverlässigkeit je Kunde

Laut Abb.: 5 reduziert sich der SAIFI Wert bei sämtlichen Varianten im Vergleich zum Ausgangsnetz. Der SAIFI Wert von Konzept ZUVB im Vergleich zum Konzept ZUVA reduziert sich nur unwesentlich (Delta A-B). Der Grund hierfür ist selbiger wie bereits unter Punkt 4.2 für die Defizitleistung angeführt.

Der SAIFI Wert von Konzept ZUVC im Vergleich zum Konzept ZUVA (Delta A-C) hat sich wesentlich verbessert. Ein Rückgang von ca. 29% ergibt sich durch den geänderten Netzbetrieb sowie den offenen Trennstellen in den Netzgruppen A, B, C und F und der zweiseitigen Speisung.

Beim CAIDI Wert führt nur das Konzept ZUVB bei sämtlichen Varianten zu einem Rückgang im Ausmaß zwischen 2% und 20% im Vergleich zum Konzept ZUVA des Ausgangsnetzes.

Das Konzept ZUVC bewirkt lediglich bei der Variante ZUV4 einen leichten Anstieg des CAIDI Wertes um 0,1%. Der Grund hierfür liegt einerseits in der Berechnung durch die Reduktion der Ausfallhäufigkeit, weniger Lasten fallen aus, was einen Anstieg der mittleren Ausfalldauer bewirkt. Weiters findet für die Netzgruppe F ein geänderter Wiederversorgungsprozess statt. Der fernbedienbare Lastschalter in der Station in Netzgruppe F zur Verbindung in Netzgruppe C ist geöffnet. In der Simulation werden jene Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung der Lasten zuerst durchgeführt, welche fernbedient erfolgen können. Erst danach beginnt der Störungsgrupp mit der Fehlersuche und dem Anfahren der ersten Station. D. h. sämtliche Lasten der Netzgruppe F werden im Vergleich zum Konzept ZUVB um die Dauer der fernbedienten Schaltmaßnahme (10 min.) später wiederversorgt.

Bei den verbleibenden Varianten reduziert sich der CAIDI Wert im Bereich zwischen 4% und 16%.

Im Vergleich zum Konzept ZUVA verbessert sich der SAIDI Wert bei sämtlichen Varianten deutlich. Beim Konzept ZUVB stellt sich ein Rückgang zwischen 2% und

20%, beim Konzept ZUVC zwischen 28% und 42% ein. Der Grund hierfür liegt einerseits in der schnelleren Wiederversorgung, bzw. Freischaltung störungsbehafteter Netzabschnitte durch die fernbedienbaren Lastschalter. Andererseits in der geringeren Ausfallhäufigkeit je Kunde durch die offenen Lastschalter beim Konzept ZUVC.

## 5 Resümee

Durch den gezielten Einsatz von Kurz- und Erdschlussanzeigern sowie einer Fehlerortung durch den Schutz lässt sich die Versorgungssicherheit maßgeblich verbessern. Auch eine Leittechnikanbindung zur Fernbedienung von Lastschaltern, sowie der Einsatz von Kurz- und Erdschlussanzeigern mit Fernmeldung haben einen entscheidenden Einfluss auf die Dauer der Wiederversorgung nach einer Versorgungsunterbrechung in Folge einer Störung. Weiters kann durch einen gezielten Netzbetrieb bzw. Schaltzustand z.B. durch Auftrennung von Netzgruppen, Umlegen von offenen Trennstellen an die Gegenstation, usw. die Versorgungssicherheit wesentlich erhöht werden. Die Auftrennung der Netzgruppen in Strahlen führt dazu, dass der Einsatz von Richtungsanzeigern nicht mehr erforderlich ist und konventionelle Kurz- und Erdschlussanzeiger zum Einsatz kommen können und dies mit geringeren Kosten verbunden ist. Auf die Funktion der automatischen bzw. fernbedienbaren Rücksetzbarkeit sollte bei Auswahl der Kurz- und Erdschlussanzeiger dennoch nicht verzichtet werden.

## 6 Anhang

### 6.1 Einstellungen

- Netzzustandsanalyse: AC Lastfluss
- Dauer für automatische Umschaltmaßnahmen: 10 min. (für Wiederversorgung)
- Nachbarnetze zur Wiederversorgung benützen aktiv
- Kein Lastabwurf bei Unterspannung
- Ohne Teilwiederversorgung der Lasten (Fehlerstelle freischalten, dann Wiederversorgung)
- Fehlerortung für Verteilnetze aktiv
  - Anfahrzeit der ersten Station: 15 min.
  - Fahrzeit zwischen zwei Stationen: 5 min.
  - Messzeit je Messvorgang: 30 min.
  - Zeit für Schaltmaßnahmen vor Ort: 1 min.
  - Zeit für Notstromversorgung: 90 min.
  - Zugangszeit zur Station: 5 min.
  - Genauigkeit der Fehlerortung: 500 m, bzw. 100 m
- Keine unterschiedlichen Lastprioritäten für Wiederversorgung
- Lasten wurden mit 60% der Trafonennscheinleistung und  $\cos(\varphi)=0,95_{\text{ind.}}$  angenommen
- Zeitabhängige Belastungsgrenzwerte wurden angenommen:

Zeitlimiten	< 10 min.	10 bis 20 min.	> 20 min.
Kabel	140 %	120 %	100 %
Freileitungen	140 %	120 %	100%
Transformatoren	140 %	120 %	100%
Kupplungen	140 %	120 %	100%

- Netzennennspannung:  $U_N = 110\text{kV}$ , bzw.  $U_N = 20\text{kV}$
- Nachfolgende Ausfallmodelle wurden berücksichtigt:
  - Unabhängiger Einfachausfall, kurz
  - Unabhängiger Einfachausfall, lang
  - Handabschaltung, verzögert – Wartung, geplante Abschaltung
  - Handabschaltung, unverzüglich – Gefahr im Verzug, ungeplante, sofortige Abschaltung
  - Einpoliger Erdschluss
  - Unabhängiger Einfachausfall + Schutzversager
  - Unabhängiger Einfachausfall + Schutzüberfunktion

### 6.2 Abkürzungen

SAIFI [1/a]: System Average Interruption Frequency Index  
 CAIDI [h]: Customer Average Interruption Duration Index  
 SAIDI [min/a]: System Average Interruption Duration Index

H [1/a]: Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last  
 T [h]: Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last  
 Q [min/a]: Nichtverfügbarkeit der gesamten Last  
 P [MW/a]: Gesamte unterbrochene Leistung  
 W [MWh/a]: Gesamte nicht zeitgerecht gelieferte Energie

UW ... Umspannwerk  
 SW ... Schaltwerk

### 6.3 Zuverlässigkeitskennwerte

Den Betriebsmitteln wurden Zuverlässigkeitskennwerte der FNN Störungsstatistik zugewiesen [FNN].

#### VPE-Kabel

$$H_{EA\_kurz\_VPE\_20kV} = 0,00126 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{EA\_kurz\_VPE\_20kV} = 3,79 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_VPE\_20kV} = 0,00144 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{EA\_lang\_VPE\_20kV} = 41,81 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_VPE\_20kV} = 0,0006 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{HA\_ver\_VPE\_20kV} = 8,57 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_VPE\_20kV} = 0,00023 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{HA\_unv\_VPE\_20kV} = 7,98 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_VPE\_20kV} = 0,00266 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{1p.ES\_VPE\_20kV} = 2,55 \text{ h}$$

#### PE-Kabel

$$H_{EA\_kurz\_PE\_20kV} = 0,00526 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{EA\_kurz\_PE\_20kV} = 3,61 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_PE\_20kV} = 0,00948 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{EA\_lang\_PE\_20kV} = 46,63 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_PE\_20kV} = 0,00152 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{HA\_ver\_PE\_20kV} = 12,11 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_PE\_20kV} = 0,00074 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{HA\_unv\_PE\_20kV} = 19,69 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_PE\_20kV} = 0,01675 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{1p.ES\_PE\_20kV} = 35,22 \text{ h}$$

#### Blei-Kabel

$$H_{EA\_kurz\_Blei\_20kV} = 0,00267 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{EA\_kurz\_Blei\_20kV} = 2,8 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_Blei\_20kV} = 0,00745 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{EA\_lang\_Blei\_20kV} = 53,61 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_Blei\_20kV} = 0,00071 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{HA\_ver\_Blei\_20kV} = 27,82 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_Blei\_20kV} = 0,00061 \text{ 1}/(\text{km} \cdot \text{a})$$

$$T_{HA\_unv\_Blei\_20kV} = 62,44 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_Blei\_20kV} = 0,0109 \text{ 1/(km} \cdot \text{a)}$$

$$T_{1p.ES\_Blei\_20kV} = 55,34 \text{ h}$$

### Leistungsschalter, ausfahrbar + Reserve

$$H_{EA\_kurz\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00036 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_kurz\_LS\_A+R\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00018 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_LS\_A+R\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00014 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_LS\_A+R\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00017 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_LS\_A+R\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00006 \text{ 1/a}$$

$$T_{1p.ES\_LS\_A+R\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

$$H_{US\ddot{O}\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00057 \text{ 1/a}$$

$$T_{US\ddot{O}\_LS\_A+R\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

$$p_{SV\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00238$$

$$p_{S\ddot{U}\_LS\_A+R\_20kV} = 0,00198$$

### Leistungsschalter, ausfahrbar ohne Reserve

$$H_{EA\_kurz\_LS\_A\_20kV} = 0,00036 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_kurz\_LS\_A\_20kV} = 0,5 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_LS\_A\_20kV} = 0,00018 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_LS\_A\_20kV} = 0,5 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_LS\_A\_20kV} = 0,00014 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_LS\_A\_20kV} = 0,5 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_LS\_A\_20kV} = 0,00017 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_LS\_A\_20kV} = 0,5 \text{ h}$$

$$H_{1p.ES\_LS\_A\_20kV} = 0,00006 \text{ 1/a}$$

$$T_{1p.ES\_LS\_A\_20kV} = 0,5 \text{ h}$$

$$H_{US\ddot{O}\_LS\_A\_20kV} = 0,00057 \text{ 1/a}$$

$$T_{US\ddot{O}\_LS\_A\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

... wenn fernbedienbar

$$p_{SV\_LS\_A\_20kV} = 0,00238$$

$$p_{S\ddot{U}\_LS\_A\_20kV} = 0,00198$$

## Leistungsschalter, fix

$$H_{EA\_kurz\_LS\_F\_20kV} = 0,00036 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_kurz\_LS\_F\_20kV} = 1,08 \text{ h}$$

$$H_{EA\_lang\_LS\_F\_20kV} = 0,00018 \text{ 1/a}$$

$$T_{EA\_lang\_LS\_F\_20kV} = 39,7 \text{ h}$$

$$H_{HA\_ver\_LS\_F\_20kV} = 0,00014 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_ver\_LS\_F\_20kV} = 2,83 \text{ h}$$

$$H_{HA\_unv\_LS\_F\_20kV} = 0,00017 \text{ 1/a}$$

$$T_{HA\_unv\_LS\_F\_20kV} = 2,1 \text{ h}$$

$$H_{1p\_ES\_LS\_F\_20kV} = 0,00006 \text{ 1/a}$$

$$T_{1p\_ES\_LS\_F\_20kV} = 23,59 \text{ h}$$

$$H_{USÖ\_LS\_F\_20kV} = 0,00057 \text{ 1/a}$$

$$T_{USÖ\_LS\_F\_20kV} = 0,167 \text{ h}$$

... wenn fernbedienbar

$$p_{SV\_LS\_F\_20kV} = 0,00238$$

$$p_{SÜ\_LS\_F\_20kV} = 0,00198$$

**Literatur**

[FFN] FFN Störungsstatistik – Berichtsjahre 2004 - 2011