

# Systembasierte Prüfung eines 72 kV Leitungsschutzsystems bei EPCOR

Adam Rudd, EPCOR Utilities Inc., KANADA

Yordan Kyosev, EPCOR Utilities Inc., KANADA

Peter Fong, Sequence Instruments Inc., KANADA

## Zusammenfassung

Der kanadische Energieversorger EPCOR Utilities Inc. in Edmonton, Alberta modernisiert den Leitungsschutz für sein 72 kV Übertragungsnetz. Hierbei verwendet EPCOR ein neues Konzept für die End-to-End-Prüfung - eine Software, die in der Lage ist, sämtliche relevanten Teile des Netzes für die Prüfung zu simulieren.

In diesem Dokument stellen wir sämtliche Aspekte dieser systembasierten Prüfung vor, von der Planung und Ausführung der Prüfung bis hin zur Behebung von möglichen Problemen. Außerdem bietet das Dokument einen Überblick über die Nutzung eines solchen Prüfansatzes innerhalb der Firma und zeigt die mit jedem Entwicklungsschritt erzielten Fortschritte. Die erzielten Ergebnisse werden analysiert und mit anderen Prüfverfahren verglichen.

## 1 Ablauf der modernen End-to-End-Prüfung bei EPCOR

Die Vorteile der synchronisierten End-to-End-Prüfung für die Prüfung und Inbetriebnahme von Leitungsschutzsystemen wurden über Jahre hinweg gut dokumentiert. Die Einführung leistungsfähigerer Software-Tools für die Simulation, die auch mit mobilen Prüfeinrichtungen verwendet werden konnten, führte zu einer Veränderung des Einsatzbereiches der End-to-End-Prüfung. Statt der ursprünglichen einfachen Überprüfung des Schutzsystems lässt sich nun eine umfassende Analyse der Leistungsfähigkeit des Schutzsystems durchführen, die unter anderem auch die folgenden Punkte berücksichtigt:

- Überprüfung der Relaisfunktion unter realen Bedingungen im Netz (transientes Verhalten).
- Überprüfung der Einstellungen und Algorithmen des Relais für unterschiedliche Netzzustände.
- Funktionsprüfung der Stromwandler unter realen Bedingungen im Netz.

Im Lauf der Jahre verwendete EPCOR für die End-to-End-Prüfung diverse Software-Tools mit den folgenden Funktionalitäten:

- Statische Simulation von Zustandssequenzen
- Dynamische Simulation mit voreingestellten Netzmodellen
- Dynamische Simulation mit anpassbaren Netzmodellen

## Statische Simulation von Zustandssequenzen

Die statische Simulation von Zustandssequenzen ermöglicht die Simulation von Vorfehler-, Fehler- und Nachfehlerzuständen. Berechnet werden diese Fehlerzustände normalerweise durch eine spezielle Software, welche die jeweiligen Spannungen und Ströme für den Fehler liefert (Bild 1). Diese Art der Simulation eignet sich für eine einfache Überprüfung von Schutzsystemen, beispielsweise von sogenannten POTT-Systemen (Selektivschutz mit Überreichweite und Freigabe, engl. Permissive Overreaching Transfer Trip). Transiente Zustände während des Fehlers können hierbei jedoch nicht simuliert werden. Daher erlaubt diese Methode keine Beurteilung des dynamischen Verhaltens des Schutzsystems unter transienten Bedingungen.

Mit dieser Art von Software erhält man keinerlei Information über die Systemparameter oder Fehlerbedingungen, um beurteilen zu können, ob der erzeugte Fehler korrekt ist oder nicht. Darüber hinaus erlaubt diese Methode auch nicht, Systemparameter oder Fehlerbedingungen zu verändern, um das Verhalten des Schutzsystems für unterschiedliche Szenarien zu prüfen.

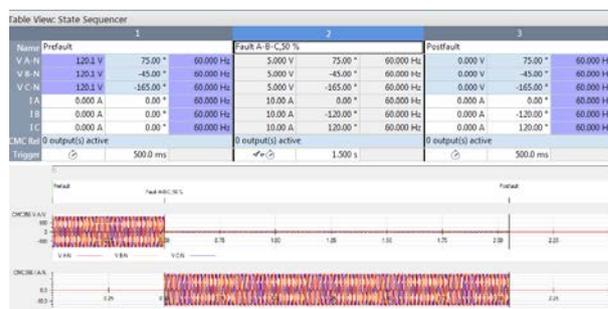


Bild 1: Statische Simulation von Zustandssequenzen

## Dynamische Simulation mit voreingestellten Netzmodellen

Die dynamische Simulation ermöglicht dem Benutzer die Auswahl eines voreingestellten Netzmodells (z.B. Einfachleitung, Parallelleitung, Dreipol-Leitung usw.), für das er die folgenden Netzparameter und Fehlerbedingungen einstellen kann:

- Leitungsimpedanz
- Einspeiseimpedanz
- Lichtbogenwiderstand
- Lastfluss während Vorfehler und Nachfehler
- Fehlerort und Fehlerart
- Simulation von Stromwandlersättigungen

Anhand der Einstellungen erzeugt die Software Spannungen und Ströme zur Simulation der realen Fehlerbedingungen einschließlich der transienten Bedingungen (Bild 2).

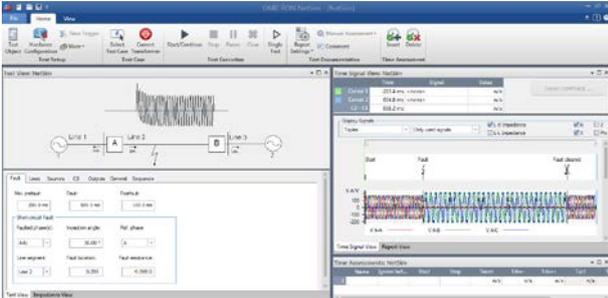


Bild 2: Dynamische Simulation mit voreingestellten Netzmodellen

Diese Art der Simulation ermöglicht die Überprüfung der Relaisfunktion unter realen Bedingungen im Netz und bei realen Verhaltensweisen der Stromwandler. Da die Netzparameter und Fehlerbedingungen eingestellt werden können, kann der Benutzer einfach verifizieren, ob die richtigen Parameter und Bedingungen verwendet werden. Bei der Prüfung lässt sich außerdem eine Simulation unter unterschiedlichen Fehlerbedingungen auf einfache Weise vornehmen.

Der Nachteil dieser Software liegt in der fehlenden Flexibilität der voreingestellten Netzmodelle. Sind komplexere oder andere Netzmodelle als die voreingestellten Modelle erforderlich, besteht keine Möglichkeit, das Netzmodell anzupassen.

**Dynamische Simulation mit anpassbaren Netzmodellen**

Die Einführung von Software für dynamische Simulationen mit adaptiven Netzmodellen ermöglichte dynamische Fehlersimulationen mit einem exakten Modell des Netzes. Dies erlaubt dem Benutzer auch die Analyse von Schutzsystemen für anspruchsvollere und komplexere Netze.

Bei dieser Art von Software können Leitungen und Einspeisung frei konfiguriert und die Fehlerbedingungen sowie Schutzelemente beliebig platziert werden (Bild 3a und 3b).

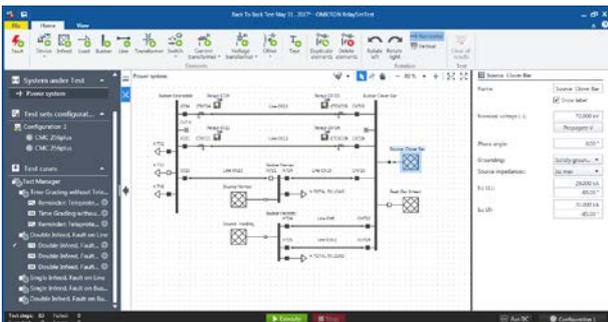


Bild 3a

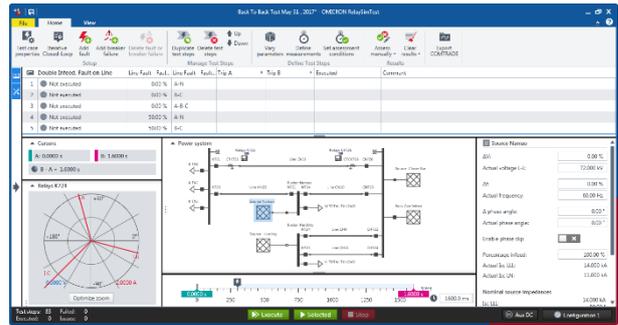


Bild 3b: Dynamische Simulation mit anpassbaren Netzmodellen

Moderne Prüfgeräte, die mit einer derartigen Software arbeiten, bieten auch die Möglichkeit, die Signale via Internet über einen Cloud Server von einer Schaltanlage zur nächsten zu übertragen, sodass die Durchführung der Prüfung und die Bewertung der Prüfergebnisse von einer einzigen Person vorgenommen werden kann. Für die Analyse werden die Prüfergebnisse von beiden Enden des Schutzsystems in einem einzigen Prüfprotokoll zusammengefasst. Dies macht die End-to-End-Prüfung weitaus effizienter und einfacher in der Durchführung (Bild 4).

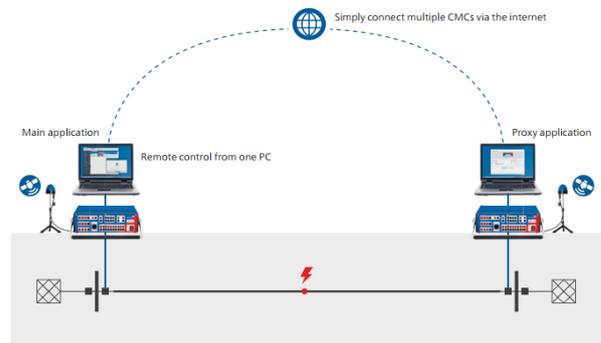


Bild 4: Synchronisierung von Prüfgeräten über einen Internet Cloud Server

**2 Übersicht des Schutzsystems**

**Neues 72 kV Leitungsschutzsystem**

EPCORs langfristige Planung bei der Erneuerung der Schutzsysteme für die 72 kV Kabeltrassen sieht auch ein neues Leitungsschutzsystem vor. Zu Beginn dieses Projekts musste das neue Schutzsystem zunächst für zwei der 72 kV Kabeltrassen installiert werden. Da es sich hierbei um die erste von vielen ähnlichen Installationen handelte, war gründlich zu überprüfen, ob das gewünschte Schutzverhalten erzielt würde. Außerdem waren Logik und Algorithmen des Schutzsystems zu optimieren. EPCOR entschied sich daher für eine Prüfung dieses neuen Schutzsystems mit Hilfe einer dynamischen Simulationssoftware, die eine Anpassung des Netzmodells erlaubt.

Für den neuen Leitungsschutz wird ein redundanter multifunktionaler Schutz verwendet. Sowohl im Hauptschutz (Schutz A) als auch im Reserveschutz (Schutz B) sind jeweils zwei Schutzfunktionen aktiv: Leitungsdifferenzialschutz und Distanzschutz mit Signalvergleich (Bild 5).

Während des Angebotsverfahrens wurden Relais mehrerer Hersteller präqualifiziert. Eines der Relaismodelle war jedoch neu auf dem Markt und erforderte daher eine eingehendere Prüfung.

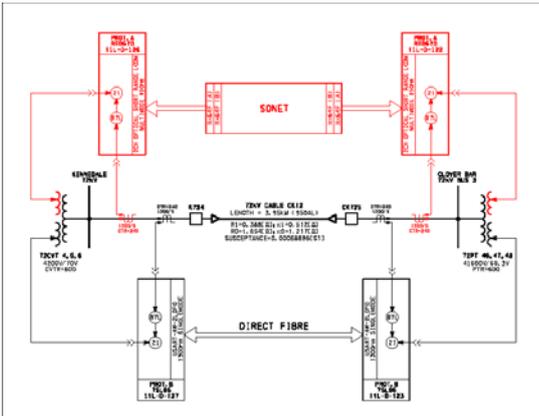


Bild 5: Konfiguration des Schutzsystems für ein 72 kV-Kabel

**Herausforderungen bei der Konfiguration des Netzes**

Verglichen mit dem Übertragungsnetz von EPCOR birgt das Verteilnetz zusätzliche Herausforderungen für Schutzingenieure. Dieses Netz war ursprünglich als Ringnetz konzipiert, wird jedoch derzeit aus Kostengründen als Strahlennetz betrieben. Dies bietet ein gutes Verhältnis zwischen Zuverlässigkeit und den Kosten für die Nachrüstung. Bild 6 zeigt die Normalkonfiguration des Netzes.

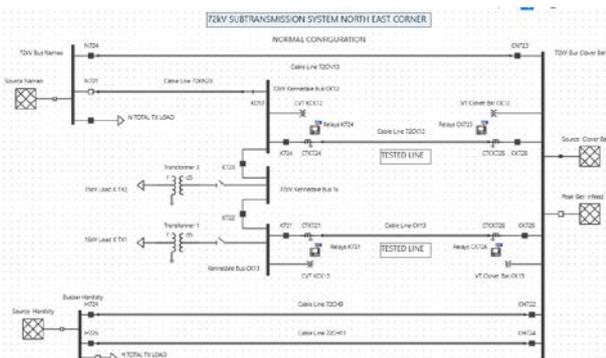


Bild 6: Normalkonfiguration

Unter N-1 Bedingungen kommen beim Strahlennetz zwei Szenarien für den Betrieb in Frage (Bild 7).

**Szenario #1:** Geht Leitung CK12 außer Betrieb, muss das Netz umkonfiguriert werden und die Last der Schaltanlage muss zwischen zwei durch unterschiedliche Quellen gespeisten Stickleitungen aufgeteilt werden.

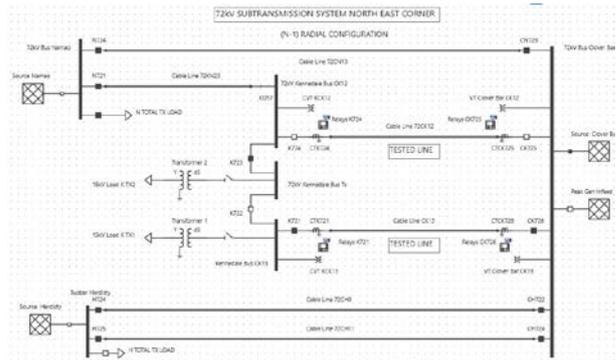


Bild 7: Konfiguration als Strahlennetz

**Szenario #2:** Geht Leitung CK13 außer Betrieb, muss das Netz umkonfiguriert werden, sodass dieses ein durch zwei parallelgeschaltete Quellen gespeistes Ringnetz bildet (Schaltanlage Clover Bar und Schaltanlage Namao, siehe Bild 8). Für dieses Szenario muss aufgrund der starken Einspeisung am entfernten Ende die Einstellung des ortsfernen Reserveschutzes der Distanzschutzrelais sehr vorsichtig erfolgen und geprüft werden.

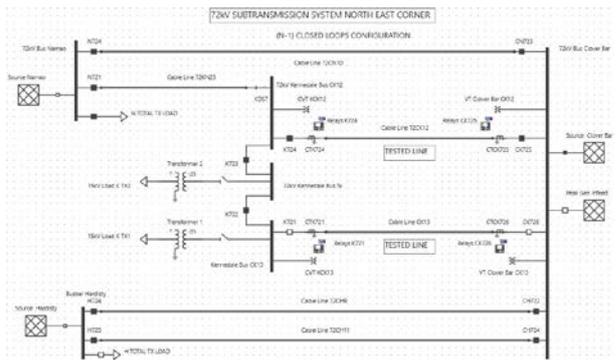


Bild 8: Konfiguration als Ringnetz

Außerdem muss in naher Zukunft für das Verteilnetz auch ein Normalbetrieb als geschlossener Ring berücksichtigt werden (Bild 9).

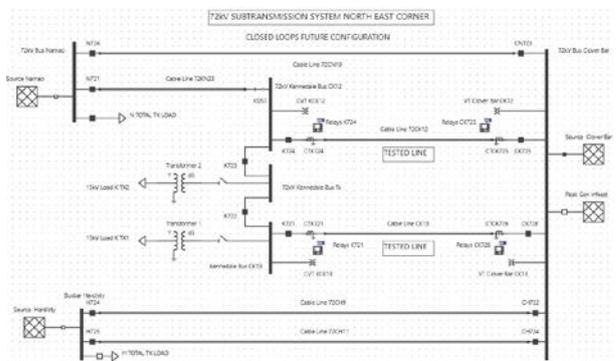


Bild 9: Ringkonfiguration als Normalbetrieb (zukünftig)

Alle oben beschriebenen Szenarien und Systemkonfigurationen werden durch einen einzigen Parametersatz für die Schutzeinstellungen abgedeckt.

Die Relaiseinstellung sollte sämtliche Szenarien berücksichtigen: Einflüsse durch starke Einspeisung aufgrund von Spitzen, Einflüsse durch eine möglicherweise schwache Einspeisung und zuverlässigen ortsfernen Reserveschutz im Netz.

### **Herausforderungen bezüglich der Netzdaten**

Das Netzmodell von EPCOR wurde auf Basis der Herstellerdaten für die Leitungsimpedanz des 72 kV-Kabels aus den 1980er Jahren erstellt. Allerdings wurde die für den Schutz benötigte Nullimpedanz der Kabel niemals durch Messungen bestätigt.

Außerdem müssen die Einflüsse durch Stromwandlersättigung korrekt berücksichtigt, minimiert und geprüft werden.

### **Prüfausstattung und Prüftechnologien**

EPCOR setzt für Prüfungen die folgenden Technologien von OMICRON bereits ein: Die Netsim-Software für Prüfungen mit dynamischer Simulation, das CT Analyzer-Prüfgerät für die Analyse von Stromwandlern sowie das Primärprüfgerät CPC 100 (mit Koppereinheit CP CU1) für die Messung der Leitungsimpedanz. Die genannte Prüfausstattung ist vorhanden und die Ingenieure und Prüftechniker sind in der effizienten Nutzung dieser Technologien gut geschult.

Aufgrund der oben erwähnten Herausforderungen ist jedoch zusätzlich ein erhebliches Maß an Fachwissen und Erfahrung in der Schutztechnik erforderlich, um Einstellwerte richtig berechnen und Prüfungen sowie Inbetriebnahmen korrekt durchführen zu können. Um diese Anforderungen möglichst wirtschaftlich zu erfüllen, entschied sich EPCOR für die Nutzung der RelaySimTest-Software von OMICRON. Diese erlaubt eine gründliche, effiziente und kostengünstige Prüfung mehrerer Simulationsszenarien.

## **3 Prüfungsvorbereitung**

### **Messung der Leitungsimpedanz**

Die Messung der Leitungsimpedanzen erfolgte während Zeiten, in denen die Leitung außer Betrieb war. Die Messergebnisse wurden anschließend mit den berechneten Werten verglichen. Die Messungen lieferten für beide Leitungen ähnliche Ergebnisse. Wie erwartet lagen die Messungen für die Mitimpedanzen nahe bei den berechneten Werten. Allerdings wiesen die Messwerte für die Nullimpedanzen recht große Differenzen auf. Dies dürfte aller Wahrscheinlichkeit nach durch den Einfluss des Erdwiderstandes und die Nähe zu anderen unterirdischen Leitern verursacht worden sein. Außerdem ist der Pfad für den Fluss des Erdstromes nur sehr schwer vorhersehbar. Mögliche Pfade sind der Kabelmantel, das Erdreich oder eine Kombination aus beiden. Einen Einfluss haben diese Faktoren nur auf die Nullsystemimpedanz. Daher wurde entschieden, als Grundlage für die Zonenreichweiten des Distanzschutzes die gemessenen Leitungsimpedanzen zu verwenden.

Leitungsimpedanz 72CK12	Z1		Z0	
	Ohm	Grad	Ohm	Grad
Berechnet	0,642	52,843	2,053	36,343
Gemessen	0,6078	61,4925	3,198	33,3625
Abweichung %	5,33%	16,37%	55,77%	-8,20%

Bild 10: Leitungsimpedanz 72CK12

Leitungsimpedanz 72CK13	Z1		Z0	
	Ohm	Grad	Ohm	Grad
Berechnet	0,647	52,847	2,07	36,255
Gemessen	0,65	62,387	3,191	39,023
Abweichung %	0,46%	18,05%	54,15%	7,63%

Bild 11: Leitungsimpedanz 72CK13

### **Prüfung von Stromwandlern**

Während die Leitungen außer Betrieb waren, wurden auch die im Schutzsystem verwendeten Stromwandler geprüft. Die Absicht war, diese Daten in die Simulationssoftware zu importieren. Die Software verwendet diese Daten, um die durch eine mögliche Stromwandlersättigung verursachten Einflüsse einzubeziehen.

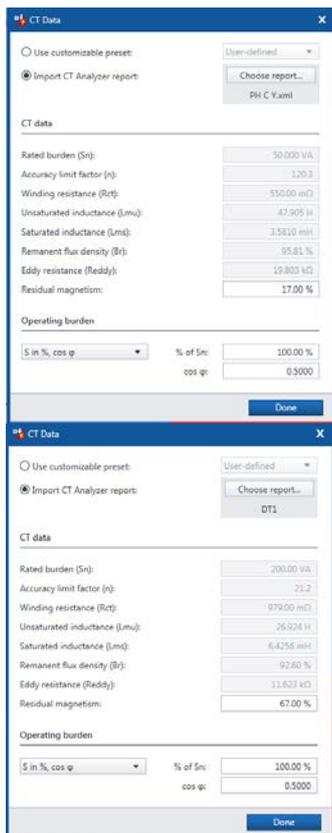


Bild 12: Ergebnis der Stromwandler für 72CK12 (oben Kennedale, unten Clover Bar)

Die Ergebnisse der Sättigungsprüfung deckten sich sehr gut mit den Daten des Herstellers. Die Werte für die Remanenz gaben allerdings Anlass zur Sorge. Für Clover Bar betrug der Wert bis zu 67%. Mit einem solchen Wert werden die Stromwandler bei einem Fehler mit hoher Wahrscheinlichkeit sehr früh die Sättigung erreichen (wenn sie in diesem Zustand belassen werden). Nach Beendigung der Prüfung wurden die Stromwandler entmagnetisiert. Das nachfolgende Beispiel zeigt simulierte Fehler an der Schaltanlage Clover Bar und die Einflüsse von Remanenz.



Bild 13: L2-N-Fehler, 0% Remanenz



Bild 14: L2-N-Fehler, 67% Remanenz

Die Bilder 13 und 14 zeigen den Einfluss von Remanenz für einen L2-N-Nahfehler an der Schaltanlage Clover Bar. Liegt im Stromwandler eine

hohe Remanenz vor, tritt während der ersten Periode des Fehler Sättigung ein.

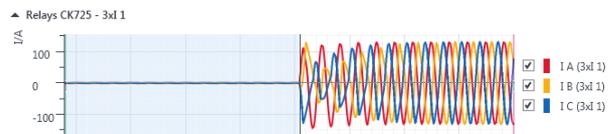


Bild 15: Dreipoliger Fehler, 0% Remanenz

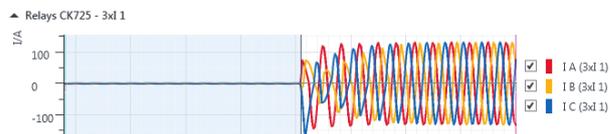


Bild 16: Dreipoliger Fehler, 67% Remanenz

Die Abbildungen 15 und 16 zeigen einen dreipoligen Nahfehler an der Schaltanlage Clover Bar. Hier tritt bereits eine Sättigung auf, ohne dass Remanenz vorhanden war. Mit Remanenz ist die Sättigung nochmals deutlich stärker.

## 4 Ausführung der Prüfung

### Funktionsprüfung

Die Funktionsprüfung wurde für jedes Relais einzeln vorgenommen. Dies ist immer noch ein wichtiger Teil der Prüfung und wird auch in Verbindung mit der Prüfung mit dynamischer Simulation immer noch Anwendung finden. Der Zweck der Funktionsprüfung ist die Überprüfung der Zonenreichweiten für den Distanzschutz, der Auslösekennlinien für den Leitungsdifferenzialschutz, der Überstromkennlinien und der Relaislogik, beispielsweise für **Sicherungs-ausfall** und Zuschaltung auf Fehler.

### Prüfung vor dem Einbau

Vor dem Einbau wurden umfangreiche Prüfungen im Labor durchgeführt, und zwar systembasiert unter Verwendung einer Software für dynamische Simulation mit anpassbaren Netzmodellen. Diese Prüfungen dienten der Überprüfung der Relaislogik, der Funktionalität und des Kommunikationsschemas für die normale, typische Konfiguration und die zuvor erwähnten N-1 Szenarien. Bei dieser Art der Prüfung wird das Schutzsystem realen Fehlerbedingungen ausgesetzt, so wie sie während des Betriebs vorkommen können.

Vor dem Einbau steht mehr Zeit für die Analyse des Verhaltens des Schutzsystems bei unterschiedlichen Szenarien zur Verfügung. Es besteht kein Zeitdruck, da es sich nicht um ein Netz handelt, das wieder in Betrieb gehen muss.

Die Prüfung wurde gleichzeitig für die Leitungsschutzsysteme der Leitungen 72CK12 und 72CK13 durchgeführt. Hierfür waren drei zeitsynchronisierte Relaisprüfgeräte erforderlich, die jeweils einen dreiphasigen Ausgangsstrom von 64 A

liefern mussten. Zusätzlich wurden noch drei parallel geschaltete Stromverstärker benötigt, um einen dreiphasigen Ausgangsstrom von 150 A zu erreichen. Die Verstärker wurden auf der Seite der starken Einspeisung an der fehlerbehafteten Leitung platziert, um die erforderlichen sekundärseitigen Kurzschlussleistungen zu erreichen. Für den auf der fehlerfreien Leitung benötigten Strom reichte das Relaisprüfgerät aus.

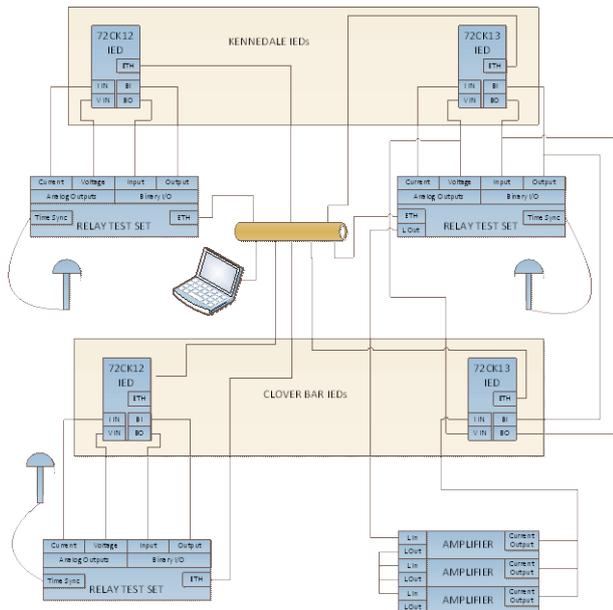


Bild 17: Prüfaufbau für die Prüfung vor dem Einbau

**Prüfszenario #1:** In diesem Prüfszenario wurde der Ausfall der Leitung 72CK12 simuliert. Geht eine der Leitungen zur Einspeisung der Schaltanlage Kennedale außer Betrieb, muss das Netz so umkonfiguriert werden, dass die erforderliche Leistung bereitgestellt werden kann, ohne das verbleibende Kabel dabei zu überlasten. Die Leitung 72KN23 wird angeschaltet und speist nun von der Schaltanlage Namao her ein. Diese Einspeisung ist allerdings im Vergleich zur Schaltanlage Clover Bar nur sehr schwach. Bei einem Fehler auf der Leitung 72CK13 kommt es deshalb zu einer schwachen Einspeisung und der Fehler wird nahezu vollständig durch die Schaltanlage Clover Bar gespeist.

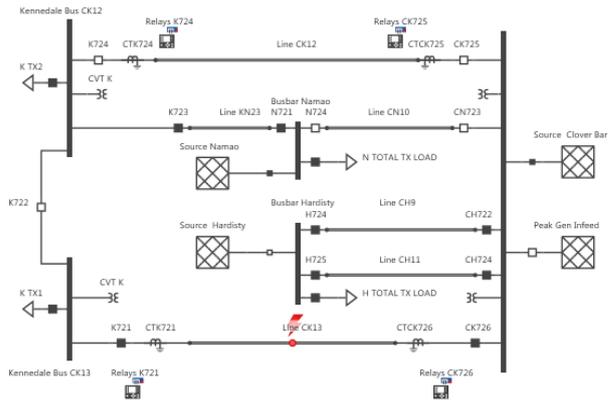


Bild 18: Netzkonfiguration wenn 72CK12 außer Betrieb ist

▲ Relays K721			
V A-N prim.:	49.098 kV	<	0.68 °
V B-N prim.:	1.7200 V	<	166.39 °
V C-N prim.:	40.305 kV	<	107.54 °
I A prim.:	202.19 A	<	159.05 °
I B prim.:	93.287 A	<	44.27 °
I C prim.:	183.76 A	<	-48.40 °

▲ Relays CK726			
V A-N prim.:	41.139 kV	<	-3.73 °
V B-N prim.:	20.131 kV	<	-144.05 °
V C-N prim.:	40.581 kV	<	120.20 °
I A prim.:	194.75 A	<	-12.16 °
I B prim.:	18.150 kA	<	173.45 °
I C prim.:	194.74 A	<	139.37 °

Bild 19: L2-N-Fehler auf 72CK13 (0% Entfernung von Kennedale)

▲ Faults on 72CK13						
	Line fault 1...	Line fault 1...	K724 Trip (C...)	CK725 Trip (C...)	K721 Trip (C...)	CK726 Trip (C...)
1	Executed	0.00 % B-N	+++	+++	+++	80.9 ms
2	Executed	50.00 % B-N	+++	+++	47.8 ms	33.0 ms
3	Executed	100.00 % B-N	+++	+++	48.2 ms	33.3 ms

Bild 20: Prüfergebnisse für schwache Einspeisung

Da der Strom nicht für eine Auslösung des Distanzschutzes auf der Seite der Schaltanlage Kennedale ausreicht, ist dieser auf eine Mitnahme von der anderen Seite angewiesen. Allerdings reicht Zone 1 nur bis 80% der Leitung, weshalb das Relais bei einem Nahfehler (also innerhalb einer Entfernung zur Schaltanlage Kennedale von < 20% der Leitungslänge) nicht auslöst, bis der Fehler an der Schaltanlage Clover Bar isoliert ist und von der Schaltanlage Kennedale her gespeist wird. Aus diesem Grund muss eine Echoschaltung mit einem Auslösezusatz am schwachen Ende eingesetzt werden.

### Prüfung während der Inbetriebnahme

Wie bereits erwähnt, wurden die Leitungsimpedanz gemessen und die Stromwandler geprüft, während die Leitung für die Umstellung des Schutzsystems und dessen Inbetriebnahme außer Betrieb war. Die Relais erhielten neue Distanzschutzeinstellungen. In die Prüfsoftware wurden die gemessenen Impedanzwerte eingegeben und die Ergebnisse der Stromwandlerprüfungen importiert. Die Prüfung mit

dynamischer Simulation wurde durchgeführt, um die Richtigkeit der neuen Einstellungen und die Einflüsse einer möglichen Sättigung von Stromwandlern zu überprüfen.

Die Prüfung erfolgte jeweils für eine Leitung, während diese außer Betrieb war. Es wurden zwei zeitsynchronisierte Relaisprüfgeräte verwendet, an jedem Leitungsende eines. Auf der Seite der Schaltanlage Clover Bar waren drei parallel geschaltete Stromverstärker erforderlich, um die maximalen Kurzschlussleistungen zu erreichen. Die Bedienung der Relaisprüfgeräte auf beiden Seiten erfolgte über Laptops. Die Datenkommunikation der auf den Laptops laufenden Simulationssoftware erfolgte über ein Mobilfunknetz. Die Software erlaubte die Steuerung sämtlicher Prüfungen von einem Computer aus, wobei beide zeitsynchronen Prüfgeräte zeitgleich durch einen von der Software automatisch definierten absoluten Zeitstempel gestartet werden (Bild 21).

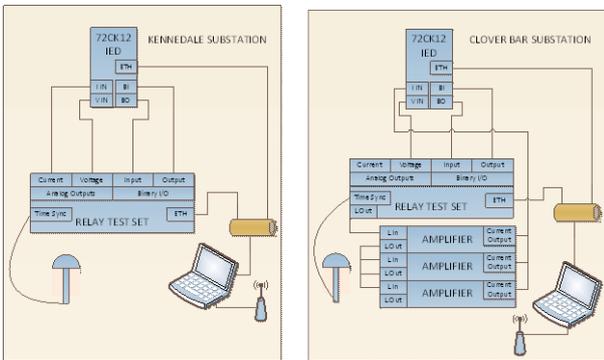


Bild 21: Prüfaufbau für die Prüfung vor dem Einschalten

Bild 22 zeigt ein Beispiel für eine Prüfung, bei der für die Leitung 72CK12 ein Nahfehler auf der Seite der starken Einspeisung (Schaltanlage Clover Bar) simuliert wurde.

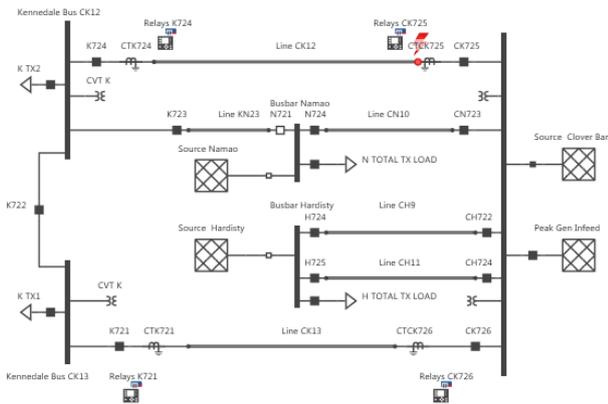


Bild 22: Nahfehler an Schaltanlage Clover Bar

Anhand der Ergebnisse aus den Stromwandlerprüfungen wurde eine Simulation des Stromwandlerverhaltens vorgenommen. Die in der Simulationssoftware angezeigten Signale zeigten offenkundig eine Sättigung. Aufgrund der schwachen Einspeisung

am anderen Ende ist jedoch eine Sättigung an diesem Ende der Leitung sehr problematisch, da die Distanzschutzfunktion des Schutzes am schwachen Ende zu wenig Strom für eine Auslösung erhält. Somit würde im Fall einer Nichtauslösung der Distanzschutzfunktion am starken Ende aufgrund einer Stromwandlersättigung der Fehler nicht isoliert. Zu einem großen Problem wird dies, wenn gleichzeitig die Leitungsdifferenzialschutzfunktion des Schutzes aufgrund eines nicht funktionierenden Stromwandlers oder eines Fehlers im Kommunikationskanal versagt.

In dem in den Bildern 23 und 24 gezeigten Fall wurde der Schutz "A" auf der Seite der Schaltanlage Clover Bar sowohl von der Leitungsdifferenzialschutzfunktion als auch von der Distanzschutzfunktion (Zone 1) betätigt. Schutz "B" wird jedoch ausschließlich von der Leitungsdifferenzialschutzfunktion betätigt.

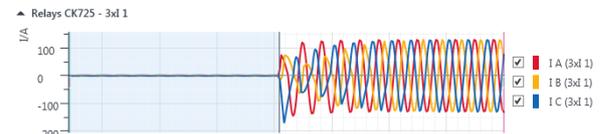


Bild 23: Dreipoliger Fehler mit simuliertem Stromwandler

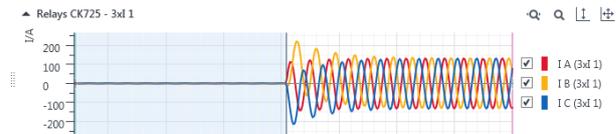


Bild 24: Dreipoliger Fehler mit idealem Stromwandler (als Referenz)

In dem in den Abbildungen 25 und 26 gezeigten Fall wurden Schutz "A" und Schutz "B" sowohl durch die Leitungsdifferenzialschutzfunktion als auch durch die Distanzschutzfunktion (Zone 1) betätigt.



Bild 25: L2-N-Fehler mit simuliertem Stromwandler

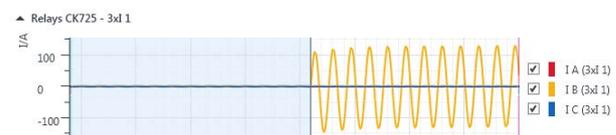


Bild 26: L2-N-Fehler mit idealem Stromwandler (als Referenz)

Diese Ergebnisse belegen, dass der Leitungsschutz korrekt funktionieren und den Fehler auch bei Auftreten von Stromwandlersättigung sofort isolieren wird. Allerdings offenbaren sie auch eine Schwachstelle unseres Schutzsystems. Es besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass im Fall eines

Nahfehlers oder eines Sammelschienenfehlers an der Schaltanlage Clover Bar eine Stromwandlersättigung eintreten wird. Aufgrund der schwachen Einspeisung auf der Seite der Schaltanlage Kennedale spielt es keine Rolle, wenn die Leitungsdifferenzialschutzfunktion bei einem Sammelschienenfehler nicht auslöst. Es sollte jedoch eine Simulationsprüfung für den Transformator-differentialschutz durchgeführt werden, um nachzuweisen, dass es bei einem außen liegenden Fehler nicht zu einer Fehlfunktion aufgrund von Stromwandlersättigung kommt.

**Prüfung der Leitungsdifferenzialschutzfunktionen oder der Distanzschutzfunktionen**

Die systembasierte Prüfung ist sowohl für die Prüfung der Leitungsdifferenzialschutzfunktionen als auch für die Prüfung der Distanzschutzfunktionen ein wertvolles Werkzeug.

Ein Vorteil bei der Prüfung der Leitungsdifferenzialschutzfunktion war für uns besonders wertvoll: die Möglichkeit, einen außen liegenden Fehler mit Sättigung der Stromwandler zu simulieren und somit den Schutz auf Stabilität zu prüfen. Obwohl dies ein wichtiges Prüfzenario ist, wird es bei der Prüfung von Leitungsdifferenzialschutzsystemen oftmals vernachlässigt.

Für die Prüfung von Distanzschutzsystemen ist die systembasierte Prüfung essenziell. Sie ist der einzige Weg, um wirklich nachzuweisen, dass die Einstellungen der Zonenreichweiten einen korrekten Betrieb mit im Netz auftretenden realen Werten gewährleisten. Fehlerhafte Einstellungen können mit dieser Art der Prüfung ermittelt werden. Funktionsprüfungen werden üblicherweise vorgenommen, um nachzuweisen, dass die Relaisereinstellungen mit den berechneten Werten übereinstimmen, können aber in den meisten Fällen Fehler in der Berechnung nicht aufdecken. In Zeiten von 'Copy and Paste' und der Nutzung von Computerprogrammen für solche Berechnungen ist dies ein sehr wichtiger Aspekt der Prüfung. Die Verwendung von realistischen Fehlerwerten beweist außerdem, dass die Relaisereinstellungen für das Netz korrekt sind. Moderne Relais können hunderte oder sogar tausende von Einstellungen und Parametern aufweisen, wobei schon ein falsches Verständnis von nur einer Einstellung einen erheblichen Einfluss auf die Funktion des Relais haben kann. Die systembasierte Prüfung hat sich darüber hinaus als exzellente Möglichkeit zur Prüfung des im Leitungsschutz verwendeten Signalvergleichs (Permissive Overreaching Transfer Tripping, POTT) erwiesen. Der Nachweis der Übertragung und des Empfangs von Kommunikationsbits zu den erwarteten Zeitpunkten ist mit dieser Prüfung ein Leichtes.

**Iterative Closed-Loop-Prüfung**

Die Simulationssoftware enthält auch eine Funktion für Iterative Closed-Loop-Prüfungen. Bei Nutzung dieser Funktion verwendet die Software Rückmeldungen vom Relais, um vorherzusagen, was bei einer tatsächlichen Betätigung geschehen würde. Die Software gibt dann den Fehler unter Verwendung der erlernten Daten wieder und verändert so die Fehlerbedingungen. Ein Einsatzgebiet, für das wir diese Funktion einsetzen, war die Prüfung eines Kommunikationsausfalls zwischen den Relais. Tritt am starken Ende ein Leitungsfehler auf, wird der Fehler solange vom starken Ende gespeist, bis die Distanzschutzfunktion (Zone 1) des Leitungsschutzes den Leistungsschalter auslöst. Nach dem Auslösen des Leistungsschalters wird der Fehler durch die Parallelleitung gespeist, bis das schwache Ende 300 ms später in Zone 2 auslöst. Bei der ersten Ausführung des Fehlers wird der Fehler für die vom Benutzer definierte Fehlerdauer eingespeist. Die Software erhält Rückmeldung, dass der Leistungsschalter CK726 ausgelöst hat. Für die zweite Ausführung (nach dem Öffnen von CK726) wird der Fehler von der Schaltanlage Kennedale aus gespeist und der Schutz löst in Zone 2 aus. Die Bilder 27 bis 30 zeigen dieses Prüfzenario.

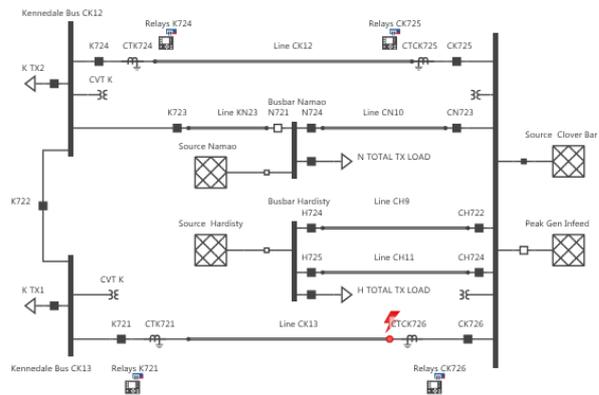


Bild 27: Netzkonfiguration für Closed-Loop-Prüfung eines Kommunikationsausfalls

Faults on 72CK13 - Comm Fail Line fault 1... Line fault 1... K724 Trip (... K725 Trip... K721 Trip (... CK726 Trip...						
11	Executed	95.00 %	A-N	+++	+++	340.6 ms 34.8 ms
12	Executed	95.00 %	B-C	+++	+++	346.4 ms 35.7 ms

Bild 28: Prüfergebnisse

Relays K721			Relays CK726		
V A-N prim.:	66.050 V	< -105.35 °	V A-N prim.:	93.080 V	< -71.06 °
V B-N prim.:	40.867 kV	< -119.31 °	V B-N prim.:	40.910 kV	< -119.11 °
V C-N prim.:	39.701 kV	< 113.90 °	V C-N prim.:	39.766 kV	< 114.02 °
I A prim.:	94.938 A	< -157.05 °	I A prim.:	30.895 kA	< -85.51 °
I B prim.:	204.29 A	< 78.10 °	I B prim.:	215.14 A	< -94.73 °
I C prim.:	179.11 A	< -77.33 °	I C prim.:	176.54 A	< 111.53 °
I A sec.:	395.60 mA	< -157.05 °	I A sec.:	77.237 A	< -85.51 °
I B sec.:	851.20 mA	< 78.10 °	I B sec.:	537.80 mA	< -94.73 °
I C sec.:	746.30 mA	< -77.33 °	I C sec.:	441.30 mA	< 111.53 °

Bild 29: Fehlerwerte vor dem Auslösen am starken Ende

▲ Relays K721			▲ Relays CK726		
V A-N prim.:	13.735 kV	◀ -17.94 °	V A-N prim.:	27.507 kV	◀ -17.72 °
V B-N prim.:	41.330 kV	◀ -130.46 °	V B-N prim.:	40.935 kV	◀ -121.77 °
V C-N prim.:	46.296 kV	◀ 119.35 °	V C-N prim.:	41.312 kV	◀ 115.58 °
I A prim.:	12.359 kA	◀ -60.50 °	I A prim.:	0.0000 A	◀ NaN
I B prim.:	29.083 A	◀ -46.06 °	I B prim.:	0.0000 A	◀ NaN
I C prim.:	33.972 A	◀ -150.46 °	I C prim.:	0.0000 A	◀ NaN
I A sec.:	51.497 A	◀ -60.50 °	I A sec.:	0.0000 A	◀ NaN
I B sec.:	121.20 mA	◀ -46.06 °	I B sec.:	0.0000 A	◀ NaN
I C sec.:	141.60 mA	◀ -150.46 °	I C sec.:	0.0000 A	◀ NaN

Bild 30: Fehlerwerte nach dem Auslösen am starken Ende

## 5 Prüfergebnisse und Analyse

### Gewonnene Daten

Ein großer Vorteil dieser Art der systembasierten Prüfung ist ihre Einfachheit und Schnelligkeit, mit der mehrere Prüfungen und Szenarien abgearbeitet werden können. Dies ermöglicht das Erfassen einer Vielzahl von Daten und ist extrem hilfreich bei der Beurteilung des Verhaltens des Prüfsystems. Allerdings wirft sich hier auch die Frage auf, wie viele Prüfzuszenarien berücksichtigt werden sollten. Da innerhalb weniger Minuten hunderte von Prüfungen vorbereitet werden können, ist ein fester Plan erforderlich, was geprüft werden muss und welche Logiken und Einstellungen am Wichtigsten sind, um die Anzahl der durchzuführenden Prüfungen in Grenzen zu halten. Aufgrund der großen Anzahl der berücksichtigten Prüfzuszenarien war dieses Schutzsystem das am gründlichsten geprüfte Schutzsystem bei EPCOR. EPCOR ist sicher, dass dieses Schutzsystem unter allen erdenklichen Netzbedingungen korrekt arbeiten wird. Die Prüfergebnisse unterstreichen dies.

### Erkannte Probleme

#### Problem #1 - Untergreifen von Schutz "A" bei Erdschlüssen

Bei der Prüfung wurde herausgefunden, dass die Distanzschutzfunktion des Schutzes "A" bei Erdschlüssen eine erhebliches Untergreifen aufweist. Durch eine Fehlersuche konnte ermittelt werden, dass der Fehlerbestimmungsalgorithmus des Relais nicht korrekt funktionierte. Immer wenn auf einer fehlerfreien Phase ein Primärstrom über 50 A vorhanden war, ermittelte die Fehlerbestimmung, dass ein Leiter-Leiter-Fehler vorlag. Dies führte dazu, dass in den Fehlerberechnungen statt der Leiter-Erde-Impedanz die Leiter-Leiter-Impedanz verwendet wurde. In dem nachfolgenden Beispiel eines L1-N-Fehlers, bei 10% der Leitungslänge von der Schaltanlage Clover Bar entfernt, sollte die Distanzschutzfunktion bei einem Leiter-Erde-Fehler eindeutig in Zone 1 auslösen. Als die Prüfung ausgeführt wurde, fand in keiner der Distanzzonen eine Anregung statt, da das Relais die Fehlerimpedanz anhand des Leiter-Leiter-Wertes berechnete.

V A-N prim.:	2.0670 kV	◀ -19.15 °
V B-N prim.:	41.722 kV	◀ -130.66 °
V C-N prim.:	50.032 kV	◀ 126.11 °
I A prim.:	17.811 kA	◀ -60.16 °
I B prim.:	1.0872 kA	◀ -73.45 °
I C prim.:	336.61 A	◀ -87.09 °
Z A-N prim.:	65.700 mΩ	◀ -127.86 °
Z B-N prim.:	2.6940 Ω	◀ 133.62 °
Z C-N prim.:	3.3905 Ω	◀ 31.24 °
Z A-B prim.:	2.5379 Ω	◀ -73.94 °
Z B-C prim.:	94.347 Ω	◀ 159.31 °
Z C-A prim.:	2.9548 Ω	◀ -172.92 °

Bild 31: Beispiel für einen L1-N-Fehler an Schaltanlage Clover Bar

Als Ursache dieses Problems wurde die Einstellung für den Lastsektor ausgemacht. Die Absicht war, den Lastsektor zu deaktivieren. Da bei diesem Relais eine Deaktivierung des Lastsektors nicht möglich war, wurde dieser auf den Maximalwert eingestellt. Der Hersteller teilte später mit, dass die Einstellung für den Lastsektor im Fehlerbestimmungsalgorithmus mit verwendet wird. Der exakte Algorithmus wurde jedoch nicht herausgegeben. Der Lastsektorparameter wurde also auf einen entsprechenden Wert auf Grundlage von 120% des Notbetriebs der Leitung eingestellt. Danach arbeitete der Schutz korrekt.

Bei einer normalen Funktionsprüfung des Relais wäre dieses Problem gar nicht bemerkt worden, da für die fehlerfreie Phase kein Fehlerstrom ausgegeben wird. Ohne eine systembasierte Prüfung wäre dieses Problem wohl niemals gefunden worden und könnte möglicherweise schwerwiegende Folgen haben.

#### Problem #2 - k-Faktor von Schutz "B"

Es wurde herausgefunden, dass für Schutz "B" bei der Berechnung der Erdfehlerimpedanzen der k-Faktor nicht korrekt angewendet wurde. Anscheinend wurde der k-Faktor ignoriert und stattdessen die Schleifenimpedanz verwendet. Auch nach langer Diskussion mit dem Relaishersteller konnte die Ursache dieses Problems bisher nicht ermittelt werden. Die Lösung war, den Stromwandleranschluss von "3-phasig + IN" auf "3-phasig" zu ändern. Das Problem scheint jedoch auf dieses eine Relaismodell beschränkt zu sein. Obwohl wir die Distanzschutzfunktion verschiedener Relaismodelle dieses Herstellers prüften, konnte dieses Verhalten nicht reproduziert werden.

Dieses Problem wurde bei der Funktionsprüfung entdeckt und durch die Simulationsprüfung bestätigt. Würde jedoch nur eine Funktionsprüfung

durchgeführt, so wäre es ein Leichtes, durch Anpassen der Prüfeinstellungen trotzdem ein (fälschlicherweise) positives Prüfergebnis zu erhalten. In diesem Fall gab uns die systembasierte Prüfung die Sicherheit, dass wirklich ein Problem existierte, insbesondere vor dem Hintergrund, dass sich das sich die Simulation mit anderen Relaisstypen bereits bewiesen hat.

#### Problem #3 - Falsche Berechnung der Distanzschutz-zonen nach der Messung der Leitungsimpedanz

Nach der Messung der Leitungsimpedanz wurden sowohl für Schutz "A" als auch für Schutz "B" neue Einstellungen vorgenommen und die Relais erneut geprüft. Bei der systembasierten Prüfung wurde ein Problem mit der Reichweite der Polygonkennlinien (Leiter-Erde) gefunden. Bei einer weiteren Überprüfung der Einstellungen wurde ein Fehler in der Berechnung entdeckt. Für die Reichweitenberechnung der Nullimpedanz wurde der Winkel der Mitimpedanz verwendet.

Die Funktionsprüfung konnte diesen Fehler nicht aufdecken, da die Relaiseinstellungen ja mit den berechneten Einstellungen übereinstimmten. Das eigentliche Problem war jedoch, dass die berechneten Einstellungen nicht den Werten im Netz entsprachen.

## 6 Erkenntnisse

### Kosten- und Zeitanalyse

Ein großer Vorteil der systembasierten Prüfung ist der für den Preis vergleichsweise große Leistungsumfang. Verglichen mit den Projektkosten sind jene für die Software zur dynamischen Simulation nahezu vernachlässigbar. Berücksichtigt man zudem, dass die Software eine einmalige Investition darstellt, die zukünftig für unzählige Projekte zum Einsatz kommen kann und zudem eine große Hilfe beim Identifizieren und Beheben von Einstell-problemen und Fehlfunktionen darstellt, sind die Kosten sogar extrem niedrig. Im Vergleich zur traditionellen Prüfung mittels statischer Zustands-sequenzen kann mit dieser Art der Prüfung dieselbe Anzahl von Prüffällen in kürzerer Zeit geprüft werden. Voraussetzung hierfür ist natürlich immer, dass das für die Prüfung verwendete Modell korrekt ist und in der Software nicht erst noch eine Fehlersuche erforderlich wird, um korrekte Prüfungsbedingungen zu schaffen. Eine höhere Komplexität bringt eine höhere Fehlerwahrscheinlichkeit mit sich. Da die betroffenen Ingenieure und Mitarbeiter im Feld mit der Nutzung der Software für die unterschiedlichen Prüf-szenarien immer vertrauter werden, ist damit zu rechnen, dass sich der Aufwand noch weiter reduziert.

Im Vergleich zu Software für die dynamische Simulation mit voreingestellten Netzmodellen ist der Zeitaufwand erheblich geringer. Obwohl bei der dynamischen Simulation mit anpassbaren

Netzmodellen zunächst mehr Daten erforderlich sind, um das Netzmodell vollständig anzulegen, ist diese Art der Prüfung aufgrund der Flexibilität der Software am Ende schneller. Ein möglicher Fehler im Netzmodell oder den Prüfparametern kann korrigiert und für alle anderen Prüffälle angewendet werden. Zudem können die Prüfparameter einfach geändert und mehrere Prüfungen gleichzeitig erstellt werden.

Die Möglichkeit, sämtliche an mehreren Standorten durchgeführten Prüfungen durch einen einzigen Computer zu steuern, führt außerdem zu einer Vereinfachung bei der Durchführung der Prüfung. Es hat sich gezeigt, dass die Kosten für die Durchführung einer kompletten Simulationsprüfung für die End-to-End-Prüfung sehr ähnlich sind wie die Kosten bei traditionellen Prüfmethoden.

Ein weiterer großer Vorteil ist, dass mit dieser Art der Prüfung Kosten, die durch mögliche zukünftige Fehlfunktionen des Schutzes verursacht werden, vermieden werden können. Fehlfunktionen können erhebliche Auswirkungen auf die Stabilität des Netzes haben und kostspielige und unnötige Ausfälle nach sich ziehen.

### Rückmeldung vom Betriebspersonal

Die von diesem Projekt betroffenen Mitarbeiter im Feld verstanden sehr schnell das Konzept der systembasierten Prüfung, da sie mit der dynamischen Simulationsprüfung mit voreingestellten Netzmodellen ja bereits vertraut waren. Deshalb fiel die Einarbeitung in die neue Software nicht allzu schwer. Willkommen war die höhere Flexibilität der Software. Der geringere Zeitbedarf für die End-to-End-Prüfung gestaltete den Zeitraum der Stilllegung weitaus weniger stressig und ermöglichte sogar, dass die Arbeiten bereits zwei Tage vor der geplanten Wiederinbetriebnahme vollständig abgeschlossen werden konnten.

## 7 Fazit

Die systembasierte Prüfung hat sich bei EPCOR als wertvolles Instrument für die Beurteilung von Leitungsschutzsystemen herausgestellt. Außerdem ist diese Art der Simulationsprüfung sehr hilfreich für das Aufdecken von Einstellfehlern und Fehlern der Relaisalgorithmen. Bei End-to-End-Prüfungen kann die Simulationssoftware verwendet werden, um Prüfungen effizienter durchzuführen. Letztendlich stärkt eine sachgemäße Auswahl der Prüf-szenarien auch das Vertrauen des Schutzingenieurs in die Verwendung des Schutzsystems für sein Netz.



Bild 32: Prüfaufbau für die Prüfung vor dem Einbau

## Über die Autoren



**Adam Rudd** schloss 2008 sein Studium der Elektrotechnik am Northern Alberta Institute of Technology mit Diplom ab. Danach arbeitete er 2 Jahre bei Pace Technologies Inc. im Feldservice für Industriekunden und Energieversorger. 2010 wechselte er zur

Substation Operations Group bei EPCOR, wo er ab 2013 als Power System Electrician arbeitete. 2014 wechselte er zum Substation Engineering Team von EPCOR und beschäftigt sich dort aktuell als Elektrotechniker mit der Schaltanlagenintegration.



**Yordan Kyosev** ist Registered Professional Engineer in der Provinz Alberta, Kanada. Er ist bei EPCOR verantwortlich für die korrekte Funktion der Schutz- und Steuerungssysteme, einschließlich der Mittelplanung, Projektdurchführung und Betriebsmittelverwaltung sowie dem

operativen Support. Bevor er zu EPCOR wechselte, arbeitete er als Schutz- und Steuerungingenieur bei der nationalen bulgarischen Elektrizitätsgesellschaft und als Netzingenieur bei Schlumberger in Kanada.



**Peter Fong** schloss sein Studium an der University of British Columbia als B.A.Sc. ab und ist Registered Professional Engineer in der Provinz British Columbia. Vorher war Peter Anwendungsexperte bei OMICRON electronics Corp. USA und besitzt große

Erfahrung mit Prüfeinrichtungen für die Relais- und Schaltanlagenprüfung. Er ist Mitglied der IEEE und verfasste zahlreiche Schriften für diverse technische Konferenzen. Derzeit ist er General Manager bei Sequence Instruments Inc. in Vancouver, Kanada.

## Überschriften und Teaser

Sie möchten die Performance Ihres Leitungsschutzsystems evaluieren?

Wie wird die Performance eines Leitungsschutzsystems evaluiert?

Wie leistungstark ist Ihr Leitungsschutzsystem?

Wie effizient ist Ihr Leitungsschutzsystem?

Evaluieren der Performance von Leitungsschutzsystemen

Der kanadische Energieversorger EPCOR Utilities Inc. in Edmonton, Alberta, ist dabei, den Leitungsschutz für sein 72 kV Übertragungsnetz zu modernisieren. EPCOR verwendet hierbei für die End-to-End-Prüfung das Konzept der systembasierten Prüfung auf Basis einer Software, die in der Lage ist, sämtliche relevanten Teile des Netzes für die Prüfung zu simulieren.

Dieses Dokument beleuchtet sämtliche Aspekte dieser systembasierten Prüfung, von der Planung und Ausführung der Prüfung bis hin zur Behebung von möglichen Problemen. Außerdem bietet das Dokument einen Überblick über die Entwicklung eines solchen Prüfansatzes innerhalb der Firma und zeigt die mit jedem Entwicklungsschritt erzielten Fortschritte auf. Die erzielten Ergebnisse werden analysiert und mit anderen Prüfverfahren verglichen.