

ArbeitsKreis 952.0.1
TeilGruppe 2

Weitere
Applikationen mit
Diensten der
IEC 61850

Version 1.0

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Motivation für diese Empfehlungen.....	5
1.2	Neuerungen in dieser Applikationsbeschreibung.....	5
2	Allgemeines.....	6
2.1	Verwendete Bezeichnungen	6
2.2	Verfügbare Dienste nach IEC 61850	6
2.3	Einheitliche Bewertungstabelle zu den Applikationen.....	6
3	Realisierung einer „1 aus n“ Überprüfung	8
3.1	Applikation	8
3.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	8
3.2.1	Informationsarten.....	8
3.2.2	Realisierungskonzepte	8
3.2.3	Vergleich der Konzepte	10
3.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	11
3.3.1	Selektionsinformation	11
3.3.2	Freigabe-, Sperr-, bzw. Abbruchsignale	11
3.4	Zeitanforderungen.....	11
3.5	Bewertung der möglichen Dienste	12
3.5.1	Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit.....	12
3.5.2	Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in dedizierter Feldeinheit	12
3.5.3	Dezentrale „1 aus n“ Überprüfung in Feldeinheiten.....	13
3.6	Gewählte Dienste.....	13
3.7	Prozeduren	13
3.8	Randbedingungen.....	15
4	Automatische Wiedereinschaltung.....	16
4.1	Applikation	16
4.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	19
4.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	20
4.4	Zeitanforderungen.....	21
4.5	Bewertung der möglichen Dienste	21
4.6	Gewählte Dienste.....	21
4.7	Prozeduren	21
4.8	Randbedingungen.....	21
5	Parallelbetrieb von Transformatoren im Automatikbetrieb	22
5.1	Applikation	22
5.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	24
5.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	25
5.4	Zeitanforderungen.....	26
5.5	Anforderungen an mögliche Dienste.....	26

5.6	Gewählte Dienste.....	26
5.7	Prozeduren	26
5.8	Randbedingungen.....	26
6	Transformator-Umschaltautomatik.....	27
6.1	Applikation	27
6.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	28
6.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	29
6.4	Zeitanforderungen.....	29
6.5	Bewertung der möglichen Dienste	30
6.6	Gewählte Dienste.....	30
6.7	Prozeduren	30
6.8	Randbedingungen.....	30
7	Frequenzentlastungsautomatik (FEA).....	31
7.1	Applikation	31
7.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	34
7.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	34
7.4	Zeitanforderungen.....	34
7.5	Bewertung der möglichen Dienste	34
7.6	Gewählte Dienste.....	34
7.7	Prozeduren	34
7.8	Randbedingungen.....	35
8	Charakteristikumschaltung in Schutzfunktionen	36
8.1	Applikation	36
8.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	37
8.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	37
8.4	Zeitanforderungen.....	37
8.5	Bewertung der möglichen Dienste	38
8.6	Gewählte Dienste.....	38
8.7	Prozeduren	38
8.8	Randbedingungen.....	39
9	Verwendungsmöglichkeiten des LN PTRC	40
9.1	Applikation	40
9.1.1	Ein PTRC wirkt auf mehrere XCBR	40
9.1.2	Mehrere PTRC wirken auf einen XCBR	41
9.1.3	Weitergabe der „Operate“-Information durch PTRC	41
9.2	Informationen und Kommunikationsteilnehmer.....	42
9.3	Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)	42
9.4	Zeitanforderungen.....	42
9.5	Bewertung der möglichen Dienste	43
9.6	Gewählte Dienste.....	43
9.7	Prozeduren	43
9.8	Randbedingungen.....	43
10	Literatur	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit.....	9
Abbildung 2	Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in dezidierten Feldeinheiten.....	9
Abbildung 3	Dezentrale „1 aus n“ Überprüfung in Feldeinheiten	9
Abbildung 4	Befehl zu IED n: Fehlerfreier Ablauf.....	14
Abbildung 5	Befehl zu IED n: Gestörter Ablauf, Abbruch der Befehlssequenz im IED n durch laufenden Befehl in IED m ("Select"-Phase).....	14
Abbildung 6	Prinzip der Automatischen Wiedereinschaltung.....	17
Abbildung 7	Zeitdiagramm einer erfolgreichen Automatischen Wiedereinschaltung	18
Abbildung 8	Zeitdiagramm einer nicht erfolgreichen Automatischen Wiedereinschaltung (weiterer Zyklus möglich)	18
Abbildung 9	Zeitdiagramm einer nicht erfolgreichen Automatischen Wiedereinschaltung (weiterer Zyklus nicht möglich).....	19
Abbildung 10	Beteiligte Logical Nodes.....	20
Abbildung 11	Prinzip des Parallelbetriebs von Transformatoren mit modellierten LN (Logical Nodes)	22
Abbildung 12	Kommunikationsbeziehungen zwischen LN.....	24
Abbildung 13	Übersichtsschaltbild des Beispiel-UW.....	27
Abbildung 14	Prinziplösung der Umschaltautomatik.....	28
Abbildung 15	Zusammenwirken der LN in den IED der Felder =K02 und =K07	28
Abbildung 16	Variante 1.1, Zentrale Lösung mit Knoten PTUF und zentraler Logik-Umschaltung..	32
Abbildung 17	Variante 1.2, Zentrale Lösung mit Knoten PTUF und dezentraler Logik-Umschaltung	33
Abbildung 18	Variante 2, Dezentrale Lösung mit Knoten PTUF in jedem Feld.....	33
Abbildung 19	Anpassung der Distanzschutzzonen an veränderte Oberleitungsgeometrie	36
Abbildung 20	Prozessablauf der Charakteristikumschaltung.....	39
Abbildung 21	Prinzipbild PTRC wirkt auf mehrere XCBR	40
Abbildung 22	Prinzipbild Mehrere PTRC wirken auf einen XCBR	41
Abbildung 23	Prinzipbild Weitergabe der „Operate“-Information durch PTRC.....	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Gegenüberstellung der Realisierungskonzepte	10
Tabelle 2	Verhalten von IED bei einem zweiten Befehl während der Ausführung eines „1 aus n“ relevanten Befehls	15

1 Einleitung

1.1 Motivation für diese Empfehlungen

Die Kommunikationsnorm IEC 61850 stellt semantisch beschriebene Datenobjekte und Kommunikationsdienste zur Verfügung. Sie standardisiert nicht deren Verwendung in Applikationen. Diese Empfehlung zeigt beispielhaft Lösungen für Aufgabenstellungen der Schaltanlagenleittechnik. Diese Beispiele können wiederum von den Herstellern als Grundlage für die Geräteimplementierung verwendet werden. Aus diesem Grund hat sich der Arbeitskreis mit einer detaillierten Analyse beschäftigt und diese Applikationsbeschreibung erarbeitet.

1.2 Neuerungen in dieser Applikationsbeschreibung

Die im Jahre 2008 veröffentlichte Version der Applikationsbeschreibung [1] basiert auf der Edition 1 der IEC 61850. Die durch den Erfahrungsaustausch im Arbeitskreis gewonnen Erkenntnisse wurden in dem Entstehungsprozess der zweiten Edition eingebracht. Dadurch konnten fehlende Objekte und Objektausprägungen verbessert und erweitert werden.

Diese Version der Applikationsbeschreibung basiert nun auf der Edition 2 der Normteile 6 und 7-x, die bereits veröffentlicht wurden bzw. als FDIS vorliegen.

Mit dieser Fassung des Dokumentes stand zudem nicht die Überarbeitung der bereits veröffentlichten Applikationsbeschreibung im Vordergrund, sondern die Aufnahme von neuen Anwendungen. Die Empfehlungen der bereits veröffentlichten Applikationsbeschreibung [1] gelten prinzipiell weiter.

2 Allgemeines

2.1 *Verwendete Bezeichnungen*

Der Begriff „Feldeinheit“ steht für ein beliebiges Gerät in der Feldelebene mit Kopplung an die Primärtechnik. Eine „Feldeinheit“ steht für alle möglichen Formen von Feldgeräten wie eine Schutzeinrichtung, Steuereinrichtung, Kombinierte Schutz- und Steuereinrichtungen. Es muss nicht einem bestimmten Schaltfeld zugeordnet sein, es kann auch feldübergreifende Funktionen besitzen. Pro Schaltfeld können auch mehrere solcher Feldgeräte, z.B. ein Schutzgerät und ein Steuergerät parallel, vorhanden sein. Alle im Dokument beschriebenen Funktionen sind somit für jedes Feldgerät eigenständig zu verstehen.

Im Rahmen der IEC 61850 entspricht eine Feldeinheit einem „IED“ (Intelligent Electronic Device).

2.2 *Verfügbare Dienste nach IEC 61850*

Die in der IEC 61850 verfügbaren Dienste wurden bereits in der Applikationsbeschreibung Version 1.0 [1] im Detail mit ihren Vor- und Nachteilen bzw. den damit verbundenen Randbedingungen beschrieben. Diese sind auch für diese Version der Applikationsbeschreibung gültig, weshalb auf eine Wiederholung dieser Tabelle an dieser Stelle verzichtet wird.

2.3 *Einheitliche Bewertungstabelle zu den Applikationen*

Die nachfolgende Tabelle wird für die Bewertung der Anforderungen und der möglichen Dienste für die jeweilige Applikation der nachfolgenden Kapitel verwendet.

Es werden dabei folgende Kriterien in der Bewertung berücksichtigt:

- Rücksendung einer Empfangsbestätigung – Jede Message von einem Server-IED wird durch eine Response-Message des empfangenden Clients bestätigt, um dem Server die fehlerfreie Übertragung der Information mitzuteilen.
- Empfang durch mehrere Clients (Multicast) – Eine gesendete Message wird von einem Server-IED zur gleichen Zeit an mehr als ein Client-IED gesendet, um das Datenaufkommen zu reduzieren.
- Zeitkritischer Informationsaustausch – Hier wird die Zeitanforderung bzw. die Reaktionszeit betrachtet, die für die Applikation bei Nutzung des Dienstes erforderlich ist bzw. die durch den jeweiligen Dienst zur Verfügung gestellt wird. Es wird hier nur die Übertragungszeit des Dienstes selbst betrachtet, die Bearbeitungszeiten innerhalb der IED zur Erzeugung und Weiterverarbeitung sind bewusst ausgenommen worden.
- Kontinuierliches Datenaufkommen – Hier wird der erforderliche Datenumfang bewertet, der durch die Verwendung dieses Dienstes auf Applikationslevel des Ethernets entsteht. Bei dieser Bewertung werden Parameter wie z.B. die Mehrfachsendung der gleichen Information, sporadische oder ständige zyklische Wiederholungen, Senden der Daten erst nach Aufforderung usw. bewertet. Die Bewertung erfolgt hier rein subjektiv durch Betrachtung der Anzahl an Messages im normalen Betriebsfall und basiert nicht auf eine echte Messung der auftretenden Datenströme. Die Angabe eines Zahlenwertes in kByte/s ist sehr schwer einschränkbar, da die Datenblockgröße der Messages nicht eindeutig festgelegt werden kann und die tatsächliche Systemlast von weiteren Faktoren wie z.B. der Anzahl der Switches und IEDs im Netz abhängt.
- Systembelastung direkt nach dem Ereignis – Gleiche subjektive Bewertung wie der vorherige Punkt, es erfolgt hier aber eine Bewertung des in vielen Fällen bei einer Statusänderung oder dem Übertragungsanstoß deutlich höheren Datenaufkommens (z.B. Anstoß Filetransfer oder Logging).
- Informationswiederholung nach einer Verbindungsunterbrechung – Während einer

Verbindungsunterbrechung können Statusänderungen auftreten, die für bestimmte Applikationen wichtig sind, um die Historie der Statusänderungen zu archivieren bzw. zu bewerten. Dieses Kriterium bewertet, ob ein Dienst nach erneutem Verbindungsaufbau der Server-Client-Verbindung zusätzlich zur Meldung des gerade aktuellen Status auch die bereits während der Verbindungsunterbrechung aufgetretenen Meldungsänderungen erneut sendet, um auf Seite des Clients einen kontinuierlichen Informationsverlauf rekonstruieren zu können.

Die in der Tabelle verwendeten Klartexteinträge sind in der unten stehenden Legende definiert. Es sind die Eigenschaften für alle Dienste gemeinsam festgelegt worden, so dass die Abstufungen der Eigenschaften überschneidungsfrei sind. In der Tabelle der jeweiligen Applikation wird die entsprechende Zeile eingefügt, falls der Dienst für diese Applikation in Frage kommt. Das ermöglicht einen einfacheren Vergleich zwischen Anforderung der Applikation und den von den Diensten zur Verfügung stehenden Leistungsmerkmalen.

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Prozessschritt 1 (z.B. Aktivierung)						
Anforderung für diese Applikation	s.u.	s.u.	s.u.	s.u.	s.u.	s.u.
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
GetDataValues (Polling per Request / Response)	Erfüllt	Nicht erfüllt	<500ms	Niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
SetURCBValues / SetBRCBValues	Erfüllt	Nicht erfüllt	<500ms	Niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
Substitution per Request / Response	Erfüllt	Nicht erfüllt	<=1s	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
Setting Group Control p. Request / Response	Erfüllt	Nicht erfüllt	<=1s	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
Control per Request / Response	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
Unbuffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig *)	Mittel	Nicht erfüllt
Buffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig *)	Mittel	Erfüllt
Logging	Nicht erfüllt	Nicht erfüllt	> 1s	Sehr niedrig	Sehr hoch	Nicht erfüllt
GOOSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt
GSSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt
SV	Nicht erfüllt	Erfüllt	< 20ms	Sehr hoch	Sehr hoch	Nicht erfüllt
Filetransfer	Nicht erfüllt	Nicht erfüllt	> 1s	Sehr niedrig	Sehr hoch	Nicht erfüllt
Prozessschritt 2 (z.B. Überwachung)						
Siehe oben	*) Je nach Konfiguration der Messwerte auch „Sehr niedrig“ bis „Mittel“					
Prozessschritt n						
Siehe oben						

Auswahlliste möglicher Klartexteinträge:

Anforderung für diese Applikation	Erforderlich	Erforderlich	>1s	Sehr hoch	Sehr hoch	Erforderlich
	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	<=1s	Hoch	Hoch	Nicht erforderlich
			<500ms	Mittel	Mittel	
			<100ms	Niedrig	Niedrig	
			<20ms	Sehr niedrig	Sehr niedrig	
Anwendbarkeit der möglichen Dienste	Erfüllt	Erfüllt	>1s	Sehr hoch	Sehr hoch	Erfüllt
	Nicht erfüllt	Nicht erfüllt	<=1s	Hoch	Hoch	Nicht erfüllt
			<500ms	Mittel	Mittel	
			<100ms	Niedrig	Niedrig	
			<20ms	Sehr niedrig	Sehr niedrig	

3 Realisierung einer „1 aus n“ Überprüfung

3.1 Applikation

Die „1 aus n“ Überprüfung stellt sicher, dass in Schaltanlagen exklusiv nur ein Primärschaltgerät wie Leistungsschalter, Trenn- oder Erdungstrennschalter innerhalb eines betrachteten Abschnitts, für den die Funktion wirksam sein soll, betätigt werden kann (d.h. innerhalb eines Feldes, Anlagenabschnitts oder der Gesamtanlage). Sie stellt damit sicher, dass für die Verriegelungsprüfung jederzeit eindeutige Rückmeldungen vorliegen.

Sie ist somit eine Teilfunktion der Anlagenverriegelung und wird in diesem Kontext mit dem Begriff „Doppelbetätigungssperre“ gleichgesetzt.

Die IEC 61850 stellt zur Realisierung dieser Doppelbetätigungssperre einen Mechanismus über das Attribut „stSeld“ zur Verfügung, welches in den CDC für controllable data enthalten ist und somit auch in dem Knoten CSWI, der für die Steuerung der Primärgeräte verwendet wird, enthalten ist.

Hier verschickt die Feldeinheit vor Beginn eines Schaltvorgangs eine Information an alle Teilnehmer im gleichen Netzabschnitt, damit kein weiterer Schaltvorgang in einem vordefinierten Anlagenabschnitt (z.B. Feld, Station usw.) gestartet wird. Erst nach Rückmeldung des abgeschlossenen Schaltvorgangs kann dann der nächste Schaltbefehl abgewickelt werden. Der Schaltvorgang gilt dann als gestartet, wenn die Feldeinheit ein „Select“ (SBO) oder „Operate“ (Direct Control) empfangen hat.

3.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

3.2.1 Informationsarten

Zur Realisierung der „1 aus n“ Überprüfung werden folgende Informationen verwendet:

- Befehlsgebaben, die Vor-Ort, über die Nahbedienung oder von Ferne über die Netzleitstelle erfolgen können,
- Statusinformation
 - Selektionsinformation (stSeld)
- Freigabe-, Sperr- bzw. Abbruchsignale

Zur Realisierung einer feldübergreifenden „1 aus n“ Überprüfung ist der Austausch dieser Informationen zwischen den beteiligten IEDs nötig.

3.2.2 Realisierungskonzepte

Grundsätzlich existieren drei verschiedene Realisierungskonzepte (siehe Abbildung 1, Abbildung 2, Abbildung 3). Die Konzepte unterscheiden sich dadurch, welche IED Informationen miteinander austauschen und in welchen IEDs die Prüfung der „1 aus n“-Bedingung durch die Logik stattfindet.

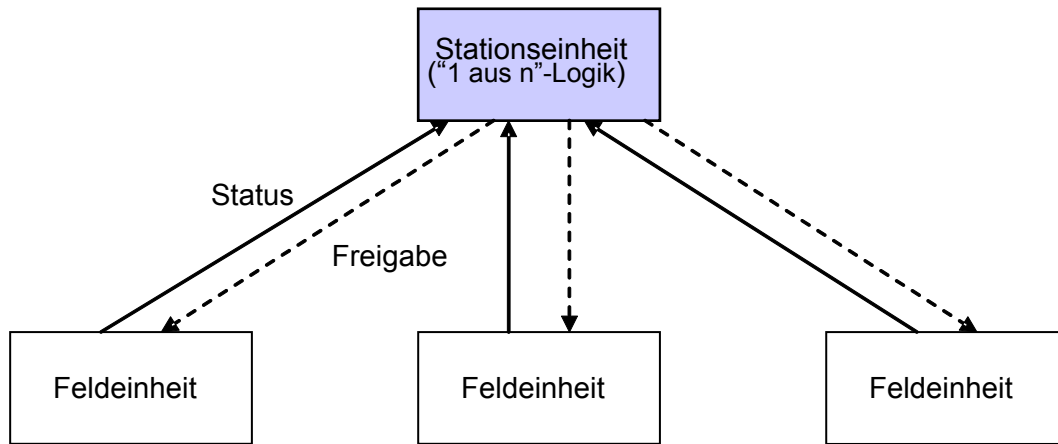


Abbildung 1 Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit

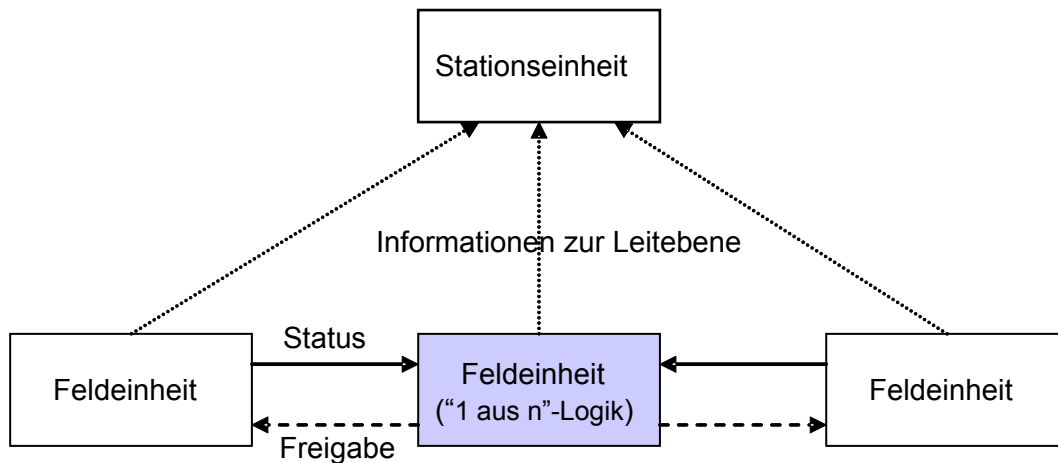


Abbildung 2 Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in dedizierter Feldeinheit

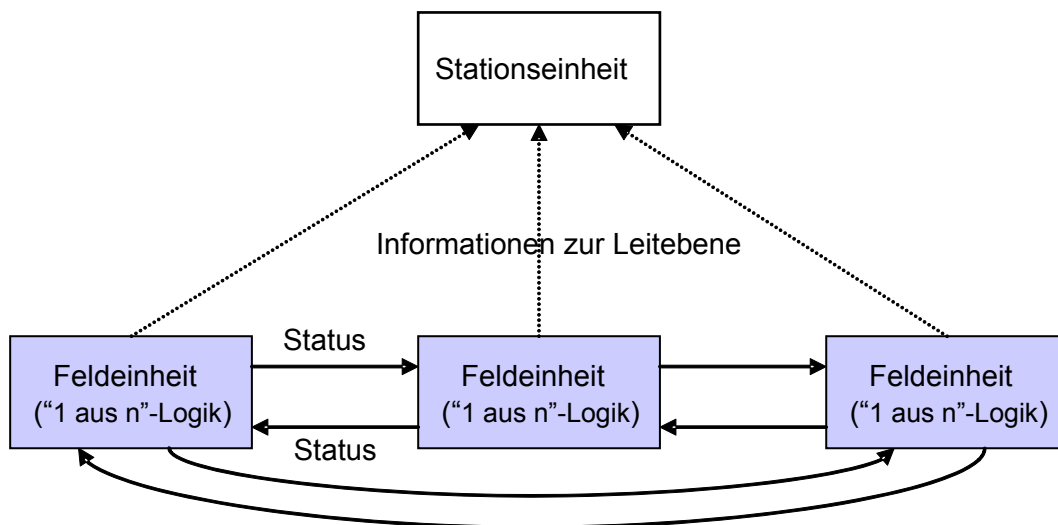


Abbildung 3 Dezentrale „1 aus n“ Überprüfung in Feldeinheiten

Bei den Konzepten „Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit / in dedizierter Feldeinheit“ (Abbildung 1, Abbildung 2) ist die Überprüfungslogik in einem zentralen IED integriert. Das IED führt

ein Prozessabbild, das alle für die Überprüfung notwendigen Informationen umfasst. Hierzu übertragen die Feldeinheiten die relevanten Informationen an das zentrale IED. Die durch die Logik berechneten Freigabe,- Sperr- und/oder Abbruchsignale werden an die entsprechenden Feldeinheiten gesendet. Auf Basis dieser Informationen erfolgt die Durchführung bzw. Blockierung einer Befehlsausgabe durch die Feldeinheiten.

Beim Konzept „Dezentrale „1 aus n“ Überprüfung in Feldeinheiten“ (Abbildung 3) ist die feldübergreifende Überprüfungslogik auf alle beteiligten Feldeinheiten verteilt. Jede Feldeinheit stellt die Informationen bereit, die von anderen Feldeinheiten für die Funktionserfüllung benötigt werden.

3.2.3 Vergleich der Konzepte

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Gegenüberstellung der Realisierungskonzepte hinsichtlich system- und betriebsrelevanter Kriterien wieder.

Kriterium	Zentrales Konzept (Stationseinheit)	Zentrales Konzept (dedizierte Feldeinheit)	Dezentrales Konzept
Interoperabilität	kaum gegeben (a)	kaum gegeben (a) gegeben (b)	gegeben (b)
Verfügbarkeit (N-1) / Verhalten bei Einfachfehlern	Gering	Gering	Hoch
Beeinflussbarkeit durch Meldeschauer	Hoch	Hoch	niedrig
Erweiterbarkeit	weniger aufwendig	Gut	aufwändig
Wartung / Service	Gut	Gut	aufwändig
a. Client-Server-Kommunikation b. Multicast-Kommunikation			

Tabelle 1 Gegenüberstellung der Realisierungskonzepte

Beim Konzept „Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit“ müssen spezielle Prozeduren definiert werden, die eine Verwendung von zusätzlichen Informationen erfordern (z.B. Anfrage an Stationseinheit bei einer Vor-Ort Befehls-gabe). Eine interoperable Lösung ist hier nur mit hohem Konfigurationsaufwand zu erreichen, vorausgesetzt die beteiligten Geräte besitzen die benötigten Funktionen zur Unterstützung der Prozedur.

Für die Konzepte, die Multicast-Kommunikation („GOOSE“) verwenden, ist der Konfigurationsaufwand vergleichsweise gering. Des Weiteren besitzt der überwiegende Teil der heute verfügbaren Gerätetechnik für Feldeinheiten keine Client-Funktionalitäten. Folglich ist die Interoperabilität der „1 aus n“ Applikation auf Basis der Multicast-Kommunikation („GOOSE“) höher als die auf Basis Client-Server-Kommunikation („Reporting“) einzuschätzen.

Bei Auftreten eines Meldeschauers werden sehr viele Informationen in kurzer Zeit von Feldeinheiten an die Stationseinheit gesendet. Die Informationsverarbeitung im IED besitzt i.d.R. eine endliche Kapazität. Da die Stationseinheit im Vergleich zu den Feldeinheiten eine größere Informationsmenge bewältigen muss, sind die Anforderungen an die Robustheit der „1 aus n“ Logik gegenüber Meldeschauern beim Konzept „Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit“ höher als bei Konzepten mit „1 aus n“ Überprüfung in der Feldebene einzuschätzen.

Unter dem Kriterium „Verfügbarkeit“ wird nachfolgend ausschließlich das zuverlässige Vorhandensein der Funktion „1 aus n“ Überprüfung verstanden – die volle Verfügbarkeit der Kommunikationsverbindung wird vorausgesetzt.

Hinsichtlich Verfügbarkeit bei Ausfall einer Komponente (IED) müssen bei allen Konzepten innerhalb der „1 aus n“ Überprüfungslogik Vorkehrungen getroffen werden. Ein Einfachfehler kann zu folgenden Resultaten führen:

- Zentrales Konzept: Beim Ausfall der zentralen Logik muss auf die feldübergreifende „1 aus n“ Überprüfung vollständig verzichtet werden.
- Zentrales und dezentrales Konzept: Fällt eine Feldeinheit aus, bleibt je nach Ausprägung z.B. in einem Szenario die feldübergreifende „1 aus n“ Überprüfung mit Einschränkungen funktionsfähig, in einem anderen Fall führt z.B. der Ausfall der Verbindung zu einer Feldeinheit zu einer Sperre jeglicher Steuerungsmöglichkeit für das gesamte System.
- Anlagenerweiterungen erfordern Modifikationen der Überprüfungslogik. Bei Anlagenerweiterungen müssen die Logikbedingungen um die neu hinzugekommenen Informationen ergänzt werden.

3.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

Für die Abbildung der „1 aus n“ Überprüfung sind die benötigten Informationen mit geeigneten Datenobjekten nachzubilden. Die nachfolgenden Aufstellungen betrachten die Datenobjekte, die zwischen IEDs ausgetauscht werden. Für Feldleitfunktionen empfiehlt sich die Verwendung eines eigenen logischen Geräts. Folglich sollten die entsprechenden logischen Knoten innerhalb dieses logischen Geräts angelegt werden.

Nachfolgend werden logischen Knoten, Objekte und Datenattribute aufgeführt, die für die „1 aus n“ Überprüfung verwendet werden sollten.

3.3.1 Selektionsinformation

Diese Information ist in den LN CSWI der einzelnen Schaltgeräte, die einer „1 aus n“ Überprüfung unterliegen, enthalten.

CSWI					
	Pos	DPC	stSeld	true/false	Aussage, dass der Knoten für die Ausgabe eines Befehles selektiert ist

3.3.2 Freigabe-, Sperr-, bzw. Abbruchsignale

Zur Nachbildung von Informationen, die je nach Konzept zwischen den Geräten oder einer Zentrale ausgetauscht werden.

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
GAPC					
	SPCSO1	SPC	stVal q t	FALSE TRUE Quality TimeStamp	Ggf. für zusätzlichen Informationsaustausch je nach Realisierungskonzept

3.4 Zeitanforderungen

Die Kommandozeit (Zeitdifferenz zwischen Befehlsgabe und Schalten bzw. Blockierung der Ausgangskreise der Feldeinheit) sollte 500 ms nicht überschreiten, damit eine zeitgerechte Reaktion auf eine Bedienung erfolgt. (Dies gilt für die Kombination aus Verriegelungsprüfung und „1 aus n“ Überprüfung)

Es muss sichergestellt sein, dass

- Änderungen der Stati oder Kommunikationsunterbrechungen zwischen den beteiligten IED innerhalb der Kommandozeit registriert und entsprechend behandelt werden, so dass unzulässige Betriebszustände ausgeschlossen sind.

- Änderungen des Anlagenzustandes durch Steuerbefehle müssen mit geringer Verzögerung, hoher Priorität (keine Verdrängung durch andere Dienste) und hoher Sicherheit der Registrierung den an der „1 aus n“ Überprüfung beteiligten IED mitgeteilt werden.

3.5 Bewertung der möglichen Dienste

3.5.1 Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Übertragung der Statusinformation						
Anforderung für diese Applikation	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>Nicht erforderlich</i>	<100ms	<i>Niedrig</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Nicht erforderlich</i>
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Unbuffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Nicht erfüllt
Buffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Erfüllt
Übertragung der Freigabeinformation an Feldeinheiten						
Anforderung für diese Applikation	<i>Erforderlich</i>	<i>Nicht erforderlich</i>	<=1s	<i>niedrig</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Nicht erforderlich</i>
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Control per Request / Response	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt

3.5.2 Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in dedizierter Feldeinheit

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Übertragung der Status- und Freigabeinformation						
Anforderung für diese Applikation	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>Nicht erforderlich</i>	<100ms	<i>Niedrig</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Nicht erforderlich</i>
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
GOOSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt

3.5.3 Dezentrale „1 aus n“ Überprüfung in Feldeinheiten

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
<i>Übertragung der Status- und Freigabeinformation</i>						
Anforderung für diese Applikation	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>Erforderlich</i>	<i><100ms</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Nicht erforderlich</i>
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
GOOSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt

3.6 Gewählte Dienste

Nach Abschnitt 3.2.3 sollten folgende Dienste - je nach Realisierungskonzept - verwendet werden.

Realisierungskonzept	Dienst
Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in Stationseinheit	Client-Server Kommunikation („Reporting“)
Zentrale „1 aus n“ Überprüfung in dedizierter Feldeinheit	Multicast-Kommunikation („GOOSE“)
Dezentrale „1 aus n“ Überprüfung in Feldeinheiten	Multicast-Kommunikation („GOOSE“)

3.7 Prozeduren

Im Folgenden wird für die Beschreibung der „1 aus n“ Funktion exemplarisch die Variante „Dezentrale Anlagenverriegelung in Feldeinheiten“ in Verbindung mit GOOSE Kommunikation gewählt.

Normaler Ablauf (Abbildung 4):

Sobald in einer Befehlssequenz ein „select request“ für ein Primärgerät an das IED n gesendet wird, ändert sich der Status des mit GOOSE zu den anderen IEDs m übertragenden Datenobjekts „...CSWI.pos.stSeld“ von „false“ auf „true“.

Dieses Objekt wird in der Applikationsebene der anderen Geräte ausgewertet, ein „select request“ im IED m wird abgewiesen.

Gestörter Ablauf (Abbildung 5):

Solange in der Anlage kein Befehl initiiert ist, senden alle IEDs die Information „stSeld“ mit Status „false“ an alle anderen Geräte. Sobald an das IED m ein Befehl gesandt wird, ändert sich dieser Status in diesem Gerät auf „true“, der bis zum Ende des Befehls beibehalten wird. In den anderen Geräten wird dieser Status ausgewertet und führt zur Blockierung von Befehlen an diesen IED. (hier IED n).

Der Befehl wird abgebrochen (negative Quittierung des select-Befehls mit Addcause „1-of-n-control“).

Nach Beendigung (auch bei Abbruch) des Befehls im IED m wird der Status der Information „stSeld“ wieder auf „false“ gesetzt.

Die Abläufe sind in Norm IEC 61850-7-2:2010-08, Figure 42 – “State machine SBO control with enhanced security” nachvollziehbar:

1. Abprüfen der „1 aus n“ Bedingung während der select Phase (Perform Test),
2. bei erfolgreicher Prüfung setzen des „stSeld“-Status (set stSeld),
3. nochmaliges Prüfen während der operativen Phase (Perform Test)
4. und Rücknahme des „stSeld“-Status am Ende der Befehlausführungskette (reset stSeld)

Der Ablauf der „1 aus n“ Überprüfung unter den angenommenen Randbedingungen ist in den folgenden Abbildungen dargestellt.

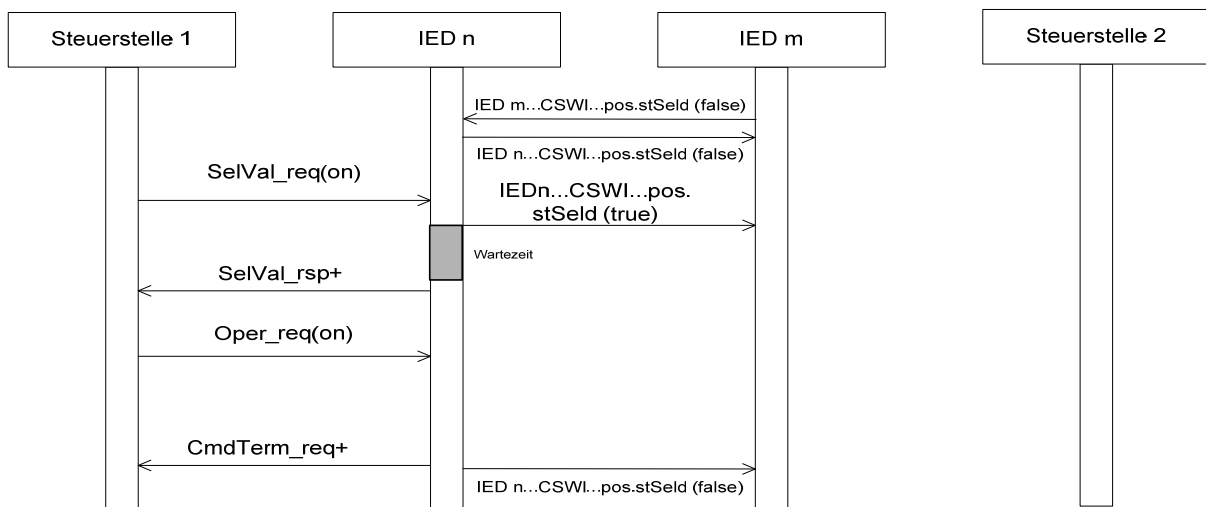


Abbildung 4 Befehl zu IED n: Fehlerfreier Ablauf

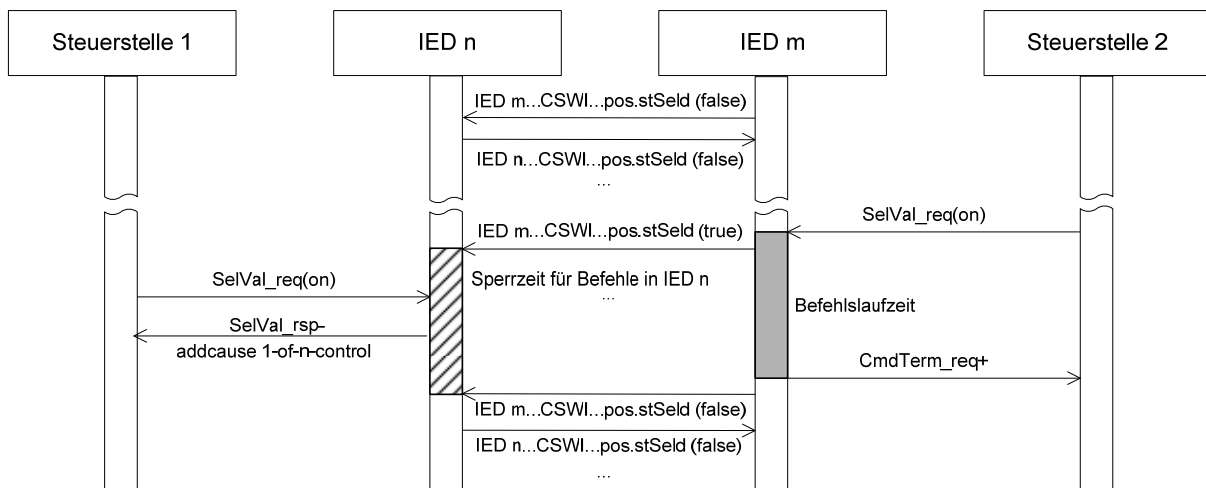


Abbildung 5 Befehl zu IED n: Gestörter Ablauf, Abbruch der Befehlssequenz im IED n durch laufenden Befehl in IED m ("Select"-Phase)

Eine mögliche „Fehlfunktion“ durch annähernd „gleichzeitige“ Befehlsgebung ist zu verhindern. Hierbei kann es durch Verarbeitungszeiten in den Geräten zu Überschneidungen kommen.

Eine denkbare Lösung für dieses Problem liegt darin, bei der internen Abarbeitung im IED n nach dem „select request“ eine ausreichende Zeit (z.B. 200 ms) zu warten, in der geprüft wird, ob von einem anderen IED m ebenfalls ein „stSeld“ mit Status „true“ gesendet wird.

Ist dies der Fall, wird der Befehl wie bei dem gestörten Ablauf abgebrochen.

3.8 Randbedingungen

Bei der Realisierung der Funktion ist folgendes zu beachten:

1. Es muss ein Verfahren implementiert werden, das eine Fehlfunktion durch Verarbeitungs- und Datenübertragungszeiten zuverlässig verhindert.
2. Der Status „stSeld“ = „true“ muss bis zum Abschluss (ob positiv oder negativ) eines Befehls anstehen und übertragen werden.
3. Es ist zu gewährleisten, dass in einem IED Befehle, die nicht „1 aus n“ relevant sind, unbeeinflusst parallel abgearbeitet werden:
Dies gilt z.B. für Transformatorstufenschalter, für integrierte Automaten (z.B. Eigenbedarfsumschaltungen), sowie für Systembefehle, wie Parametersatzumschaltungen oder „Modus“-Änderungen.
4. Eine weitere Ausnahme bilden Schutzbefehle, die auf den Leistungsschalter wirken:
Ein Trip-Kommando hat immer Vorrang vor einem EIN-Befehl, dieser ist ggf. abubrechen.

zweiter Befehl	im gleichen IED	in anderen IEDs	addcause bei Abbruch
Primärgerät ohne Teilnahme an „1 aus n“ Überprüfung	+	+	
Primärgerät mit Teilnahme an „1 aus n“ Überprüfung	-	-	1-of-n-control
Schutz (AUS Kommando, AWE - gilt nur für Leistungsschalter)	+ 1)	+	abortion by trip
sonstige Geräte (z.B. Trafostufung)	+	+	
Funktionsumschaltungen (Fern/Ort, Parametersatz, ...)	+ 2)	+	
Systemrelevante Befehle (mode, ...)	+ 2)	+	

"+": Der zweite Befehl wird normal abgearbeitet, beide Befehle laufen gleichzeitig unbeeinflusst voneinander.

"-": Der zweite Befehl wird abgebrochen und negativ quittiert.

- 1) : Das Schutzkommando wird ausgeführt, ein anstehender EIN-Befehl auf den Leistungsschalter wird abgebrochen.
- 2) : Bereits gestartete Abläufe werden unbeeinflusst beendet, der vorher angewählte Zustand ist aktiv.

Tabelle 2 Verhalten von IED bei einem zweiten Befehl während der Ausführung eines „1 aus n“ relevanten Befehls

4 Automatische Wiedereinschaltung

4.1 Applikation

Die „Automatische Wiedereinschaltung“ (AWE) ist eine der Schutztechnik zugehörige Applikation. Dabei wird versucht, eine Freileitung nach einer Schutzauslösung durch ein Wiedereinschalten des Leistungsschalters nach einer Pausenzeit wieder zuzuschalten. Falls die Wiedereinschaltung nicht erfolgreich ist (falls z.B. ein Aufschalten auf einen Kurzschluss erfolgt), wird die Anzahl der Wiederholungen beschränkt (typisch 3). Die Funktion AWE kann schnell oder langsam durchgeführt werden. Teilweise wird der erste AWE-Zyklus schnell und die weiteren Zyklen langsam ausgeführt. Die unterschiedlichen Einstellungen der AWE-Funktion sind immer von der Schutzphilosophie des Anwenders abhängig.

Folgende Bedingungen müssen beachtet werden:

- Art des Störfalles (einphasiger Kurzschluss, dreiphasiger Kurzschluss)
- Anzahl der mit dem LS schon durchgeführten Wiedereinschaltzyklen
- Fähigkeit des LS zum Ein- bzw. Dreipoligem Wiedereinschalten und deren Anzahl
- Prüfung der Synchronbedingungen, wenn anzuwenden

Bei der AWE werden Informationen der Schutzfunktion (z.B. Distanzschutz) und der Leistungsschalteransteuerung in einem Wiedereinschaltalgorithmus verarbeitet.

Es werden folgende Zustände unterschieden:

- WE bereit (AutoRecSt=„Ready“)
- Warten auf Auslösung (AutoRecSt=„Waiting for trip“)
- Schutzauslösung (AutoRecSt=„Trip issued by protection“)
- Schutzfehler verschwunden (AutoRecSt=„Fault disappeared“)
- Warten auf Abschluss (AutoRecSt=„Wait to complete“)
- LS geschlossen (AutoRecSt=„Circuit breaker closed“)
- WE-Zyklus nicht erfolgreich (AutoRecSt=„Cycle unsuccessful“)
- WE nicht erfolgreich (AutoRecSt=„Unsuccessful“)
- WE abgebrochen (AutoRecSt=„Aborted“)
- WE erfolgreich (AutoRecSt=„Successful“)

Die Funktion AWE befindet sich meistens im Zustand „Bereit“ (READY), d.h. die Funktion ist bereit, nach einer Auslösung eine Wiedereinschaltung des Leistungsschalters durchzuführen.

Das Starten der Funktion kann auf Grund von unterschiedlichen Ursachen blockiert werden. Diese Blockierungen werden über ein Statussignal (RREC.Blk) angezeigt. Mögliche Ursachen sind:

- Hand-Zuschalten des LS nach längerer Zeit OPEN (Gefahr des Zuschaltens auf Kurzschluss)
- Unterspannungsabschaltung.

Eine abstrakte Prinzipdarstellung zeigt Abbildung 6. Es zeigt die Übergänge zwischen den verschiedenen Zuständen der AWE.

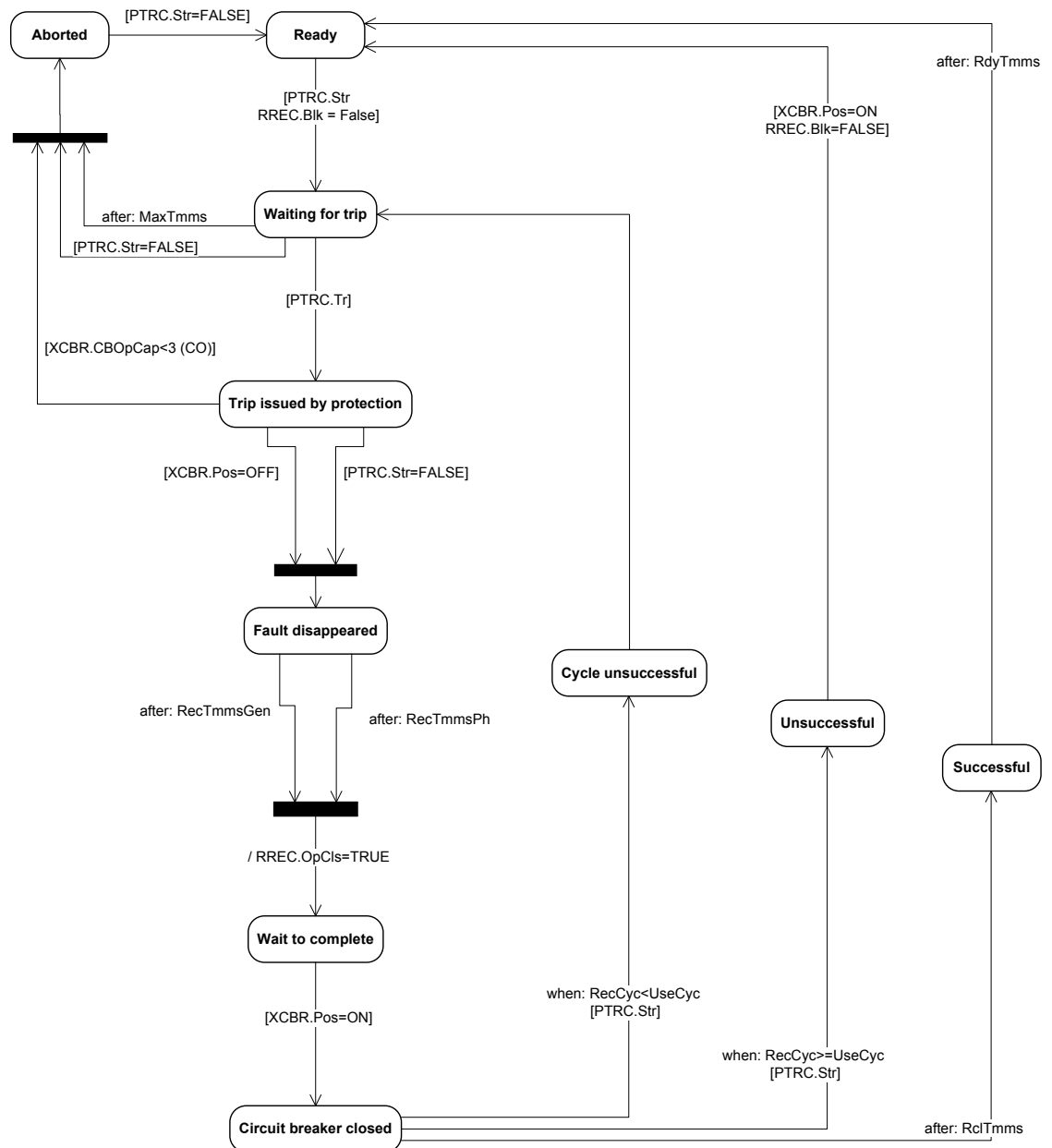


Abbildung 6 Prinzip der Automatischen Wiedereinschaltung

Abbildung 7 zeigt ein Zeitdiagramm einer erfolgreichen AWE. Der AWE-Zustand „READY“ wird wieder erreicht, wenn der LS wieder geschlossen ist.

Der Start der AWE-Funktion kann auch durch den Auslösebefehl (TRIP) der Schutzfunktion erfolgen, wenn kein Anregungssignal zur Verfügung steht.

In den folgenden Abbildungen wird nicht die Kommunikation der Informationen auf dem Bus dargestellt, sondern deren prinzipieller Zeitverlauf.

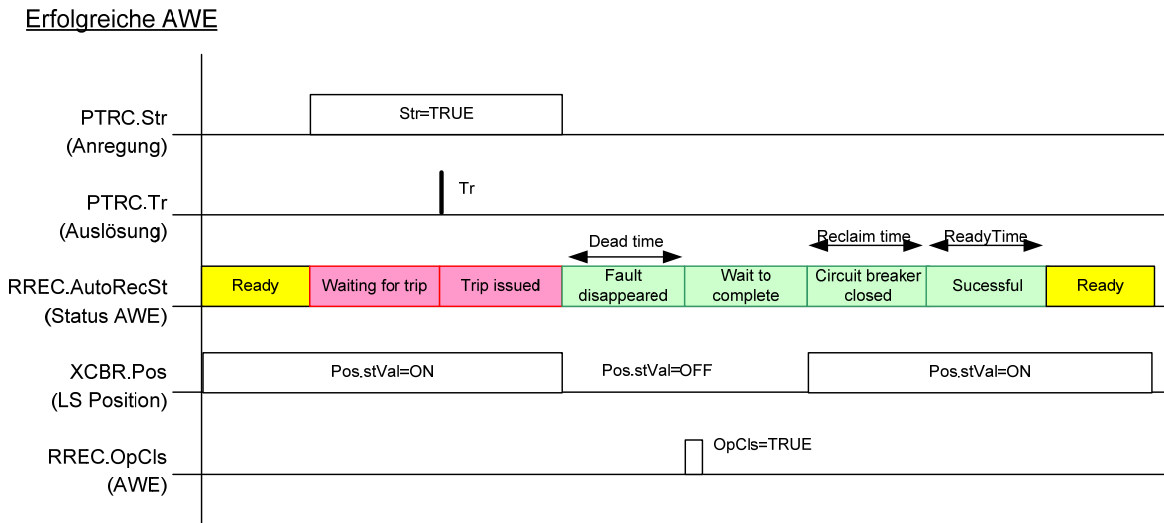


Abbildung 7 Zeitdiagramm einer erfolgreiche Automatischen Wiedereinschaltung

Abbildung 8 zeigt eine nicht erfolgreiche AWE, bei der ein weiterer Zyklus möglich ist. Das bedeutet, dass, nachdem die Anregung während der Pausenzeit der AWE wiedergekommen ist, ein neuer AWE-Zyklus gestartet wird.

Nicht erfolgreiche AWE, weiterer Zyklus möglich

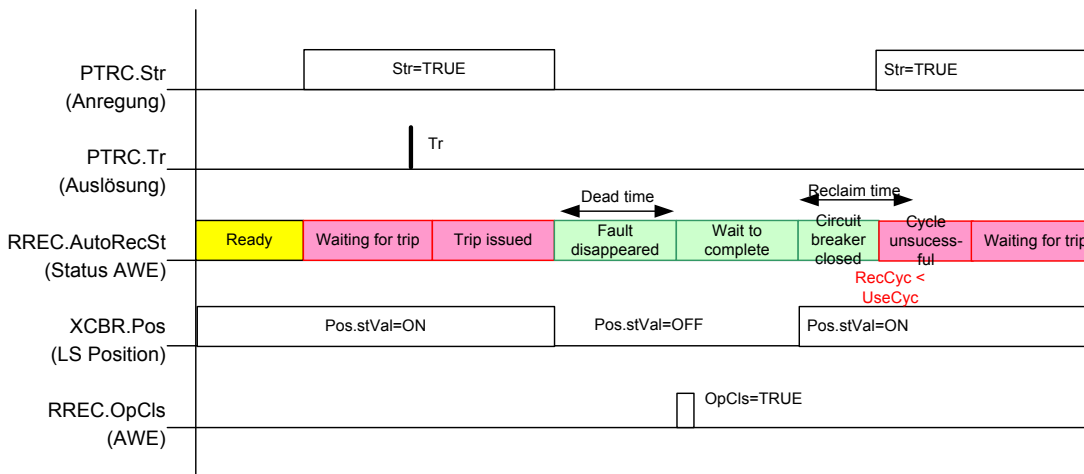


Abbildung 8 Zeitdiagramm einer nicht erfolgreiche Automatischen Wiedereinschaltung (weiterer Zyklus möglich)

Abbildung 9 zeigt einen nicht erfolgreichen AWE-Zyklus. Ein neuer Zyklus ist nicht möglich. Das bedeutet, dass der AWE-Zustand bei „unsuccessful“ stehen bleibt. Erst nachdem der Leistungsschalter wieder eingeschaltet wurde (z.B. nach Beseitigung der Fehlerursache für den Störfall), geht die AWE in den Zustand „Ready“.

Nicht erfolgreiche AWE, weiterer Zyklus nicht möglich

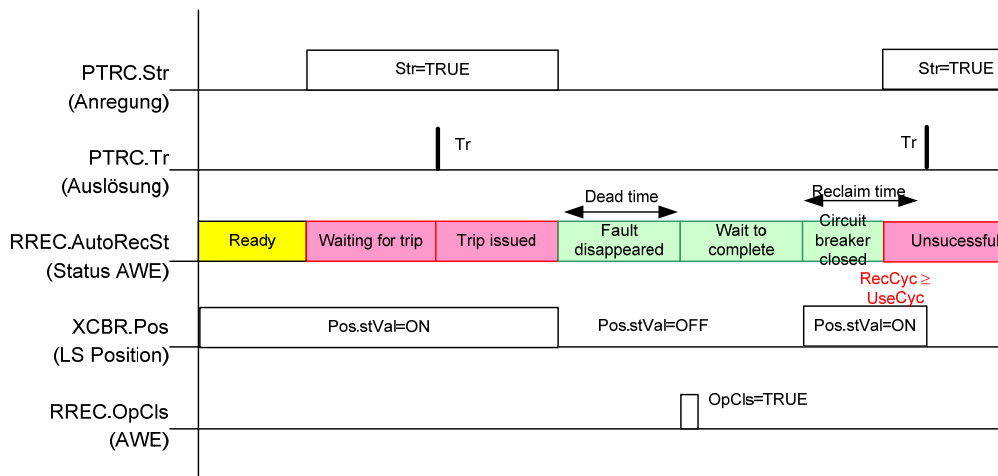


Abbildung 9 Zeitdiagramm einer nicht erfolgreiche Automatischen Wiedereinschaltung (weiterer Zyklus nicht möglich)

4.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

An der Applikation AWE sind unmittelbar die LN RREC, LN PTRC und LN XCBR beteiligt.

Vom LN PTRC wird die Anrege- und Auslöseinformation (PTRC.Str und PTRC.Tr) zum RREC übertragen. Der Logische Knoten des Leistungsschalters (LN XCBR) stellt den Status über die Position des LS (XCBR.Pos), sowie die Information Schaltvermögen (Operating Capability, XCBR.CBOPCap) zur Verfügung.

Der LN RREC gibt über das Datenobjekt (DO) RREC.OpCls das Kommando zum XCBR und damit zum Wiedereinschalten des LS.

Die Information über den Status der Funktion AWE im LN RREC wird über das DO Autorecloser Status (AutoRecSt) angezeigt und kann wie auch andere DOs zum Substation Controller gesendet werden.

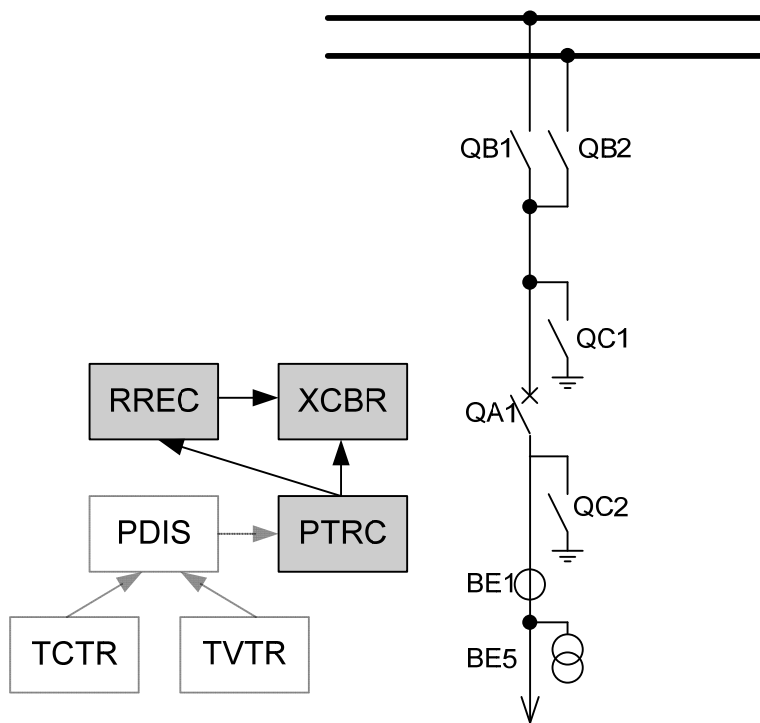


Abbildung 10 Beteiligte Logical Nodes

4.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
RREC					
	AutoRecSt	ENS	stVal q t	enumerated quality timestamp	Auto recloser status, Status der AWE-Funktion
	OpCls	ACT	general phsA phsB phsC	Boolean, On/Off	Kommando zum Schließen des LS

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PTRC					
	Str	ACD	general phsA phsB phsC	Boolean, On/Off	Anregung der Schutzfunktion
	Tr	ACT	general phsA phsB phsC	Boolean, On/Off	Auslösekommando des Schutzes

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
XCBR					
	Pos	DPC	stVal q t	Coded enum Quality TimeStamp	Statusinformation über Position des LS
	CBOpCap	ENS	stVal q	enumerated Quality	Schaltvermögen, value=3 -> Close-Open

4.4 Zeitanforderungen

Die Zeitanforderungen der AWE-Funktion richten sich nach denen der Schutzfunktionen. Das heißt, die Übertragungszeit der Anrege- und Auslöseinformationen zur AWE-Einheit sollten im gleichen Zeitbereich wie die Auslösekommandos selbst liegen. Das Gleiche betrifft die Übertragung der Position des Leistungsschalters (XCBR.Pos) in Anlagen mit Prozessbus.

Für die Übertragung zum Client zur Protokollierung gibt es keine besonderen Anforderungen, die sich von anderen Protokollierungen unterscheidet.

4.5 Bewertung der möglichen Dienste

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Aktivierung AWE						
Anforderung für diese Applikation	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	≤ 20 ms	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erforderlich
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
GOOSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt
Zustandsmeldung der AWE (Protokollierung)						
Anforderung für diese Applikation	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	≤ 100 s	Niedrig	Niedrig	Nicht erforderlich
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Unbuffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Nicht erfüllt
Buffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Erfüllt

4.6 Gewählte Dienste

Für die Übertragung der relevanten Prozessmeldung bzw. der Zustandsmeldung der AWE-Funktion ist der GOOSE-Service vorzusehen (siehe 4.4). Für die Protokollierung im Client reicht eine Übertragung der Informationen mit Reporting aus.

4.7 Prozeduren

Siehe Abbildung 6.

4.8 Randbedingungen

Keine.

5 Parallelbetrieb von Transformatoren im Automatikbetrieb

5.1 Applikation

Der automatische Parallelbetrieb von Transformatoren beschreibt die Anwendung von mindestens zwei regelbaren Umspannern in einem Umspannwerk. Dabei werden je nach Netzbetrieb verschiedene Fahrweisen verwendet.

Abhängig vom Zustand des Kuppelschalters bzw. der galvanischen Verbindung der Transformatoren kann in den Parallelmodus und in den Independent Mode (Transformatoren arbeiten unabhängig) unterschieden werden. Ziel des Parallelbetriebes von Transformatoren ist die Minimierung von Kreisströmen und die relativ gleichmäßige Belastung der Transformatoren unter der Annahme ähnlicher Transformatorparameter (Übertragungsleistung, Schaltgruppe, Kurzschluss-Spannung).

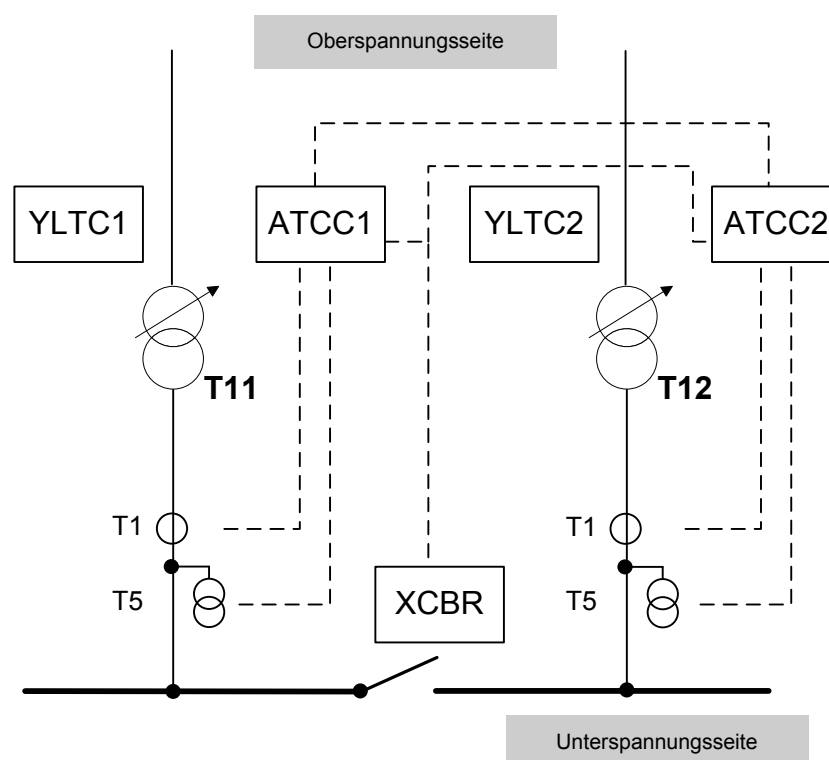


Abbildung 11 Prinzip des Parallelbetriebs von Transformatoren mit modellierten LN (Logical Nodes)

Für die Spannungsregelung kommt ein Regler zum Einsatz, der Höher/Tiefer-Befehle an den Stufensteller ausgibt.

Eingangsgrößen der Regelalgorithmen sind Spannungs- und Stromwerte der Unterspannungsseite. Dabei sollten nur die Grundschwingungsanteile verwendet werden.

Die LN TCTR und TVTR müssen für die Realisierung der Funktion Transformator-Parallelbetrieb nicht modelliert werden (Abtastwerte werden nicht kommuniziert). Bei Anwendung der Prozessbustechnologie mit Merging-Units müssen diese LN modelliert werden.

Folgende Regelverfahren werden für den Parallelbetrieb verwendet (Beispiele):

- Kein Modus vordefiniert (Betriebsweise stellt sich während des Betriebes selbst ein)
- Master / Follower (ein Regler ist Master, die anderen Regler sind Follower)
- Leistungsfaktor ($\cos \phi$)
- Negative Blindleistung
- Kreisstromminimierung
- Minimierung Kreisblindstrom
- Minimierung Kreisblindstrom unter Berücksichtigung der Übertragungsleistung.

Folgende Konfigurationen der beteiligten Schaltgeräte und Transformatoren müssen betrachtet werden (Beispiele):

1. Kuppelschalter der Sammelschienenabschnitte offen
 - Die Transformatoren arbeiten unabhängig.
T11=Master, T12=Master
2. Kuppelschalter geschlossen
 - Die Transformatoren arbeiten parallel.
T11=Master, T12=Follower
oder
T11=Follower, T12=Master
3. Unabhängig von Status des Kuppelschalters (offen/geschlossen) (durch Parametrierung des Spannungsreglers eingestellt)
 - Die Transformatoren arbeiten parallel.
T11=Master, T12=Follower
oder
T11=Follower, T12=Master
4. Spannungsregler ist im Modus „Kreisstromminimierung“ eingestellt

Master-Slave und Master-Follower Verfahren

Diese Verfahren regeln auf gleiche Stufenstellungen der Transformatoren. Ein Regler übernimmt dabei die Führung, während die anderen Regler dessen Stellbefehlen folgen (Master-Slave Regelung).

Beim Master-Follower-Verfahren ist der Slave mit Zusatzintelligenz ausgestattet. Er kann aktiv die Stufe des Masters via einen proprietären LAN lesen und sich selbstständig auf dessen Stufe stellen. Eine zu Beginn der Parallelregelung vorliegende gewollte Stufendifferenz zwischen dem Master und den Slaves bleibt beim Master-Slave-Verfahren bestehen, während sie beim Master-Follower-Verfahren ausgeglichen wird.

Beide Verfahren eignen sich besonders für baugleiche Transformatoren. Auch Transformatoren unterschiedlicher Leistung können auf diese Weise betrieben werden, allerdings müssen dann gleiche Stufenstellungen zu gleichen Übersetzungsverhältnissen (= gleiche Leerlaufspannungen) führen. Damit gute Regelergebnisse erzielt werden können, dürfen die relativen Kurzschlussspannungen der Transformatoren nicht allzu stark (max. 10%) voneinander abweichen.

Kreisblindstrom-Verfahren

Bei den Kreisblindstrom-Verfahren wird durch Messung der Ströme an der Einspeisung der Transformatoren der Kreisblindstrom ermittelt und durch gezielte Stufung der Transformatoren minimiert.

Δ Isin ϕ -Verfahren

Um den Kreisblindstrom zu erhalten, genügt es nicht, einfach den Blindstrom am Transformator zu messen, denn dieser könnte auch durch einen induktiven Verbraucher bedingt sein. Bei zwei parallellaufenden Transformatoren ergibt sich der Kreisblindstrom durch die halbe Differenz zwischen den beiden gemessenen Blindströmen. Der Anteil, der durch den Verbraucher verursacht ist, wird dabei numerisch eliminiert.

Bei mehreren Transformatoren wird die Summe aller Blindströme gebildet und durch die Anzahl der Transformatoren geteilt. Man erhält dann den Blindstrom, den jeder Transformator abgeben müsste, um den Blindleistungsbedarf der Last zu decken.

Δ Isin ϕ (S)-Verfahren

Das Δ Isin ϕ (S)-Verfahren ist eine Erweiterung des Δ Isin ϕ -Verfahrens. Bei der Berechnung des Soll-Blindstroms werden auch die Nennleistungen der Transformatoren ausgewertet. Auf Grund dieser Zusatzinformation ist es möglich den Blindstrom entsprechend der Nennleistungen auf die Transformatoren zu verteilen.

5.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

Es kommt für jeden Transformator ein IED zur automatischen Spannungsreglung zum Einsatz. Der zentrale LN für die Traforeglung ist der LN ATCC (Automatic Tap Changer Controller). Über den LN YLTC, der den Stufensteller repräsentiert, können die Stellbefehle als Resultate des Regelalgorithmus ausgegeben werden (Option1). Wenn der LN YLTC nicht modelliert wird, müssen die notwendigen Informationen (Stufenstellung, Stellbefehle, Endschaltermeldungen) im ATCC selbst enthalten sein (Option2).

Im Fall der separaten Modellierung des YLTC (Option1) entfallen die Datenobjekte TapChg, EndPosR und EndPosL im ATCC. Der Stellbefehl des Stufenstellers darf nur in der Betriebsart des Reglers HAND direkt von einem Client gesteuert werden. Alle Statusmeldungen des YLTC können in allen Modi übertragen werden.

Das IED des Kuppelschalters (Feldleitgerät) stellt die Statusinformation des LS beiden Traforeglern bereit.

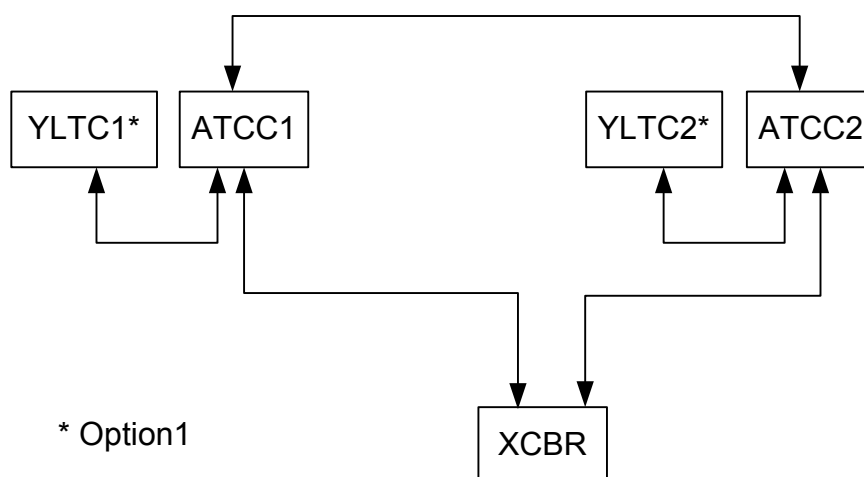


Abbildung 12 Kommunikationsbeziehungen zwischen LN

5.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

Es wird ein Modellierungsbeispiel für das Regelverfahren Kreisstromminimierung gegeben:

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
ATCC					
	CtIVol	MV	mag q t	Analogue value Quality TimeStamp	Control Voltage
	CircA	MV	mag q t	Analogue value Quality TimeStamp	Circulating Current
	TapChg	BSC	valWTr q t	ValWithTrans Quality TimeStamp	Change Tap Position (stop, higher, lower)
	ParOp	SPC	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	Parallel/Independent operation
	ParTraMod	ENG	setVal	ENUMERATED	Parallel Transformer Mode
	Auto	SPC	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	Automatic/Manual operation
	EndPosR	SPS	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	End position raise or highest allowed tap position reached
	EndPosL	SPS	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	End position lower or lowest allowed tap position reached
	LTCBlk	SPC	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	Block (Inhibit) Automatic Control
	BndCtr	ASG	setMag	Analogue value	Band center voltage (FPF presumed)

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
YLTC					
	TapChg	BSC	valWTr q t	ValWithTrans Quality TimeStamp	Change Tap Position (stop, higher, lower)
	EndPosR	SPS	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	End position raise reached
	EndPosL	SPS	stVal q t	BOOLEAN Quality TimeStamp	End position lower reached

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
XCBR					
	Pos	DPC	stVal q t	Coded enum Quality TimeStamp	Switch position (Busbar coupler)

5.4 Zeitanforderungen

Die Zeitanforderungen sind unkritisch und bewegen sich im Sekundenbereich.

5.5 Anforderungen an mögliche Dienste

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Steuerung Transformatorparallelbetrieb						
Anforderung für diese Applikation	Erforderlich	Nicht erforderlich	≤ 1 s	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erforderlich
Control per Request / Response	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100 ms	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
Statusmeldungen beim Transformatorparallelbetrieb						
Anforderung für diese Applikation	Nicht erforderlich	Erforderlich	≤ 1 s	Niedrig	Niedrig	Nicht erforderlich
GOOSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt

5.6 Gewählte Dienste

Die Applikation Parallelregelung von Transformatoren nutzt den Dienst GOOSE, um die notwendigen Informationen zwischen XCBR, ATCC und YLTC auszutauschen. Ein Wechsel des Regelverfahrens oder Blockierungen werden über Control Services (Control per Request) realisiert.

5.7 Prozeduren

Keine.

5.8 Randbedingungen

Keine.

6 Transformator-Umschaltautomatik

6.1 Applikation

Die Transformator-Umschaltautomatik – im Folgenden kurz als Umschaltautomatik bezeichnet – soll eine (nahezu) unterbrechungsfreie Versorgung von Elektroenergie-Abnehmern gewährleisten. Sie wird dann aktiviert, wenn im kurzschlussfreien Zustand des Netzes die Spannung einer in Betrieb befindlichen Einspeisung ausfällt und eine Reserveeinspeisung mit gesunder Spannung bereitsteht.

Das Übersichtsschaltbild des Teils eines Beispiel-Umspannwerks, das zur Beschreibung der Umschaltautomatik benutzt wird, ist in Abbildung 13 dargestellt. Die Umschaltautomatik wirkt auf die beiden Einspeisefelder =K02 und =K07 (Transformatoren T11 und T12). Es soll stets nur eine Einspeisung in Betrieb sein.

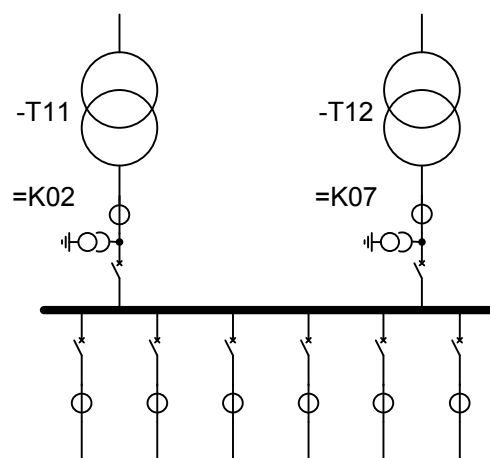


Abbildung 13 Übersichtsschaltbild des Beispiel-UW

Die Umschaltautomatik wird durch einen dreipoligen Spannungsausfall in der in Betrieb befindlichen Einspeisung gestartet. Vom Spannungsschutz im IED dieses Feldes wird nach Ablauf der eingestellten Wirkzeit das Signal "tU<, 3pol." erzeugt. Dieses Signal wird in ein Impulssignal "tU< (t)" mit parametrierbarer Dauer umgeformt. Durch die Zeitbegrenzung des Signals wird gesichert, dass auch im Fehlerfall die Umschaltprozedur spätestens nach Ablauf dieser Zeit definiert beendet wird.

Die Prinziplösung der Umschaltautomatik für die Umschaltung vom Schaltfeld =K02 auf das Schaltfeld =K07 ist als Logikdiagramm in Abbildung 14 dargestellt. Die Umschaltung vom Schaltfeld =K07 auf das Schaltfeld =K02 erfolgt in der gleichen Art und Weise. In dem Logikdiagramm sind dazu lediglich die Bezeichnungen '=K02' und '=K07' zu tauschen.

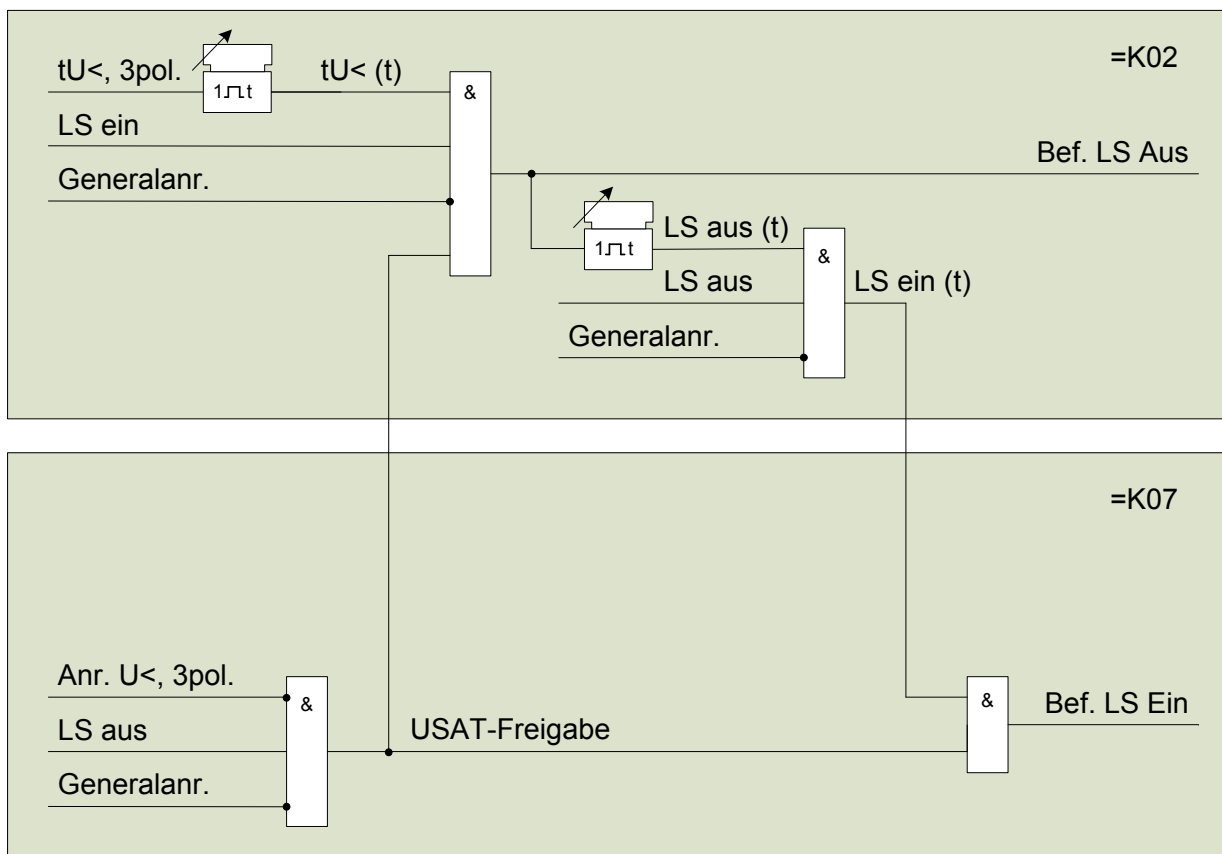


Abbildung 14 Prinziplösung der Umschaltautomatik

6.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

An der Applikation "Transformator-Umschaltautomatik" sind in den IED der Schaltfelder =K02 und =K07 die logischen Knoten PTUV, PTRC, CSWI und GAPC unmittelbar beteiligt. Die logischen Knoten TVTR und XCBR sind nur mittelbar beteiligt; auf sie wird nachfolgend nicht eingegangen. Das prinzipielle Zusammenwirken der logischen Knoten ist in Abbildung 15 dargestellt.

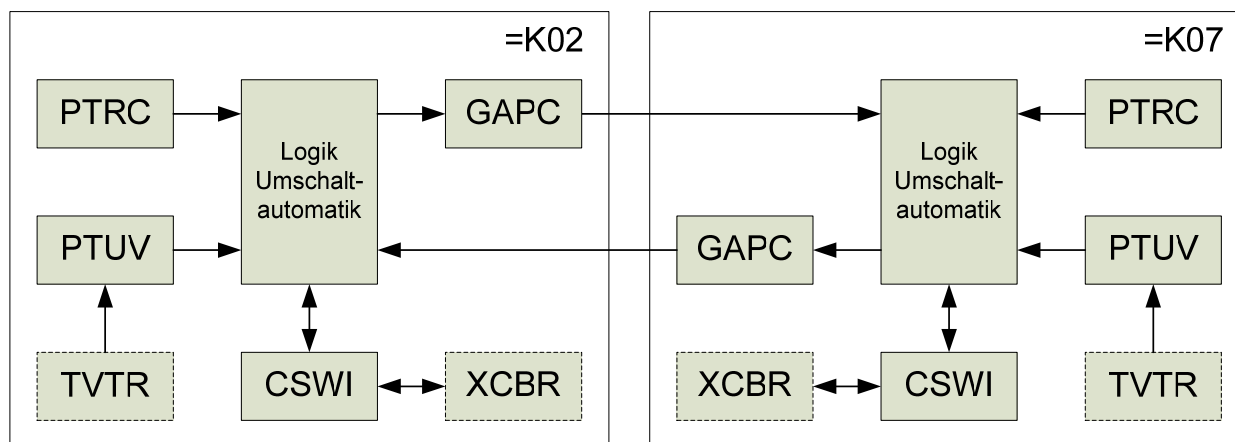


Abbildung 15 Zusammenwirken der LN in den IED der Felder =K02 und =K07

Aus den Anregesignalen PTUV.Str und PTRC.Str sowie dem Schaltzustand des Leistungsschalters CSWI.Pos wird das Logiksignal "USAT-Freigabe" gebildet. Dieses Signal wird für die Weiterverarbeitung dem logischen Knoten GAPC zugeordnet (GAPC.Ind1)

Das Auslösesignal PTUV.Op wird in ein Impulssignal mit parametrierbarer Dauer umgeformt. Durch Verknüpfung dieses Impulses mit dem Schaltzustand des Leistungsschalters CSWI.Pos und dem USAT-Freigabsignal GAPC.Ind1 wird der Befehl "LS Aus" gebildet und an den logischen Knoten CSWI gesendet (CSWI.Pos). Gleichzeitig wird dieses Signal dazu benutzt, das Logiksignal "LS aus (t)" zu erzeugen. "LS aus (t)" ist ein Impulssignal mit parametrierbarer Dauer.

Aus der Verknüpfung des Signals "LS aus (t)", dem Schaltzustand des Leistungsschalters CSWI.Pos und dem Summen-Anregesignal PTRC.Str wird das Logiksignal "LS ein (t)" erzeugt. Dieses Signal wird für die Weiterverarbeitung dem logischen Knoten GAPC zugeordnet (GAPC.Ind2).

Die Logiksignale "USAT-Freigabe" (GAPC.Ind1) und "LS ein (t)" (GAPC.Ind2) werden zum Befehl "LS Ein" verknüpft und als "Ein"-Kommando an den logischen Knoten CSWI gesendet (CSWI.Pos).

Der Informationsaustausch zwischen den logischen Knoten PTUV, PTRC, CSWI und GAPC sowie den als Boolesche Logik realisierten Funktionen der Umschaltautomatik erfolgt ausschließlich IED-intern. Über den Stationsbus werden sowohl vom IED =K02 zum IED =K07 als auch umgekehrt lediglich die Signale GAPC.Ind1 und GAPC.Ind2 übertragen.

6.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

Die Umschaltautomatik benötigt folgende Datenobjekte der o.g. logischen Knoten.

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PTUV					
	Str	ACD	general q	boolean quality	Unterspannungs-Anregung 3polig
	Op	ACT	general q	boolean quality	Unterspannungs-Auslösung 3polig

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PTRC					
	Str	ACD	general q	boolean quality	OR-Verknüpfung der Generalanregung aller Schutzfunktionen im Feld

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
CSWI					
	Pos	DPC	stVal q	coded enumeration quality	Schaltzustand LS

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
GAPC					
	Ind1	SPS	stVal q	boolean quality	Logikausgang 1
	Ind2	SPS	stVal q	boolean quality	Logikausgang 2

6.4 Zeitanforderungen

Bedingt durch das gewählte Wirkprinzip sind die Zeitanforderungen für die Freigabe unkritisch. Für die Kommandozeiten werden ≤ 500 ms als ausreichend angesehen. Für die Protokollierung des Umschaltvorgangs durch Clients gibt es keine besonderen Zeitanforderungen.

6.5 Bewertung der möglichen Dienste

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Aktivierung Umschaltautomatik						
Anforderung für diese Applikation	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>≤ 500 ms</i>	<i>Sehr niedrig</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Nicht erforderlich</i>
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
GOOSE	Nicht erfüllt	erfüllt	< 20 ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt
Zustandsmeldung Umschaltautomatik (Protokollierung)						
Anforderung für diese Applikation	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>Nicht erforderlich</i>	<i>≤ 1 s</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Niedrig</i>	<i>Nicht erforderlich</i>
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Unbuffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Nicht erfüllt
Buffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Erfüllt

6.6 Gewählte Dienste

Für die Übertragung der Umschaltautomatik-Daten zwischen den IED ist der GOOSE-Service vorzusehen.

Für die Zustandsmeldung der Umschaltautomatik und die Protokollierung von Umschaltungen in Clients ist Reporting vorzusehen (Unbuffered Reporting oder Buffered Reporting).

6.7 Prozeduren

Siehe Abbildung 14.

6.8 Randbedingungen

Keine.

7 Frequenzentlastungsautomatik (FEA)

Zur Begrenzung von Großstörungen durch Netzzusammenbrüche wird gemäß den Regeln des Transmission und Distribution-Codes 2007 (5-Stufen-Plan) eine automatische Frequenzentlastungsautomatik (FEA) eingesetzt.

Die FEA stellt sicher, dass bei Unterschreitung der Nennfrequenz bei Erreichen vorgegebener Stufen der frequenzabhängige Lastabwurf durch Frequenzmessung/-bewertung und Ableitung von Schaltkommandos realisiert wird.

Für die Umsetzung bieten sich zwei zentrale und eine dezentrale Lösung an.

7.1 Applikation

Es werden nur die für die FEA spezifischen Elemente der Kommunikation aufgeführt. d.h., dass z.B. die Fern-, Nah- und Schutzsteuerung einschließlich der Schaltgeräte rückmeldung nicht erwähnt werden.

Die Umsetzung ist in zwei Varianten möglich.

Variante 1.1: Zentrale Lösung mit Knoten PTUF und zentraler Logik-Umschaltung (siehe Abbildung 13)

Eigenschaften

- Frequenzmessung (z.B. Einspeisepunkte) und Ableitung der Schaltkommandos zentral
- Zuordnung der Netzabgänge zu den Frequenzstufen mit GAPC-Logik zentral
- Kommunikation der IED FEA mit den IED der Netzabgänge erforderlich

Variante 1.2: Zentrale Lösung mit Knoten PTUF und dezentraler Logik-Umschaltung (siehe Abbildung 14)

Eigenschaften:

- Frequenzmessung (z.B. Einspeisepunkte) und Ableitung der Schaltkommandos zentral
- Zuordnung der Netzabgänge zu den Frequenzstufen mit GAPC-Logik dezentral
- Kommunikation der IED FEA mit den IED der Netzabgänge erforderlich

Die Umschaltung der GAPC-Logik erfolgt über GAPC.ISCSO1 oder GAPC.SPCSO1 von einem Bedienplatz (HMI) aus. Es wird der Vorteil der Integerlösung (ISCSO1) bevorzugt. Damit wird die Markierung in der Matrix bei der entsprechenden Frequenz gesetzt. In jedem Feld gibt es eine GAPC-Logik, die die GOOSE der verschiedenen PTUF empfängt und entscheidet, ob das Feld ausgelöst werden soll.

Variante 2: Dezentrale Lösung mit Knoten PTUF in jedem Feld (siehe Abbildung 15)

Eigenschaften:

- Frequenzmessung und Ableitung der Schaltkommandos dezentral
- Einstellung der Frequenzstufen im IED des Netzabgangs
- GAPC-Logik und Kommunikation nicht erforderlich

Die Umschaltung der PTUF (Zuordnung der Netzabgänge zu den Frequenzstufen) erfolgt über Parametersatzumschaltung. Dabei ist aber zu beachten, dass z.B. auch die Kennlinienumschaltung über Parametersätze erfolgt.

Bei der dezentralen Lösung findet die für diese Applikation relevante Kommunikation innerhalb des IED statt, deren Beschreibung nicht Gegenstand der Applikationsbeschreibung ist.

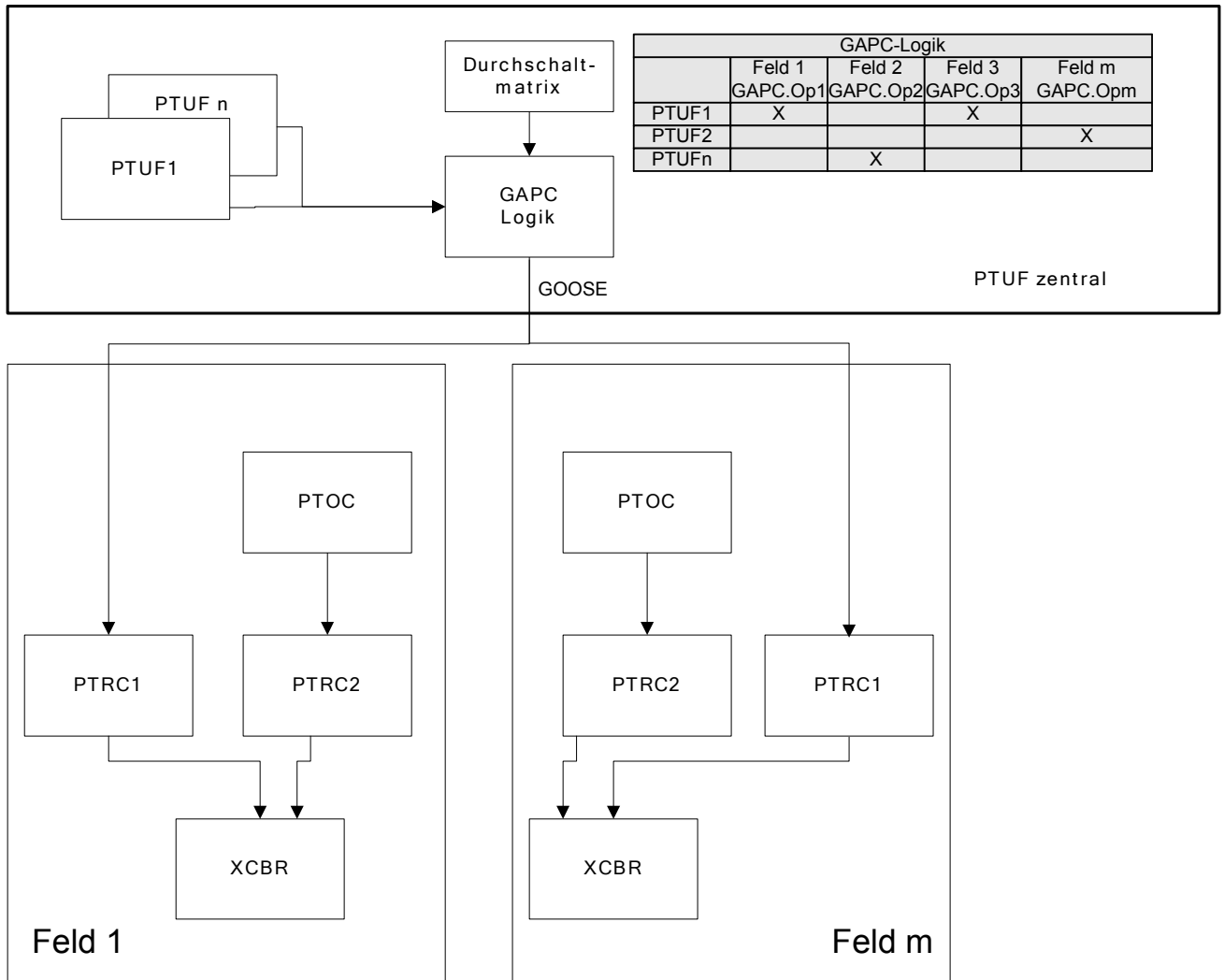


Abbildung 16 Variante 1.1, Zentrale Lösung mit Knoten PTUF und zentraler Logik-Umschaltung

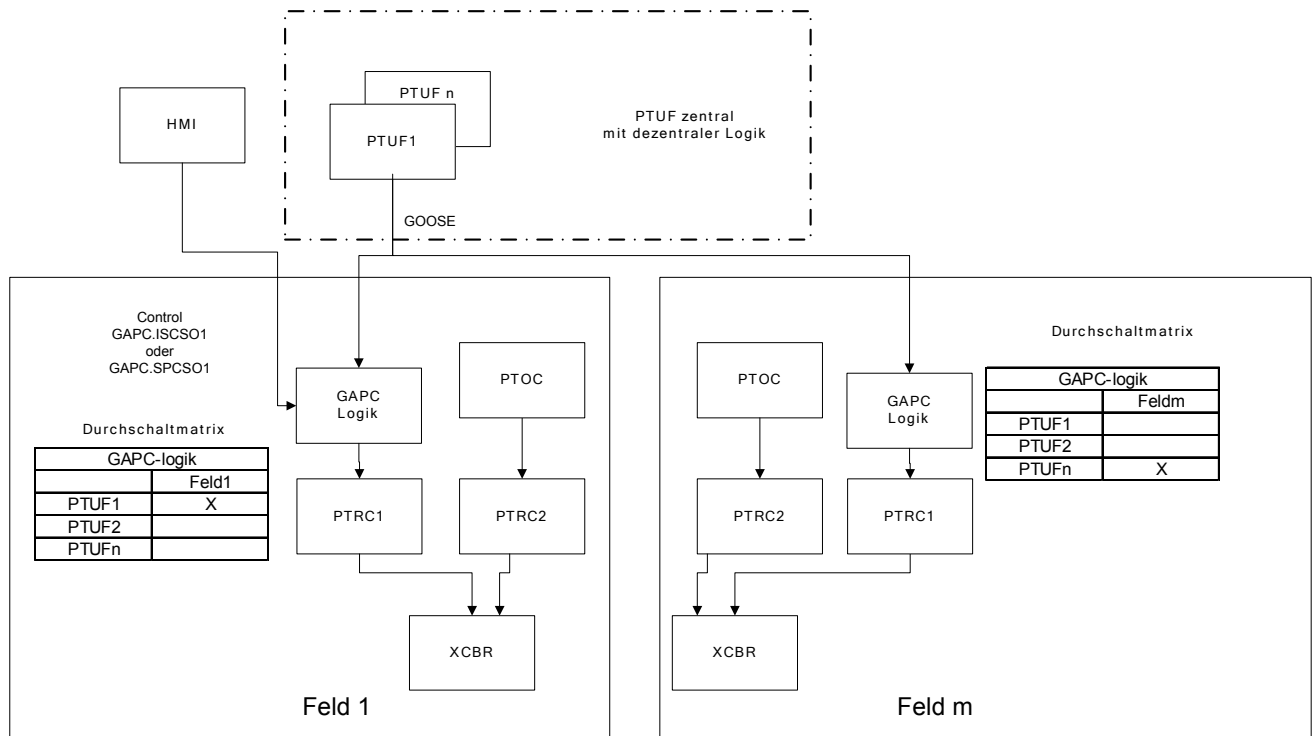


Abbildung 17 Variante 1.2, Zentrale Lösung mit Knoten PTUF und dezentraler Logik-Umschaltung

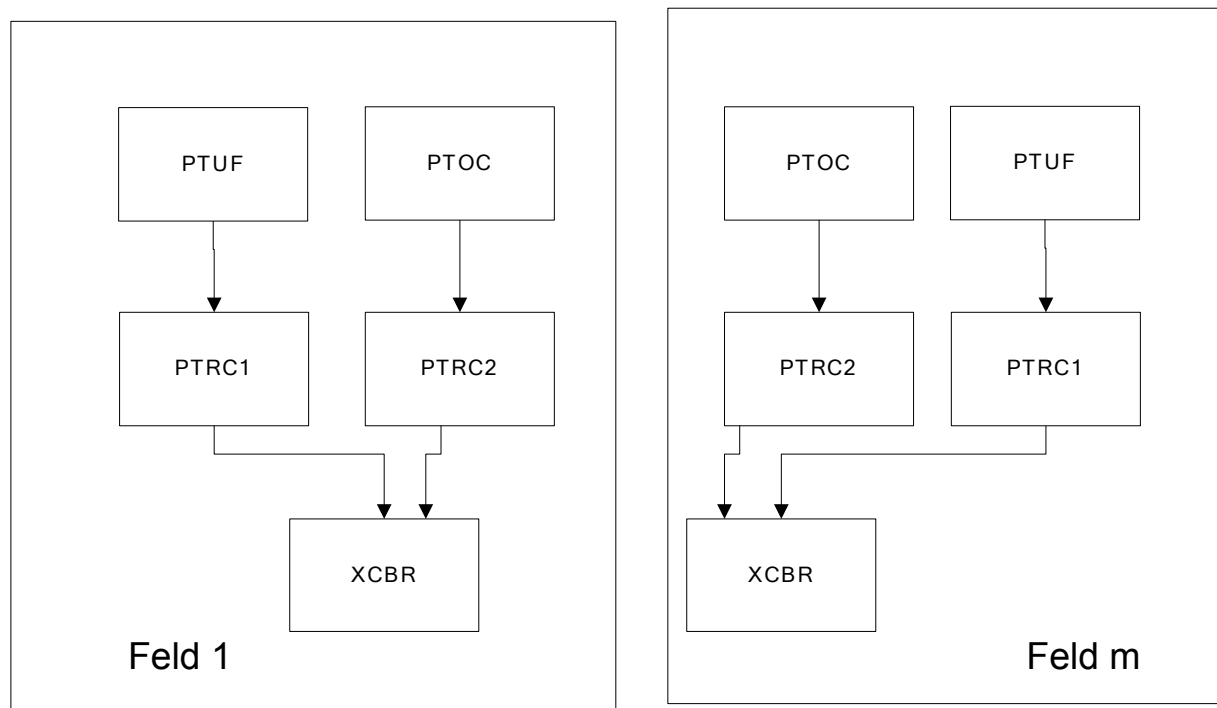


Abbildung 18 Variante 2, Dezentrale Lösung mit Knoten PTUF in jedem Feld

7.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

Bei der zentralen Variante 1.1 sind an der Kommunikation die FEA und die IED der Schaltzelle beteiligt. Diese Variante (siehe Abbildung 16) ist hier detaillierter beschrieben.

7.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

Für die Messwerterfassung/-verarbeitung und Ableitung der AUS-Kommandos werden die Knoten PTUF, GAPC und PTRC benötigt.

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PTUF					
	Op	ACT	general q	boolean quality	Unterfrequenz-Auslösung

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
GAPC					
	Op	ACT	general q	boolean quality	Auslösung

7.4 Zeitanforderungen

Die Applikation darf max. 250 ms Reaktionszeit (Messung bis Kommandoausgabe) beanspruchen. Davon sollte die Signalübertragungszeit nicht mehr als 25 ms betragen.

7.5 Bewertung der möglichen Dienste

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Kommunikation FEA - Felder						
Anforderung für diese Applikation	Nicht erforderlich	erforderlich	≤ 20 ms	Sehr niedrig	sehr hoch	Nicht erforderlich
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
GOOSE	Nicht erfüllt	Erfüllt	<20ms	Mittel	Hoch	Nicht erfüllt
Zustandsmeldung der FEA (Protokollierung)						
Anforderung für diese Applikation	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	≤ 100 ms	Niedrig	mittel	Nicht erforderlich
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Unbuffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Nicht erfüllt
Buffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Erfüllt

7.6 Gewählte Dienste

Auf Grund der geforderten Reaktionsgeschwindigkeit ist die Goose-Kommunikation zu verwenden.

7.7 Prozeduren

Der Knoten PTUF stellt die Messgröße Frequenz bereit.

Bei Vorliegen der Startkriterien müssen zeitgleich in den auf die Ansprechfrequenz vordefinierten Schaltfeldern über den GAPC-Knoten mittels GOOSE-Kommunikation in den feldbezogenen Knoten PTRC1 die AUS-Befehle generiert werden.

Im Knoten PTRC1 erfolgt bei ungestörter Steuerung die Kommandoausgabe an den Leistungsschalter der entsprechenden Schaltfelder. Durch die Nutzung des PTRC1 besteht die Möglichkeit, über eine Prüfschnittstelle die Kommandokette von der Zentraleinheit bis ins Feld zu prüfen.

7.8 Randbedingungen

Bei der Realisierung der Funktion ist folgendes zu beachten:

1. Im Knoten XCBR ist zu berücksichtigen, dass AUS-Kommandos vom Knoten PTRC1 und PTRC2 gleichzeitig am Knoten XCBR anstehen können.
2. Zwischen PTRC1 und XCBR ist eine Prüfschnittstelle für die Funktionsprüfung der FEA vorzusehen.

8 Charakteristikumschaltung in Schutzfunktionen

8.1 Applikation

Neben der Umschaltung des kompletten Parametersatzes eines Schutzgerätes ist ebenso die Charakteristikumschaltung eines DataObjects (DO) notwendig. Eine Anwendung ist in der Bahnenergieversorgung zu finden, die im Vergleich zu Energieversorgern Besonderheiten aufweist.

Bedingt durch Schaltzustände in der Oberleitung ist es notwendig, die Schutzgeräte dynamisch der Oberleitungsgeometrie anzupassen. Dazu ist sowohl die Impedanz in den jeweiligen Schutzzonen an die geänderten Bedingungen anzupassen als auch die Stromgrenzwerte des Thermoschutzes.

Ein Beispiel für diese Anwendung ist in Abbildung 19 an Hand der Distanzschutzzone 1 dargestellt. Zwischen den beiden Unterwerken (Uw) befindet sich eine zweigleisige Strecke mit durchgeschalteter Oberleitung. Durch die Abschaltung eines Teilstücks der Oberleitung über einem Gleis ergibt sich ein „Flaschenhals“, der sich auf die Strombelastbarkeit und die Impedanz der Gesamtstrecke auswirkt. In diesem Fall wird durch Umschaltung auf die entsprechende Distanzschutzzone 1' das Schutzgerät an die veränderte Geometrie der Oberleitung angepasst.

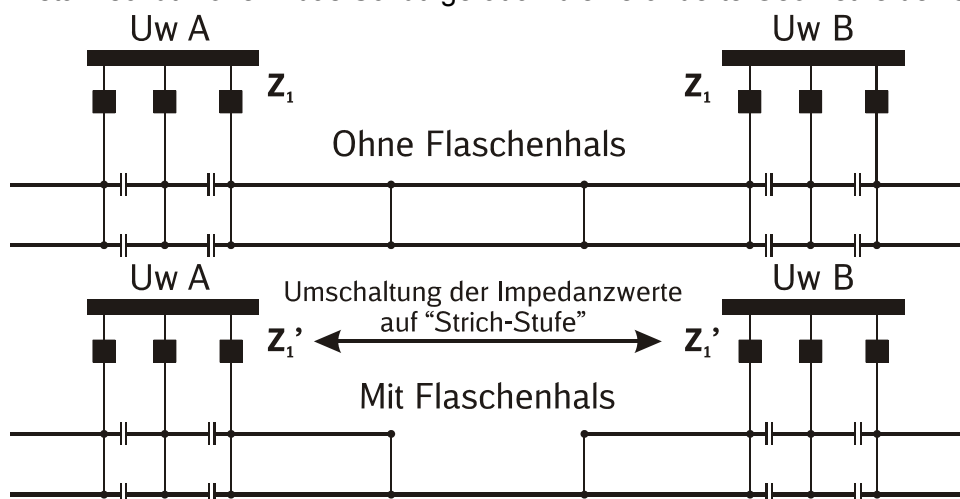


Abbildung 19 Anpassung der Distanzschutzzonen an veränderte Oberleitungsgeometrie

Die Norm sieht für die Umschaltung einer Charakteristik in einem DO zwei Möglichkeiten vor.

1. Parametersatzumschaltung über Settinggroups

Mit einer entsprechenden Parametrierung können die umzuschaltenden Charakteristiken als verschiedene Settinggroups abgelegt werden. Die Umschaltung erfolgt dann über die Aktivierung der entsprechenden Settinggroup.

Aktuelle Oberleitungsschutzgeräte für 16,7 Hz verwenden zur Anpassung des Schutzgerätes im Falle der Ersatzversorgung für andere Oberleitungs-Abschnitte bereits 4 Parametersätze. Unabhängig von den Parametersätzen kann zudem zwischen drei Charakteristiken für den Thermoschutz und jeweils zwischen zwei Charakteristiken für die drei vorhandenen Distanzschutzzonen umgeschaltet werden. Daraus ergeben sich 96 ($4 \cdot 3 \cdot 2^3$) notwendige Settinggroups, die parametrierung und geprüft werden müssen. Eine einfache Zuordnung und Kontrolle, welche Charakteristiken aktuell aktiviert sind, ist nicht möglich. Die Wahrscheinlichkeit der Falschparametrierung steigt stark an. Aus diesem Grund scheidet diese Variante als Realisierung für die Charakteristikumschaltung aus und wird nicht weiter betrachtet.

2. Ein- und Ausschalten verschiedener LN, die sich in ihrer Charakteristik unterscheiden.

Logische Knoten lassen sich über das jeweilige DO Mod u.a. ein- und ausschalten bzw. blockieren. Über eine entsprechende IED interne Funktion besteht dadurch die Möglichkeit, zwischen verschiedenen Charakteristiken einer Funktion umzuschalten.

Bei dieser Variante erhöht sich zwar die Anzahl der LN, jedoch sind die Parametrierung und die Überprüfung, welche Charakteristik aktiv geschaltet ist, einfach zu realisieren. Aus diesem Grund wird diese Variante bevorzugt und im Weiteren genauer erläutert.

Für die Realisierung der Umschaltung ist je Charakteristik ein separates LN PDIS bzw. PTTR vorzusehen, in dem oben aufgeführten Beispiel also 2 PDIS für die Distanzschutzzone 1.

Die Aktivierung des LN PDIS mit der gewünschten Charakteristik erfolgt von der Bedienebene (HMI oder Netzleitstelle) über das DO Mod. Über die interne Logik des IED ist sicherzustellen, dass immer nur eine Charakteristik je Distanzschutzzone aktiviert ist. Die Deaktivierung der nicht genutzten Charakteristik bei der Umschaltung der entsprechenden LNs erfolgt automatisch über die interne Logik des IED.

Über diese Systematik können auch die Stromgrenzwerte des Thermoschutzes der jeweiligen Oberleitungsgeometrie angepasst werden.

8.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

Die Steuerung der Charakteristikumschaltung kann sowohl vom Stationsbedienplatz (HMI) als auch von der Netzleitstelle erfolgen. Es kann dabei zwischen zwei Charakteristiken (Grundstellung und aktive Stellung) umgeschaltet werden. Dazu wird in Befehlsrichtung die Information *Aktivierung der Charakteristikumschaltung* benötigt. In Melderichtung ist die *aktivierte Charakteristik* zu übertragen.

8.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

Wie bereits beschrieben, wird in den betreffenden logischen Knoten wie z.B. PDIS und PTTR die Umschaltung über das DO Mod realisiert. Die dazu benötigten Informationen sind in der Tabelle dargestellt.

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PDIS					
	Mod	ENC	ctIVal stVal q t ctIModel	on, on-blocked, test, test/blocked, off on, on-blocked, test, test/blocked, off Quality TimeStamp	Steuerung des logischen Knoten (Hier Umschaltung zwischen on und on-blocked) Zustand des logischen Knoten Steuerungsmethode des logischen Knoten

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PTTR					
	Mod	ENC	ctIVal stVal q t ctIModel	on, on-blocked, test, test/blocked, off on, on-blocked, test, test/blocked, off Quality TimeStamp	Steuerung des logischen Knoten (Hier Umschaltung zwischen on und on-blocked) Zustand des logischen Knoten Steuerungsmethode des logischen Knoten

8.4 Zeitanforderungen

Die Zeitanforderungen sind unproblematisch. Antwortzeiten von ≤ 1 s bei Aktivierung der Charakteristikumschaltung durch einen Bediener sind ausreichend.

8.5 Bewertung der möglichen Dienste

Verwendeter Dienst	Rücksendung einer Empfangsbestätigung	Empfang durch mehrere Clients (Multicast)	Zeitkritischer Informationsaustausch	Kontinuierliches Datenaufkommen	Systembelastung direkt nach dem Ereignis	Senden gepufferter Daten nach einer Verbindungsunterbrechung
Aktivierung Charakteristikumschaltung						
Anforderung für diese Applikation	Erforderlich	Nicht erforderlich	≤ 1 s	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erforderlich
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Control per Request / Response	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100 ms	Sehr niedrig	Niedrig	Nicht erfüllt
Zustandsmeldung der Charakteristikumschaltung						
Anforderung für diese Applikation	Nicht erforderlich	Nicht erforderlich	≤ 1 s	Niedrig	Niedrig	Nicht erforderlich
Anwendbarkeit der möglichen Dienste						
Unbuffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Nicht erfüllt
Buffered Reporting	Erfüllt	Nicht erfüllt	< 100ms	Niedrig	Mittel	Erfüllt

8.6 Gewählte Dienste

Die Befehlsgebung zur Aktivierung der Charakteristikumschaltung sollte mit Control per Request / Response und „Direct control with enhanced security“ erfolgen.

Für die Übertragung der Zustandsmeldung sollte die Client-Server-Kommunikation („Reporting“) verwendet und die Zustandsänderung spontan gemeldet werden.

8.7 Prozeduren

Die Charakteristikumschaltung wird von der Bedienebene (HMI und Netzleitstelle) mit Control per Request / Response aktiviert, indem das DO Mod im LN der zu aktivierenden Charakteristik auf „on“ gesetzt wird. Über die interne Logik des IED wird daraufhin das DO Mod im LN der zu deaktivierenden Charakteristik auf „on-blocked“ gesetzt.

Der Ablauf der Charakteristikumschaltung ist in der Abbildung 20 dargestellt.

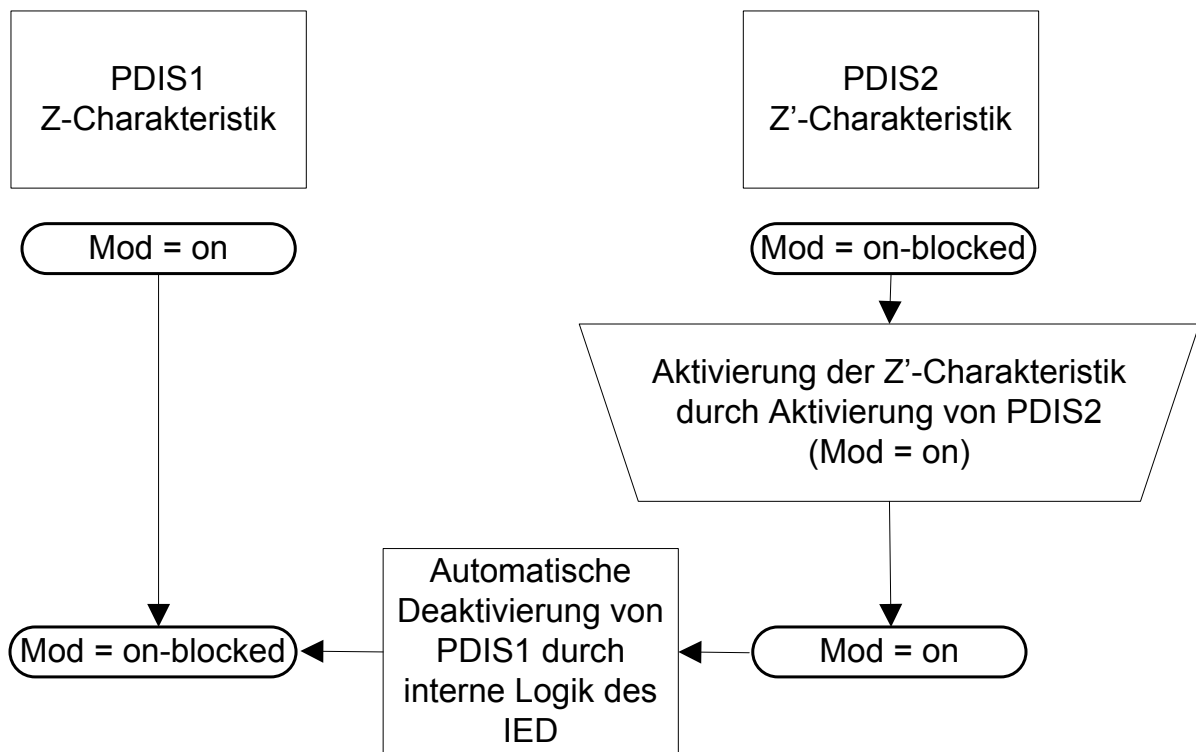


Abbildung 20 Prozessablauf der Charakteristikumschaltung

Die Statusänderungen des DO Mod in den betroffenen LN werden durch „Unbuffered oder Buffered Reporting“ spontan an die Bedienebene zurückgemeldet.

8.8 Randbedingungen

Keine.

9 Verwendungsmöglichkeiten des LN PTRC

9.1 Applikation

In diesem Abschnitt soll nicht die Umsetzung einer konkreten Anwendung mit Mitteln der IEC 61850 beschrieben werden, sondern die Verwendungsmöglichkeiten des LN PTRC aufgezeigt werden. Dieser logische Knoten kann mit mehreren Funktionalitäten eingesetzt werden. Die sich daraus ergebenden Kommunikationsbeziehungen werden in diesem Kapitel nicht bis zur Diensteebene betrachtet und deshalb werden auch keine Dienste für die Übertragung der Informationen empfohlen.

Wie in der IEC 61850-7-4 beschrieben, fasst der LN PTRC zum einen die „Operate“-Informationen eines oder mehrerer Schutz-LN zusammen und überträgt diese als „Trip“-Kommando zu einem oder mehreren XCBR. Zum anderen kann der PTRC aber auch die von den Schutz-LN übertragenen „Operate“-Informationen zu einer neuen „Operate“-Information verknüpfen und anderen LN zur Verfügung stellen.

Hieraus ergeben sich verschiedene Kommunikationsbeziehungen, die an vereinfachten Beispielen im Folgenden aufgezeigt werden. Die gezeigten Modellierungen zeigen nur die wesentlichen Bestandteile und sind nicht vollständig.

1. Ein PTRC kann auf mehrere XCBR wirken,
2. mehrere PTRC können auf einen XCBR wirken,
3. Weitergabe der „Operate“-Information durch PTRC.

9.1.1 Ein PTRC wirkt auf mehrere XCBR

Der erste Fall ist typisch für ein Trafoschutzgerät. Hierbei wirkt der Differentialschutz, der durch den LN PDIF repräsentiert wird, auf ober- und unterspannungsseitigen Leistungsschalter. Die „Operate“-Information aus dem LN PDIF wird durch den PTRC als „Trip“-Kommando an die beiden Leistungsschalter, die hier durch die LN XCBR1 und XCBR2 dargestellt sind, übertragen.

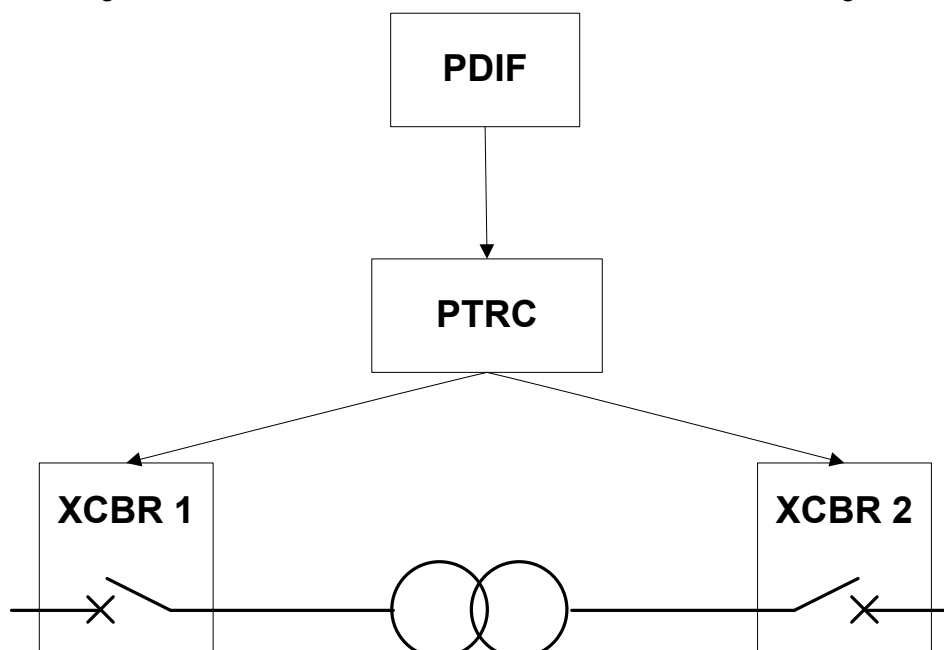


Abbildung 21 Prinzipbild PTRC wirkt auf mehrere XCBR

9.1.2 Mehrere PTRC wirken auf einen XCBR

Die Ergänzung des Beispiels um weitere Schutzfunktionalitäten für den Trafo, wie Kesselschutz und Buchholzschutz, die z.B. in einem separaten IED untergebracht sind, führt zu der unten abgebildeten LN-Struktur. Hierbei kann der XCBR2 von 2 separaten PTRC das „Trip“-Kommando erhalten.

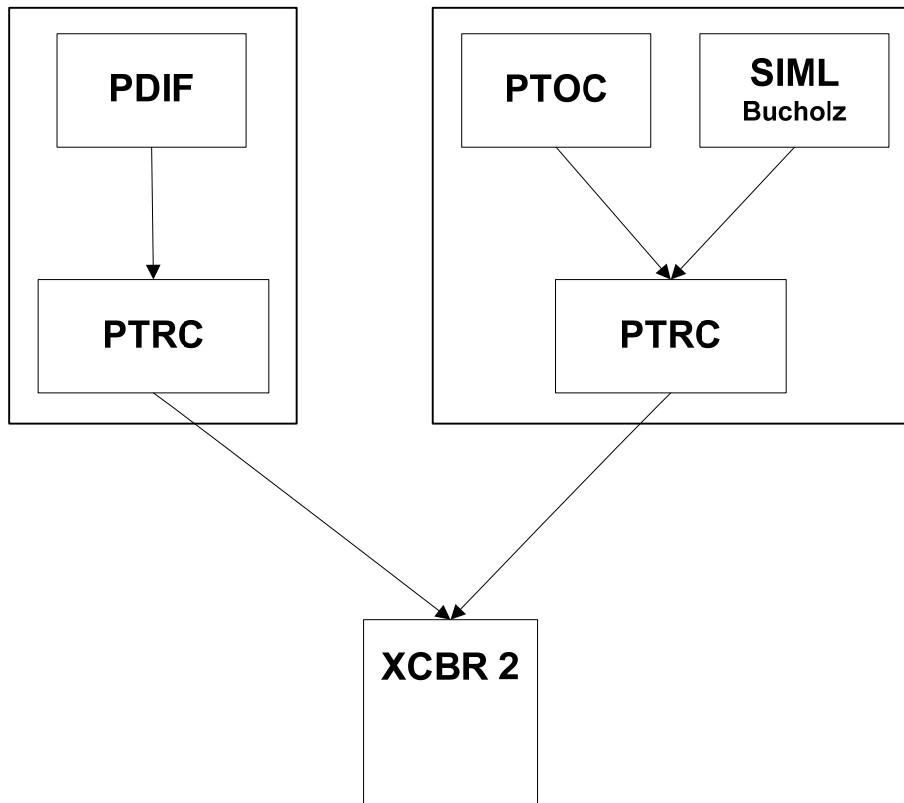


Abbildung 22 Prinzipbild Mehrere PTRC wirken auf einen XCBR

9.1.3 Weitergabe der „Operate“-Information durch PTRC

Neben der Generierung des „Trip“-Kommandos dient der PTRC auch der Weitergabe (und ggf. Bearbeitung) der „Operate“-Information an andere Kommunikationspartner. In der Zeichnung ist beispielhaft die Weitergabe der Operate-Information im Falle eines Leistungsschalterversagens an einen übergeordneten Anlagenschutz dargestellt.

Neben der Übermittlung des „Trip“-Kommandos an den XCBR 1, wird die „Operate“-Information vom PTRC 1 an den LN RBRF übermittelt. Der RBRF kann nun ein erneutes Ausschalten des Leistungsschalters über ein „Trip“-Kommando über den PTRC 2 an den XCBR 1 auslösen. Falls auch dies nicht zum Öffnen des Leistungsschalters führt, wird die „Operate“-Information des RBRF über den PTRC 3 an einen übergeordneten Anlagenschutz weitergegeben.

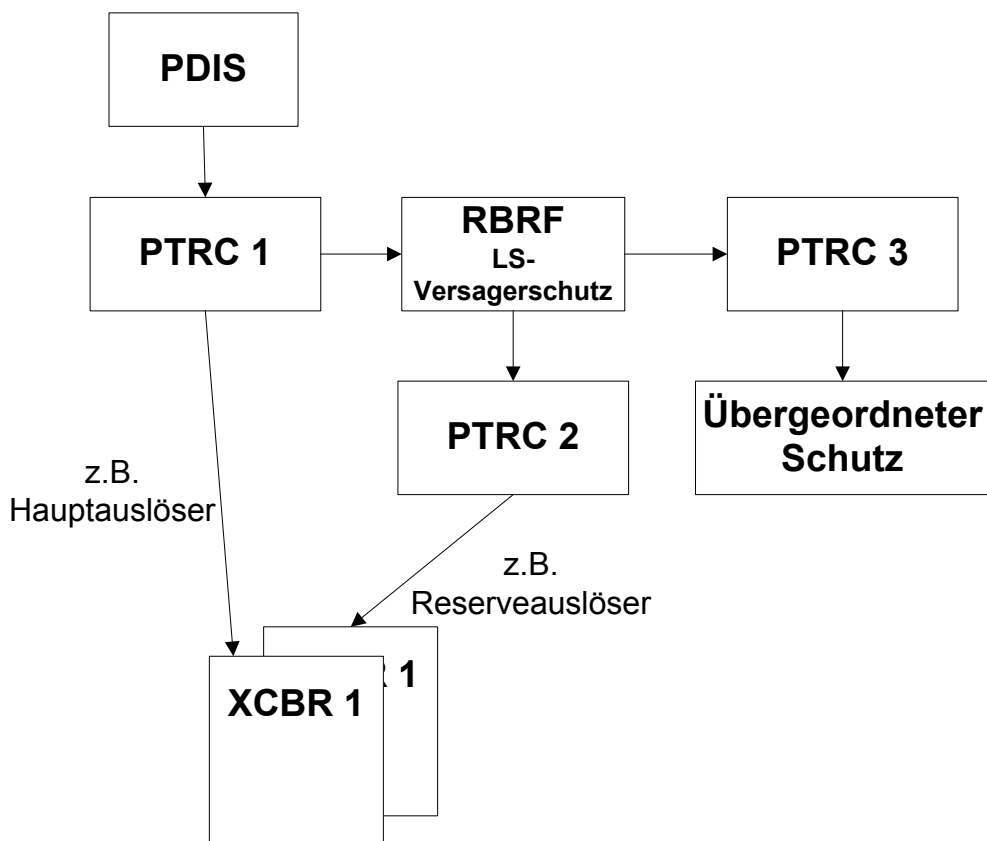


Abbildung 23 Prinzipbild Weitergabe der „Operate“-Information durch PTRC

9.2 Informationen und Kommunikationsteilnehmer

Die Kommunikationsteilnehmer sind in den Zeichnungen dargestellt.

9.3 Benötigte Objektinformationen (LN/DO/DA)

Wie bereits beschrieben, soll hin diesem Kapitel nur die Verwendungsmöglichkeiten des LN PTRC aufgezeigt werden. Die dabei zu wählenden Objektinformationen sind abhängig von der konkreten Anwendung und werden hier nur beispielhaft aufgeführt.

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
PTRC					
	Tr	ACT	General oder phasenbezogen	BOOLEAN	
	Op	ACT	General oder phasenbezogen	BOOLEAN,	

LN	Data	CDC	Attributes	Values and Report Text	Comment
RBRF					
	OpIn	ACT	General oder phasenbezogen	BOOLEAN	Retrip (internal Trip)
	OpEx	ACT	General oder phasenbezogen	BOOLEAN	External trip (z.B. Anregung übergeordneter Schutz)

9.4 Zeitanforderungen

Die Zeitanforderungen sind abhängig von der konkreten Anwendung und können deshalb hier nicht bewertet werden.

9.5 Bewertung der möglichen Dienste

Wie bereits beschrieben, soll hin diesem Kapitel nur die Verwendungsmöglichkeiten des LN PTRC aufgezeigt werden. Die dabei zu berücksichtigenden Anforderungen an die Kommunikationsdienste sind von der konkreten Anwendung abhängig und können deshalb hier nicht dargestellt und bewertet werden.

Für die Übermittlung von zeitkritischen Schutzinformationen (z.B. "Trip"-Kommando) sollte GOOSE-Kommunikation verwendet werden.

9.6 Gewählte Dienste

Siehe Kapitel 9.5.

9.7 Prozeduren

Siehe Kapitel 9.5.

9.8 Randbedingungen

Keine.

10 Literatur

- [1] DKE AK952.0.1: Applikationen mit Diensten der IEC61850, Version 1.0, vom 27.05.2008
http://www.dke.de/de/DKE-Arbeit/MitteilungenzurNormungsarbeit/2008/Seiten/Modellierung_einer_kombinierten_Hoch_und_Mittelspannungsschaltanlage_nach_IEC_61850.aspx