

Abschlussbericht



Herstellerunabhängiges Datenmodell für die Parametrierung und die Verwaltung von Netzschutzgeräten in der elektrischen Energieversorgung



AiF-Forschungsvorhaben 13561



Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e.V.

Herausgeber:

Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen
und Stromwirtschaft e. V.

Postanschrift:
Postfach 81 01 69
68201 Mannheim

Hausanschrift:
Hallenweg 40
68219 Mannheim (Rheinau)

Telefon: 06 21/80 47-100
Telefax: 06 21/80 47-112
E-Mail: fgf@fgf-ma.de
Internet: www.fgf-ma.de

Mannheim, im Mai 2005



Inhalt

Inhalt.....	1
1 Einführung	3
1.1 Schutztechnik in den Netzen der elektrischen Energieversorgung.....	3
1.2 Schutzprinzipien.....	4
1.3 Gerätetechnologie	6
2 Stand der Forschung und Problemstellung.....	7
2.1 Stand der Forschung	7
2.2 Problemstellung	8
3 Projektablauf	11
3.1 Angestrebtes Forschungsziel.....	11
3.2 Arbeitsschritte	12
3.3 Äußere Rahmenbedingungen	14
4 Normenreihe IEC 61850 als Grundlage für die Modellierung von Schutzeinrichtungen	16
4.1 Überblick	16
4.2 Die Modellierung von Geräten und Funktionen	19
5 Entwicklung des Datenmodells	22
5.1 Allgemeines.....	22
5.2 Abbildung der Schutzfunktionen in das Datenmodell	24
5.3 Struktur des Datenmodells.....	26
5.4 Dokumentation des Datenmodells.....	28
5.4.1 Erläuterungen	28
5.4.2 Gerätebezogene Einstellungen	29
5.4.3 Funktionsumfang	29
5.4.4 Projektbezogene Parameter	30
5.4.5 Funktionsbezogene Einstellungen	30



6	Beschreibung des Datenmodells mit XML	38
6.1	Einführung in XML	38
6.2	SCL als Grundlage für die allgemeine Beschreibung der Parameter von Schutzeinrichtungen	39
6.3	XML-Darstellung des Schutzdatenmodells	40
7	Schnittstellen zum Austausch von Schutzdaten.....	43
7.1	Einführung	43
7.2	Schnittstelle zum Bediensystem eines Netzschutzgerätes.....	43
7.3	Verbindung verschiedener XML-Formate	45
8	Verifikationsuntersuchungen	46
8.1	Einführung	46
8.2	Datenbasis	46
8.3	Ermittlung der wahrscheinlichen Schaltfolge	48
8.4	Anregeanalyse des Haupt- und Reserveschutz im realen Netz	49
8.5	Fazit.....	55
9	Zusammenfassung und Ausblick	56
	Literatur	57
	Anhang.....	59
A	Beispiel für die XML-Darstellung des entwickelten Datenmodells	59
B	XML-Darstellung des Petersen-Spulen-Reglers REG-DP der Firma a.eberle	64

1 Einführung

1.1 Schutztechnik in den Netzen der elektrischen Energieversorgung

Die Versorgung mit elektrischer Energie ist heute eine Grundvoraussetzung für die Gesellschaft, insbesondere in den Industriestaaten. Zur Sicherstellung der Versorgung existieren eine Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungsanlagen und ausgedehnte Energieversorgungsnetze.

Wie in jedem technischen System können auch in den Energieversorgungsnetzen verschiedenartigste Störungen auftreten. In der VDEW-Störungs- und Schadensstatistik [1] bzw. der VDN-Störungsstatistik [2], in der ca. 75 % der gesamten Stromkreislänge in Deutschland erfasst sind, werden pro Jahr 35.000 bis 45.000 Störungen notiert. Die mit Abstand häufigste Ursache sind äußere Einflüsse, wie z. B. Blitzeinschlag in Freileitungen oder Schäden an Kabeln durch Tiefbauarbeiten.

Elektrische Fehler in den Energieversorgungsnetzen müssen durch Schutzeinrichtungen ausgeschaltet werden, da Fehler in der Regel zu unzulässigen Betriebsparametern, wie z. B. zu unzulässig hohen Strömen oder zu niedrigen Spannungen führen. Diese unzulässigen Betriebsparameter können auf die unmittelbare Umgebung der Fehlerstelle begrenzt sein oder auch in weiten Teilen des Netzes auftreten. Elektrische Fehler führen somit zu einer

- Beeinträchtigung der Personensicherheit: Auftretende Kurzschlussströme oder erhöhte Berührungsspannungen stellen eine unmittelbare Gefahr für Personen dar. Lichtbogenwirkungen bilden eine weitere Gefahr.
- Gefährdung der Betriebsmittel: Im Falle eines elektrischen Fehlers ist nicht nur das – mitunter durch den Fehler selbst bereits geschädigte oder zerstörte – fehlerbetroffene Betriebsmittel den Fehlerströmen ausgesetzt, sondern in der Regel weitere Betriebsmittel im Netz. Dadurch kann es auch zu Schäden bzw. zur Zerstörung weiterer, ursprünglich nicht fehlerbetroffener Betriebsmittel kommen.
- Beeinträchtigung der Versorgungsqualität: Die durch den elektrischen Fehler hervorgerufenen unzulässigen Betriebsparameter wirken sich auch auf Kunden aus, z. B. in Form von Spannungseinbrüchen oder Versorgungsunterbrechungen. Durch Störungsausweitung kann sich die Zahl der betroffenen Kunden weiter erhöhen (vgl. z. B. [3]).

Da das Auftreten von elektrischen Fehlern in den Energieversorgungsnetzen nicht grundsätzlich verhindert werden kann, ist es wichtig, die Auswirkungen und die Dauer der elektrischen Fehler so gering wie möglich zu halten, um die genannten Beeinträchtigungen zu minimieren. Somit sind zwei Aspekte für die Ausschaltung von elektrischen Fehlern von Bedeutung:

- Selektivität der Ausschaltung: Nach Möglichkeit soll **nur** das fehlerbetroffene Betriebsmittel aus dem Netz getrennt werden. Es ist zu beachten, dass sich die Selektivität in der Mittel- und Niederspannungsebene aus Gründen der Wirtschaftlichkeit auf Gruppen von Betriebsmitteln (in der Regel Abgänge in einer Station) bezieht.

- Dauer bis zur Ausschaltung: Elektrische Fehler sollen so schnell wie möglich aus dem Netz getrennt werden, um eventuelle Personen- oder materielle Schäden bzw. Auswirkungen auf die Versorgungsqualität zu verhindern oder wenigstens zu begrenzen.

Da die geforderten Ausschaltdauern durch manuelle Bedienung nicht erreicht werden können, werden die Netze der elektrischen Energieversorgung durch automatisierte Einrichtungen für den Netzschutz überwacht, die im Falle der Erkennung eines elektrischen Fehlers den Befehl zur Ausschaltung an die entsprechenden Schaltgeräte leiten. Bereits seit dem Beginn der Entwicklung der elektrischen Energieversorgungsnetze ist die Schutztechnik stets ein Teil dieser Entwicklung gewesen (vgl. z. B. [4, 5]).

1.2 Schutzprinzipien

Nachfolgend werden die wichtigsten Schutzprinzipien zur Anwendung in den Netzen der elektrischen Energieversorgung kurz mit ihren charakteristischen Eigenschaften vorgestellt (vgl. z. B. [6, 7]).

Sicherungen

Sicherungen stellen einen Sonderfall unter den Schutzeinrichtungen dar, da sie neben der Funktion der Überwachung und Fehlererkennung konstruktiv bedingt auch die Schaltfunktion realisieren. In der Mittelspannungs- und insbesondere der Niederspannungsebene werden sie aus wirtschaftlichen Gründen vielfach eingesetzt. Das Funktionsverhalten wird durch den Aufbau des Schmelzleiters bestimmt und in Form von Kennlinien beschrieben, die die Schmelzzeit über dem Strom angeben. Die Kennlinien sind mit denen von AMZ-Schutzeinrichtungen (siehe unten) vergleichbar. Man unterscheidet Teilbereichs- und Vollbereichssicherungen, wobei Vollbereichssicherungen neben dem Kurzschlusschutz auch als Überlastschutz fungieren.

UMZ-Schutz

Der UMZ-Schutz (unabhängiger Maximalstrom Zeitschutz) verwirklicht das einfachste Schutzprinzip: Überschreitet der Strom einen bestimmten Schwellwert, so wird nach einer festgelegten Zeit der Befehl zur Ausschaltung erteilt. Je nach Ausführung bieten UMZ-Schutzeinrichtungen bis zu drei diskrete Stufen mit zugehörigen Strom- und Zeitwerten. Zusätzlich zu den Strom- und Zeitwerten kann die Richtung der Schutzfunktion (z. B. nur von der Sammelschiene in einen Abgang) als Kriterium verwendet werden. Der UMZ-Schutz wird vorwiegend in der Mittelspannungsebene eingesetzt.

AMZ-Schutz

Der abhängige Maximalstrom-Zeitschutz (AMZ-Schutz) ist ähnlich dem UMZ-Schutz aufgebaut, mit dem Unterschied, dass die Ausschaltdauer von der Höhe des Stromes abhängig ist. Das Funktionsverhalten wird durch Kennlinien beschrieben, die die Zeitspanne bis zur Auslösung über dem Strom angeben. Die Kennlinien ergeben sich entweder aus den

charakteristischen Eigenschaften der verwendeten Überstromauslöser (z. B. Bimetallstreifen) oder basieren – bei modernen digitalen Geräten – auf einem mathematisch beschriebenen Funktionsverlauf. Es können auch mehrere Kennlinien zusammengesetzt werden, um die gewünschte Überstromauslösung zu beschreiben. Der AMZ-Schutz wird vorwiegend in der Mittelspannungsebene eingesetzt.

Stromdifferentialschutz

Der Stromdifferentialschutz ist die weitaus häufigste Anwendung der Vergleichsschutzarten (daneben z. B. auch Spannungsdifferentialschutz). Stromdifferentialschutzeinrichtungen basieren auf der Auswertung der Kirchhoffschen Regel (die Summe aller Ströme, die auf einen Knoten zufließen, ist gleich Null). An dem zu schützenden Betriebsmittel werden alle Betriebsströme gemessen und der Differenzstrom (Summe der Stromvektoren) sowie der sog. Haltestrom (arithmetische Summe der Strombeträge) berechnet. Das Auslöseverhalten wird durch eine Kennlinie beschrieben, die den Verlauf des Differenzstromes, oberhalb dessen eine Auslösung erfolgt, über dem Haltestrom darstellt. Die Kennlinie wird anhand des Haltestroms in verschiedene Bereiche unterteilt, in denen die Kennlinie durch Geraden mit unterschiedlichen Steigungen beschrieben wird. Der Stromdifferentialschutz wird in Netzen aller Spannungsebenen eingesetzt.

Distanzschutz

Der Distanzschutz stellt das umfangreichste und vielseitigste Schutzprinzip dar. Im Gegensatz zu den bisher dargestellten Schutzeinrichtungen wertet der Distanzschutz nicht nur die Ströme, sondern auch die Spannungen als Eingangssignale aus. Damit ergeben sich weitere Möglichkeiten, Anrege- und Auslösekriterien zu definieren. Abhängig vom Anregekriterium werden die Messschleifen (z. B. Leiter-Leiter oder Leiter-Erde) ausgewählt und die Eingangsgrößen ausgewertet, um zu einer Auslöseentscheidung zu gelangen.

Einfachste Anregeart ist die Überstromanregung. Diese Anregeart führt bei einfachem Überschreiten eines Schwellwerts zur Anregung in den entsprechenden Leitern. Zur Erdfehlererkennung können entweder das Überschreiten eines Erdstromschwellwertes oder das Überschreiten einer Verlagerungsspannung herangezogen werden. Beide Kriterien können getrennt oder logisch verknüpft zu einer Anregeaussage führen. Die Unterimpedanzanregung wird im Allgemeinen durch eine Kennlinie im R/X-Koordinatensystem beschrieben. Hierbei bestimmen vor allem die Parametrierung und auch das Vorhandensein eines Erdfehlers, ob bei mehrpoligem Fehler eine Leiter-Leiter- oder eine Leiter-Erd-Schleife ausgewertet wird. Die U-I-Anregung wertet die Leiterströme sowie Leiter-Erde- bzw. Leiter-Leiter-Spannungen aus. Das Anregekriterium wird durch eine U-I-Kennlinie beschrieben. Insbesondere bei modernen digitalen Schutzgeräten können mehrere Anregekriterien logisch miteinander verknüpft werden, um zu einer Anregeentscheidung zu gelangen.

Für den Distanzentscheid werden Kennlinien ähnlich der Unterimpedanzanregung herangezogen. Für eine zeitliche Staffelung sind mehrere Kennlinien mit ihrer jeweiligen Auslösezeit ineinander geschachtelt.

Distanzschutzgeräte werden in allen Spannungsebenen außer der Niederspannungsebene eingesetzt.

Reserveschutz

Schutzeinrichtungen und Schaltgeräte können Fehlfunktionen aufweisen. Um im Falle eines elektrischen Fehlers auch bei Unterfunktion des Schutzsystems die Ausschaltung des Fehlers zu gewährleisten, ist grundsätzlich ein Reserveschutz vorzusehen. Dazu übernehmen Schutzeinrichtungen die Reserveschutzfunktion für vorgelagerte Schutzgeräte. Um trotzdem Selektivität zu wahren, ist die Auslösezeit für den Reserveschutz in der Regel deutlich größer als die des Hauptschutzes. Die Ausschaltung durch den Reserveschutz bedeutet immer eine Störungsausweitung auf nicht-fehlerbetroffene Betriebsmittel.

1.3 Gerätetechnologie

Die Entwicklung in der Schutztechnik lässt sich grob in drei Generationen einteilen: Anfänglich wurden elektro-mechanische Relais eingesetzt, danach wurden die elektronischen Relais entwickelt und in jüngster Zeit die digitalen Schutzrelais. Mit der Einführung der digitalen Schutzrelais eröffneten sich völlig neue Möglichkeiten für die Schutztechnik, da in den mikroprozessorgesteuerten Geräten vielfältigste Eingangssignale (Ströme, Spannungen Informationen über den aktuellen Schaltzustand, ...) anhand von frei programmierbaren Algorithmen im Hinblick auf eine Auslöseentscheidung ausgewertet werden können (vgl. z. B. [8-12]).

Jedes Schutzgerät muss, unabhängig von der Gerätetechnologie, individuell an das zu schützende Netzelement und das allgemeine Schutzkonzept des Netzes angepasst sein. Diese Anpassung erfolgt über Parameter, die die Funktionalität des Schutzgerätes entsprechend definieren. Während sich die Parameter bei Sicherungen auf die Auswahl des richtigen Typs bzw. eine Beschreibung der Auslösekennlinie beschränken, steigt die Parameteranzahl von den elektro-mechanischen bis hin zu den digitalen Schutzrelais sehr stark an. Moderne digitale Schutzrelais bieten bis zu einige hundert Parameter.

2 Stand der Forschung und Problemstellung

2.1 Stand der Forschung

Mit der Parametrierung von Schutzgeräten befassen bzw. befassten sich eine Reihe von Untersuchungen und Forschungsprojekten, die aber in der Regel jeweils hauptsächlich Teilbereiche wie z. B. die Bestimmung von optimalen Einstellparametern [z. B. 18-20] oder die Prüfung von Einstellparametern [z. B. 21, 22] zum Ziel hatten. Die Frage des Datenaustauschs zwischen Applikationen aus verschiedenen Anwendungsbereichen wird meistens nicht explizit untersucht.

Auch bei der FGH sind im Bereich der Schutztechnik zwei AiF-geförderte Projekte bearbeitet worden: AiF-Forschungsvorhaben 11610N "Parametrierung von Schutzgeräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen" [21] und AiF-Forschungsvorhaben 12941N "Rechneroptimierte Synthese von Distanzschutzeinstellungen" [23].

Im AiF-Forschungsvorhaben 11610N "Parametrierung von Schutzgeräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen" wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem die Funktionalität von modernen digitalen Schutzeinrichtungen mit einem hohen Detaillierungs- und Genauigkeitsanspruch in Netzplanungswerkzeugen nachgebildet werden kann. Für diejenigen Fehlerfälle, die für die Auslegung der untersuchten Schutzeinrichtung kritisch sind, werden die Kurzschlussparameter berechnet und die Reaktion des Schutzsystems anhand der Modellbeschreibung analysiert. Die Ergebnisse ermöglichen die Überprüfung der Parametrierung der Schutzgeräte im systemtechnischen Kontext.

Ziel des Nachfolge-Forschungsvorhabens 12941N "Rechneroptimierte Synthese von Distanzschutzeinstellungen" ist die Entwicklung eines praxisingerechten Verfahrens zur rechneroptimierten Synthese von Distanzschutzeinstellungen in vermaschten Energieversorgungsnetzen unter Nutzung der Ergebnisse des Vorhabens 11610N. Optimierungsziel ist die Verkürzung der Dauer vom Kurzschlusseintritt bis zur endgültigen Ausschaltung des Fehlers unter Wahrung der Selektivität und der Sicherheit der Schutzfunktion.

Da in beiden Projekten umfangreiche Daten zu den untersuchten Schutzeinrichtungen benötigt werden, stellt sich die Frage der Datenbeschaffung und Datenhaltung. Ein geeignetes, allgemeines Format zum Austausch von Schutzdaten ist nicht vorhanden und die Verfügbarkeit aller benötigten Daten ist dementsprechend problematisch [21]. Aufgrund der jeweiligen Schwerpunkte der Forschungsvorhaben ist allerdings eine umfassende Behandlung der Thematik der Ablage und des Austausches von Schutzdaten in diesen Projekten nicht möglich.

In einem weiteren AiF-Forschungsprojekt der FGH mit dem Titel "Entwurf und Test von Kommunikationsschnittstellen für die digitale Leittechnik" (AiF-Forschungsvorhaben 11892N) [24] wurden erfolgreich Schnittstellen zur Kommunikation von unterschiedlichen Geräten (z. B. Schutzgeräte, Messgeräte, Leittechnik) verschiedener Hersteller in einer Station entwickelt. Grundlage für die Schnittstellen ist der Entwurf der neuen IEC 61850 [17], der umfangreiche Darstellungen für die Online-Kommunikation von Feldgeräten

enthält. Dort wird aber nur ein kleiner Teil der Parameterdaten der Schutzeinrichtungen behandelt.

Die Erfahrungen aus diesen Forschungsprojekten wurden mit verschiedenen Unternehmen der Branche diskutiert. Es zeigte sich, dass ein allgemeines Interesse – von Netzbetreibern, Geräteherstellern und Softwareherstellern – an einem Datenmodell für Schutzdaten vorliegt, das für die Datenhaltung in Datenbanken und zum Datenaustausch geeignet ist. Die wesentlichen Vorarbeiten in diesem Zusammenhang lassen sich wie folgt zusammenstellen:

- Auf der Basis der Ergebnisse des genannten Forschungsprojekts wurde im Oktober 2000 ein Treffen mit Anwendern und Herstellern durchgeführt, um das Interesse an einer gemeinsamen Festlegung eines Datenmodells für Schutzdaten abzufragen. Bei allen Beteiligten stieß die Idee eines herstellerunabhängigen Formats auf breite Zustimmung. Die Einrichtung eines Arbeitskreises Schutzdatenaustausch wurde vereinbart.
- In den bisherigen Sitzungen des Arbeitskreises Schutzdatenaustausch wurden als wesentliche Punkte die Anforderungen an das Datenmodell, die Verwendung von XML, die Möglichkeit der Anlehnung an IEC 61850 und erste Sondierungen für die grundlegende Struktur von Datenobjekten für das Datenmodell sowie eine Grobstruktur behandelt.

2.2 Problemstellung

In den Netzen der elektrischen Energieversorgung ist eine sehr große Anzahl von unterschiedlichen Schutzeinrichtungen installiert. Jedes Schutzgerät muss über entsprechende Parameter individuell an das zu schützende Netzelement und das allgemeine Schutzkonzept des Netzes angepasst sein. Moderne digitale Schutzrelais bieten dazu bis zu einige hundert Parameter. Zusätzlich sind in modernen Relais in der Regel mehrere Parametersätze abgelegt, von denen abhängig von bestimmten Betriebszuständen jeweils der passende aktiv geschaltet ist.

Aus der großen Zahl der eingesetzten Schutzgeräte und der jeweils hohen Zahl an Parametern ergibt sich ein entsprechend hohes Datenaufkommen, das verwaltet und bearbeitet werden muss. Allein der Umfang des Datenaufkommens verdeutlicht, dass es sich hierbei auch schon bei kleineren Netzbetreibern um ein nicht triviales Problem handelt.

Die Schutzdaten werden in den Unternehmen für verschiedene Aufgaben benötigt, wie z. B. Archivierung, Dokumentation, Parametrierung und Prüfung der Geräte, Prüfung der Einstellungen oder Netzberechnungen wie z. B. Zuverlässigkeitsanalysen. Für die einzelnen Aufgaben wird dabei in der Regel nur eine kleine Auswahl der Daten einer Schutzeinrichtung benötigt. Für jeden Aufgabenbereich stehen heute leistungsfähige Softwareprodukte zur Verfügung. Diese stellen deutlich unterschiedliche Anforderungen an den Umfang der benötigten Schutzdaten und haben daher in der Regel ein eigenes Format und eine eigene meist proprietäre Ablage zur Speicherung dieser Daten entwickelt.

Erschwerend kommt hinzu, dass die durch die Daten parametrisierten Schutzfunktionen mitunter nur bei einem Hersteller verfügbar sind, dass gleiche Schutzfunktionen mitunter verschieden modelliert und vor allem mit verschiedenen Parametern versehen sind und dass auch bei einheitlicher Modellierung der Schutzfunktionen oft unterschiedliche Bezeichnungen für die jeweiligen Parameter verwendet werden.

In Bild 1 sind exemplarisch verschiedene Ablagen für Schutzdaten dargestellt, die typischerweise bei einem Netzbetreiber vorhanden sind.

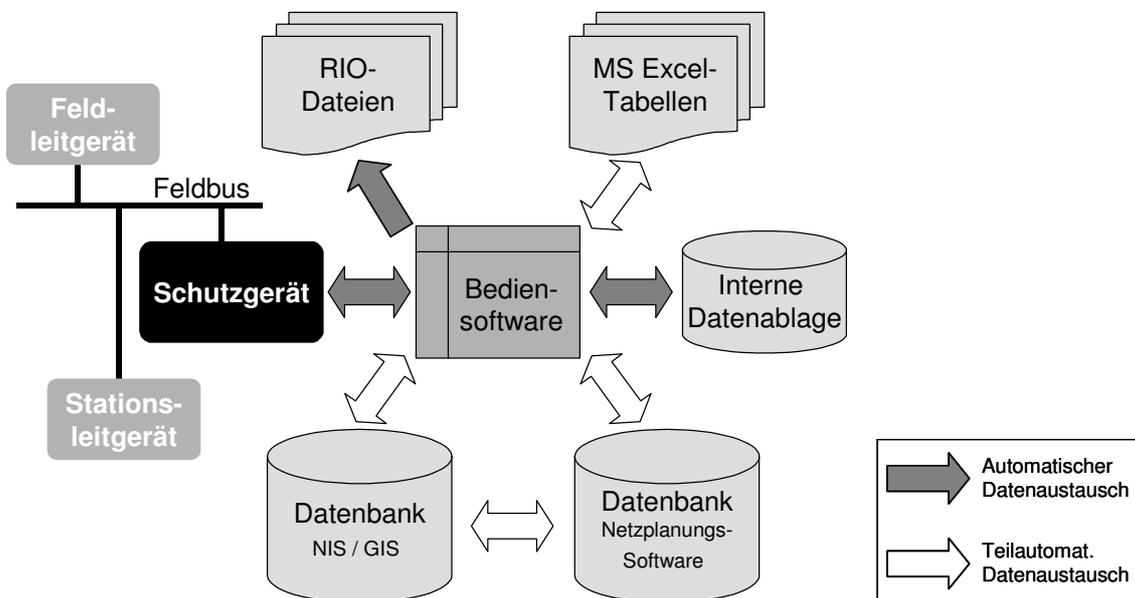


Bild 1: Ablagen für Schutzdaten bei einem Netzbetreiber

Die Bediensoftware stellt die Schnittstelle zu dem Schutzgerät dar. Nur über diese vom Hersteller des Schutzgerätes zur Verfügung gestellte Bediensoftware können sämtliche Daten in das Gerät eingespielt und aus dem Gerät ausgelesen werden. Aus der Bediensoftware kann zudem oft das sog. RIO-Format (Relay Data Interchange Format by OMICRON [13, 14]) exportiert werden, das sich als Standardformat für Programme zur Prüfung von gewissen Einstellungen der Schutzgeräte etabliert hat. Tabellen in MS Excel haben sich – aus praktischen Gründen – in vielen Unternehmen zur Protokollierung der Schutzdaten in den entsprechenden Abteilungen durchgesetzt. Zusätzlich ist ein Datensatz des Netzes mit Teilen der zugehörigen Schutzdaten in den Datenbanken von Netzinformationssystemen (NIS) bzw. Geographischen Informationssystemen (GIS) oder auch Netzberechnungswerkzeugen vorhanden. Auch wenn diese Systeme mitunter dieselben Datenbankmanagementsysteme verwenden, so ist in der Regel aufgrund der unterschiedlichen Definition der Datenbanken ein automatischer Datenaustausch nicht oder nicht vollständig möglich. Für den Bereich der Netzberechnungswerkzeuge hat sich zwar das Datenmodell der DVG (Deutsche Verbundgesellschaft e.V.) [15, 16] zu einem Quasi-Standard entwickelt, es verfügt aber nur über eine äußerst rudimentäre Modellierung des Schutzsystems.

Zusätzlich kommunizieren die Schutzgeräte über den Feldbus auch mit dem Feldleitgerät und/oder dem Stationsleitgerät, sofern digitale Stationsleitsysteme eingesetzt werden. Auch diese Leitebene benötigt bestimmte Parameter der Schutzgeräte, um z. B. Auslösebefehle den Anrege- und Entscheidungskriterien zuordnen zu können oder zwischen mehreren Parametersätzen umschalten zu können. Die dazu erforderliche Kommunikationstechnik wird derzeit im TC 57 der IEC als IEC 61850 [17] standardisiert.

Aufgrund der historischen Entwicklung der jeweiligen Softwaretools für einzelne Anwendungsbereiche und aufgrund der deutlich divergierenden Anforderungen an den Umfang der jeweils benötigten Daten haben sich eine Vielzahl verschiedener Datenablagen und Datenformate etabliert. Insgesamt führt dies dazu, dass die Datenbeschaffung für Aufgaben im Bereich der Schutztechnik sehr zeit- und personalaufwändig ist, da in der Regel kein automatischer Datenaustausch zwischen den einzelnen Applikationen möglich ist. Hinzu kommt, dass durch die Fehlerträchtigkeit und den zeitlichen Aufwand des weitgehend manuell abgewickelten Datenaustausches die Qualität und die Aktualität der für die einzelnen Aufgaben verwendeten Daten nicht optimal ist. Eine Datenhaltung und ein Datenaustausch in der gewünschten Qualität ist nach dem heutigen Stand – insbesondere unter den aktuellen Rahmenbedingungen der Liberalisierung, die eine Kosten- und Personalreduzierung auf der einen und gleichzeitig eine Steigerung der Qualität auf der anderen Seite erfordern – nicht wirtschaftlich zu realisieren und wird daher in der betrieblichen Praxis oft vernachlässigt.

Während also die modernen digitalen Relais eine Fülle neuer bzw. verbesserter Schutzfunktionen anbieten und die Verfahren für eine optimierte Parametrierung mit Hilfe geeigneter Softwaretools vorhanden sind bzw. entwickelt werden, scheitert ein breiter Einsatz in der Regel an der zu aufwändigen Beschaffung der benötigten detaillierten Daten der Schutzeinrichtungen. Anregelkriterien von Distanzschutzgeräten werden in der Regel mit standardisierten Parametersätzen auch für die Reserveschutzbereiche versehen, die auf die lokale Netzumgebung wenig Rücksicht nehmen. Auch die Staffelung für den Distanzentscheid wird in den Reserveschutzbereichen meist rein kilometrisch vorgenommen. Beides führt zu unnötig hohen Auslösezeiten, wodurch die Gefahren der elektrischen Fehler für Personen und Geräte länger als technisch notwendig und technisch möglich bestehen und unter Umständen sogar zu Störungsausweitungen führen können.

3 Projektablauf

3.1 Angestrebtes Forschungsziel

Das primäre Ziel des Forschungsvorhabens ist die Definition eines flexiblen, leistungsfähigen und soweit wie möglich herstellerunabhängigen Datenmodells für Schutzdaten. Dieses Datenmodell, das auch als formale Beschreibungssprache für Schutzrelais (Relay Markup Language, RelayML) bezeichnet werden kann, soll entsprechend Bild 2 als gemeinsame Datenablage für alle Anwendungsbereiche im Bereich der Schutztechnik dienen und einen automatischen Datenaustausch ermöglichen.

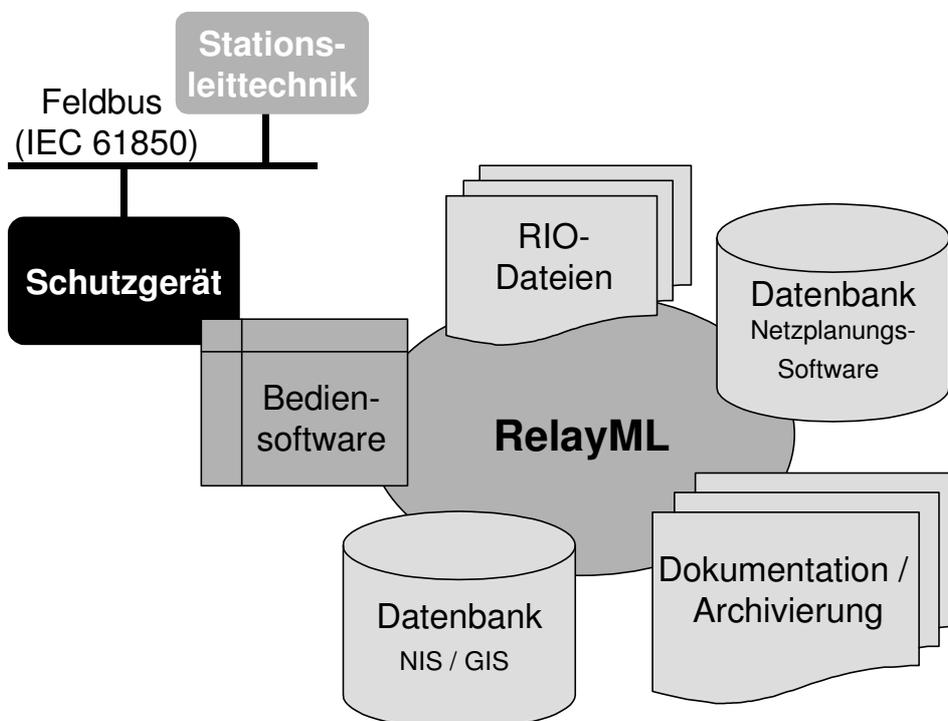


Bild 2: Anwendungsbereiche für das Datenmodell

Die wesentlichen Anforderungen an das Datenmodell lassen sich wie folgt stichwortartig zusammenfassen:

- Die in Bild 2 zusammengefassten Anwendungsbereiche müssen durch das Datenmodell mit Daten versorgt werden können.
- Eignung als Datenmodell zur Datenverwaltung und als Austauschformat zwischen verschiedenen Applikationen.
- Zentrale und herstellerunabhängige Datenhaltung (Sicherstellung der Datenkonsistenz)
- Aktuelle Dokumentation der Geräteeinstellungen

- Implementierung der RIO-Funktionalität
- Herstellerunabhängige Beschreibung der Daten soweit wie möglich
- Integration herstellerabhängiger Daten in einem einheitlichem Format
- Integration aller Daten zu einem Schutzgerät
- Berücksichtigung mehrerer Parametersätze
- Flexibilität in Bezug auf Erweiterungen der Relaisfunktionalitäten und der damit verbundenen Parameter
- Selbsterklärende Struktur
- Gliederung in logische Funktionsblöcke
- Anlehnung an IEC 61850 soweit wie möglich
- Verwendung von XML als offenem und quasi-standardisiertem Format [25]

Die dargestellten Forschungsergebnisse werden einen automatischen Datenaustausch zwischen den verschiedensten Anwendungsprogrammen im Bereich der Schutztechnik ermöglichen. Damit wird der Aufwand für die Bereitstellung von Daten für einzelne Aufgaben bei deutlich gesteigerter Qualität und Aktualität der Daten entscheidend verringert. Eine zentrale Datenhaltung kann durch die Nutzung des Datenmodells wirtschaftlich realisiert werden.

Die Forschungsergebnisse sind somit die Grundlage für ein allgemeines Schutzrelais-Informationssystem und schaffen damit die Basis für die Optimierung der Relaisparametrierung in der betrieblichen Praxis der Netzbetreiber.

3.2 Arbeitsschritte

Zur Bearbeitung des Forschungsvorhabens waren die nachfolgend kurz skizzierten Arbeitsschritte vorgesehen. In dem Zeitabschnitt zwischen der Antragsstellung und dem tatsächlichen Start des Forschungsvorhabens, der wegen organisatorischer Aspekte ungewöhnlich lang war, änderten sich aber – wie im folgenden Abschnitt dargestellt – einige wesentliche Rahmenbedingungen. Daher musste der Arbeitsplan auch entsprechend angepasst werden.

- Arbeitsschritt I: Beurteilung und Überprüfung der Voruntersuchungen

Die genannten Vorarbeiten sind kritisch zu überprüfen und bezüglich ihrer weiteren Verwendung im Rahmen des Forschungsvorhabens zu beurteilen. Insbesondere sind die Anforderungen an das zu erstellende Datenmodell zu vervollständigen sowie die Anwendungsmöglichkeiten der äußerst umfangreichen Norm IEC 61850 detailliert zu untersuchen, um eine solide Ausgangsbasis für die weiteren Arbeitsschritte zu schaffen.

- Arbeitsschritt II: Gliederung in logische Funktionsblöcke

Als Ergebnis dieses Arbeitsschrittes soll eine detaillierte Gliederung in logische Funktionsblöcke für die verschiedenen Typen von Schutzgeräten vorliegen. Basis sind die Funktionsblöcke nach der Norm IEC 61850 sowie die Vorarbeiten, die im AiF-Forschungsvorhaben 11610N "Parametrierung von Schutzeinrichtungen" geleistet wurden.

- Arbeitsschritt III: Datentypen

Zur Ablage der einzelnen Parameterdaten sind die benötigten Datentypen zu ermitteln und in geeigneter Form für das Datenmodell zu definieren. Hierbei ist zu beachten, dass in den Datentypen alle Attribute, wie z. B. Wertebereiche, Informationstexte, Speicheradressen in den jeweiligen Geräten usw., berücksichtigt werden.

Neben den grundlegenden Datentypen für Analog- und Binärwerte sind auch Datentypen für Listeneinträge und die Modellierung von Kennlinien zu erstellen. Insbesondere bei den Kennlinien ist auf eine ausreichende Flexibilität des Datentyps zur Darstellung verschiedenster Kennlinienformen zu achten. Der Bedarf an weiteren Datentypen ist im Zusammenhang mit den vorangegangenen Arbeitsschritten zu klären und die benötigten Datentypen gegebenenfalls zu erstellen.

Die erstellten Datentypen müssen die Ablage sowohl aller herstellerunabhängigen wie auch aller herstellerabhängigen Daten in geeigneter Art und Weise sicherstellen. Auch an dieser Stelle kann auf den Ergebnissen des AiF-Forschungsvorhabens 11610N "Parametrierung von Schutzeinrichtungen" aufgebaut werden.

- Arbeitsschritt IV: Parametersätze

Zur Behandlung von mehreren Parametersätzen im Datenmodell sind geeignete Strukturen zu erstellen.

Darüber hinaus ergibt sich in der Praxis oft der Anwendungsfall, dass z. B. die Prüfung der Einstellparameter oder die Analyse des Schutzsystems Änderungen an den Parametrierungsdaten nahe legen bzw. Varianten der Parametrierungsdaten erstellt und untersucht werden. Die Ablage dieser modifizierten Daten ist – unter Erhaltung der aktuellen Daten – ebenfalls in das Datenmodell zu integrieren um eine spätere Überprüfung zu ermöglichen und eine Dokumentation zu gewährleisten.

- Arbeitsschritt V: Definition des Datenmodells

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der vorangegangenen Arbeitsschritte ist das Datenmodell in XML zu definieren. Insbesondere muss untersucht werden, welche Daten zu den jeweiligen Schutzeinrichtungen herstellerunabhängig definiert werden können. Der Anteil der Daten, die herstellerabhängig definiert werden müssen, soll so klein wie möglich gehalten werden. Das Datenmodell soll die jeweiligen Schutzgeräte möglichst vollständig beschreiben.

Das Ergebnis dieses Arbeitsschrittes ist eine Relaisbeschreibungssprache auf XML-Basis (RelayML – Relay Markup Language).

- Arbeitsschritt VI: Erstellung eines Prototyps für eine Schutzrelais-Datenbank

Mit Hilfe einer XML-fähigen Datenbank-Software soll der Prototyp einer Schutzrelais-Datenbank realisiert werden. Dieser Arbeitsschritt ist die Voraussetzung für den Test des Datenmodells.

- Arbeitsschritt VII: Schnittstellen

In ausgewählten exemplarischen Softwareprodukten werden Schnittstellen zum automatischen Ausgeben und Einlesen im Format des Datenmodells implementiert. Die Schnittstelle in der Bediensoftware der Schutzgeräte ist hier von besonderer Bedeutung, da nur durch sie auf alle im Schutzgerät abgelegten Daten zugegriffen werden kann.

Die Implementierung der Schnittstellen in die Bediensoftware der Schutzgeräte muss hierbei von den jeweiligen Herstellern geleistet werden.

Zum Export von RIO-Dateien aus dem Datenmodell wird eine geeignete Schnittstelle erstellt. Darüber hinaus wird die bestehende RIO-Schnittstelle weiterentwickelt, um die benötigten Daten direkt aus dem Datenmodell einlesen zu können.

Schließlich sollen Schnittstellen zu den Softwareprototypen für die Analyse und Optimierung der Relaisparametrierung, die im Rahmen der AiF-Vorhaben 11610N "Parametrierung von Schutzgeräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen" und 12941N "Rechneroptimierte Synthese von Distanzschutzeinstellungen" entstanden sind, realisiert werden.

- Arbeitsschritt VIII: Verifikation des Datenmodells an Beispielen

In diesem Arbeitsschritt wird die Praxistauglichkeit des erstellten Datenmodells und der Schnittstellen getestet. Dazu wird in Zusammenarbeit mit einem Netzbetreiber ein Ausschnitt aus einem realen Energieversorgungsnetz untersucht. Für die Schutzeinrichtungen im Netzgebiet werden entsprechende Datensätze im Prototypen der Schutzrelais-Datenbank erstellt. Verschiedene klassische Aufgaben, wie z. B. die Prüfung der Einstellparameter oder eine Analyse des Schutzsystems mit Hilfe von Netzplanungswerkzeugen, werden durchgeführt. Die in den AiF-Vorhaben 11610N "Parametrierung von Schutzgeräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen" und 12941N "Rechneroptimierte Synthese von Distanzschutzeinstellungen" entwickelten Softwareprototypen werden ebenfalls in Verbindung mit dem Datenmodell getestet.

3.3 Äußere Rahmenbedingungen

Aufgrund organisatorischer Aspekte war die Zeitspanne zwischen Antragstellung und Start des Forschungsvorhabens ungewöhnlich lange. Zum Zeitpunkt der Antragstellung war die Arbeit an der internationalen Normenreihe IEC 61850 noch in vollem Gange – insbesondere waren erst wenige Teile der Normenreihe im abschließenden Beratungsstadium oder als internationaler Standard veröffentlicht. Da sich die große Bedeutung dieser Normenreihe für

die elektrische Energietechnik bereits abzeichnete, wurde die IEC 61850 auch als wesentliche Basis für dieses Forschungsvorhaben festgeschrieben.

In der Zeit bis zum Start des Forschungsvorhabens wurden dann nahezu alle weiteren Teile der Normenreihe fertig gestellt und als internationaler Standard veröffentlicht; z. B. insbesondere die Datenmodellierung und die XML-Beschreibungssprache. Die Bedeutung und die Relevanz der IEC 61850 für dieses Forschungsvorhaben wurden somit nochmals erhöht, da sich nun auch zusätzliche Anwendungsmöglichkeiten ergaben.

Es wurde daher entschieden, die Normenreihe IEC 61850 nicht nur als Basis für dieses Forschungsvorhaben zu verwenden, sondern alle Lösungsschritte so weit wie möglich unter Nutzung von Bestandteilen dieser Normenreihe bzw. des darin definierten Datenmodells zu bearbeiten. Andernfalls wäre die Akzeptanz der Forschungsergebnisse in der Praxis deutlich beeinträchtigt. Notwendige Erweiterungen sollen ebenfalls konform zu den in IEC 61850 enthaltenen Regeln gestaltet werden.

Diese Neuausrichtung auf die grundlegende Philosophie und auf die Verwendung von Teilen des Datenmodells aus IEC 61850 als "Baukasten" für das zu entwickelnde Datenmodell für die Netzschutzgeräte machte auch eine weitergehende Überprüfung und Anpassung der Vorarbeiten des Arbeitskreises Schutzdatenaustausch erforderlich.

4 Normenreihe IEC 61850 als Grundlage für die Modellierung von Schutzeinrichtungen

4.1 Überblick

In den letzten Jahren wurde die internationale Normenreihe IEC 61850 [17] veröffentlicht. Das Ziel war, ein offenes Kommunikationssystem zu entwerfen, welches die gesamte Kommunikation innerhalb einer Station von der Stationsleitebene über die Feldeleitebene bis zum Prozess standardisiert. Als Grundlage für die Normungsarbeit dient das abstrakte Modell eines Stationsautomatisierungssystems (Substation Automation System SAS) nach Bild 3.

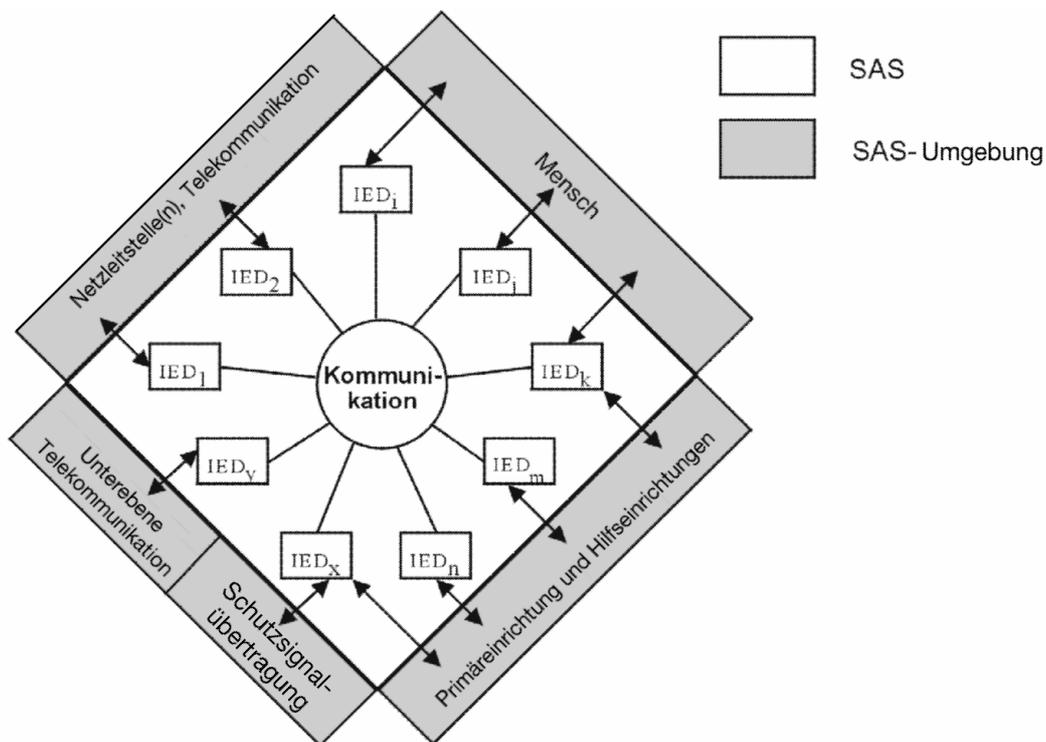


Bild 3 Struktur des Stationsautomatisierungssystems und seiner Umgebung
(Verbindung zu Netzleitstellen über Telekommunikation
Unterebene Telekommunikation bedeutet Fernwirkunterstation)

Intelligente elektronische Geräte (Intelligent Electronic Devices IED) kommunizieren miteinander über Kommunikationskanäle und nehmen so die Aufgaben bezüglich des Zusammenwirkens untereinander und mit der Umgebung des SAS wahr. IEDs können z. B. Schutzgeräte, Feldleitgeräte, Regler, Fernwirkgeräte, Geräte zur Erfassung von Messwerten, Stationsbedienungs- oder Schaltgeräte usw. sein. Eine bestimmte Gerätefunktionalität schreibt IEC 61850 nicht vor, d. h. beliebige Funktionen eines SAS können in beliebigen IEDs implementiert sein. Damit IEDs miteinander kommunizieren können bedarf es einiger

Festlegungen. Diese betreffen im Wesentlichen die Kodierung der Daten und ihre Semantik, den Zugriff auf die Daten und den Aufbau der Geräteschnittstelle.

Zur Lösung dieser Aufgabe wurde ein objektorientierter Ansatz bestehend aus einem hierarchisch gegliederten Datenmodell und einem Dienstmodell gewählt. Das Datenmodell definiert Objektklassen aus denen durch Instanzierung Objekte gebildet werden, die das reale Gerät repräsentieren. Das Dienstmodell hingegen definiert die benötigten Verfahren (Dienste), die den Zugriff auf die Daten ermöglichen.

Das Datenmodell von IEC 61850 definiert folgende Hierarchieebenen:

- Server
- Logisches Gerät (Logical Device LD)
- Logischer Knoten (Logical Node LN)
- Datenobjekt (Data Object DO)
- Datenattribut (Data Attribute DA)

Der Server stellt die Kommunikationsfunktionen zur Verfügung, welche für das vorliegende Forschungsvorhaben keine Relevanz haben und deshalb nicht weiter betrachtet werden.

Logische Geräte bieten die Möglichkeit, komplexe Funktionalität, z. B. eine Schutzfunktion wie den Distanzschutz, unter einem Begriff zusammenzufassen. Die Anzahl der Logischen Geräte in einem IED ist beliebig. So können in einem IED mehrere Schutzfunktionen und auch Steuerungsfunktionen untergebracht werden.

Die Logischen Knoten sind Modelle von Teilfunktionen und enthalten die zugehörigen Datenobjekte. Diese enthalten z. B. die Stellung eines Leistungsschalters oder den Zustand einer Schutzfunktion wie Anregung, Auslösung usw. Außerdem nehmen sie Einstellwerte wie Anregeschwellen, Auslöseverzögerung und Ähnliches auf. In IEC 61850 Teil 4 sind etwa 90 Logische Knoten für die unterschiedlichsten Funktionen definiert, allein 28 für Schutzfunktionen und 10 für schutzbezogene Funktionen. Tabelle 1 zeigt als Beispiel den Logischen Knoten PTOC für den Überspannungszeitschutz.

Tabelle 1 Der Logische Knoten PTOC [17]

PTOC class			
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2).	
Data			
<i>Common Logical Node Information</i>			
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class.	M
OpCntRs	ISC	Resettable operation counter	0
<i>Status Information</i>			
Str	ACD	Start	M
Op	ACT	Operate	T M
<i>Settings</i>			
TmACrv	CURVE	Operating Curve Type	0
StrVal	ASP	Start Value	0
TmMult	ASP	Time Dial Multiplier	0
MinOpTmms	ISC	Minimum Operate Time	0

Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
MaxOpTmms	ISC	Maximum Operate Time		0
OpDLTmms	ISC	Operate Delay Time		0
TypRsCrv	ISC	Type of Reset Curve		0
RsDLTmms	ISC	Reset Delay Time		0
DirMod	ISC	Directional Mode		0

Zur Aufnahme der Datenobjekte dienen die in IEC 61850 Teil 3 definierten allgemeinen Datenklassen (Common Data Classes CDC), von denen fünf zur Aufnahme von Einstellwerten relevant sind:

- ASG Analogue setting
- ING Integer status setting
- SPG Single point setting
- CURVE Setting curve
- SPG Single point setting

Als Beispiel zeigt Tabelle 2 den Aufbau der allgemeinen Datenklasse ASG.

Tabelle 2 Die allgemeine Datenklasse ASG zur Aufnahme eines Analogwertes [17]

ASG class					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value Range	M/O/C
dataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)				
DataAttribute					
setting					
setMag	AnalogueValue	SP			AC_NSg_M
setMag	AnalogueValue	SG, SE			AC_Sg_M
configuration, description and extension					
units	Unit	CF		see Annex A	0
sVC	ScaledValueConfig	CF			AC_SCAV
minVal	AnalogueValue	CF			0
maxVal	AnalogueValue	CF			0
stepSize	AnalogueValue	CF		1 ... (maxVal - minVal)	0
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	0
dU	UNICODE STRING255	DC			0
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDa_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDa_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLN_M
Services					
As defined in Table 41					

Das Attribut setMag ist zweifach vorhanden. Welcher der beiden Einträge zu verwendet ist, wird in der Tabellenspalte M/O/C angegeben: Gültig ist der erste Eintrag gilt für einen einzelnen Wert. Ist der Einstellwert Mitglied einer Parametergruppe, so ist der zweite Eintrag zu verwenden.

4.2 Die Modellierung von Geräten und Funktionen

Sucht man in der Norm IEC 61850 nach konkreten Modellierungen von Geräten oder komplexen Funktionen, so wird man keine finden. Die Norm stellt lediglich die Bausteine für eine Modellierung in Form von Logischen Knoten mit einigen Daten und den zugehörigen Datentypen in Form der Allgemeinen Datenklassen zur Verfügung. Außerdem sind Anleitungen gegeben, wie komplexe Funktionen und Geräte modelliert werden sollen. Dies soll im Folgenden am Beispiel eines mehrstufigen Überstromzeitschutzes gezeigt werden. Die Kennlinie zeigt Bild 4.

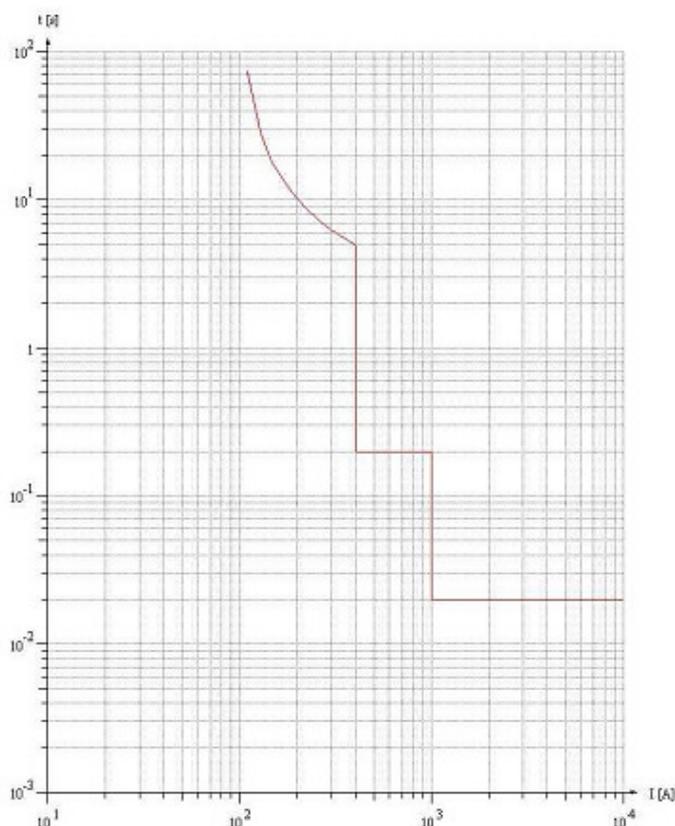


Bild 4 Kennlinie eines dreistufigen UMZ/AMZ Schutzes

Nach den Vorgaben von IEC 61850 benötigt man für die Modellierung dieser Kennlinie drei Logische Knoten der Klasse PTOC. Der PTOC1 modelliert die AMZ-Kennlinie. Hierzu werden folgende Datenobjekte benötigt, die in PTOC schon vorgegeben sind.

- TmACrv
- StrVal
- TmMult

TmACrv ist vom Datentyp CURVE (CDC) mit den Attributen setCharact und setParA bis setParF. Mit setCharact läßt sich eine vordefinierte Kennlinie nach IEC- oder ANSI-Spezifikation auswählen. Die übrigen Attribute werden nur dann benötigt, wenn eine nicht vordefinierte Kennlinie realisiert werden soll. StrVal ist die Anregeschwelle und TmMult der Kennlinienfaktor.

Stufe zwei und drei haben nur eine Anregeschwelle und eine stromunabhängige Auslöseverzögerung ("Schnellstufen"). Hierfür werden nur die Datenobjekte StrVal und OpDITmms benötigt. Die gesamte Modellierung wird in Bild 5 deutlich.

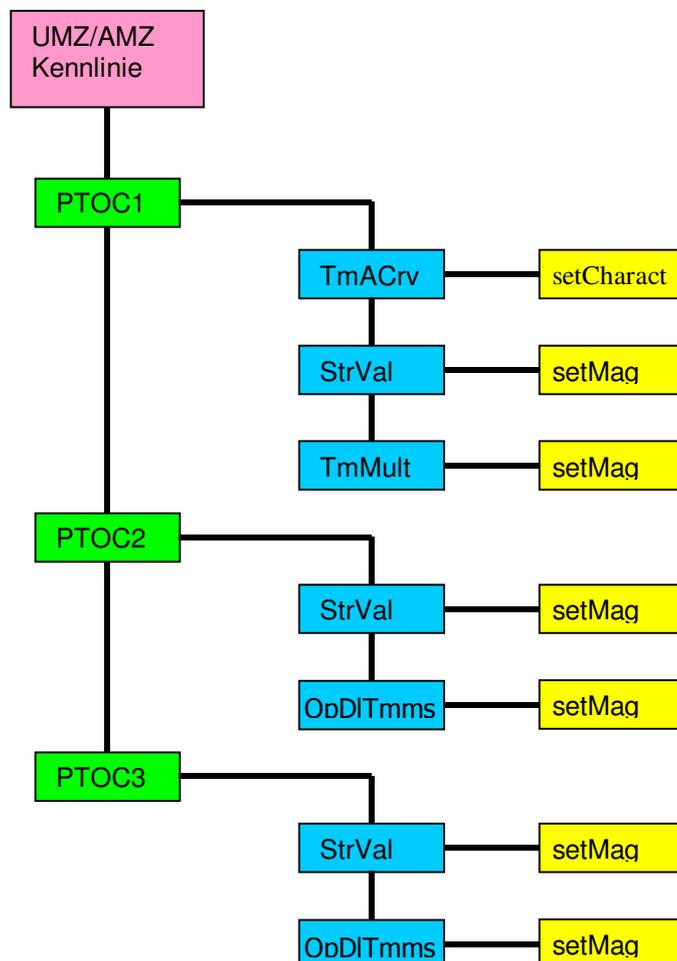


Bild 5 Modellierung der Kennlinie eines dreistufigen UMZ/AMZ Schutzes

Ausgehend von der Modellierung der Funktion UMZ/AMZ Schutz kann die vollständige Modellierung eines Schutzgerätes vorgenommen werden, indem weitere Funktionen zugefügt werden. Diese können sein Überstromzeitschutz für Erdkurzschlüsse, ein thermischer Überlastschutz, oder die Erkennung von Inrush-Vorgängen. Zusätzlich werden benötigt allgemeine Angaben zum Gerät und übergeordnete Einstellungen.

Die vollständige Modellierung eines Überstromschutz-Gerätes könnte wie in Bild 6 dargestellt aussehen.

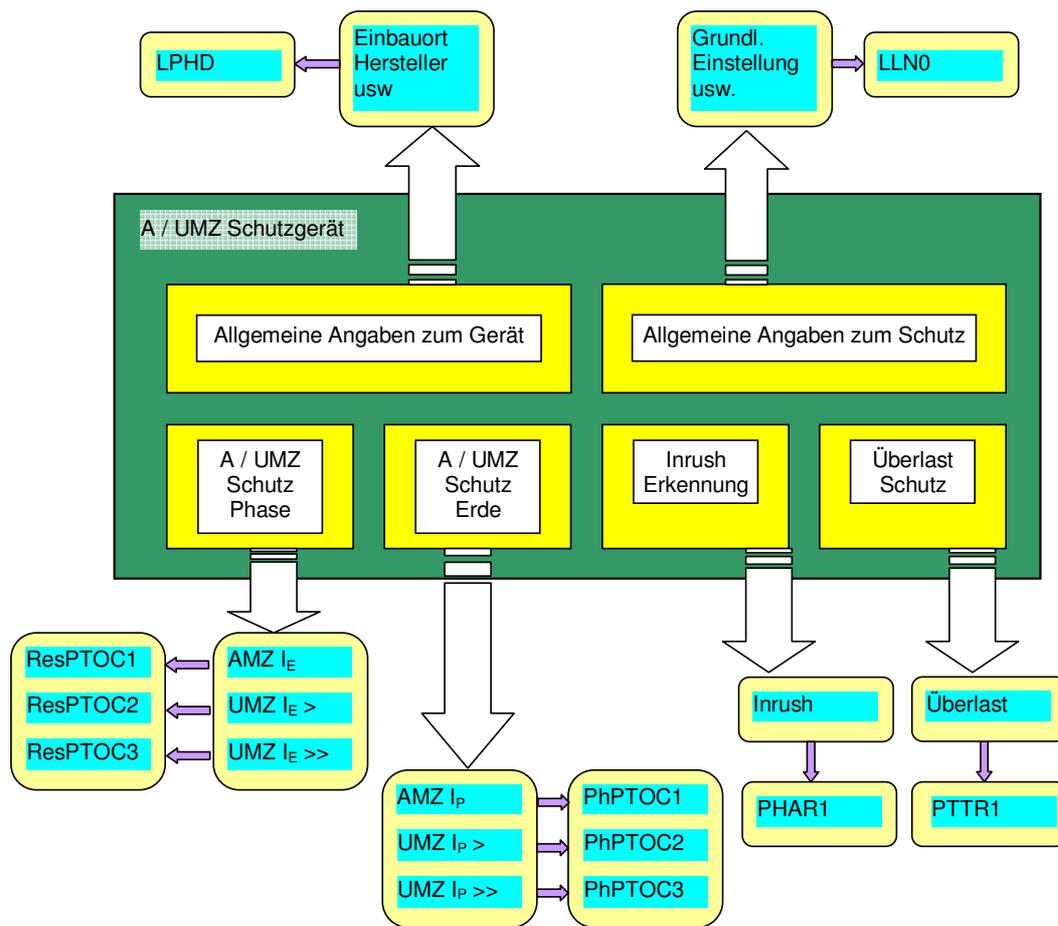


Bild 6 Beispiel für die vollständige Modellierung eines Schutzgerätes

5 Entwicklung des Datenmodells

5.1 Allgemeines

Schutzeinrichtungen finden ihre Verwendung in allen Bereichen, die in Zusammenhang stehen mit der Versorgung oder Nutzung von elektrischer Energie. Entsprechend vielfältig ist die Palette der auf dem Markt verfügbaren Gerätetypen. Für jede Anwendung sind zielgerichtet ausgestattete Geräte erhältlich, oftmals von mehreren Herstellern. Gerätetypen werden nach der Hauptschutzfunktion benannt. Diese können z. B. sein:

- Überstromschutz
- Distanzschutz
- Differentialschutz
- Transformatorschutz
- Generatorschutz
- Motorschutz

In der Regel bieten heute übliche Geräte außer der Hauptschutzfunktion weitere Funktionen, wie als Beispiel für ein Distanzschutz-Gerät in Bild 7 dargestellt ist.

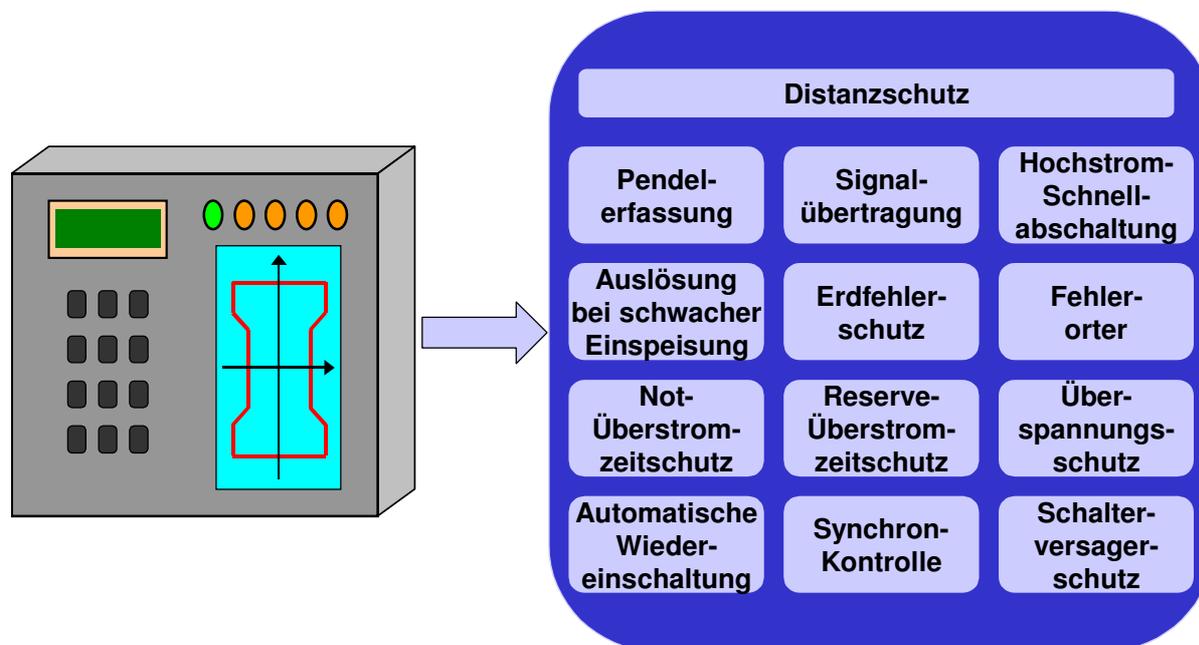


Bild 7 Beispiel für die Funktionalität eines heute üblichen Distanzschutz-Gerätes

Zusätzlich zur Grundausstattung kann der Anwender aus einem Katalog des Herstellers weitere Funktionen auswählen, um eine optimale Anpassung an seinen Prozess und das zu schützende Objekt zu erreichen. Dies hat zur Folge, dass beliebig viele Ausprägungen einer Schutzeinrichtung vom Typ z. B. "Distanzschutz" denkbar sind.

Eine Übersicht über gebräuchliche Funktionen zeigt die folgende Liste ohne Anspruch auf Vollständigkeit:

- Überstromzeitschutz
- Distanzschutz
- Differentialschutz
- Spannungsschutz (Überspannung, Unterspannung)
- Frequenzschutz
- Erdkurzschlusschutz
- Hochstromschnellabschaltung
- Signalübertragungsverfahren
- Pendelerfassung
- Leistungsschalter-Versagerschutz
- Auslösung bei schwacher Einspeisung
- Fehlerorter
- Wiedereinschaltautomatik
- Synchron- und Einschaltkontrolle
- Inrush-Stabilisierung
- Überlastschutz
- Messwertüberwachung
- Drehfeldüberwachung
- Störschreibung

Viele der oben genannten Funktionen lassen sich in Unterfunktionen aufteilen. Als Beispiel sei hier die Funktion Distanzschutz mit fünf oder mehr Distanzzonen mit polygonalen Kennlinien und unterschiedlichen Anregeverfahren genannt.

Jede der oben genannten Funktionen benötigt für eine optimale Konfiguration eine mehr oder weniger große Anzahl von Einstellwerten, die man unter dem Begriff Funktionsparameter zusammenfassen kann.

Zusätzlich zu den Funktionsparametern werden Angaben über die Eigenschaften der eingesetzten Primärtechnik benötigt. Hiermit sind Daten des Leistungsschalters, des Schutzobjektes – z. B. einer Freileitung oder eines Kabels – und der eingesetzten Spannungs- und Stromwandler gemeint. Diese Einstellwerte sind projektbezogen.

Schutzgeräte heutiger Bauart bieten vielfach die Möglichkeit der Parametergruppen-Umschaltung vor Ort am Gerät oder von Ferne über die Systemschnittstelle. Eine

Parametergruppe umfasst die Einstellwerte aller Funktionen. Wie viele Parametergruppen verfügbar sind ist geräte- und herstellerabhängig. Die Parametergruppen sind im Gerät gespeichert. Nur eine Parametergruppe ist aktiv.

Außerdem besitzt jedes Schutzgerät Parameter, die für alle Funktionen von Bedeutung sind. Diese sind gerätebezogen und beschreiben den projektierten Funktionsumfang, den Informationsumfang – d. h. welche Meldungen projektiert sind – und Ähnliches. Hierzu zählen auch Angaben zur Identifikation des Gerätes, wie der Name des Herstellers, der Typ, die Version der Hardware und Software, die Seriennummer usw.

Einstellwerte sind unterschiedlicher Natur. Sie beschreiben

- analoge Größen wie Spannung, Strom, Temperatur oder Zeit,
- binäre Größen wie EIN/AUS, oder
- Aufzählungstypen wie geerdet, gelöscht, isoliert.

Insbesondere Analogwerte benötigen zusätzliche Informationen, wie z. B. die Einheit V, kV, A, kA, °C, s, ms usw. Angaben des Wertebereichs, der Stufung und eine Beschreibung des Parameters sind hilfreich bei der Parametrierung.

Aus dem hier skizzierten Anwendungsbereich sowie aus den konkreten Anforderungen an das Datenmodell nach Abschnitt 3.1 leitet sich die Verwendung der grundlegenden Philosophie und von Teilsystemen des Datenmodells der Normenreihe IEC 61850 als besonders vorteilhaft ab. Das Datenmodell wird daher soweit wie möglich an die Philosophie, die Datenstruktur, die Datenobjekte und die Beschreibung gemäß IEC 61850 angelehnt.

5.2 Abbildung der Schutzfunktionen in das Datenmodell

Um einen Überblick über Funktionalität, Umfang und Art der Einstellwerte von Schutzrichtungen zu erhalten wurden ein Distanzschutz und Überstromschutz von drei verschiedenen Herstellern analysiert. Die prinzipielle Vorgehensweise bei der Abbildung der Schutzfunktionen in das zu erstellende Datenmodell ist in Bild 8 dargestellt.

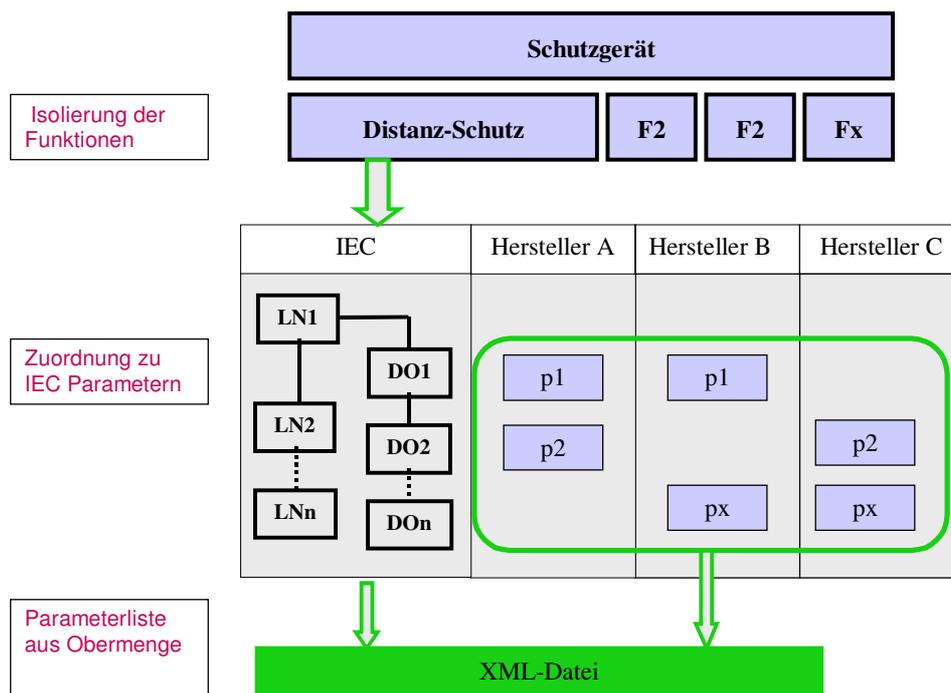


Bild 8 Erstellung des Datenmodells für den Schutzdatenaustausch

Eine Unterteilung der Gerätefunktionalität in verschiedene Schutzfunktionen, z. B. Distanzschutz und Reserve-UMZ-Schutz, findet auch heute bei allen Herstellern mehr oder weniger explizit statt. Allerdings reichen diese Einteilungen bei Weitem nicht an den Detaillierungsgrad der IEC 61850. Im ersten Schritt wurden daher die verschiedenen Schutzfunktionen isoliert und die entsprechenden Geräteparameter zugeordnet.

Im zweiten Schritt, der die eigentliche Entwicklung des Datenmodells darstellt, wurden die einzelnen Geräteparameter der verschiedenen Hersteller im Sinne der IEC 61850 gemäß ihrer Funktionalität interpretiert und dem IEC-61850-Datenmodell zugeordnet. Hieraus ergibt sich auch die Zuordnung zu bzw. die Verwendung von den entsprechenden Logischen Knoten mit ihren jeweiligen Datenobjekten.

An einigen Stellen bestehen – auch in dem IEC-61850-Datenmodell – mehrere Möglichkeiten, wie eine bestimmte Funktionalität, z. B. die Auslösekennlinie eines Distanzschutzes, beschrieben werden kann. Es kann daher vorkommen, dass bestimmte Datenobjekte oder Logische Knoten nur von einigen Herstellern verwendet werden. Das entwickelte Datenmodell berücksichtigt hier die Obermenge.

Bei der Erstellung des Datenmodells wurde, neben der Betrachtung konkreter Schutzgeräte als Beispiel, auch die Schutzfunktion allgemein betrachtet. Somit ist sicher gestellt, dass alle relevanten Aspekte im Datenmodell abgebildet sind. Die herstellereinspezifischen Zuordnungen der Geräteparameter zu dem entwickelten Datenmodell auf Basis der IEC-61850-Datenstruktur sind in tabellarischer Form intern dokumentiert.

Als Ergebnis dieses Prozesses steht eine Liste aller Einstellwerte geordnet nach Funktion und Hersteller. Die Einstellwerte wurden den entsprechenden Unterfunktionen, also den Logischen Knoten, zugeordnet. Jede Funktion kann durch mindestens einen Logischen Knoten modelliert werden.

Den Logischen Knoten sind als Datenobjekte die Einstellwerte zugeordnet. Da der Fokus von IEC 61850 auf die Online-Kommunikation ausgerichtet ist, sind die dort definierten Datenobjekte zur Erfassung der Einstellwerte eines heute üblichen digitalen Schutzgerätes nicht ausreichend. Daher mussten neue Objekte nach den Regeln von IEC 61850 erstellt werden.

Aus der Obermenge der Parameter aus Geräten der drei Hersteller wurde dann die Gesamtmenge der in dem vorliegenden Projekt benötigten Datenobjekte ermittelt. Struktur und detaillierte Dokumentation des Datenmodells folgen in den nächsten Abschnitten.

Im letzten Schritt wurde schließlich das entwickelte Datenmodell unter Verwendung der entsprechenden Teile der Substation Configuration Language (SCL) nach IEC 61850 in ein XML-Datenformat übertragen. Dieses ist in Kapitel 6 beschrieben.

5.3 Struktur des Datenmodells

Der strukturierte Aufbau von Schutzgeräten legt nahe, auch das Datenmodell für die Einstellwerte in gleicher Art aufzubauen. Die Vorteile liegen auf der Hand. Häufig verwendete, gleichartige Parameter wie Anregeschwellen und Verzögerungszeiten lassen sich so eindeutig zuordnen, ohne ständig neue Bezeichner erfinden zu müssen. Die Modelle der Funktionen sind wieder verwertbar. Das bedeutet, dass z. B. ein Distanzschutzgerät, welches außer der Hauptfunktion Distanzschutz viele zusätzliche Funktionen aufweisen kann, leicht durch Anwendung der vorgefertigten Funktionsmodelle dargestellt werden kann. Für gleichartige Parameter werden identische Datentypen verwendet. Diese haben Attribute, die außer dem eigentlichen Wert auch die zusätzlich erforderlichen Informationen aufnehmen können. Bild 9 zeigt das Datenmodell in abstrakter Form.

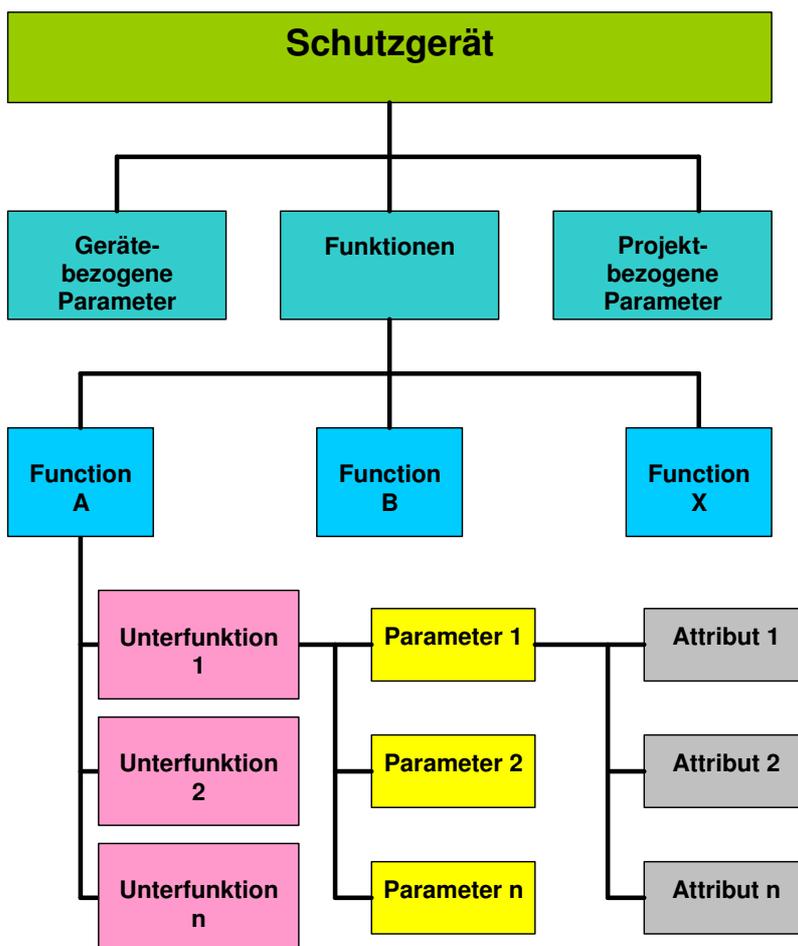


Bild 9 Die Struktur des Datenmodells in abstrakter Form

Wie in den Anforderungen an das Datenmodell festgelegt wurde, soll die Modellierung in enger Anlehnung an die Festlegungen der Norm IEC 61850 vorgenommen werden. Aus dieser Forderung ergeben sich die in Bild 10 dargestellten Zuordnungen:

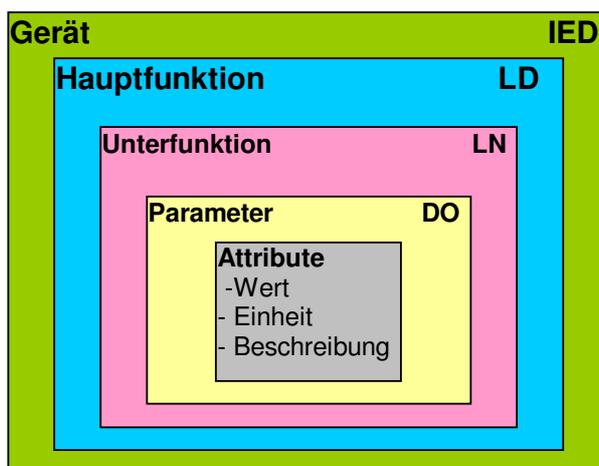


Bild 10 Zusammenhang zwischen Bezeichnungen in IEC 61850 und dem Datenmodell

IED (Intelligent Electronic Device) LN (Logical Node)
LD (Logical Device) DO (Data Object)

Physikalische Geräte werden als Intelligente Elektronische Geräte (IED), Hauptfunktionen als Logische Geräte (LD), Unterfunktionen als Logische Knoten (LN). modelliert. Die Einstellwerte sind in Datenobjekten (DO) enthalten, für die in IEC 61850 Teil 3 die Datentypen als allgemeine Datenklassen (Common Data Classes CDC) vorgegeben sind. Die Attribute der allgemeinen Datenklassen enthalten die Einstellwerte und weitere Details.

Wird die Umschaltung von Parametergruppen unterstützt, so sind in den allgemeinen Datenklassen die Attribute für den Wert mehrfach vorhanden entsprechend der Anzahl der Parametergruppen. Diese wird in dem zugehörigen "setting group control block" SGCB festgelegt. Die Nummer der aktiven Parametergruppe ist ebenfalls im SGCB verzeichnet.

5.4 Dokumentation des Datenmodells

5.4.1 Erläuterungen

Die Struktur des Datenmodells wurde im vorigen Abschnitt vorgestellt. Im Datenmodell selbst werden zu jedem der in Bild 7 dargestellten Blöcke die entsprechenden Datenobjekte zugeordnet. In Tabelle 3 bis Tabelle 13 sind alle Einstellwerte geordnet nach Funktionen mit den logischen Knoten und den Datenklassen aufgeführt. In der Spalte "Zuordnung" wird dabei die Zuordnung zu Logischen Knoten entsprechend IEC 61850 angegeben. Ein fehlender Eintrag bedeutet, dass diese Datenobjekte im Datenmodell gegenüber IEC 61850 ergänzt wurden.

Die ersten drei Tabellen beschreiben die Gerätebezogenen Einstellungen, die Funktionen und die Projektbezogenen Parameter, die dem konkreten physikalischen Schutzgerät zugeordnet sind.

Abschließend werden für die betrachteten Schutzfunktionen – "Unterfunktionen" gemäß Bild 7 – die zugehörigen Einträge im Detail dokumentiert. Die Struktur der Parameter selbst ist dabei konform mit den Bestimmungen der entsprechenden Datenobjekte im IEC-61850-Datenmodell.

5.4.2 Gerätebezogene Einstellungen

Tabelle 3 Gerätebezogene Parameter

Bezeichner	Typ	Wert (Beispiel)	Zuordnung	Kommentar
Vendor	STRING	AREVA	LPHD PhyNam	Name des Herstellers
HwRev	STRING			Version der Hardware
SwRev	STRING	123456789		Version der Software
SerNum	STRING	Hv4712		Seriennummer des Gerätes
Model	STRING	P433		Modellbezeichnung des Herstellers
Location	STRING	EON/Einhausen/220 kV/Feld-Id		Einsatzort
VRtg	ASG	100 V		UN-Wandler Gerät
ARtg	ASG	1 A oder 5 A		IN-Wandler Gerät
Settinggroups	ING		Service	Parameterumschaltung Anzahl der Gruppen
Setting	ING			Aktive Gruppe
TrMod	ING	1/3 polig	PTRC	Auslösung 1/3 polig
TrPlsTmms	ING		PTRC	Auskommando min. in ms

5.4.3 Funktionsumfang

Tabelle 4 Funktionsumfang Hauptschutzfunktionen und Zusatzfunktionen

Bezeichner	Typ	Werte	Zuordnung	Kommentar
DisPro		vorh./nicht vorh.		Distanzschutz
DifPro		vorh./nicht vorh.		Differentialschutz
TOCPro		vorh./nicht vorh.		Überstromschutz
VPro		vorh./nicht vorh.		Spannungsschutz
HzPro		vorh./nicht vorh.		Frequenzschutz
ThmOLodPro		vorh./nicht vorh.		Thermischer Überlastschutz
PwrDirPro		vorh./nicht vorh.		Leistungsrichtungsschutz
EFGndPro		vorh./nicht vorh.		Erdkurzschluss Schutz für geerdete Netze
EFPro		vorh./nicht vorh.		Erdschlusserfassung im nicht geerdeten Netz
EFHiZPro		vorh./nicht vorh.		Erdschlusserfassung für hochohmige Fehler
BRFPro		vorh./nicht vorh.		Schalerversagerschutz
HiAFstTr		vorh./nicht vorh.		Hochstrom- Schnellabschaltung
AutoRec		vorh./nicht vorh.		Automatische Wiedereinschaltung
RFLO		vorh./nicht vorh.		Fehlerorter
SynCtl		vorh./nicht vorh.		Synchron- u. Einschaltkontrolle
PwrSwg		vorh./nicht vorh.		Pendelerfassung
WeiTr		vorh./nicht vorh.		Auslösung bei schwacher Einspeisung
PSCHDis		vorh./nicht vorh.		Signalvergleich Distanz
PSCHEF		vorh./nicht vorh.		Signalvergleich Erdfehler

5.4.4 Projektbezogene Parameter

Tabelle 5 Projektbezogene Parameter

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
HzRtg	ASG	50 Hz oder 60 Hz	TVTR	Nennfrequenz des Netzes
CtrNP	ING	Leitung / Sammelschiene	TCTR	I-Wandler Sternpunkt
VRtg	ASG	110 kV	TVTR	UN-Wandler primär
Artg	ASG	1000 A	TCTR	IN-Wandler primär
CtrPNet	ING	geerdet/gelöscht/isoliert	LPHD	Netzsternpunkt-Behandlung

5.4.5 Funktionsbezogene Einstellungen

Tabelle 6 Einstellwerte für den Distanzschutz DisPro

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Distanzschutz allgemein				
Mod	ING	On / off	LLNO	Betriebsart für die ges. Funktion
DisStrMod	ING	Impedanz I-Anr. Nicht vorhanden	LLNO	Distanzschutz Anregung
SerComp	ING	Ja / nein	LLNO	Serienkompensation
ParComp	ING	Ja / nein	LLNO	Parallelkompensation
PhPrefDbIEF		L3 (L1) azykl.	LLNO	Phasenbevorzugung für Doppelerdschlüsse
PhSelDbIEF		Block vor Phase	LLNO	Schleifenauswahl bei Ph-Ph-E Anregung
ActZn1B		Anregung		Zuschaltung der Zone Z1B
Distanzschutz Anregung Erdfehlererkennung				
StrVal	ASG		PTOV	Erdfehlererkennung 3U0>
StrVal1	ASG		PTOV	Erdfehlererkennung 3U0> im gel./isol. Netz
StrVal	ASG		PTOC	Erdfehlererkennung 3I0>
GndStrStab	ASG		PTOC	3I0> Anreghostabilisierung 3I0>/Iphmax
StrDITmms	ING		PTOC	Verzögerung bei 1phas. Anregung (gel./isol.)
Distanzschutz Einstellungen für alle Zonen gemeinsam				
PhStr	ASG		PDIS	Mindestphasenstrom Iph>
LinAng	ASG		PDIS	Winkel der Distanzschutzcharakteristik
RisLod	ASG		PDIS	Grenze des Lastkegels für L-E Schleifen
AngLod	ASG		PDIS	Winkel des Lastkegels für L-E Schleifen
RisLod1	ASG		PDIS	Grenze des Lastkegels für L-L Schleifen
AngLod1	ASG		PDIS	Winkel des Lastkegels für L-L Schleifen
RmR1Fact	ASG		PDIS	Koppelfaktor für Parallelleitungs- Kompensation RM/RL

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
XmX1Fact	ASG		PDIS	Koppelfaktor für Parallelleitungs-Kompensation XM/XL
Distanzschutz Einstellungen für Zone 1				
DirMod	ING	vorwärts rückwärts ungerichtet unwirksam	PDIS1	Betriebsart der Zone 1
X1	ASG		PDIS1	Reaktanz
RisPhRch	ASG		PDIS1	Reichweite für Phase – Phase Fehler
RisGndRch	ASG		PDIS1	Reichweite für Phase –Erde Fehler
PolyDecZn1			PDIS1	Polygonabschrägung Zone 1 erster Quadrant
RresR1Fact	ASG		PDIS1	Erdimpedanzanpassung RE/RL
XresX1Fact	ASG		PDIS1	Erdimpedanzanpassung XE/XL
KOFact	ASG	alternativ	PDIS1	Erdimpedanzanpassungsfaktor
KOFactAng	ASG		PDIS1	Winkel des Erdimpedanzanpassung
PhDLTmms	ING		PDIS1	Auslöseverzögerung für mehrphasige Fehler
GndDLTmms	ING		PDIS1	Auslöseverzögerung für 1phasige Fehler
Distanzschutz Einstellungen Zone 2				
DirMod	ING	vorwärts rückwärts ungerichtet unwirksam	PDIS2	Betriebsart der Zone
X1	ASG		PDIS3	Reaktanz
RisPhRch	ASG		PDIS3	Reichweite für Phase – Phase Fehler
RisGndRch	ASG		PDIS3	Reichweite für Phase –Erde Fehler
PhDLTmms	ING		PDIS3	Auslöseverzögerung für mehrphasige Fehler
GndDLTmms	ING		PDIS3	Auslöseverzögerung für 1phasige Fehler
Distanzschutz Einstellungen Zone 3				
DirMod	ING	vorwärts rückwärts ungerichtet unwirksam	PDIS3	Betriebsart der Zone
X1	ASG		PDIS3	Reaktanz
RisPhRch	ASG		PDIS3	Reichweite für Phase – Phase Fehler
RisGndRch	ASG		PDIS3	Reichweite für Phase –Erde Fehler
OpDLTmms	ING		PDIS3	Auslöseverzögerung
Distanzschutz Einstellungen Zone 4				
DirMod	ING	vorwärts rückwärts ungerichtet unwirksam	PDIS4	Betriebsart der Zone
X1	ASG		PDIS4	Reaktanz
RisPhRch	ASG		PDIS4	Reichweite für Phase – Phase Fehler

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
RisGndRch	ASG		PDIS4	Reichweite für Phase –Erde Fehler
OpDLTmms	ING		PDIS4	Auslöseverzögerung
Distanzschutz Einstellungen Zone 5				
DirMod	ING	vorwärts rückwärts ungerichtet unwirksam	PDIS5	Betriebsart der Zone
X1	ASG		PDIS5	Reaktanz vorwärts
X1neg	ASG		PDIS5	Reaktanz rückwärts
RisPhRch	ASG		PDIS5	Reichweite für Phase – Phase Fehler
RisGndRch	ASG		PDIS5	Reichweite für Phase –Erde Fehler
OpDLTmms	ING		PDIS5	Auslöseverzögerung
Distanzschutz Einstellungen Zone 1B				
DirMod	ING	vorwärts rückwärts ungerichtet unwirksam	1BPDIS	Betriebsart der Zone
X1	ASG		1BPDIS	Reaktanz
RisPhRch	ASG		1B PDIS	Reichweite für Phase – Phase Fehler
RisGndRch	ASG		1BPDIS	Reichweite für Phase –Erde Fehler
PhDLTmms	ING		1BPDIS	Auslöseverzögerung für mehrphasige Fehler
GndDLTmms	ING		1BPDIS	Auslöseverzögerung für 1phasige Fehler

Tabelle 7 Einstellwerte für den Überstromschutz TOCPro

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Überstromschutz allgemein				
Mod	INC	Ein /aus	LLN0	Betriebsart des Überstromschutzes
Mod1		Reserve Not immer an	LLN0	Schutzbetriebsart
Überstromschutz AMZ Iph				
Mod	INC		PhPTOC1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
TmACrv	CURVE		PhPTOC1	Auslösekennlinie für AMZ (IEC, ANSI)
StrVal	ASG		PhPTOC1	Anregeschwelle Ip
TmMult	ASG		PhPTOC1	Kennlinienfaktor kt (AMZ)
MinOpTmms	ING		PhPTOC1	Minimale Auslöseverzögerung (nur AMZ)
MaxOpTmms	ING		PhPTOC1	Maximale Auslöseverzögerung (nur AMZ)
TypRsCrv	ING		PhPTOC1	Rückfallcharakteristik (AMZ für Zusammenarbeit mit el-mech Relais)
RsDLTmms	ING		PhPTOC1	Rückfallverzögerungszeit bei TypRsCrv = 2
Überstromschutz Iph >				
Mod	INC		PhPTOC2	Betriebsart (nur für diese Funktion)

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
StrVal	ASG		PhPTOC2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTOC2	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz Iph >>				
Mod	INC		PhPTOC3	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PhPTOC3	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTOC3	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz Iph >>>				
Mod	INC		PhPTOC4	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PhPTOC4	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTOC4	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz AMZ 3I0				
Mod	INC		ResPTOC1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
TmACrv	CURVE		ResPTOC1	Auslösekennlinie für AMZ (IEC, ANSI)
StrVal	ASG		ResPTOC1	Anregeschwelle Ip
TmMult	ASG		ResPTOC1	Kennlinienfaktor kt (AMZ)
MinOpTmms	ING		ResPTOC1	Minimale Auslöseverzögerung (nur AMZ)
MaxOpTmms	ING		ResPTOC1	Maximale Auslöseverzögerung (nur AMZ)
TypRsCrv	ING		ResPTOC1	Rückfallcharakteristik (AMZ für Zusam-menarbeit mit el-mech Relais)
RsDLTmms	ING		ResPTOC1	Rückfallverzögerungszeit bei TypRsCrv = 2
Überstromschutz 3I0 >				
Mod	INC		ResPhPTOC2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		ResPhPTOC2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		ResPhPTOC2	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz 3I0 >>				
Mod	INC		ResPhPTOC3	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		ResPhPTOC3	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		ResPhPTOC3	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz 3I0 >>>				
Mod	INC		ResPhPTOC4	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		ResPhPTOC4	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		ResPhPTOC4	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz AMZ I2 Gegensystem				
Mod	INC		PTOC1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
TmACrv	CURVE		NegPTOC1	Auslösekennlinie für AMZ (IEC, ANSI)
StrVal	ASG		NegPTOC1	Anregeschwelle Ip
TmMult	ASG		NegPTOC1	Kennlinienfaktor kt (AMZ)
MinOpTmms	ING		NegPTOC1	Minimale Auslöseverzögerung (nur AMZ)
MaxOpTmms	ING		NegPTOC1	Maximale Auslöseverzögerung (nur AMZ)
TypRsCrv	ING		NegPTOC1	Rückfallcharakteristik (AMZ für Zusam-menarbeit mit el-mech Relais)
RsDLTmms	ING		NegPTOC1	Rückfallverzögerungszeit bei TypRsCrv = 2
Überstromschutz I2> Gegensystem				

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Mod	INC		NegPTOC1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		NegPTOC1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		NegPTOC1	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz I2>> Gegensystem				
Mod	INC		NegPTOC1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		NegPTOC1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		NegPTOC1	Verzögerungszeit TI
Überstromschutz I2>>> Gegensystem				
Mod	INC		NegPTOC1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		NegPTOC1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		NegPTOC1	Verzögerungszeit TI

Tabelle 8 Einstellwerte für den Spannungsschutz VPro

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Überspannungsschutz allgemein				
Mod	INC	ein nur Meldung aus	LLN0	Betriebsart des Überstromschutzes
Überspannungsschutz Phase U>				
Mod	INC		PhPTOV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PhPTOV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTOC1	Verzögerungszeit TI
Überspannungsschutz Phase U>>				
Mod	INC		PhPTOV2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PhPTOV2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTOC2	Verzögerungszeit TI
Überspannungsschutz U1> Mitsystem				
Mod	INC		U1PTOV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U1PTOV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U1PTOC1	Verzögerungszeit TI
Überspannungsschutz U1>> Mitsystem				
Mod	INC		U1PTOC2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U1PTOC2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U1PTOC2	Verzögerungszeit TI
Überspannungsschutz U2> Gegensystem				
Mod	INC		U2PTOV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U2PTOV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U2PTOV1	Verzögerungszeit TI
Überspannungsschutz 3U0>>				
Mod	INC		U0PTOV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U0PTOV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U0PTOV1	Verzögerungszeit TI
Überspannungsschutz 3U0>>>				
Mod	INC		U0PTOV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U0PTOV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U0PTOV1	Verzögerungszeit TI
Unterspannungsschutz Phase U<				

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Mod	INC		PhPTUV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PhPTUV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTUV1	Verzögerungszeit TI
Unterspannungsschutz Phase U<<				
Mod	INC		PhPTUV2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PhPTUV2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PhPTUV2	Verzögerungszeit TI
Unterspannungsschutz U1< Mitsystem				
Mod	INC		U1PTUV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U1PTUV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U1PTUV1	Verzögerungszeit TI
Unterspannungsschutz U1<< Mitsystem				
Mod	INC		U1PTUV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U1PTUV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U1PTUV1	Verzögerungszeit TI
Unterspannungsschutz U2< Gegensystem				
Mod	INC		U2PTUV1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U2PTUV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U2PTUV1	Verzögerungszeit TI
Unterspannungsschutz U2<< Gegensystem				
Mod	INC		U2PTUV2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		U2PTUV2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		U2PTUV2	Verzögerungszeit TI

Tabelle 9 Einstellwerte für den Frequenzschutz HzPro

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Frequenzschutz allgemein				
Mod	INC	Ein / nur Meldung / aus	LLN0	Betriebsart des Überstromschutzes
Unterfrequenzschutz Stufe 1				
Mod	INC		PTUF1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PTUV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PTUV1	Verzögerungszeit TI
Unterfrequenzschutz Stufe 2				
Mod	INC		PTUF2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PTUV2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PTUV2	Verzögerungszeit TI
Überfrequenzschutz Stufe 1				
Mod	INC		PTOF1	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PTOV1	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PTOV1	Verzögerungszeit TI
Überfrequenzschutz Stufe 2				
Mod	INC		PTOF2	Betriebsart (nur für diese Funktion)
StrVal	ASG		PTOV2	Anregeschwelle Ip
OpDLTmms	ING		PTOV2	Verzögerungszeit TI

Tabelle 10 Einstellwerte für den Thermischen Überlastschutz Thm0LodPro

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Thermischer Überlastschutz				
Mod	INC	ein nur Meldung aus	PTTR1	Betriebsart des Überstromschutzes
StrVal	ASG		PTTR1	Anregeschwelle
TmTmpCrv	CURVE		PTTR1	Kennlinie zur Temperaturmessung
TmACrv	CURVE		PTTR1	Kennlinie zur Strommessung /Thermisches Modell
TmpMax	ASG		PTTR1	Höchste erlaubte Temperatur
OpDlTmms	ING		PTTR1	Verzögerungszeit
MinOpTmms	ING		PTTR1	Minimale Verzögerungszeit AUS-Kommando
MaxOpTmms	ING		PTTR1	Maximale Verzögerungszeit AUS-Kommando
RsDlTmms	ING		PTTR1	Verzögerungszeit Rückfall
Constms	ING		PTTR1	Zeitkonstante d. thermischen Modells
AlmVal	ASG		PTTR1	Schwelle für Warnung

Tabelle 11 Einstellwerte für die automatische Wiedereinschaltung AutoRec

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Automatische Wiedereinschaltung				
Mod	INC	ein aus	RREC1	Betriebsart
RclTmms	ING		RREC1	Sperrzeit nach Wiedereinschaltung
NumCycRec	ING		RREC1	Anzahl der WE-Zyklen
Rec1Tmms	ING		RREC1	Pausenzeit 1 Wiedereinschaltung
Rec2Tmms	ING		RREC1	Pausenzeit 2 Wiedereinschaltung
Rec3Tmms	ING		RREC1	Pausenzeit 3 Wiedereinschaltung
PlsTmms	ING		RREC1	Dauer des Ausschaltkommandos

Tabelle 12 Einstellwerte für den Fehlerorter RFLO

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Fehlerorter				
Mod	INC	ein aus	RFLO1	Betriebsart
LinLenKm	ASG		RFLO1	Leitungslänge in km
X1	ASG		RFLO1	Reaktanz der Leitung
R1	ASG		RFLO1	Resistanz der Leitung
LinCapac	ASG		RFLO1	Kapazität der Leitung
X0	ASG		RFLO1	Reaktanz des Nullsystems
R0	ASG		RFLO1	Resistanz des Nullsystems
Z1Mod	ASG		RFLO1	Impedanz des Mitsystems
Z1Ang	ASG		RFLO1	Impedanzwinkel des Mitsystems
Z0Mod	ASG		RFLO1	Impedanz des Nullsystems
Z0Ang	ASG		RFLO1	Impedanzwinkel des Nullsystems
Xm0	ASG		RFLO1	Koppelreaktanz
Rm0	ASG		RFLO1	Koppelresistanz
Zm0Mod	ASG		RFLO1	Koppelimpedanz Nullsystem
Zm0Ang	ASG		RFLO1	Koppelimpedanzwinkel Nullsystem

Tabelle 13 Einstellwerte für die Synchron- und Einschaltkontrolle SynCtl

Bezeichner	Typ	Wert	Zuordnung	Kommentar
Synchron- u. Einschaltkontrolle				
Mod	INC	ein aus	RSYN1	Betriebsart
DifV	ASG		RSYN1	Spannungsdifferenz
DivHz	ASG		RSYN1	Frequenzdifferenz
DifAng	ASG		RSYN1	Winkeldifferenz
LivDeaMod	ING		RSYN1	Betriebszustand bei dem zugeschaltet werden soll
LivLinVal	ASG		RSYN1	U-Erkennung Leitung zugeschaltet
DeaLinVal	ASG		RSYN1	U-Rest Erkennung Leitung abgeschaltet
LivLinVal	ASG		RSYN1	U-Erkennung Leitung zugeschaltet
DeaBusVal	ASG		RSYN1	U-Rest Erkennung Sammelschiene abgeschaltet
LivBusVal	ASG		RSYN1	U Erkennung Sammelschiene zugeschaltet
PlsTmms	ING		RSYN1	minimale Dauer des EIN-Kommandos in ms
BkrTmms	ING		RSYN1	Schaltereigenzeit in ms

6 Beschreibung des Datenmodells mit XML

6.1 Einführung in XML

XML [25] wurde entwickelt, damit strukturierte Dokumente über das Web benutzt werden können. HTML, die Sprache für die Webseiten im Internet, ist für die Darstellung und automatisierte Interpretation strukturierter Informationen nämlich nur schlecht geeignet. HTML beinhaltet zwar einen Satz von Semantikregeln, aber es erlaubt nicht, die Struktur nach eigenem Ermessen festzulegen.

XML spezifiziert weder eine Semantik noch einen Satz von Identifizierungszeichen (Tags). Es ist eine Metasprache zur Beschreibung von Auszeichnungssprachen und bietet die Möglichkeit, Tags zu definieren und die strukturelle Beziehung zwischen den Tags festzulegen. Da es keine vordefinierten Tags gibt, gibt es auch keine vorgegebene Semantik. Die Semantik eines XML-Dokumentes wird entweder durch das Programm festgelegt, das das Dokument verarbeitet, oder durch Stylesheets (Formatvorlagen) bzw. XML-Schemata.

Auch wenn die Idee, "Metadaten" zur Beschreibung von Daten einzusetzen, erst seit kurzer Zeit im Gespräch ist, hat es dieses Konzept doch schon lange gegeben. Zum Beispiel enthalten Datenbanken Tabellen, Spalten, Ansichten und Ähnliches, die nichts anderes sind, als Metadaten über tatsächliche Daten, die in Wirklichkeit in anderen Tabellen stehen. Sie helfen bei der Beschreibung von Daten, ohne etwas darüber zu wissen, welche Inhalte tatsächlich vorhanden sind. Die Vergabe von Namen, eventuell kombiniert mit Datentypen, reicht jedoch nicht aus, um den "Sinn" der Daten umfassend zu beschreiben.

XML bildet das Verbindungselement zwischen dem, was ein Datenfragment wirklich ist, und dem damit zu erfüllenden Zweck. Es kann dazu genutzt werden, alle Aspekte der Daten zu beschreiben: von den nahezu physikalischen Eigenschaften bis hin zu den Regeln der Benutzung und der Beziehung zu anderen Daten. Diese Informationen dienen dabei sowohl der Lesbarkeit durch einen Menschen als auch der Lesbarkeit durch eine Maschine, einer der wirklichen Vorteile von XML.

Diese Eigenschaften von XML erkannten die Entwickler der internationalen Norm IEC 61850 und beschlossen, XML zur Beschreibung der komplexen Funktionalität eines Stationsautomatisierungssystems zu nutzen. So entstand der Teil 6, dessen Fokus die Beschreibungssprache für die Konfiguration der Kommunikation zwischen intelligenten elektronischen Geräten (IED) in Stationen der elektrischen Energieversorger definiert. Der Name dieser Sprache ist SCL (Substation Configuration description Language). Das Ziel von IEC 61850 Teil 6 ist in folgendem Zitat zusammengefasst:

This part of the IEC 61850 series specifies a file format for describing communication related IED (Intelligent Electronic Device) configurations and IED parameters, communication system configurations, switchyard (function) structures, and the relations between them. The main purpose of this format is to exchange IED capability descriptions, and SA system descriptions between IED

engineering tools and the system engineering tool(s) of different manufacturers in a compatible way.

Diese Zielsetzung deckt sich weitgehend mit den Anforderungen an das zu entwickelnde Datenmodell in diesem Forschungsvorhaben und das zugehörige XML-Format. Die schon angesprochene große Bedeutung der IEC 6850 legt darüber hinaus alleine schon nahe, auch im Bereich der XML-Modellierung so weit wie möglich "Bausteine" aus der IEC 61850 zu verwenden.

6.2 SCL als Grundlage für die allgemeine Beschreibung der Parameter von Schutzeinrichtungen

Das Ziel von IEC 61850 Teil 6 umfasst auch die Beschreibung der Einstellwerte von Schutzeinrichtungen. Entsprechende Teile von SCL können daher vorteilhaft für die XML-Darstellung des entwickelten Datenmodells verwendet werden.

Die Sprachdefinition von SCL ist aufgeteilt auf mehrere XML-Schema-Dateien. Diese sind:

- SCL_Enums.xsd
- SCL_BaseSimpleTypes.xsd
- SCL_BaseTypes.xsd
- SCL_Substation.xsd
- SCL_Communication.xsd
- SCL_IED.xsd
- SCL_DataTypeTemplates.xsd
- SCL.xsd

Die Dateien SCL_Substation.xsd und SCL_Communication.xsd sind für die vorliegende Anwendung ohne Relevanz und bleiben unbeachtet. SCL_IED.xsd enthält das Schema für die Beschreibung von IEDs mit den logischen Geräten, SCL_DataTypeTemplates.xsd jenes für die logischen Knoten sowie die Datenobjekte mit ihren Attributen. SCL.xsd definiert die generelle Struktur von SCL. Diese wird aus folgendem Ausschnitt ersichtlich:

```
<xs:element name="SCL">
  <xs:complexType>
    <xs:complexContent>
      <xs:extension base="tBaseElement">
        <xs:sequence>
          <xs:element name="Header" type="tHeader">
            <xs:unique name="uniqueHitem">
              <xs:selector xpath="./scl:History/scl:Hitem"/>
              <xs:field xpath="@version"/>
              <xs:field xpath="@revision"/>
            </xs:unique>
          </xs:element>
          <xs:element ref="Substation" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
          <xs:element ref="Communication" minOccurs="0"/>
          <xs:element ref="IED" minOccurs="0" maxOccurs="unbounded"/>
          <xs:element ref="DataTypeTemplates" minOccurs="0"/>
        </xs:sequence>
      </xs:extension>
    </xs:complexContent>
  </xs:complexType>
```

Dieser Schemaausschnitt lässt erkennen, dass die Konfiguration beliebig vieler, auch unterschiedlicher IEDs enthalten sein kann.

Die XML Datei UMZ.xsi enthält die XML Beschreibung des Überstromzeit-Schutzes nach Bild 6. Sie ist im Anhang beigefügt.

6.3 XML-Darstellung des Schutzdatenmodells

Für die einzelnen Abschnitte des Datenmodells gemäß der in Bild 9 aufgezeigten Struktur wird die XML-Darstellung definiert. Wie bereits beschrieben werden Teile der in der Normenreihe IEC 61850 definierten SCL, soweit möglich, für die XML-Repräsentation des Datenmodells verwendet.

Auf der obersten Ebene steht – neben XML-eigenen Festlegungen sowie speziellen SCL-relevanten Eintragungen – das Schutzgerät selbst. Hierzu gehören auch die Einträge für die funktions-, geräte- und projektbezogenen Parameter, die in Analogie zur weiteren Struktur des Datenformats einem fiktiven Logischen Gerät zugeordnet werden.

Es folgen die einzelnen Funktionen, die als Logische Geräte im Datenformat gruppiert sind. Die einzelnen Unterfunktionen entsprechen Logischen Knoten, denen dann die einzelnen Datenobjekte zugeordnet sind.

Abschließend werden die verwendeten Datentypen kopiert. Dieser Block kann komplett aus der Normenreihe IEC 61850 übernommen werden.

Erläuternde Kommentare sind in der folgenden, verkürzten XML-Darstellung durch grünen Fettdruck markiert. Das vollständige XML-Beispiel findet sich in Anhang A.

<!-- XML- und SCL-relevante Eintragungen -->

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XML Spy v4.3 U (http://www.xmlspy.com) by Joachim Wolters (FGH e.V. SE Mannheim) -->
<SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL" xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
xsi:schemaLocation="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL E:\SCL-Schema\SCL.xsd">
  <Header id="PDEV_UMZ" nameStructure="IEDName"/>
```

<!-- Start der Beschreibung eines neuen Netzschutzgeräts (IED) -->

```
<IED name="PDEV_UMZ" manufacturer="FGH" type="UMZ-Schutz" configVersion="0.0" desc="Test-Gerät">
  <AccessPoint name="Dummy">
    <Server>
      <Authentication/>
```

<!-- Fiktives Logisches Gerät zur Aufnahme der funktions-, geräte- und projektbezogenen Daten -->

```
<LDevice inst="DeviceProperties" desc="Geräte- u. Projektparameter ">
  <LN0 InType="LN0" InClass="LLN0" inst=""/>
  <LN InType="LPHD0" InClass="LPHD" inst="1">
    <DOI name="PhyNam">
      <DAI name="vendor" valKind="Set">
        <Val>FGH</Val>
      </DAI>
    <!-- Weitere Eintragungen ... -->
    </DOI>
    <!-- Funktionsumfang -->
    <DOI name="PhyConfig">
      <DAI name="DisPro" desc="Distanzschutz" valKind="Set">
        <Val>no</Val>
      </DAI>
    <!-- Weitere Eintragungen ... -->
    </DOI>
    <!-- Gerätebezogene Parameter -->
    <DOI name="VRtg" desc="UN-Wandler Gerät ">
      <DAI name="setMag" valKind="Set">
        <Val>100,0</Val>
      </DAI>
      <DAI name="units" valKind="Set">
        <Val>V</Val>
      </DAI>
    </DOI>
    <!-- Weitere Eintragungen ... -->
  </LN>
  <!-- Projektbezogene Parameter -->
  <LN InType="TVTRa" InClass="TVTR" inst="1">
    <DOI name="HzRtg" desc="Nennfrequenz des Netzes">
      <DAI name="setMag" valKind="Set">
        <Val>50,0</Val>
      </DAI>
      <DAI name="units" valKind="Set">
        <Val>Hz</Val>
      </DAI>
    </DOI>
    <!-- Weitere Eintragungen ... -->
  </LN>
</LDevice>
```

<!-- Logisches Gerät mit einer Schutzfunktion -->

```
<LDevice inst="UMZPhP" desc="UMZ-Schutz Phase-Phase">
  <LN0 InType="LN0" InClass="LLN0" inst="1"/>
  <LN InType="LPHDa" InClass="LPHD" inst="1">
    <DOI name="PhyNam"/>
  </LN>
  <!-- Logischer Knoten mit einer Unterfunktion -->
  <LN InType="PTOCa" InClass="PTOC" inst="1">
    <DOI name="TmACrv">
      <DAI name="setCharact" valKind="Conf">
        <Val>9</Val>
      </DAI>
      <DAI name="setParA" valKind="Conf"/>
    <!-- Weitere Eintragungen ... -->
  </LN>
  <!-- Weitere Eintragungen nach Bedarf -->
</LDevice>
```

```

    <!-- Logisches Gerät mit einer Schutzfunktion -->
    <LDevice inst="UMZPhE" desc="UMZ-Schutz Phase-Erde">
    <!-- Analoge Eintragungen ... -->
    </LDevice>
  </Server>
</AccessPoint>
</IED>

<!-- Logisches Definitionen der Datentypen (aus IEC 61850) -->
<DataTypeTemplates>
  <LNNodeType id="LPHD0" InClass="LPHD">
    <DO name="Phynam" type="myPhyNam"/>
    <DO name="PhyConfig" type="myPhyConfig"/>
    <DO name="VRtg" type="myASG"/>
    <DO name="ARtg" type="myASG"/>
    <DO name="Settinggroup" type="myING"/>
    <DO name="Setting" type="myING"/>
  </LNNodeType>
  <!-- Weitere Eintragungen ... -->
</DataTypeTemplates>
</SCL>
```

7 Schnittstellen zum Austausch von Schutzdaten

7.1 Einführung

Ein wesentlicher Faktor für den praktischen Erfolg eines Datenmodells für Einstellwerte von Netzschutzgeräten ist die tatsächliche Bereitstellung von Daten in diesem Format, sowie die einfache Übernahme relevanter Daten in die Prozesse der jeweiligen Anwender. Dieser Datenaustausch soll jeweils mit einem möglichst hohen Automatisierungsgrad erfolgen.

Wie bereits in Abschnitt 2.2 dargestellt wurde, stellt die Bediensoftware der Hersteller der Schutzgeräte die einzige Schnittstelle zwischen dem Schutzgerät selbst und der "Außenwelt" dar. Es ist daher von großer Bedeutung, dass diese Bediensoftware die Daten aus den Netzschutzgeräten in das neu entwickelte Datenmodell im XML-Format exportieren kann. Hierzu waren in diesem Forschungsvorhaben auch zwei prototypische Schnittstellen vorgesehen.

Aufgrund organisatorischer Aspekte konnte die Umsetzung der Schutzdaten aus den Geräten selbst über die Bediensoftware in das XML-Datenformat nur von einer Firma realisiert werden. Dies stellt jedoch keine signifikante Beeinträchtigung der Forschungsergebnisse dar, da heute nahezu alle Hersteller von Schutzgeräten auch den Export der Schutzdaten in ein herstellereigenes XML-Format als Standard anbieten.

Die Umsetzung aus einem proprietären XML-Format in das XML-Format des hier entwickelten Datenmodells wurde zusätzlich für die im nächsten Kapitel beschriebene Verifikationsuntersuchung realisiert (siehe Abschnitt 7.3). Diese Art der Ankopplung des neuen XML-Datenformats steht gleichzeitig für den üblichen Weg, wie die Schnittstellen zu den verschiedenen Anwendungsprogrammen üblicherweise realisiert werden können.

Die realisierte prototypische Schnittstelle zu einem tatsächlichen Netzschutzgerät über dessen Bediensoftware zeigt darüber hinaus auf, wie das Datenmodell auch für weitere schutz- bzw. leittechnische Geräte verwendet werden kann (siehe Abschnitt 7.2).

7.2 Schnittstelle zum Bediensystem eines Netzschutzgerätes

Als Beispiel für die Bedienung des entwickelten XML-Datenformats aus der Bediensoftware eines Netzschutzgerätes wurde von der Firma a.eberle der Export der Einstellwerte eines Petersen-Spulen-Reglers (REG-DP) realisiert. Dies zeigt gleichzeitig, wie in Anlehnung an die Normenreihe IEC 61850 auch die Modellierung weiterer schutz- und leittechnischer Funktionen erfolgen kann.

Petersen-Spulen, auch als Erdschlussspulen bezeichnet, werden in Netzen mit kompensierter Sternpunktterdung eingesetzt. Ziel ist es, bei den einpoligen Fehlern – die den Großteil der auftretenden Fehler darstellen – den Fehlerstrom so zu begrenzen, dass er von selbst

erlischt, ohne dass Schaltmaßnahmen erforderlich sind. Hierzu wird eine Induktivität benötigt, die auf die Leiter-Erd-Kapazitäten der Leitungen im Netz abgestimmt ist und so einen Sperrkreis im Nullsystem bildet. Der einpolige Fehlerstrom wird so auf den so genannten ohmschen Erdschlussreststrom begrenzt. In der Praxis wird dabei keine ideale Kompensation angestrebt, da hier die Gefahr einer Spannungserhöhung im Resonanzpunkt besteht. Die Petersen-Spulen werden daher auf einen gewissen Verstimmungsgrad eingestellt. Die Einstellung der Petersen-Spulen wird für den Normalschaltzustand des Netzes berechnet.

Werden nun im Netz Schaltmaßnahmen vorgenommen, so wird durch das Aus- bzw. Einschalten von Leitungen die Leiter-Erd-Kapazität des Netzes verändert. Es ist daher wünschenswert bzw. bei umfänglichen Schaltmaßnahmen erforderlich, die Petersen-Spule auf den aktuellen Schaltzustand anzupassen. Dies kann automatisiert durch den Einsatz von Petersen-Spulen-Reglern erfolgen.

Ein Beispiel für derartige Regler ist der Petersen-Spulen-Regler REG-DP der Firma a.eberle. Bild 11 zeigt die Einbindung des Reglers in das Mess-, Steuer-, Regel- und Registriersystem REGSys.

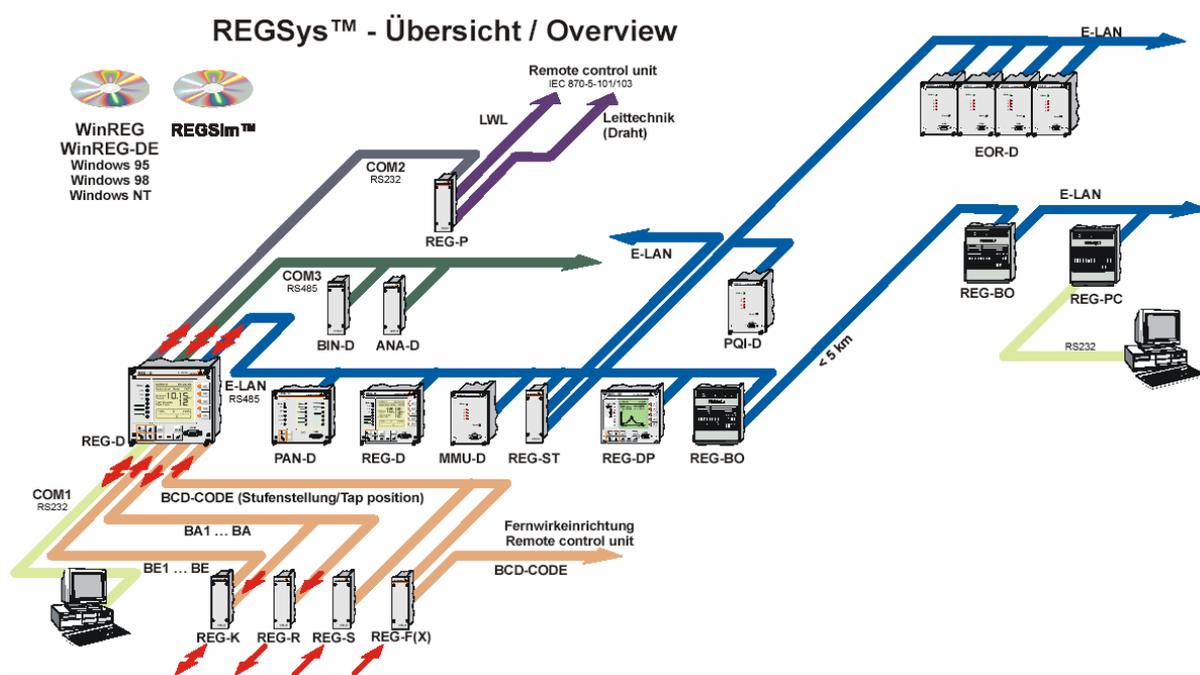


Bild 11 Petersen-Spulen-Regler REG-DP eingebunden in das Mess-, Steuer-, Regel- und Registriersystem REGSys™ [26]

Das hierzu erstellte Datenmodell im XML-Format ist in Anhang B dargestellt.



7.3 Verbindung verschiedener XML-Formate

XML-Formate haben sich heute bereits in vielen Anwendungen als Grundlage für den Import und Export von Daten etabliert. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass XML lediglich die allgemeine Syntax für den Aufbau von Dateien festlegt – keinesfalls jedoch eine bestimmte Datenstruktur. Die verschiedenen XML-Formate von verschiedenen Herstellern und verschiedenen Produkten sind daher zunächst nicht kompatibel.

In der Praxis wird daher häufig die Fragestellung auftauchen, Daten zwischen verschiedenen XML-Formaten auszutauschen. Hier ist von Vorteil, dass in XML Datenstrukturen nach festen formalen Kriterien aufgebaut sind. Somit ist in vielen Fällen vergleichsweise einfach möglich, auch einen automatisierten Datenaustausch zu entwickeln. Ein solcher Datenaustausch zwischen verschiedenen XML-Formaten ist daher prinzipiell als unkritisch in der praktischen Anwendung anzusehen.

Im Rahmen der beispielhaften Verifikationsuntersuchung, die im nächsten Kapitel beschrieben ist, wurde auch eine solche Umsetzung zwischen der XML-Darstellung des entwickelten Datenmodells und dem spezifischen XML-Format einer bestimmten Anwendung realisiert.



8 Verifikationsuntersuchungen

8.1 Einführung

Im Bereich der Schutztechnik in elektrischen Energieversorgungsnetzen werden eine Vielzahl von systemtechnischen Untersuchungen durchgeführt, um sichere bzw. optimale Einstellwerte für die Netzschutzgeräte zu bestimmen, oder um andererseits die konzeptgemäße Funktion der Geräte zu überprüfen bzw. aufgezeichnete Störungsverläufe zu verifizieren.

Beispielhaft wird in diesem Kapitel eine Anregeanalyse für Distanzschutzgeräte vorgestellt.

8.2 Datenbasis

Für das neue Schutzdatenaustauschformat eröffnen sich vielfältige Einsatzmöglichkeiten. Ein gewichtiger Vorteil ist die bessere Datenanbindung externer Programme, die die Netzschutzfunktionalität im Zusammenwirken der verschiedenen Geräte im Netz analysieren, bewerten und Vorschläge für eine optimierte Einstellung liefern. Die Anwendung dieser Programme war bisher dadurch erschwert, dass kein einheitliches herstellerübergreifendes Format für Schutzdaten existierte und Daten aus unterschiedlich strukturierten Datenquellen umständlich und fehleranfällig konvertiert werden mussten.

Ein Beispiel für Programme, die Parameterwerte der Netzschutzgeräte als Eingangsdaten benötigen, ist das Programm SANDIA der FGH e.V., das in der aktuellen Version SANDIA XP in das Netzberechnungsprogrammssystem INTEGRAL eingebunden ist. Der Name SANDIA steht für Schutzanrege- und Distanzanalyse. In diesem Beispiel wird die Anwendung des Anregeomoduls dieses Programms vorgestellt, das die Einstellung der Anregebausteine von Schutzgeräten überprüft. Das Programm hat sich bei umfangreichen Studien realer Verbundnetze der Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV bereits bewährt. Die Datenbeschaffung war jedoch bei diesen Studien recht zeitaufwändig.

Die Datenbasis im Programm SANDIA XP ist ein universelles assoziatives Datenmodell, das ohne Programmeingriffe beliebig erweiterbar ist. In der Grundstruktur besteht das Datenmodell aus lediglich drei Tabellen, die untereinander in einer 1-zu-n-Beziehung stehen. Im XML-Format ergibt sich daraus eine hierarchische Schachtelung mit drei Ebenen.

Die mittlere Ebene mit dem Namen "LogicalNode" enthält die logischen Gruppen des Schutzgerätes. Beispielsweise existiert eine logische Gruppe mit dem Namen "STCN1" zur Nachbildung der Überstromanregung konventioneller Schutzgeräte. Weitere logische Gruppen sind definiert zur Nachbildung unterschiedlich komplexer Anregebausteine von konventionellen, elektronischen und digitalen Schutzgeräten. Hierarchisch untergeordnet ist die Ebene "Setting" mit den zugehörigen Einstellungen, die ohne Anpassungen an der Datenstruktur beliebig erweiterbar ist. Übergeordnet zur Ebene der logischen Gruppen existiert die Ebene "DeviceData", in der die logischen Gruppen zu Datensätzen

zusammengefasst sind. Damit ist es möglich, die Datensätze flexibel den eigentlichen Geräten zuzuordnen.

Der folgende Ausschnitt zeigt ein verkürztes Beispiel für einen Schutzdatensatz im XML-Format:

```
<?xml version="1.0" standalone="yes" ?>
- <ProtectionData xmlns="http://tempuri.org/ProtectionData.xsd">
- <DeviceData>
  <DataID>110001</DataID>
  <DeviceTypeName>Typ STCN1</DeviceTypeName>
- <LogicalNode>
  <DataID>110001</DataID>
  <NodeName>STCN1</NodeName>
- <Setting>
  <DataID>110001</DataID>
  <NodeName>STCN1</NodeName>
  <ValueName>IM</ValueName>
  <Value>600</Value>
  <Unit>A</Unit>
</Setting>
- <Setting>
  <DataID>110001</DataID>
  <NodeName>STCN1</NodeName>
  <ValueName>I</ValueName>
  <Value>900</Value>
  <Unit>A</Unit>
</Setting>
- <Setting>
  <DataID>110001</DataID>
  <NodeName>STCN1</NodeName>
  <ValueName>UR</ValueName>
  <Value>R</Value>
</Setting>
</LogicalNode>
</DeviceData>
</ProtectionData>
```

Beispielhaft ist hier lediglich ein Datensatz "DeviceData" mit der ID 110001 beschrieben. Dieser Datensatz enthält eine logische Gruppe "LogicalNode" mit dem Namen "STCN1". Innerhalb der logischen Gruppe sind unter "Setting" verschiedene Einstellwerte vorhanden. Reale Datensätze sind wesentlich umfangreicher.

Durch ein Konvertierungsprogramm ist es jetzt möglich, die Daten des neuen Schutzdatenaustauschformates in das XML-Format des Programms SANDIA umzusetzen. Dies erleichtert wesentlich die Einbindung digitaler Schutzgeräte, die das neue Schutzdatenaustauschformat unterstützen. Bei dieser Umsetzung müssen die Wandlerübersetzungen mit eingelesen und an verschiedenen Stellen berücksichtigt werden, da SANDIA keine Wandler kennt und stattdessen mit Bezugsgrößen arbeitet.

8.3 Ermittlung der wahrscheinlichen Schaltfolge

Im Programm SANDIA werden im Modul Anregeanalyse beginnend mit dem Fehlereintritt automatisch genau festgelegte Abschaltungen vorgenommen. Nach jedem Schaltvorgang wird eine neue Kurzschlussrechnung vorgenommen und die Anregungen des Hauptschutzes bzw. des Reserveschutzes werden neu bestimmt. Diese wahrscheinliche Schaltfolge wurde zusammen mit Schutzfachleuten von Energieversorgungsunternehmen ermittelt und resultiert aus den in der Praxis üblichen Einstellungen der Netzschutzgeräte.

Die Schaltfolge zur Bewertung des Hauptschutzes besteht aus den folgenden Situationen:

1. Ausgangssituation: Schaltung H1

Leitungsfehler am Leitungsanfang, keine weiteren Abschaltungen.

2. Schaltung H2

Der Hauptschutz der Leitung auf der fehlerbehafteten Seite schaltet ordnungsgemäß ab. Es entsteht der so genannte Fehler am offenen Leitungsende.

3. Schaltung H3 bzw. H4 bei Dreibeinschaltungen

Bei einer Dreibeinschaltung wird zusätzlich wechselseitig eines der beiden gegenüberliegenden Beine abgeschaltet, so dass die Speisung des Kurzschlusses nur über den verbliebenen nicht abgeschalteten Anschluss erfolgt.

Die Bewertung positiv (OK) erfolgt dann, wenn bei allen Schaltungen, d. h. bei H1, H2, H3 und H4, sichere Anregungen bei allen Schutzgeräten des Hauptschutzes vorliegen.

Die Schaltfolge zur Bewertung des Reserveschutzes besteht aus den folgenden Situationen:

1. Ausgangssituation: Schaltung R1

Ein fehlerbehaftetes Schutzobjekt hat mehrere Anschlüsse mit Distanzschutzgeräten. Zur Untersuchung des Reservefalles wird ein einfacher Schutzversager angenommen, d. h. alle Anschlüsse, bis auf den Anschluss mit dem Schutzversager werden abgeschaltet. Dies ist der Zeitpunkt t_1 .

2. Schaltung R2

Das angeregte Relais in der Sammelschienenkupplung am Standort des Schutzversagers schaltet zuerst. Dies ist der Zeitpunkt t_2 .

3. Schaltung R3

Die benachbarten Reserverelais des Schutzversagers, die den Fehler in Vorwärtsrichtung sehen, schalten aus. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass sie sowohl zum Zeitpunkt t_1 als auch zum Zeitpunkt t_2 angeregt sind. Dies ist der Zeitpunkt t_3 .

4. Schaltung R4

Die Relais zwischen Reserverelais und Schutzversager, die den Fehler in Rückwärtsrichtung sehen, schalten aus. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass sie zu den Zeitpunkten t_1 , t_2 und t_3 angeregt sind. Dies ist der Zeitpunkt t_4 . Im Allgemeinen erfolgt spätestens zu diesem Zeitpunkt die endgültige Fehlerklärung.

Die Anforderungen für den Reserveschutz sind nicht so streng gefasst wie die Anforderungen für den Hauptschutz. Die Bewertung positiv (OK) erfolgt dann, wenn bei einer der vier Schaltungen, also entweder bei R1 oder bei R2 oder bei R3 oder bei R4, sichere Anregungen bei den Schutzgeräten des Reserveschutzes vorliegen. Es genügt auch, wenn anstelle des geplanten Reserveschutzes, der den Fehler in Vorwärtsrichtung sieht, das vorgelagerte Schutzgerät anregt, das den Fehler in Rückwärtsrichtung sieht.

8.4 Anregeanalyse des Haupt- und Reserveschutz im realen Netz

Das folgende Beispiel zeigt die Anregeanalyse des Haupt- und Reserveschutzes in einem 220-kV-Netz. Es handelt sich hierbei um eine reale 220-kV-Netzgruppe, die für diese Beispieluntersuchung anonymisiert wurde.

Um die Ausgabe einzuschränken wurde lediglich das gelb gekennzeichnete Schaltfeld am Standort SS_A Knoten 2 als Fehlerort gewählt und lediglich der einpolige Fehler gerechnet.

Bild 12 zeigt den Ausgangs-Schaltzustand und die gefundenen Relais des Haupt- und Reserveschutzbereiches. Nach dem Ausführen der beschriebenen Abschaltungen, die sich aus der wahrscheinlichen Schaltfolge ergeben, können einige Reserveschutzrelais entfallen. Dies geht auch später aus den Ergebnistabellen der Anregeanalyse des Reserveschutzes hervor.

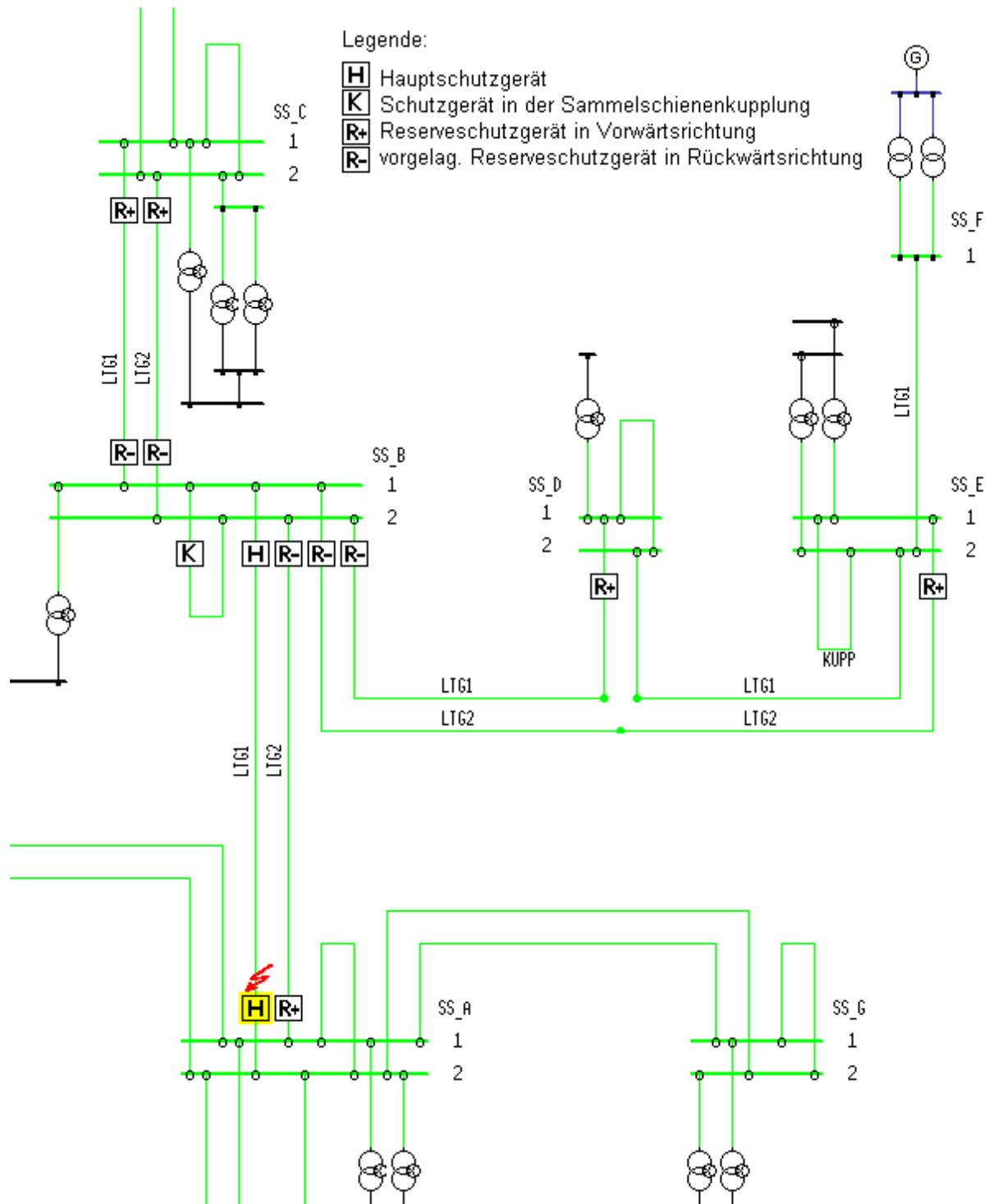


Bild 12 Beispielnetz

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse bei der Analyse der Hauptschutzgeräte, die im obigen Bild mit "H" gekennzeichnet sind. Es wurden die Schaltung "H1" (keine weiteren Abschaltungen) und "H2" (Fehler am offenen Leitungsende) gerechnet.

Abzweigfehler - Fehlertyp K1

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_A	2		220	>>SS_B 1		LTG1	SS_B SS_A		SK

Status: H1* H2*

Fazit: ok

Übersicht Hauptschutz

LNr.	Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Rel	A.-Typ	Speisg.
1	SS_A	2		220	>>SS_B 1		LTG1	SS_B SS_A		H	D5	ja
2	SS_B	1		220	>>SS_A 2		LTG1	SS_B SS_A		H	N5	ja

Ergebnisse Hauptschutz - Schaltung H1

Abzweigfehler bei 0 % in folgendem Abzweig, keine sonstigen Abschaltungen

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_A	2		220	>>SS_B 1		LTG1	SS_B SS_A		SK

LNr.	UL1 [kV / °]	UL2 [kV / °]	UL3 [kV / °]	IL1 [kA / °]	IL2 [kA / °]	IL3 [kA / °]	U0 [kV] IM [kA]	SC L1	SC L2	SC L3	SC M	Speisg.	NBS
1	0.00	129.04	131.04	24.26	0.33	0.33	50.51	*	-	-	*	ja	1
	0.00	-125.84	125.43	-81.24	-80.45	-84.70	24.91						
2	70.88	118.44	120.09	1.69	0.32	0.32	12.87	#			*	ja	1
	0.00	-114.48	120.10	-74.74	102.57	98.29	1.05						

Ergebnisse Hauptschutz - Schaltung H2

Abzweigfehler bei 0 % und Abzweig abgeschaltet, d. h. Fehler am offenen Leitungsende:

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_A	2		220	>>SS_B 1		LTG1	SS_B SS_A		SK

LNr.	UL1 [kV / °]	UL2 [kV / °]	UL3 [kV / °]	IL1 [kA / °]	IL2 [kA / °]	IL3 [kA / °]	U0 [kV] IM [kA]	SC L1	SC L2	SC L3	SC M	Speisg.	NBS
1	0.00 0.00	137.94 -112.09	141.30 149.03	0.00 18.97	0.00 18.97	0.00 18.97	60.53 0.00	-	-	-	-	ja	1
2	98.49 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	2.80 -73.56	0.00 -89.69	0.00 -89.90	8.12 2.81	#	-	-	*	ja	1

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse bei der Analyse des Reserveschutzes. Nach jeder Schaltung wird die Menge der zu analysierenden Schutzgeräte neu bestimmt. Die Anregung ist auch OK, jedoch nicht voll befriedigend, da die notwendige Anregung erst nach dem Öffnen der Sammelschienenkupplung und nur beim vorgelagerten Relais in Rückwärtsrichtung erreicht wird.

Abzweigfehler - Fehlertyp K1

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_A	2		220	>>SS_B 1		LTG1	SS_B SS_A		SK

Analyse des Reserveschutzes - Fehlertyp K1

Versager:

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_B	1		220	>>SS_A 2		LTG1	SS_B SS_A		SK

Status: R1- R2b R3b

Fazit: ok

Übersicht Reserveschutz

LNr.	Kennung	Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Rel	A.- Typ	Speisg.	NBS
1	R1 Reserveschutz:	SS_E	1		220		LTG2	SS_B SS_E		H	N9	ja	2
2vorgelagert rückw.:	SS_B	1		220		LTG2	SS_B SS_E		H	N9	ja	-
3	R1 Reserveschutz:	SS_C	1		220		LTG1	SS_B SS_C		H	D5	ja	2
4vorgelagert rückw.:	SS_B	1		220		LTG1	SS_B SS_C		H	N5	ja	-
5	R1 Reserveschutz:	SS_C	2		220		LTG2	SS_B SS_C		H	D5	ja	2
6vorgelagert rückw.:	SS_B	2		220		LTG2	SS_B SS_C		H	N5	ja	-
7	R1 Reserveschutz:	SS_A	1		220		LTG2	SS_B SS_A		H	D5	ja	2

LNr.	Kennung	Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Rel	A.-Typ	Speisg.	NBS
8vorgelagert rückw.:	SS_B	2		220		LTG2	SS_B SS_A		H	N5	ja	-
9	R1 Reserveschutz:	SS_D	1		220		LTG1	SS_B SS_D		H	N9	ja	2
10vorgelagert rückw.:	SS_B	2		220		LTG1	SS_B SS_D		H	N9	ja	-
11	R2 Kuppl. abgesch.:	SS_B	1		220		KUPP	SS_B2451 SS_B2452		H	S3		
1	R2 Reserveschutz:	SS_E	1		220		LTG2	SS_B SS_E		H	N9	ja	2
2vorgelagert rückw.:	SS_B	1		220		LTG2	SS_B SS_E		H	N9	ja	-
3	R2 Reserveschutz:	SS_C	1		220		LTG1	SS_B SS_C		H	D5	ja	2
4vorgelagert rückw.:	SS_B	1		220		LTG1	SS_B SS_C		H	N5	ja	-
1	R3 Vorw. abgesch.:	SS_E	1		220		LTG2	SS_B SS_E		H	N9		
3	R3 Reserveschutz:	SS_C	1		220		LTG1	SS_B SS_C		H	D5	ja	2
4vorgelagert rückw.:	SS_B	1		220		LTG1	SS_B SS_C		H	N5	ja	-

Informationen:

Nachbarschaftssuche in folgendem Feld abgebrochen.

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_B	1		110	>>SS_B 1, SS_B 1		211	SS_B 201 SS_B1231 SS_B2451		DW

Nachbarschaftssuche in folgendem Feld abgebrochen.

Standort	KN	UKKN	Un [kV]	Feldname	Text	EleName1	EleName2	UKEL	Typ
SS_B	1		20	>>SS_B 1, SS_B 1		211	SS_B 201 SS_B1231 SS_B2451		DW

Ergebnisse Reserveschutz - Schaltung R1

Keine sonstigen Abschaltungen

LNr.	UL1 [kV / °]	UL2 [kV / °]	UL3 [kV / °]	IL1 [kA / °]	IL2 [kA / °]	IL3 [kA / °]	U0 [kV] IM [kA]	SC L1	SC L2	SC L3	SC M	Speisg.	NBS
11	98.49 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	1.76 107.32	0.12 63.62	0.14 138.80	8.12 1.97	*	-	-	*	-	Kupp
1	107.54 0.00	121.79 -117.66	122.12 119.96	0.45 -75.84	0.08 143.66	0.09 47.14	3.40 0.34	*	-	-	*	ja	2
3	112.03 0.00	122.71 -118.55	123.28 120.17	0.39 -72.78	0.12 125.84	0.11 80.43	2.88 0.17	-	-	-	-	ja	2
5	112.03 0.00	122.71 -118.55	123.29 120.17	0.39 -72.73	0.12 125.80	0.11 80.41	2.88 0.17	-	-	-	-	ja	2
7	115.74 0.00	122.80 -120.13	122.81 121.14	0.99 -71.93	0.25 -74.67	0.25 -82.34	3.15 1.49	-	-	-	-	ja	2
9	104.77 0.00	121.72 -117.85	122.05 120.22	0.38 -76.39	0.06 150.51	0.06 37.81	4.57 0.31	*	-	-	*-	ja	2
10	98.50 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	0.38 103.46	0.06 -29.86	0.06 -142.12	8.11 0.31	*	-	-	-	ja	-1
8	98.50 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	0.99 108.72	0.25 106.00	0.25 98.32	8.11 1.49	*	-	-	*	ja	-1
6	98.50 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	0.39 107.44	0.12 -54.17	0.11 -99.36	8.11 0.17	-	-	-	-	ja	-1
4	98.49 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	0.39 107.39	0.12 -54.14	0.11 -99.35	8.12 0.17	-	-	-	-	ja	-1
2	98.49 0.00	122.21 -119.03	122.91 121.09	0.45 104.02	0.08 -36.64	0.09 -132.84	8.12 0.34	*	-	-	*	ja	-1

Ergebnisse Reserveschutz - Schaltung R2

Nach Öffnen der Sammelschienenkupplungen

LNr.	UL1 [kV / °]	UL2 [kV / °]	UL3 [kV / °]	IL1 [kA / °]	IL2 [kA / °]	IL3 [kA / °]	U0 [kV] IM [kA]	SC L1	SC L2	SC L3	SC M	Speisg.	NBS
1	107.69 0.00	121.99 -117.89	122.30 120.25	1.20 -73.15	0.09 -176.00	0.12 8.65	3.74 1.20	*	-	-	*	ja	2
3	113.37 0.00	122.69 -118.55	123.18 120.12	0.80 -72.00	0.10 147.56	0.09 56.62	2.40 0.67	-	-	-	-	ja	2
4	87.54 0.00	123.06 -120.00	123.99 122.79	0.80 108.56	0.10 -32.25	0.09 -122.53	13.73 0.66	*	-	-	-	ja	-1
2	87.54 0.00	123.06 -120.00	123.99 122.79	1.20 107.05	0.09 3.88	0.12 -170.93	13.73 1.19	*	-	-	*	ja	-1

Ergebnisse Reserveschutz - Schaltung R3

Nach Öffnen der Reserveschutzeinrichtungen in Vorwärtsrichtung

LNr.	UL1 [kV / °]	UL2 [kV / °]	UL3 [kV / °]	IL1 [kA / °]	IL2 [kA / °]	IL3 [kA / °]	U0 [kV] IM [kA]	SC L1	SC L2	SC L3	SC M	Speisg.	NBS
3	111.24 0.00	122.80 -118.78	123.01 120.60	1.24 -71.58	0.15 158.74	0.15 39.80	3.55 1.09	-	-	-	-	ja	2
4	71.34 0.00	123.71 -120.95	124.12 125.73	1.24 109.73	0.15 -20.39	0.15 -138.52	21.66 1.08	*	-	-	*	ja	-1

8.5 Fazit

Das hier betrachtete Programm SANDIA verwendet selbst eine XML-Darstellung für die Parameter der Netzschutzgeräte. Diese Darstellung ist jedoch ein internes Datenmodell, das speziell auf die Belange der in SANDIA implementierten Analysefunktionen abgestimmt ist. Eine Verbindung zu dem in diesem Forschungsvorhaben erstellten Datenmodell und dessen XML-Darstellung erfolgt durch eine Übersetzung der verwendeten Datenobjekte zwischen den beiden XML-Formaten. Eine solche Übersetzung kann vergleichsweise einfach implementiert werden und profitiert erheblich davon, dass in dem XML-Datenmodell der Netzschutzgeräte eine feste, einheitliche Struktur vorgegeben ist.

In den bisherigen Untersuchungen waren die Daten zu den verschiedenen Netzschutzgeräten immer nur in verschiedenen Formaten – und sogar auf verschiedenen Medien (elektronisch / Papier) – verfügbar und konnten somit in aller Regel nicht automatisiert übernommen werden.

Das im Forschungsvorhaben entwickelte Datenmodell stellt somit eine wesentliche Erleichterung der Datenbeschaffung dar.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem in diesem Forschungsvorhaben erstellten Datenmodell für Netzschutzgeräte in der elektrischen Energieversorgung ist erstmals ein einheitliches, herstellerübergreifendes Datenmodell für die umfassende Beschreibung von Netzschutzgeräten erstellt worden.

Das Datenmodell basiert dabei auf der grundlegenden Philosophie und der Datenstruktur der Normenreihe IEC 61850, die sich in den letzten Jahren zu einem viel beachteten Standard im Bereich der Schutz- und Stationsleittechnik entwickelt hat. Notwendige Erweiterungen für Datenobjekte, die nicht in der Datenstruktur von IEC 61850 enthalten sind, konnten entsprechend den dort definierten Regeln für Erweiterungen und neue Datenobjekte durchgeführt werden.

Das neue Datenmodell kann in vielen Anwendungen aus dem Themenbereich der Netzschutztechnik vorteilhaft angewendet werden. Durch die umfassende Berücksichtigung aller relevanten Einstellparameter der in den Geräten realisierten Schutzfunktionen können aus einem Datenmodell in der fest vorgegebenen Struktur und nach dem fest definierten XML-Format die Anforderungen verschiedener Prozesse, die auf Daten von Netzschutzgeräten zugreifen müssen, bedient werden. Die offene und flexible Struktur bietet darüber hinaus einfache und praxistaugliche Möglichkeiten zur anwendungsspezifischen Erweiterung, sofern hierzu Bedarf besteht.

Als besonders wichtige Eigenschaft des entwickelten Datenmodells ist hervorzuheben, dass es für alle Schutzfunktionen gelungen ist, eine konsequent funktionale Beschreibung zu realisieren. Das Datenmodell ist somit durchgehend herstellerunabhängig in der Beschreibung der Schutzfunktionalitäten. Diese Eigenschaft ist für die Anwendung in der Praxis von außerordentlicher Bedeutung.

Eine weitere, wichtige Eigenschaft ist die ebenso konsequente Anlehnung an die Datenstruktur der Normenreihe IEC 61850. Aufgrund der absehbaren Bedeutung dieser Normenreihe für die gesamte Schutz- und Leittechnik in der elektrischen Energieversorgung ist es eine Grundvoraussetzung für die Akzeptanz des entwickelten Datenmodells, dass hier keine in der Praxis nicht vertretbare Parallelentwicklung stattfindet.

Diese herausragenden Eigenschaften des entwickelten Datenmodells eröffnen zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten. So ist auch das Interesse der Fachöffentlichkeit an den Ergebnissen dieses Forschungsvorhabens beachtlich, worauf mit entsprechenden Veröffentlichungen reagiert wird.

Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens werden auch im Arbeitskreis Schutzdatenaustausch der FGH als Basis für weiter gehende Überlegungen verwendet. Hierbei steht insbesondere die Anwendung des entwickelten Datenmodells im Vordergrund.

Das Forschungsziel wurde erreicht.

Literatur

- [1] VDEW: VDEW-Störungs- und Schadensstatistik. Berichtsjahre 1994 – 1999. VDEW, Frankfurt am Main
- [2] VDN: VDN-Störungsstatistik. Berichtsjahre 2000 – 2003. VDN, Berlin
- [3] Phadke, A.G.: Hidden Failures in Protection Systems. Proceedings Bulk Power System Dynamics and Control V, Onomichi (Japan), 2001
- [4] Siemens & Halske AG: Sicherheitsschaltung für Wechselstromanlagen. Reichspatent 220804, April 1910
- [5] Schleicher, M.; Gaarz, W.: Die betriebsmäßige Erdschlußüberwachung und ihre Einrichtungen. Siemens-Zeitschrift, Heft 11/1923, S. 469-481
- [6] Doemeland, W.: Handbuch Schutztechnik. Grundlagen, Schutzsysteme, Inbetriebnahme. VDE Verlag, Berlin, 1997
- [7] Herrmann, H.-J.: Digitale Schutztechnik. Grundlagen, Software, Ausführungsbeispiele. VDE Verlag, Berlin, 1997
- [8] Igel, M.; Schegner, P.: Entwicklungstendenzen in der Schutz- und Leittechnik. ELEKTRIE, Heft 03/04 (1997), S. 83 ff.
- [9] Ziegler, G.: Digitaler Schutz für Industrieanlagen. etz Heft 18 (1997), S. 30 ff.
- [10] Brinkis, K.; Claus, M.; Jurisch, A.; Liebich, T.: Distanzschutzgeräte sichern Selektivität im Höchstspannungsnetz. etz Heft 19 (1997), S. 28 ff.
- [11] Steynberg, G.: Digitaler Distanzschutz unter Extrembedingungen. e&d, 117. Jg. (2000), Heft 10, S. 635 ff.
- [12] Saha, M.M.; Hillström, B.; Kasztenny, B.; Rosolowski, E.: Fuzzy Logic-Relais für den Schutz von Leistungstransformatoren. ABB Technik, 1/1998, S. 41 ff.
- [13] Current State of the OMICRON Distance RIO Format. OMICRON, Altach, Österreich (1999)
- [14] RIO Format – Version 2.1. OMICRON, Klaus, Österreich (2000)
- [15] Datenmodell für Netzberechnungen. Deutsche Verbundgesellschaft (DVG), Heidelberg (1999)
- [16] Erweiterungen und Ergänzungen des Datenmodells für Netzberechnungen der DVG für INTEGRAL. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH e.V.), Mannheim (1999)
- [17] IEC 61850: Communication Networks and Systems in Substations
- [18] Böse, C.; Baumann, U.; Kühn, H.; Wellßow, W.H.: "Simulation of Distance Protection Scheme Performance in Heavily Meshed Systems – Experience and Further Development" Proceedings Vol. 1, 13th Power Systems Computation Conference (PSCC), S. 575-581, Juni/Juli 1999, Trondheim (Norway)

- [19] Zeuschel, H.; Hühnlein, P.; Connor, T.; Holbach, J.: Schutzfragen bei kurzzeitiger niederohmiger Sternpunktterdung (KNOSPE). Elektrizitätswirtschaft, Jg. 98 (1999), Heft 19, S. 40 ff.
- [20] Zettler, K.-R.: Enhanced Selectivity and Fault Detection for Distance Protection in Meshed Grids by Evaluating Local 50-Hz-Phasors. ETEP Vol. 7, No. 3 (1997), S. 185 ff.
- [21] Böse, C.: AiF-Forschungsvorhaben 11610N. Parametrierung von Schutzgeräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen. Abschlussbericht. FGH, 2000
- [22] Baumann, U.; Wellßow, W.H.: "Computer aided analysis of protection relay settings with respect to starting conditions" Proceedings Vol. 1, 12th Power Systems Computation Conference (PSCC), Seite 331-336, August 1996, Dresden
- [23] FGH: AiF-Forschungsvorhaben 12941N. Rechneroptimierte Synthese von Distanzschutzeinstellungen. Ausführliche Beschreibung zum Forschungsantrag. FGH, 2000
- [24] FGH: AiF-Forschungsvorhaben 11892N. Entwurf und Test von Kommunikationsschnittstellen für die digitale Leittechnik von Mittelspannungsanlagen. Abschlussbericht. FGH, 2001
- [25] www.w3.org/XML
- [26] a.eberle GmbH: Petersen-Spulen-Regeler REG-DP. Bedienungsanleitung. a.eberle, 2002

Anhang

A Beispiel für die XML-Darstellung des entwickelten Datenmodells

Dieser Datensatz stellt ein vollständiges Beispiel für die Darstellung eines UMZ-Schutzes mit verschiedenen Teilfunktionen im XML-Format des erstellten Datenmodells dar.

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- edited with XML Spy v4.3 U (http://www.xmlspy.com) by Joachim Wolters (FGH e.V. SE Mannheim) -->
<SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL" xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance" xsi:schemaLocation="
"http://www.iec.ch/61850/2003/SCL E:\SCL-Schema\SCL.xsd">
  <Header id="PDEV_UMZ" nameStructure="IEDName"/>
  <IED name="PDEV_UMZ" manufacturer="FGH" type="UMZ-Schutz" configVersion="0.0" desc="Test-Gerät">
    <AccessPoint name="Dummy">
      <Server>
        <Authentication/>
        <LDevice inst="DeviceProperties" desc="Geräte- u. Projektparameter">
          <LNO lnType="LNO" lnClass="LLNO" inst=""/>
          <LN lnType="LPHD0" lnClass="LPHD" inst="1">
            <DOI name="PhyNam">
              <DAI name="vendor" valKind="Set">
                <Val>FGH</Val>
              </DAI>
              <DAI name="hwRev" valKind="Set">
                <Val>4711</Val>
              </DAI>
              <DAI name="swRev" valKind="Set">
                <Val>12-4711</Val>
              </DAI>
              <DAI name="serNum" valKind="Set">
                <Val>1234567</Val>
              </DAI>
              <DAI name="location" valKind="Set">
                <Val>Rheinau</Val>
              </DAI>
            </DOI>
            <DOI name="PhyConfig">
              <DAI name="DisPro" desc="Distanzschutz" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
              <DAI name="DifPro" desc="Überstromschutz" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
              <DAI name="TOCPro" desc="Überstromschutz" valKind="Set">
                <Val>yes</Val>
              </DAI>
              <DAI name="VPro" desc="Spannungsschutz" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
              <DAI name="HzPro" desc="Frequenzschutz" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
              <DAI name="Thm0LodPro" desc="Thermischer Überlastschutz" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
              <DAI name="PwrDirPro" desc="Leistungsrichtungsschutz" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
              <DAI name="EFGndPro" desc="Erdkurzschluss Schutz für geerdete Netze" valKind="Set">
                <Val>no</Val>
              </DAI>
            </DOI>
          </LN>
        </LDevice>
      </Server>
    </AccessPoint>
  </IED>
</SCL>
```

```

</DAI>
<DAI name="EFPro" desc="Erdschlusserfassung im nicht geerdeten Netz" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="EFHiZPro" desc="Erdschlusserfassung für hochohmige Fehler" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="BRFPro" desc="Schaltversagerschutz" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="HiAFstTr" desc="Hochstrom- Schnellabschaltung" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="AutoRec" desc="Automatische Wiedereinschaltung" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="RFLO" desc="Fehlerorter" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="SynCtl" desc="Synchron- u. Einschaltkontrolle" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="PwrSwg" desc="Pendelerfassung" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="WeiTr" desc="Auslösung bei schwacher Einspeisung" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="PSCHDis" desc="Signalvergleich Distanz" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
<DAI name="PSCHEF" desc="Signalvergleich Erdfehler" valKind="Set">
  <Val>no</Val>
</DAI>
</DOI>
<DOI name="VRTg" desc="UN-Wandler Gerät ">
  <DAI name="setMag" valKind="Set">
    <Val>100,0</Val>
  </DAI>
  <DAI name="units" valKind="Set">
    <Val>V</Val>
  </DAI>
</DOI>
<DOI name="ARtg" desc="IN-Wandler Gerät ">
  <DAI name="setMag" valKind="Set">
    <Val>1,0</Val>
  </DAI>
  <DAI name="units" valKind="Set">
    <Val>A</Val>
  </DAI>
</DOI>
<DOI name="Settinggroup" desc="Anzahl der Parametergruppen">
  <DAI name="SetVal" valKind="Set">
    <Val>4</Val>
  </DAI>
</DOI>
<DOI name="Setting" desc="Aktive Parametergruppe">
  <DAI name="SetVal" valKind="Set">
    <Val>1</Val>
  </DAI>
</DOI>
</LN>
<LN lnType="PTRCO" lnClass="PTRC" inst="1">
  <DOI name="TrMod">
    <DAI name="SetVal" valKind="Set">
      <Val>1</Val>
    </DAI>
  </DOI>
  <DOI name="TrPlsTmms">
    <DAI name="SetVal" valKind="Set">
      <Val>200</Val>
    </DAI>
  </DOI>
</LN>

```

```

        </DOI>
    </LN>
    <LN lnType="TVTRa" lnClass="TVTR" inst="1">
        <DOI name="HzRtg" desc="Nennfrequenz des Netzes">
            <DAI name="setMag" valKind="Set">
                <Val>50,0</Val>
            </DAI>
            <DAI name="units" valKind="Set">
                <Val>Hz</Val>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="VRtg" desc="UN-Wandler primär">
            <DAI name="setMag" valKind="Set">
                <Val>110,0</Val>
            </DAI>
            <DAI name="units" valKind="Set">
                <Val>kV</Val>
            </DAI>
        </DOI>
    </LN>
    <LN lnType="TCTRa" lnClass="TCTR" inst="1">
        <DOI name="ARtg" desc="IN-Wandler primär">
            <DAI name="setMag" valKind="Set">
                <Val>1000,0</Val>
            </DAI>
            <DAI name="units" valKind="Set">
                <Val>A</Val>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="CtrNP" desc="I-Wandler Sternpunkt">
            <DAI name="SetVal" valKind="Set">
                <Val>1</Val>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="CtrPNet" desc="Netzsternpunkt-Behandlung">
            <DAI name="SetVal" valKind="Set">
                <Val>1</Val>
            </DAI>
        </DOI>
    </LN>
</LDevice>
<LDevice inst="UMZPhP" desc="UMZ-Schutz Phase-Phase">
    <LNO lnType="LNO" lnClass="LLNO" inst="1"/>
    <LN lnType="LPHDa" lnClass="LPHD" inst="1">
        <DOI name="PhyNam"/>
    </LN>
    <LN lnType="PTOCa" lnClass="PTOC" inst="1">
        <DOI name="TmACrv">
            <DAI name="setCharact" valKind="Conf">
                <Val>9</Val>
            </DAI>
            <DAI name="setParA" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParB" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParC" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParD" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParE" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParF" valKind="Conf"/>
        </DOI>
        <DOI name="StrVal">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val>10</Val>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="TmMult">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val>1.1</Val>
            </DAI>
        </DOI>
    </LN>
    <LN lnType="PTOCb" lnClass="PTOC" inst="2">
        <DOI name="StrVal">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">

```

```

        <Val>20</Val>
    </DAI>
</DOI>
<DOI name="OpDlTmms">
    <DAI name="SetVal" valKind="Set">
        <Val>5</Val>
    </DAI>
</DOI>
</LN>
<LN lnType="PTOCb" lnClass="PTOC" inst="3">
    <DOI name="StrVal">
        <DAI name="SetMag" valKind="Set">
            <Val/>
        </DAI>
    </DOI>
    <DOI name="OpDlTmms">
        <DAI name="SetMag" valKind="Set">
            <Val/>
        </DAI>
    </DOI>
</LN>
</LDevice>
<LDevice inst="UMZPhE" desc="UMZ-Schutz Phase-Erde">
    <LN0 lnType="LN0" lnClass="LLNO" inst="1"/>
    <LN lnType="LPHDa" lnClass="LPHD" inst="1">
        <DOI name="PhyNam"/>
    </LN>
    <LN lnType="PTOCa" lnClass="PTOC" inst="1">
        <DOI name="TmACrv">
            <DAI name="setCharact" valKind="Conf">
                <Val>9</Val>
            </DAI>
            <DAI name="setParA" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParB" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParC" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParD" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParE" valKind="Conf"/>
            <DAI name="setParF" valKind="Conf"/>
        </DOI>
        <DOI name="StrVal">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val>10</Val>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="TmMult">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val>1.1</Val>
            </DAI>
        </DOI>
    </LN>
    <LN lnType="PTOCb" lnClass="PTOC" inst="2">
        <DOI name="StrVal">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val>20</Val>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="OpDlTmms">
            <DAI name="SetVal" valKind="Set">
                <Val>5</Val>
            </DAI>
        </DOI>
    </LN>
    <LN lnType="PTOCb" lnClass="PTOC" inst="3">
        <DOI name="StrVal">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val/>
            </DAI>
        </DOI>
        <DOI name="OpDlTmms">
            <DAI name="SetMag" valKind="Set">
                <Val/>
            </DAI>
        </DOI>
    </LN>

```

```

        </DOI>
      </LN>
    </LDevice>
  </Server>
</AccessPoint>
</IED>
<DataTypeTemplates>
  <LNNodeType id="LPHD0" lnClass="LPHD">
    <DO name="Phynam" type="myPhyNam"/>
    <DO name="PhyConfig" type="myPhyConfig"/>
    <DO name="VRtg" type="myASG"/>
    <DO name="ARtg" type="myASG"/>
    <DO name="Settinggroup" type="myING"/>
    <DO name="Setting" type="myING"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="LPHDa" lnClass="LPHD">
    <DO name="PhyNam" type="myPhyNam"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="LNO" lnClass="LLNO">
    <DO name="NamPlt" type="myNamPlt"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="PTRCO" lnClass="PTRC">
    <DO name="TrMod" type="myING"/>
    <DO name="TrPlsTmms" type="myING"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="PTOCa" lnClass="PTOC">
    <DO name="TmACrv" type="myCurve"/>
    <DO name="StrVal" type="myASG"/>
    <DO name="TmMult" type="myASG"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="PTOCb" lnClass="PTOC">
    <DO name="StrVal" type="myASG"/>
    <DO name="OpDLTmms" type="myING"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="TVTRa" lnClass="TVTR">
    <DO name="HzRtg" type="myASG"/>
    <DO name="VRtg" type="myASG"/>
  </LNNodeType>
  <LNNodeType id="TCTRa" lnClass="TCTR">
    <DO name="ARtg" type="myASG"/>
    <DO name="CtrNP" type="myING"/>
  </LNNodeType>
  <DOType id="myPhyNam" cdc="DPL">
    <DA name="vendor" bType="VisString255" fc="DC"/>
    <DA name="hwRev" bType="VisString255" fc="DC"/>
    <DA name="swRev" bType="VisString255" fc="DC"/>
    <DA name="serNum" bType="VisString255" fc="DC"/>
    <DA name="location" bType="VisString255" fc="DC"/>
  </DOType>
  <DOType id="myNamPlt" cdc="LPL"/>
  <DOType id="myPhyConfig" cdc="DPL">
    <DA name="ThmOlodPro" desc="Thermischer Überlastschutz" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="PwrDirPro" desc="Leistungsrichtungsschutz" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="EFGndPro" desc="Erdkurzschluss Schutz für geerdete Netze" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="EFPro" desc="Erdschlusserfassung im nicht geerdeten Netz" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="EFHiZPro" desc="Erdschlusserfassung für hochohmige Fehler" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="BRFPro" desc="Schaltversagerschutz" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="HiAFstTr" desc="Hochstrom- Schnellschaltung" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="AutoRec" desc="Automatische Wiedereinschaltung" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="RFLO" desc="Fehlerort" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="SynCtl" desc="Synchron- u. Einschaltkontrolle" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="PwrSwg" desc="Pendelerfassung" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="WeiTr" desc="Auslösung bei schwacher Einspeisung" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="PSCHDis" desc="Signalvergleich Distanz" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
    <DA name="PSCHEF" desc="Signalvergleich Erdfehler" bType="BOOLEAN" fc="DC"/>
  </DOType>
  <DOType id="myING" cdc="ING">
    <DA name="SetVal" bType="INT32" fc="CF"/>
  </DOType>
  <DOType id="myASG" cdc="ASG">
    <DA name="SetMag" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
  </DOType>

```

```

<DOType id="myCurve" cdc="CURVE">
  <DA name="setCharact" bType="Enum" fc="CF"/>
  <DA name="setParA" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
  <DA name="setParB" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
  <DA name="setParC" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
  <DA name="setParD" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
  <DA name="setParE" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
  <DA name="setParF" bType="FLOAT32" fc="CF"/>
</DOType>
<DAType id="myUnit">
  <BDA name="SIUnit" bType="Enum" type="SIUnits"/>
</DAType>
</DataTypeTemplates>
</SCL>

```

B XML-Darstellung des Petersen-Spulen-Reglers REG-DP der Firma a.eberle

In dem XML-Datensatz ist der Block mit den funktions-, geräte- und projektspezifischen Parametern nicht enthalten. Er kann in analoger Weise zum vorher beschriebenen Datensatz ergänzt werden.

```

<?xml version="1.0"?>
<!-- edited with XML Spy v4.3 U (http://www.xmlspy.com) by Willi Heckmann (FGH e.V. SE Mannheim) -->
<!-- edited with XMLSPY v2004 rel. 2 U (http://www.xmlspy.com) by dr (x) -->
<!-- edited by Gernot Druml-->
<SCL
  xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL"
  xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
  xsi:schemaLocation="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL E:\scl-Schema\SCL.xsd">
  <Header id="Eberle Regsys 01" version="1" revision="1" nameStructure="IEDName"/>
  <IED name="Q1ESP1" desc="automatic neutral current regulator" type="REG-DP" manufacturer="A.EBERLE" configVersion="1.0">
    <AccessPoint name="P1">
      <Server>
        <Authentication/>
        <LDevice inst="REGDP" desc="Regulator for Petersen Coil">
          <LN0 inst="" lnClass="LLNO" lnType="REGDP_LLNO">
            <DOI name="NamPlt" desc="Info">
              <DAI name="vendor" valKind="RO">
                <Val>a.eberle</Val>
              </DAI>
              <DAI name="swRev" valKind="Set">
                <Val>SW Rev 1.02</Val>
              </DAI>
              <DAI name="d" valKind="Set">
                <Val>name plate info</Val>
              </DAI>
            </DOI>
          </LN0>
          <LN inst="1" desc="Device" lnClass="LPHD" lnType="REGDP_LPHD1">
            <DOI name="PhyNam" desc="Info">
              <DAI name="vendor" valKind="RO">
                <Val>a.eberle</Val>
              </DAI>
              <DAI name="hwRev" valKind="CF">
                <Val>HW Rev 1.0</Val>
              </DAI>
              <DAI name="swRev" valKind="CF">
                <Val>SW Rev 1.02</Val>
              </DAI>
              <DAI name="serNum" valKind="CF">
                <Val>1234567</Val>
              </DAI>
              <DAI name="location" valKind="Set">
                <Val>UW Gunz</Val>
              </DAI>
            </DOI>
          </LN>
        </LDevice>
      </Server>
    </AccessPoint>
  </IED>
</SCL>

```

```

    </DAI>
    <DAI name="aeModul" valKind="Set">
      <Val>A1:</Val>
    </DAI>
    <DAI name="aeStation" valKind="Set">
      <Val>Gunz_ESP1</Val>
    </DAI>
    <DAI name="d" valKind="Set">
      <Val/>
    </DAI>
  </DOI>
</LN>
<LN inst="1" desc="Regulator" lnClass="ANCR" lnType="REGDP_ANCR1">
  <DOI name="parASC" desc="Parameterset Petersen Coil">
    <DAI name="I_min" valKind="Set" desc="Lower Endposition /A">
      <Val>20.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="I_max" valKind="Set" desc="Upper Endposition /A">
      <Val>200.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="NomUScal" valKind="Set" desc="Voltage rating">
      <Val>1.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="TypeEndSw" valKind="Set" desc="Type of EndSwitches">
      <Val>Make</Val>
    </DAI>
    <DAI name="SW_EndSwActive" valKind="Set" desc="SW Endswitch active">
      <Val>0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="SW_Imin" valKind="Set" desc="Lower SW Endswitch /A ">
      <Val>30</Val>
    </DAI>
    <DAI name="SW_Imax" valKind="Set" desc="Upper SW Endswitch /A">
      <Val>180</Val>
    </DAI>
    <DAI name="PotPlausCheck" valKind="Set" desc="Potentiometer Gap check active">
      <Val>true</Val>
    </DAI>
    <DAI name="PotMaxGap" valKind="Set" desc="Maximum of Potentiometer Gap / %">
      <Val>2</Val>
    </DAI>
    <DAI name="I_min_mx" valKind="" desc="I_min measured /%">
      <Val>8.4</Val>
    </DAI>
    <DAI name="I_max_mx" desc="I_max measured /%">
      <Val>94.5</Val>
    </DAI>
    <DAI name="RunTime" desc="Run Time /s">
      <Val>233.5</Val>
    </DAI>
    <DAI name="AfterRunning" desc="After Running /s">
      <Val>3.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="LostMotion" desc="Lost Motion /%">
      <Val>0.5</Val>
    </DAI>
    <DAI name="LinError" desc="Linearity Error /%">
      <Val>0.02</Val>
    </DAI>
    <DAI name="LinTable" desc="Linearisation Table">
      <Val>8.4, 20.7, 33.0, 45.3, 57.6, 69.9, 82.2, 94.5, 20.0, 45.7, 71.4, 97.1, 122.8, 148.5,
174.2, 200.0</Val>
    </DAI>
  </DOI>
<DOI name="parCntrl" desc="Parameterset Cntrl">
  <DAI name="dUo" valKind="Set" desc="Relative change for release /%">
    <Val>20.0</Val>
  </DAI>
  <DAI name="T_search" valKind="Set" desc="Delay for search">
    <Val>60.0</Val>
  </DAI>
  <DAI name="T_forcedSearch" valKind="Set" desc="Delay for forced search">

```

```

        <Val>1.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="KindOfTuning" valKind="Set" desc="Kind of tuning">
        <Val>0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="dIc_rel" valKind="Set" desc="Val relative tuning /%">
        <Val>10.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="dIc_abs" valKind="Set" desc="Val absoltue tuning /A">
        <Val>10.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="CalcMethod" valKind="Set" desc="Kind of calculation">
        <Val>0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="dIc_minMove" valKind="Set" desc="Minimum move of ASC for calc">
        <Val>5.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="PasRes" valKind="Set" desc="pass resonance point">
        <Val>true</Val>
    </DAI>
    <DAI name="FollowUref" valKind="Set" desc="Follow-up of Uref /min">
        <Val>5.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="Uo_angle" valKind="Set" desc="Uo angle measurement">
        <Val>true</Val>
    </DAI>
    <DAI name="PosTol" valKind="Set" desc="Position tolerance /%">
        <Val>1.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="maxSearchCycle" valKind="Set" desc="max search cycles">
        <Val>10.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="maxMotTime" valKind="Set" desc="max motor on time /min">
        <Val>45.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="ErrEndPos" valKind="Set" desc="End position after abort">
        <Val>0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="HomePosErr" valKind="Set" desc="Home position after abort /A">
        <Val>100.0</Val>
    </DAI>
</DOI>
<DOI name="parUearth" desc="Earthfault">
    <DAI name="Uearth" valKind="Set" desc="Uearth threshold /%">
        <Val>30.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="T_Trans" valKind="Set" desc="Transient Fault Delay /S">
        <Val>7.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="T_SigUearth" valKind="Set" desc="Delay for signalling Uearth /s">
        <Val>7.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="bSelfblock" valKind="Set" desc="Selblock">
        <Val>false</Val>
    </DAI>
    <DAI name="IposCorrAct" valKind="Set" desc="Ipos Correction active">
        <Val>false</Val>
    </DAI>
    <DAI name="dIcTab" valKind="Set" desc="Correction table">
        <Val>0, 0, 0, 0</Val>
    </DAI>
</DOI>
<DOI name="parUmax" desc="Parameterset Umax">
    <DAI name="UmaxThres" valKind="Set" desc="Umax threshold /%">
        <Val>25.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="UmaxDelay" valKind="Set" desc="Umax signalisation delay /s">
        <Val>7.0</Val>
    </DAI>
    <DAI name="UmaxCont" valKind="Set" desc="Umax continuous /%">
        <Val>7.0</Val>
    </DAI>
</DOI>

```

```

        <DAI name="dIcSelfdist" valKind="Set" desc="max detuning for selfdistinguishing /A">
            <Val>50.0</Val>
        </DAI>
    </DOI>
    <DOI name="parUmin" desc="Parameterset Umin">
        <DAI name="UminThres" valKind="Set" desc="Umin threshold /%">
            <Val>0.4</Val>
        </DAI>
        <DAI name="UminEndPos" valKind="Set" desc="Endposition if allways Uo .lt. Umin">
            <Val>1</Val>
        </DAI>
        <DAI name="UminSigDelay" valKind="Set" desc="Umin signalisation delay /min">
            <Val>15.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="UminReSearch" valKind="Set" desc="Next search after /min">
            <Val>60.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="dUenLimUmin" valKind="Set" desc="Limitation of dUo in Umin /%">
            <Val>33.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="bSelfblock" valKind="Set" desc="Selfblock">
            <Val>false</Val>
        </DAI>
    </DOI>
    <DOI name="parCTVT" desc="Parameterset CT and VT connected to ANCR">
        <DAI name="UoNom" valKind="Set" desc="Uo input nominal">
            <Val>100.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="knu" valKind="Set" desc="ratio of primary VT connectet to ANCR">
            <Val>115.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="I1Nom" valKind="Set" desc="I1 input nominal">
            <Val>1.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="kni1" valKind="Set" desc="ratio of primary CT1 connectet to ANCR">
            <Val>300.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="I2Nom" valKind="Set" desc="I2 input nominal">
            <Val>1.0</Val>
        </DAI>
        <DAI name="kni2" valKind="Set" desc="ratio of primary CT2 connectet to ANCR">
            <Val>300.0</Val>
        </DAI>
    </DOI>
</LN>
</LDevice>
</Server>
</AccessPoint>
</IED>
<DataTypeTemplates>
    <LNNodeType id="REGDP_LLNO" lnClass="LLNO">
        <DO name="Mod" type="myINCd"/>
        <DO name="Beh" type="myBeh"/>
        <DO name="Health" type="myINS"/>
        <DO name="NamPlt" type="myLN0LPL"/>
    </LNNodeType>
    <LNNodeType id="REGDP_LPHD1" lnClass="LPHD">
        <DO name="PhyNam" type="aeDPL"/>
        <DO name="PhyHealth" type="myINS"/>
        <DO name="Proxy" type="myStdSPS"/>
    </LNNodeType>
    <LNNodeType id="REGDP_ANCR1" lnClass="ANCR">
        <DO name="Mod" desc="Common LN Info: Mode" type="myINC"/>
        <DO name="Beh" desc="Common LN Info: Behaviour" type="myBeh"/>
        <DO name="Health" desc="Common LN Info: Health" type="myINS"/>
        <DO name="NamPlt" desc="Common LN Info: name plate" type="myLPL"/>
        <DO name="Loc" desc="Common LN Info: Local operation" type="myStdSPS"/>
        <DO name="TapChg" desc="State: Mandantory Control: Change Tap Position " type="myBSC"/>
        <DO name="TapISet" desc="State: User SetPoint: Set Tap Position absolute (A x E-2)" type="myING"/>
        <DO name="Auto" desc="State: User Control: Automatic / Manual operation" type="mySPC"/>
        <DO name="TapIPos" desc="State: Actual coil position /A" type="myMV"/>
        <DO name="parASC" desc="Parameterset Petersen Coil" type="aeASC"/>
    </LNNodeType>

```

```

<DO name="parUearth" desc="Parameterset Earthfault" type="aeUearth"/>
<DO name="parUmax" desc="Parameterset Umax" type="aeUmax"/>
<DO name="parUmin" desc="Parameterset Umin" type="aeUmin"/>
<DO name="parCntrl" desc="Parameterset Cntrl" type="aeCntrl"/>
<DO name="parCTVT" desc="Parameterset CT and VT connected to ANCR" type="aeCTVT"/>
</LNNodeType>
<DOType id="aeSPG" cdc="SPG">
  <DA name="setVal" fc="SP" bType="BOOLEAN"/>
</DOType>
<DOType id="aeING" cdc="ING">
  <DA name="setVal" fc="SP" bType="INT32"/>
  <DA name="minVal" fc="SP" bType="INT32"/>
  <DA name="maxVal" fc="SP" bType="INT32"/>
  <DA name="stepSize" fc="SP" bType="INT32U"/>
</DOType>
<DOType id="aeASG" cdc="ASG">
  <DA name="setVal" fc="SP" bType="FLOAT32"/>
  <DA name="minVal" fc="SP" bType="FLOAT32"/>
  <DA name="maxVal" fc="SP" bType="FLOAT32"/>
</DOType>
<DOType id="aeASC" cdc="ASG" desc="Petersen Spule">
  <DA name="I_min" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Lower Endposition /A"/>
  <DA name="I_max" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Upper Endposition /A"/>
  <DA name="NomUscaI" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Voltage rating"/>
  <DA name="TypeEndSw" fc="SP" bType="Enum" type="aeTypeEndSW" desc="Type of EndSwitches"/>
  <DA name="SW_EndSwActive" fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="SW Endswitch active"/>
  <DA name="SW_Imin" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Lower SW Endswitch /A"/>
  <DA name="SW_Imax" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Upper SW Endswitch /A"/>
  <DA name="PotPlausCheck" fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="Potentiometer Gap check active"/>
  <DA name="PotMaxGap" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Maximum of Potentiometer Gap / %"/>
  <DA name="I_min_mx" fc="MX" bType="FLOAT32" desc="I_min measured /%"/>
  <DA name="I_max_mx" fc="MX" bType="FLOAT32" desc="I_max measured /%"/>
  <DA name="RunTime" fc="MX" bType="FLOAT32" desc="Run Time /s"/>
  <DA name="AfterRunning" fc="MX" bType="FLOAT32" desc="After Running /s"/>
  <DA name="LostMotion" fc="MX" bType="FLOAT32" desc="Lost Motion /%"/>
  <DA name="LinError" fc="MX" bType="FLOAT32" desc="Linearity Error /%"/>
  <DA name="LinTable" fc="MX" bType="Struct" type="aeLinTable" desc="Linearisation Table"/>
</DOType>
<DOType id="aeUearth" cdc="ASG" desc="Earthfault">
  <DA name="Uearth" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Uearth threshold /%"/>
  <DA name="T_Trans" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Transient Fault Delay /S"/>
  <DA name="T_SigUearth" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Delay for signalling Uearth /s"/>
  <DA name="bSelfblock" fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="Selblock"/>
  <DA name="IposCorrAct" fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="Ipos Correction active"/>
  <DA name="dIcTab" fc="SP" bType="Struct" type="ae_dIc" desc="Correction table"/>
</DOType>
<DOType id="aeUmax" cdc="ASG" desc="Umax">
  <DA name="UmaxThres" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Umax threshold /%"/>
  <DA name="UmaxDelay" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Umax signalisation delay /s"/>
  <DA name="UmaxCont" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Umax continuous /%"/>
  <DA name="dIcSelfdist" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="max detuning for selfdistinguishing /A"/>
</DOType>
<DOType id="aeCntrl" cdc="ASG" desc="control">
  <DA name="dUo" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Relative change for release /%"/>
  <DA name="T_search" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Delay for search"/>
  <DA name="T_forcedSearch" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Delay for forced search"/>
  <DA name="KindOfTuning" fc="SP" bType="Enum" type="aeKindOfTuning" desc="Kind of tuning"/>
  <DA name="dIc_rel" fc="SP" bType="FLOAT32" type="" desc="Val relative tuning /%"/>
  <DA name="dIc_abs" fc="SP" bType="FLOAT32" type="" desc="Val absoltue tuning /A"/>
  <DA name="CalcMethod" fc="SP" bType="Enum" type="aeSearch Method" desc="Kind of calculation"/>
  <DA name="dIc_minMove" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Minimum move of ASC for calc"/>
  <DA name="PasRes" fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="pass resonance point"/>
  <DA name="FollowUref" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Follow-up of Uref /min"/>
  <DA name="Uo_angle" fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="Uo angle measurement"/>
  <DA name="PosTol" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Position tolerance /%"/>
  <DA name="maxSearchCycle" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="max search cycles"/>
  <DA name="maxMotTime" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="max motor on time /min"/>
  <DA name="ErrEndPos" fc="SP" bType="Enum" type="aeErrEndPos" desc="End position after abort"/>
  <DA name="HomePosErr" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Home position after abort /A"/>
</DOType>
<DOType id="aeUmin" cdc="ASG" desc="Umin">
  <DA name="UminThres" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Umin threshold /%"/>

```

```

<DA name="UminEndPos" fc="SP" bType="Enum" type="aeUminEndPos" desc="Endposition if allways Uo .lt. Umin"/>
<DA name="UminSigDelay" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Umin signalisation delay /min"/>
<DA name="UminReSearch" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Next search after /min"/>
<DA name="dUenLimUmin" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Limitation of dUo in Umin /%"/>
<DA name="bSelfblock " fc="SP" bType="BOOLEAN" desc="Selfblock"/>
</DOType>
<DOType id="aeCTVT" cdc="ASG" desc="CT VT primary">
<DA name="UoNom" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="Uo input nominal"/>
<DA name="knu" fc="SP" bType="FLOAT32" type="" desc="ratio of primary VT connectet to ANCR"/>
<DA name="I1Nom" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="I1 input nominal"/>
<DA name="kni1" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="ratio of primary CT1 connectet to ANCR"/>
<DA name="I2Nom" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="I2 input nominal"/>
<DA name="kni2" fc="SP" bType="FLOAT32" desc="ratio of primary CT2 connectet to ANCR"/>
</DOType>
<DOType id="aeDPL" cdc="DPL">
<DA name="vendor" fc="DC" bType="VisString255">
<Val>a-eberle</Val>
</DA>
<DA name="hwRev" fc="DC" bType="VisString255">
<Val>HW Rev 1.0</Val>
</DA>
<DA name="swRev" fc="DC" bType="VisString255">
<Val>SW Rev 1.02</Val>
</DA>
<DA name="serNum" fc="DC" bType="VisString255">
<Val>1234567</Val>
</DA>
<DA name="location" fc="DC" bType="VisString255" valKind="Set">
<Val>UW Gunz</Val>
</DA>
<DA name="aeModul" fc="CF" bType="VisString32">
<Val>A1:</Val>
</DA>
<DA name="aeStation" fc="CF" bType="VisString32">
<Val>Gunz_ESP1</Val>
</DA>
<DA name="cdcNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
<Val>61850REG-DP.DOC</Val>
</DA>
<DA name="d" fc="EX" bType="VisString255">
<Val/>
</DA>
</DOType>
<DOType id="myLN0LPL" cdc="LPL">
<DA name="vendor" fc="DC" bType="VisString255" valKind="RO">
<Val>Eberle</Val>
</DA>
<DA name="swRev" fc="DC" bType="VisString255"/>
<DA name="d" fc="DC" bType="VisString255"/>
<DA name="configRev" fc="DC" bType="VisString255"/>
<DA name="ldNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
<Val>IEC 61850-7-4:2003</Val>
</DA>
</DOType>
<DOType id="myLPL" cdc="LPL">
<DA name="vendor" fc="DC" bType="VisString255"/>
<DA name="swRev" fc="DC" bType="VisString255"/>
<DA name="d" fc="DC" bType="VisString255"/>
<DA name="configRev" fc="DC" bType="VisString255"/>
</DOType>
<DOType id="mySPS" cdc="SPS">
<DA name="stVal" fc="ST" bType="BOOLEAN"/>
<DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
<DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
<DA name="dataNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
<Val>61850REG-D.DOC</Val>
</DA>
</DOType>
<DOType id="myStdSPS" cdc="SPS">
<DA name="stVal" fc="ST" bType="BOOLEAN"/>
<DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
<DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>

```

```

</DOType>
<DOType id="myINS" cdc="INS">
  <DA name="stVal" fc="ST" bType="INT32"/>
  <DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
</DOType>
<DOType id="myBeh" cdc="INS">
  <DA name="stVal" fc="ST" bType="Enum" type="BehModes"/>
  <DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
  <DA name="dataNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
    <Val>61850REG-D.DOC</Val>
  </DA>
</DOType>
<DOType id="myStdMV" cdc="MV">
  <DA name="mag" fc="MX" bType="Struct" type="myAnalogValue"/>
  <DA name="q" fc="MX" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="MX" bType="Timestamp"/>
  <DA name="units" fc="CF" bType="Struct" type="myUnit"/>
  <DA name="sVC" fc="CF" bType="Struct" type="myScaledValueCfg"/>
</DOType>
<DOType id="myMV" cdc="MV">
  <DA name="mag" fc="MX" bType="Struct" type="myAnalogValue"/>
  <DA name="q" fc="MX" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="MX" bType="Timestamp"/>
  <DA name="units" fc="CF" bType="Struct" type="myUnit"/>
  <DA name="sVC" fc="CF" bType="Struct" type="myScaledValueCfg"/>
  <DA name="dataNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
    <Val>61850REG-D.DOC</Val>
  </DA>
</DOType>
<DOType id="myASG" cdc="ASG">
  <DA name="setMag" fc="SP" bType="Struct" type="myAnalogValue"/>
  <DA name="sVC" fc="CF" bType="Struct" type="myScaledValueCfg"/>
  <DA name="dataNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
    <Val>61850REG-D.DOC</Val>
  </DA>
</DOType>
<DOType id="myING" cdc="ING">
  <DA name="setVal" fc="SP" bType="INT32"/>
  <DA name="minVal" fc="CF" bType="INT32"/>
  <DA name="maxVal" fc="CF" bType="INT32"/>
  <DA name="stepSize" fc="CF" bType="INT32U"/>
  <DA name="dataNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
    <Val>61850REG-D.DOC</Val>
  </DA>
</DOType>
<DOType id="myINC" cdc="INC">
  <DA name="stVal" fc="ST" bType="INT32"/>
  <DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
  <DA name="ctlNum" fc="ST" bType="INT8U"/>
  <DA name="origin" fc="ST" bType="Struct" type="myOrigin"/>
  <DA name="Oper" fc="CO" bType="Struct" type="myOperInt"/>
  <DA name="ctlModel" fc="CF" bType="Enum" type="CtlModels"/>
</DOType>
<DOType id="myINCd" cdc="INC">
  <DA name="stVal" fc="ST" bType="INT32"/>
  <DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
  <DA name="ctlNum" fc="ST" bType="INT8U"/>
  <DA name="origin" fc="ST" bType="Struct" type="myOrigin"/>
  <DA name="Oper" fc="CO" bType="Struct" type="myOperInt"/>
  <DA name="ctlModel" fc="CF" bType="Enum" type="CtlModels"/>
  <DA name="d" fc="DC" bType="VisString255"/>
</DOType>
<DOType id="mySPC" cdc="SPC">
  <DA name="stVal" fc="ST" bType="BOOLEAN"/>
  <DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
  <DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
  <DA name="ctlNum" fc="ST" bType="INT8U"/>
  <DA name="origin" fc="ST" bType="Struct" type="myOrigin"/>

```

```

        <DA name="Oper" fc="CO" bType="Struct" type="myOperBool"/>
        <DA name="ctlModel" fc="CF" bType="Enum" type="CtlModels"/>
        <DA name="dataNs" fc="EX" bType="VisString255" valKind="RO">
            <Val>61850REG-D.DOC</Val>
        </DA>
    </DOType>
</DOType>
<DOType id="myBSC" cdc="BSC">
    <DA name="valWTr" fc="ST" bType="Struct" type="myValWithTrans"/>
    <DA name="q" fc="ST" qchg="true" bType="Quality"/>
    <DA name="t" fc="ST" bType="Timestamp"/>
    <DA name="ctlVal" fc="CO" bType="Tcmd"/>
    <DA name="Oper" fc="CO" bType="Struct" type="myOperNamed"/>
    <DA name="persistent" fc="CF" bType="BOOLEAN"/>
    <DA name="ctlModel" fc="CF" bType="Enum" type="CtlModels"/>
</DOType>
<DAType id="aeLinTable" desc="ASC Linearisation Table ">
    <BDA name="x1" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x2" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x3" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x4" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x5" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x6" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x7" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="x8" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y1" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y2" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y3" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y4" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y5" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y6" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y7" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="y8" bType="FLOAT32"/>
</DAType>
<DAType id="ae_dIc" desc="Correction Table for Ic">
    <BDA name="dIc_1" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="dIc_2" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="dIc_3" bType="FLOAT32"/>
    <BDA name="dIc_4" bType="FLOAT32"/>
</DAType>
<DAType id="myAnalogValue">
    <BDA name="f" bType="FLOAT32"/>
</DAType>
<DAType id="myOperBool">
    <BDA name="ctlVal" bType="BOOLEAN"/>
    <BDA name="ctlNum" bType="INT8U"/>
    <BDA name="t" bType="Timestamp"/>
    <BDA name="Test" bType="BOOLEAN"/>
    <BDA name="Check" bType="Check"/>
    <BDA name="origin" bType="Struct" type="myOrigin"/>
</DAType>
<DAType id="myOperInt">
    <BDA name="ctlVal" bType="INT32"/>
    <BDA name="ctlNum" bType="INT8U"/>
    <BDA name="t" bType="Timestamp"/>
    <BDA name="Test" bType="BOOLEAN"/>
    <BDA name="Check" bType="Check"/>
    <BDA name="origin" bType="Struct" type="myOrigin"/>
</DAType>
<DAType id="myOperNamed">
    <BDA name="ctlVal" bType="Tcmd"/>
    <BDA name="ctlNum" bType="INT8U"/>
    <BDA name="t" bType="Timestamp"/>
    <BDA name="Test" bType="BOOLEAN"/>
    <BDA name="Check" bType="Check"/>
    <BDA name="origin" bType="Struct" type="myOrigin"/>
</DAType>
<DAType id="myUnit">
    <BDA name="SIUnit" bType="Enum" type="SIUnits"/>
</DAType>
<EnumType id="aeTypeEndSw">
    <EnumVal ord="0">None</EnumVal>
    <EnumVal ord="1">Make</EnumVal>

```

```

    <EnumVal ord="2">Brake</EnumVal>
  </EnumType>
  <EnumType id="aeUminEndPos">
    <EnumVal ord="0">Home Position</EnumVal>
    <EnumVal ord="1">Last Tuning Position</EnumVal>
  </EnumType>
  <EnumType id="aeErrEndPos">
    <EnumVal ord="0">Home Position</EnumVal>
    <EnumVal ord="1">Last Tuning Position</EnumVal>
  </EnumType>
  <EnumType id="aeKindOfTuning">
    <EnumVal ord="0">relative</EnumVal>
    <EnumVal ord="1">absolute</EnumVal>
  </EnumType>
  <EnumType id="OriginatorCategory">
    <EnumVal ord="0">notsupported</EnumVal>
    <EnumVal ord="1">baycontrol</EnumVal>
    <EnumVal ord="2">stationcontrol</EnumVal>
    <EnumVal ord="3">remotecontrol</EnumVal>
    <EnumVal ord="4">automaticbay</EnumVal>
    <EnumVal ord="5">automaticstation</EnumVal>
    <EnumVal ord="6">automaticremote</EnumVal>
    <EnumVal ord="7">maintenance</EnumVal>
    <EnumVal ord="8">process</EnumVal>
  </EnumType>
  <EnumType id="SIUnits">
    <EnumVal ord="1">none</EnumVal>
    <EnumVal ord="2">m</EnumVal>
    <EnumVal ord="3">kg</EnumVal>
    <EnumVal ord="4">s</EnumVal>
    <EnumVal ord="5">A</EnumVal>
    <EnumVal ord="6">K</EnumVal>
    <EnumVal ord="7">mol</EnumVal>
    <EnumVal ord="8">cd</EnumVal>
    <EnumVal ord="9">deg</EnumVal>
    <EnumVal ord="10">rad</EnumVal>
    <EnumVal ord="11">sr</EnumVal>
    <EnumVal ord="21">Gy</EnumVal>
    <EnumVal ord="22">q</EnumVal>
    <EnumVal ord="23">Å°C</EnumVal>
    <EnumVal ord="24">Sv</EnumVal>
    <EnumVal ord="25">F</EnumVal>
    <EnumVal ord="26">C</EnumVal>
    <EnumVal ord="27">S</EnumVal>
    <EnumVal ord="28">H</EnumVal>
    <EnumVal ord="29">V</EnumVal>
    <EnumVal ord="30">&lt;0hm&gt;</EnumVal>
    <EnumVal ord="31">J</EnumVal>
    <EnumVal ord="32">N</EnumVal>
    <EnumVal ord="33">Hz</EnumVal>
    <EnumVal ord="34">Ix</EnumVal>
    <EnumVal ord="35">Lm</EnumVal>
    <EnumVal ord="36">Wb</EnumVal>
    <EnumVal ord="37">T</EnumVal>
    <EnumVal ord="38">W</EnumVal>
    <EnumVal ord="39">Pa</EnumVal>
    <EnumVal ord="41">mÂ</EnumVal>
    <EnumVal ord="42">mÂ</EnumVal>
    <EnumVal ord="43">m/s</EnumVal>
    <EnumVal ord="44">m/sÂ</EnumVal>
    <EnumVal ord="45">mÂ/s</EnumVal>
    <EnumVal ord="46">m/mÂ</EnumVal>
    <EnumVal ord="47">M</EnumVal>
    <EnumVal ord="48">kg/mÂ</EnumVal>
    <EnumVal ord="49">mÂ/s</EnumVal>
    <EnumVal ord="50">W/m K</EnumVal>
    <EnumVal ord="51">J/K</EnumVal>
    <EnumVal ord="52">ppm</EnumVal>
    <EnumVal ord="53">1/s</EnumVal>
    <EnumVal ord="54">rad/s</EnumVal>
    <EnumVal ord="61">VA</EnumVal>
    <EnumVal ord="63">VAr</EnumVal>
  </EnumType>

```

```

<EnumVal ord="64">&lt;phi&gt;</EnumVal>
<EnumVal ord="65">Cos &lt;phi&gt;</EnumVal>
<EnumVal ord="66">Vs</EnumVal>
<EnumVal ord="67">VÂ<_</EnumVal>
<EnumVal ord="68">As</EnumVal>
<EnumVal ord="69">AÂ<_</EnumVal>
<EnumVal ord="70">AÂ,t</EnumVal>
<EnumVal ord="71">VAh</EnumVal>
<EnumVal ord="72">Wh</EnumVal>
<EnumVal ord="73">VArh</EnumVal>
<EnumVal ord="74">V/Hz</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="UnitMultiplier">
<EnumVal ord="-24">y</EnumVal>
<EnumVal ord="-21">z</EnumVal>
<EnumVal ord="-18">a</EnumVal>
<EnumVal ord="-15">f</EnumVal>
<EnumVal ord="-12">p</EnumVal>
<EnumVal ord="-9">n</EnumVal>
<EnumVal ord="-6">Â<_</EnumVal>
<EnumVal ord="-3">m</EnumVal>
<EnumVal ord="-2">c</EnumVal>
<EnumVal ord="-1">d</EnumVal>
<EnumVal ord="0">/>
<EnumVal ord="1">da</EnumVal>
<EnumVal ord="2">h</EnumVal>
<EnumVal ord="3">k</EnumVal>
<EnumVal ord="6">M</EnumVal>
<EnumVal ord="9">G</EnumVal>
<EnumVal ord="12">T</EnumVal>
<EnumVal ord="15">P</EnumVal>
<EnumVal ord="18">E</EnumVal>
<EnumVal ord="21">Z</EnumVal>
<EnumVal ord="24">Y</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="CtlModels">
<EnumVal ord="0">status-only</EnumVal>
<EnumVal ord="1">direct-with-normal-security</EnumVal>
<EnumVal ord="2">sbo-with-normal-security</EnumVal>
<EnumVal ord="3">direct-with-enhanced-security</EnumVal>
<EnumVal ord="4">sbo-with-enhanced-security</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="SboClasses">
<EnumVal ord="0">operate_once</EnumVal>
<EnumVal ord="1">operate_many</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="directionGeneral">
<EnumVal ord="0">unknown</EnumVal>
<EnumVal ord="1">forward</EnumVal>
<EnumVal ord="2">backward</EnumVal>
<EnumVal ord="3">both</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="Checks">
<EnumVal ord="0">noCheck</EnumVal>
<EnumVal ord="1">synchroCheck</EnumVal>
<EnumVal ord="2">interlockingCheck</EnumVal>
<EnumVal ord="3">both</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="Position">
<EnumVal ord="0">intermediate</EnumVal>
<EnumVal ord="1">off</EnumVal>
<EnumVal ord="2">on</EnumVal>
<EnumVal ord="3">badstate</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="seqT">
<EnumVal ord="0">posnegzero</EnumVal>
<EnumVal ord="1">dirquadzero</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="PulseConfigCmdQual">
<EnumVal ord="0">pulse</EnumVal>
<EnumVal ord="1">persistent</EnumVal>
</EnumType>

```

```
<EnumType id="Boolean">
  <EnumVal ord="0">FALSE</EnumVal>
  <EnumVal ord="1">TRUE</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="directionPhase">
  <EnumVal ord="0">unknown</EnumVal>
  <EnumVal ord="1">forward</EnumVal>
  <EnumVal ord="2">backward</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="Severity">
  <EnumVal ord="0">unknown</EnumVal>
  <EnumVal ord="1">critical</EnumVal>
  <EnumVal ord="2">major</EnumVal>
  <EnumVal ord="3">minor</EnumVal>
  <EnumVal ord="4">warning</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="MvRange">
  <EnumVal ord="0">normal</EnumVal>
  <EnumVal ord="1">high</EnumVal>
  <EnumVal ord="2">low</EnumVal>
  <EnumVal ord="3">highhigh</EnumVal>
  <EnumVal ord="4">lowlow</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="PhaseRef">
  <EnumVal ord="0">A</EnumVal>
  <EnumVal ord="1">B</EnumVal>
  <EnumVal ord="2">C</EnumVal>
  <EnumVal ord="3">N</EnumVal>
</EnumType>
<EnumType id="BehModes">
  <EnumVal ord="1">on</EnumVal>
  <EnumVal ord="2">blocked</EnumVal>
  <EnumVal ord="3">test</EnumVal>
  <EnumVal ord="4">testblocked</EnumVal>
  <EnumVal ord="5">off</EnumVal>
</EnumType>
</DataTypeTemplates>
</SCL>
```