



**Recherche zu einem Umspannwerk-Simulator  
zur Verriegelungsüberprüfung  
Erstellt in Zusammenarbeit mit OMICRON electronics**

**Masterarbeit**

zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs

Vorgelegt von

**Anvidalfarei Thomas, BSc.**

Eingereicht an der

**Technische Universität Graz**

am Institut für Elektrische Anlagen  
Technische Universität Graz



**Begutachter**

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert (TU Graz)

**Betreuer/in**

Dipl.-Ing. Elisabeth Hufnagl (TU Graz)

Dipl.-Ing. (FH) Florian Fink (OMICRON electronics)

Dipl.-Ing. Thomas Schossig (OMICRON electronics)

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert  
A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 – 7551  
<http://www.ifea.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>

Graz, im November - 2016



Die TU Graz ist die traditionsreichste technisch-naturwissenschaftliche Forschungs- und Bildungsinstitution Österreichs [1].

Mit ihren fünf „Fields of Expertise“ zählt sie zu den Top-10-Universitäten Europas. Dabei pflegt sie ein ausgewogenes Verhältnis zwischen erkenntnis- und anwendungsorientierter Forschung. Dies führt zu Kooperationen mit anderen Universitäten und Forschungseinrichtungen, die nach definierten Kriterien ausgewählt werden. Die erlangte Kompetenz macht sie zu einer bevorzugten Kooperationspartnerin von Wissenschaft und Wirtschaft, insbesondere im Industriebereich. [2]

Studierende können von einem inspirierenden Ambiente profitieren und an der TU Graz ein attraktives, zunehmend auch englischsprachiges Studienangebot vorfinden. Neben der fachlichen Ausbildung und der persönlichen Entwicklung bemüht sich die TU Graz, den Studierenden auch viel Unternehmergeist zu vermitteln. [1]



## Kurzfassung

Die voranschreitende Entwicklung und Anpassung des Energiesystems an erneuerbare dezentrale Energiequellen führen auch zu Erweiterungen, Retrofits und Neubauten in und von Umspannwerken sowie Schaltanlagen. Die sich immer stärker durchsetzende Digitalisierung, die Verwendung neuer Betriebsmittel und des IEC 61850-Kommunikationsprotokolls müssen in der Entwicklung und Planung, bei der Inbetriebnahme sowie im anschließenden Betrieb dieser Anlagen und deren Automation berücksichtigt werden. Eine wesentliche Rolle spielt dabei die korrekte Auslegung und Implementierung der Verriegelungsfunktionen, die eine Sicherheitsmaßnahme gegen unzulässige Schalthandlungen sowie eine sichere Arbeitsumgebung bei Wartungs- und Reparaturarbeiten ermöglichen.

Nach einer kurzen Einführung zu den essentiellen Betriebsmitteln sowie zur Kommunikationsstruktur der Umspannwerke zeigt diese Arbeit die Realisierungsmöglichkeiten der entsprechenden Verriegelungen und die Kriterien, die sie beeinflussen können. Darüber hinaus werden die Herausforderungen erläutert, vor die die Entwickler und Prüfer bei den Werksabnahmeprüfungen der Sekundärgeräte mit implementierter Verriegelungslogik und bei den Inbetriebnahmeprüfungen der Anlagen selbst gestellt sind. Abschließend wird ein systemorientierter Prüfansatz anhand eines Umspannwerk-Simulators dargestellt. Es wird auf etwaige Anforderungen eingegangen, eine Realisierungsmöglichkeit aufgezeigt und u. a. anfallende Vorteile dargebracht, die den Einsatz eines Umspannwerk-Simulators sinnvoll erscheinen lassen.

**Schlüsselwörter:** Verriegelungen, Umspannwerksimulation, Simulator, FAT, SAT, IEC 61850, GOOSE, Sampled Values

## Abstract

The development and adaption of the power system to renewable decentralized energy sources lead to expansions, retrofits and reconstructions in and of substations. The ever-growing role of the digitization, the use of new assets and the IEC 61850 communication protocol must be taken into account concerning development, engineering, commissioning and the subsequent operation of those substations and their automation. The correct development and the implementation of the interlocking functions, which enable a safety measure against non-permissible switching operations as well as a secure working environment for maintenance and repair work, play a significant role.

After a short introduction to the essential assets and the communication structure of substations this thesis deals with the implementation possibilities of the corresponding interlocks and the criteria, which can influence these interlocks. Furthermore, the challenges, which the developers and auditors have to face at the factory acceptance testing of the secondary devices with implemented interlocking logic and the commissioning of the substations themselves, are discussed. To conclude, a suitable system-oriented testing approach using a substation simulator is introduced. Possible requirements are addressed, an implementation possibility is demonstrated and amongst other topics the incidental advantages, that make the use of the simulator useful, are reviewed.

**Keywords:** Interlocking, substation simulation, simulator, FAT, SAT, IEC 61850, GOOSE, Sampled Values

## Danksagung

Jede Abschlussarbeit trägt die Handschrift des Verfassers, doch trotzdem ist sie niemals die Arbeit eines Einzelnen. Ich möchte mich an dieser Stelle bei all jenen Personen, die mich während der Anfertigung dieser Arbeit motiviert und unterstützt haben und durch das Studium begleitet haben, herzlich bedanken.

Danken möchte ich in erster Linie **Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert**, Leiter des Institutes für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz. Herr Professor Fickert stand mir sowohl inhaltlich als auch organisatorisch helfend zur Seite, hat durch seine Erfahrung zur Qualitätssteigerung dieser Arbeit beigetragen und zudem abschließend als Gutachter fungiert.

Mein besonderer Dank geht an **Dipl.-Ing. Elisabeth Hufnagl**, Dissertantin am Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz, die mir jederzeit bei fachlichen Fragen und organisatorischen Belangen zur Seite stand. Frau Hufnagl hat zur Verbesserung der inhaltlichen Struktur beigetragen und viel Zeit in der Korrektur dieser Arbeit investiert.

Großer Dank gebührt dem Unternehmen **OMICRON electronics** für die Bereitstellung dieses interessanten und praxisnahen Themas sowie für die zur Erstellung dieser Arbeit verwendeten Unterlagen. Mein Dank gilt dem **BUSec-Team**, dem **PUC-Team**, dem **RelaySimTest-Team**, dem **HR-Team** sowie dem **Kitchen-Team**, die mich überaus freundlich aufgenommen haben, für jegliche Belange zur Seite standen, mich dazu gebracht haben, über meine Grenzen hinauszudenken und mich während des Praktikums hervorragend verköstigt haben.

Der größte Dank gilt **Dipl.-Ing. Florian Fink** sowie **Dipl.-Ing. Thomas Schossig**, die mich während des Praktikums bei OMICRON electronics ausgezeichnet betreut haben. Vielen Dank für Ihre Geduld und Mühen, für die unbeirrbar Freundlichkeit und die Zeit, die Sie für mich hatten. Durch Ihre Erfahrung, unbestreitbare Kompetenz, kritisches Hinterfragen und konstruktive Kritik haben Sie maßgeblich dazu beigetragen, dass die Arbeit in dieser Form vorliegt.

Bedanken möchte ich mich an dieser Stelle auch aufrichtig bei meinen zwei „Felsen in der Brandung“, **Dipl.-Ing. Lukas Hofer** und **Dr. Simon Stuffer**, die für mich immer ein offenes Ohr hatten und stets unterstützt und auch motiviert haben.

Des Weiteren geht mein Dank an all meine **bemerkenswerten Freunde** und **Studienkollegen**, die mir in Graz eine sehr schöne Studienzeit beschert haben.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern **Daniela** und **Otto** sowie meiner Schwester **Gaby** bedanken. Ohne ihren Beistand wäre es mir gar nicht möglich gewesen, das Studium zu beginnen, geschweige dieses erfolgreich abzuschließen.

*Vielen herzlichen Dank!*

- Für Martin †.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b> .....	<b>i</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>iii</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>iv</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>vi</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>viii</b>
<b>KAPITEL 1 – INHALT DER VORLIEGENDEN ARBEIT</b> .....	<b>1</b>
1.1    Projektvorstellung.....	3
1.2    Abgrenzungen der vorliegenden Arbeit.....	3
1.3    Zielsetzungen.....	3
1.4    Gliederung und Kapitelinhalt.....	4
<b>KAPITEL 2 – EINLEITUNG</b> .....	<b>5</b>
2.1    Das elektrische Energiesystem.....	5
2.1.1    Die elektrische Erzeugung.....	6
2.1.2    Das elektrische Netz.....	6
2.1.3    Die elektrische Lasten.....	7
2.2    Die Anforderungen an das elektrische Energiesystem.....	8
<b>KAPITEL 3 – DAS UMSPANNWERK</b> .....	<b>9</b>
3.1    Die Betriebsmittel im Umspannwerk.....	11
3.1.1    Die Primärtechnik.....	11
3.1.2    Die Sekundärtechnik.....	16
3.2    Typische Topologien.....	19
3.3    Die Leittechnik.....	20
3.3.1    Die Ebenen der Leittechnik.....	21
3.3.2    Die Kommunikationsprotokolle.....	23
3.3.3    Die Stationsautomatisierung.....	29
<b>KAPITEL 4 – DIE VERRIEGELUNGSLOGIK</b> .....	<b>30</b>
4.1    Definitionen der Verriegelung.....	31
4.2    Entwicklung der Verriegelungslogik.....	32
4.2.1    Mechanische Verriegelungen.....	32
4.2.2    Elektromechanische Verriegelungen.....	33
4.2.3    Digitale Verriegelungssysteme.....	34
4.3    Implementierungsmöglichkeiten.....	34
4.4    Weitere Aufgaben der Verriegelung.....	37

<b>KAPITEL 5 – DIE HERAUSFORDERUNGEN DER VERRIEGELUNGSÜBERPRÜFUNG .....</b>	<b>38</b>
5.1 Unterschiedliche Anlagentopologien und -kommunikation .....	39
5.2 Unterschiedliche Kriterien für die Verriegelung .....	39
5.2.1 Schalterstellungen als Verriegelungskriterium .....	40
5.2.2 Stromflüsse als Verriegelungskriterium .....	44
5.2.3 Spannungsniveaus als Verriegelungskriterium .....	45
5.2.4 Binäre Signale als Verriegelungskriterium .....	45
5.2.5 Zeitliche Signale als Verriegelungskriterium .....	45
5.3 Unterschiedliche Prüfanforderungen in unterschiedlichen Szenarien .....	46
5.3.1 Auslegung und Implementierung der Verriegelungslogiken.....	46
5.3.2 Werksabnahmeprüfung der Sekundärtechnik .....	47
5.3.3 Inbetriebnahmeprüfungen der Umspannwerke .....	47
<b>KAPITEL 6 – DER UMSPANNWERK-SIMULATOR .....</b>	<b>49</b>
6.1 Allgemeines .....	49
6.2 Die Entwicklung der Simulatoren .....	50
6.3 Existierende Simulatoren und Lösungen .....	52
6.4 Nachteile gegenwärtiger Simulatoren .....	54
6.5 Grundlegendes Funktionsprinzip.....	54
6.5.1 Factory Acceptance-Testszenario.....	55
6.5.2 Site Acceptance-Testszenario.....	55
6.6 Anforderungen an den Umspannwerk-Simulator .....	56
6.6.1 Grafische Benutzeroberfläche .....	56
6.6.2 Import von SCD-Files .....	59
6.6.3 Simulation von Schaltgeräten.....	59
6.6.4 Simulation von GOOSE.....	62
6.6.5 Simulation von Strömen und Spannungen.....	63
6.6.6 Simulation von Sampled Values.....	64
6.6.7 Simulation zusätzlicher binärer und zeitlicher Signale .....	64
6.6.8 Simulation von IEDs bzw. Sekundärgeräten .....	64
6.6.9 Erfassung realer Betriebsmittel und Signale .....	65
6.6.10 Simulation von Client-Signalen .....	66
6.6.11 Erstellung von Prüfschritten und Prüfsequenzen .....	68
6.6.12 Prüfmanager .....	70
6.6.13 Erstellung von Prüfprotokollen .....	70
6.6.14 Hardware und Prüfgerätekonfiguration .....	71
6.7 Weitere Anwendungsbereiche des Umspannwerk-Simulators .....	74
6.8 Resultierende Vorteile durch die Verwendung des Umspannwerk-Simulators.....	75
<b>KAPITEL 7 – ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK.....</b>	<b>78</b>
7.1 Zusammenfassung.....	78
7.2 Ausblick .....	80

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Kapitelübersicht der Diplomarbeit .....	4
Abbildung 2.1: Verbund- und Übertragungsnetz in Österreich [4] (überarbeitet).....	5
Abbildung 2.2: VPE-Kabelaufbau (l) [10] – Aufbau eines Freileitungsseils (r) [11].....	7
Abbildung 3.1: Typisches Schaltbild eines 380- /110-kV-Umspannwerkes [8].....	9
Abbildung 3.2: Umspannwerk Bürs - Quelle: OMICRON electronics .....	10
Abbildung 3.3: Gekapselte SF <sub>6</sub> -Anlage [14].....	11
Abbildung 3.4: Abbildung von Sammelschienen [6] .....	12
Abbildung 3.5: Freiluft Leistungsschalter (l) [6] – SF <sub>6</sub> -Leistungsschalter (r) [17].....	13
Abbildung 3.6: Pantograph (Scherentrenner - l) [6] – Trenner (r) [9].....	14
Abbildung 3.7: Erdungsschalter [6].....	15
Abbildung 3.8: Gängigste Umspannwerk-Topologien [7] [23] (überarbeitet) .....	20
Abbildung 3.9: Der hierarchische Aufbau der Leittechnik in einem Umspannwerk [8] (überarbeitet) .....	21
Abbildung 3.10: Überblick über weltweite Kommunikationsprotokolle [24].....	23
Abbildung 3.11: Datenmodell eines IEDs nach IEC 61850 [25] .....	24
Abbildung 3.12: DataSet eines simulierten GOOSE – Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics .....	26
Abbildung 3.13: ISO/OSI-Schichtenmodell (l, m) [25] – Ethernet-Schicht (r) [28].....	27
Abbildung 3.14: Zeitintervalle der GOOSE-Aussendung [25].....	27
Abbildung 3.15: Exemplarische Darstellung eines Stationsleitsystems [9].....	29
Abbildung 4.1: Anlagenverriegelung auf Stationsleitebene [34] .....	32
Abbildung 4.2: Anlagenverriegelung auf Feldleitebene [34].....	32
Abbildung 4.3: Verteilte Anlagenverriegelung auf Feldleitebene [34] .....	32
Abbildung 4.4: Verriegelung anhand von Logikgatter [36] (überarbeitet) .....	33
Abbildung 4.5: Feldübergreifende Verriegelung [36] (überarbeitet) .....	33
Abbildung 4.6: Beispielkonfiguration für abgeleitete Verriegelungsregeln [19] (überarbeitet).....	35
Abbildung 4.7: Beispielgraph für die Realisierung einer Topologischen Verriegelung [28].....	36
Abbildung 5.1: Feldverriegelung in konventionellen Anlagen basierend auf Schalterstellungen .....	40
Abbildung 5.2: Feldverriegelung in volldigitalen Anlagen basierend auf Schalterstellungen .....	41
Abbildung 5.3: Feldverriegelung mit Client-Signalen in konventionellen Anlagen .....	42
Abbildung 5.4: Feldübergreifende Verriegelung in konventionelle Anlagen auf Stationsleitebene .....	43
Abbildung 5.5: Verteilte feldübergreifende Verriegelung auf Feldebene .....	43
Abbildung 5.6: Feldübergreifende Verriegelung in volldigitalen Anlagen auf Stationsleitebene .....	44
Abbildung 6.1: Schnittstellen des Simulators im Lebenszyklus eines Umspannwerkes .....	49
Abbildung 6.2: Elektromechanische-Analoge-Simulator in St. Petersburg [42].....	50
Abbildung 6.3: Simulator mit analog-elektronischen Bauteile [42] .....	51
Abbildung 6.4: Simulator von CEPRI in Beijing [42].....	51
Abbildung 6.5: Umspannwerk-Simulator von Elektro Eletricidade e Servicos' [24] .....	52
Abbildung 6.6: Trainingssimulator von Enexis [43] .....	53
Abbildung 6.7: Analog Simulator (1996 - l) - Hypersim Opal RT Rack-Simulator (2013 - r) [44] .....	54
Abbildung 6.8: Grundlegendes Funktionsprinzip des Simulators im FAT-Szenario .....	55
Abbildung 6.9: Grundlegendes Funktionsprinzip des Simulators im SAT-Szenario .....	56
Abbildung 6.10: Möglicher Editor – Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics .....	57
Abbildung 6.11: Mögliche Kommunikationsansicht - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics .....	58
Abbildung 6.12: Mögliche Live-Ansicht - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics .....	59

Abbildung 6.13: Schematische Simulation des AB-Hilfskontakte-Schaltzyklus - OMICRON electronics (überarbeitet)....	60
Abbildung 6.14: Mögliche Einstellungen von Schaltgeräten - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics.....	61
Abbildung 6.15: Feldverriegelungsüberprüfung anhand simulierter Schalterstellungen in konventionellen Anlagen .....	62
Abbildung 6.16: Feldverriegelungsüberprüfung anhand simulierter Schaltgeräte in volldigitalen Anlagen .....	63
Abbildung 6.17: Verriegelungsüberprüfung anhand simulierter IEDs in volldigitalen Anlagen.....	65
Abbildung 6.18: Exemplarische Gegenüberstellung zwischen simuliertem und realem Schaltgerät .....	66
Abbildung 6.19: Aufbau eines Ethernet-Frames [25] .....	67
Abbildung 6.20: Funktionsweise der Verriegelung im IEC 61850 Standard [34] [45] (überarbeitet) .....	68
Abbildung 6.21: Mögliche Ansicht des Prüfmanagers - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics.....	70
Abbildung 6.22: Mögliche Hardwarekomponenten - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics.....	72
Abbildung 6.23: Exemplarische Prüfanordnung - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics .....	73
Abbildung 6.24: Zusätzliche Vorteile eines Umspannwerk-Simulators.....	76
Abbildung 6.25: Gegenüberstellung der Prüfzeiten zur Prüfanzahl [47] (überarbeitet).....	77
Abbildung 6.26: Mögliche Auswirkungen auf dem Personal [47] (überarbeitet) .....	77

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Beispiele für Logische-Knoten-Bezeichnungen [25] .....	25
Tabelle 5.1: Doppelmeldungen der AB-Hilfskontakte.....	40
Tabelle 6.1: Relative Kostenaufteilung der Betriebsmittel [46] .....	75
Tabelle 6.2: Gegenüberstellung der Beschaffungskosten und Planungs- und Prüfkosten [46] .....	75

# Abkürzungsverzeichnis

<b>A/D</b>	...	<u>A</u> nalog/ <u>D</u> igital
<b>ANSI</b>	...	<u>A</u> merican <u>N</u> ational <u>S</u> tandards <u>I</u> nstitute
<b>AWE</b>	...	<u>A</u> utomatische <u>W</u> iedereinschaltung
<b>BCU</b>	...	<u>B</u> ay <u>C</u> ontrol <u>U</u> nit - Kombiniertes Feldsteuer- und Feldschutzgerät
<b>C/S</b>	...	<u>C</u> lient- <u>S</u> erver
<b>CID</b>	...	<u>C</u> onfigured <u>I</u> ED <u>D</u> escription
<b>DA</b>	...	<u>D</u> ata <u>A</u> tttribute - Datenattribut
<b>DC</b>	...	<u>D</u> irect <u>C</u> urrent - Gleichspannung
<b>DIN</b>	...	<u>D</u> eutsches <u>I</u> nstitut für <u>N</u> ormung
<b>DNP</b>	...	<u>D</u> istributed <u>N</u> etwork <u>P</u> rotocol
<b>DO</b>	...	<u>D</u> ata <u>O</u> bject - Datenobjekt
<b>EN</b>	...	<u>E</u> uropäische <u>N</u> orm
<b>EPROM</b>	...	<u>E</u> rasable <u>P</u> rogrammable <u>R</u> ead- <u>O</u> nly <u>M</u> emory - Löschbarer programmierbarer nur-lesbarer Speicher
<b>FAT</b>	...	<u>F</u> actory <u>A</u> cceptance <u>T</u> est - Werksabnahmeprüfung
<b>FCS</b>	...	<u>F</u> rame <u>C</u> heck <u>S</u> equence
<b>GOOSE</b>	...	<u>G</u> eneric <u>O</u> bject <u>O</u> riented <u>S</u> ubstation <u>E</u> vent
<b>GPS</b>	...	<u>G</u> lobal <u>P</u> ositioning <u>S</u> ystem
<b>HMI</b>	...	<u>H</u> uman- <u>M</u> achine- <u>I</u> nterface - Mensch-Maschine-Schnittstelle
<b>IEC</b>	...	<u>I</u> nternational <u>E</u> lectrotechnical <u>C</u> ommission - Internationale Elektrotechnische Kommission
<b>IED</b>	...	<u>I</u> ntelligent <u>E</u> lectronic <u>D</u> evice - Intelligentes Elektronisches Gerät
<b>IP</b>	...	<u>I</u> nternet <u>P</u> rotokoll
<b>ISO</b>	...	<u>I</u> nternational <u>O</u> rganization for <u>S</u> tandardization - Internationale Organisation für Normung
<b>LAN</b>	...	<u>L</u> ocal <u>A</u> rea <u>N</u> etwork - Lokales Netzwerk
<b>LD</b>	...	<u>L</u> ogical <u>D</u> evice - Logisches Gerät
<b>LED</b>	...	<u>L</u> ight <u>E</u> mitting <u>D</u> iode - Leuchtdiode
<b>LN</b>	...	<u>L</u> ogical <u>N</u> ote - Logischer Knoten
<b>LWL</b>	...	<u>L</u> ichtwellenleiter
<b>MAC</b>	...	<u>M</u> edia <u>A</u> ccess <u>C</u> ontrol
<b>MMS</b>	...	<u>M</u> anufacturing <u>M</u> essage <u>S</u> pecification
<b>MU</b>	...	<u>M</u> erging <u>U</u> nit
<b>P2P</b>	...	<u>P</u> eer- <u>T</u> o- <u>P</u> eer
<b>PDU</b>	...	<u>P</u> rotocol <u>D</u> ata <u>U</u> nit
<b>RTU</b>	...	<u>R</u> emote <u>T</u> erminal <u>U</u> nit - Fernbedienungsterminal
<b>SAS</b>	...	<u>S</u> ubstation <u>A</u> utomation <u>S</u> ystem - Stationsautomatisierungssystem
<b>SAT</b>	...	<u>S</u> ite <u>A</u> cceptance <u>T</u> est - Inbetriebnahmeprüfung
<b>SCADA</b>	...	<u>S</u> upervisory <u>C</u> ontrol <u>A</u> nd <u>D</u> ata <u>A</u> cquisition
<b>SCD</b>	...	<u>S</u> ubstation <u>C</u> onfiguration <u>D</u> escription
<b>SF<sub>6</sub></b>	...	Schwefelhexafluorid
<b>SFD</b>	...	<u>S</u> tart <u>F</u> rame <u>D</u> elimiters
<b>SPS</b>	...	<u>S</u> peicherprogrammierbare <u>S</u> teuerung
<b>SV</b>	...	<u>S</u> ampled <u>V</u> alue
<b>TAL</b>	...	<u>T</u> ime <u>A</u> llowed <u>T</u> o <u>L</u> ive - Gültigkeitszeitspanne

<b>TCP</b>	...	<u>T</u> ransmission <u>C</u> ontrol <u>P</u> rotocol - Übertragungssteuerungsprotokoll
<b>TU</b>	...	<u>T</u> echnische <u>U</u> niversität
<b>VDE</b>	...	<u>V</u> erband <u>d</u> er <u>E</u> lektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
<b>VPE</b>	...	<u>V</u> ernetztes <u>P</u> olyethylen
<b>WAN</b>	...	<u>W</u> ide <u>A</u> rea <u>N</u> etwork - Weitverkehrsnetzwerk

# KAPITEL 1 – INHALT DER VORLIEGENDEN ARBEIT

Die vorliegende Arbeit ist in Zusammenarbeit mit OMICRON electronics und unter Betreuung des Institutes für Elektrische Anlagen der TU Graz entstanden.

## Zu OMICRON electronics

*„OMICRON electronics ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt.*

*Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.*

*Kunden in mehr als 150 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON electronics zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.“*

- OMICRON electronics 2016 [3]



OMICRON electronics GmbH  
A – 6833 Klaus, Oberes Ried 1  
Telefon: +43 59495  
[www.omicronenergy.com](http://www.omicronenergy.com)

## Zum Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz

Die elektrische Energie zählt zu den hochwertigsten Energieformen, sodass die Erzeugung, der Transport und die technisch-wirtschaftliche Anwendung besondere Beachtung im Sinne eines nachhaltigen Umganges mit den Ressourcen verdienen. Durch die Veränderungen des Strommarktes einerseits im Zuge der Liberalisierung und andererseits durch eine sich stetig ändernde Energiepolitik werden Energietechniker in Zukunft vor vielfältige neue Aufgaben gestellt. Das Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz ist bemüht, den Studierenden eine entsprechende Ausbildung zu ermöglichen und betreibt Forschungen zu diversen Aufgabenstellungen im Bereich der Anlagentechnik. [4]

Die Ziele des Institutes für Elektrische Anlagen hinsichtlich Lehre, Forschung und Knowhow-Transfer lassen sich durch folgende Schlagworte zusammenfassen [4]:

- Systemaspekte des Elektrizitäts-Managements
- Netzplanung
- Netzmanagement
- Spannungsqualität
- Versorgungssicherheit und Risikomanagement
- Energieeffizienz
- Sicherheit und Schutz
- Elektromagnetische Verträglichkeit – Umwelt
- Didaktische Forschung und e-Learning



Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert  
A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 – 7551  
<http://www.ifea.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>

## 1.1 Projektvorstellung

OMICRON electronics pflegt einen regen Austausch mit den Kunden und beobachtet deren Vorgangsweisen und Schwierigkeiten bei anfallenden Betriebsmittel- und Schutzprüfungen. Dadurch werden Kundenansprüche sowie mögliche Optimierungen erfasst und es versucht, diese in der nächsten Produktaktualisierung oder in einem neuen Produkt umzusetzen.

In den letzten Jahren hat OMICRON electronics Schwierigkeiten bei der Auslegung und Überprüfung der Logikfunktionen sowie bei der Abnahmeprüfung der Sekundärgeräte erkannt. Gerätehersteller wie auch Anwender wünschen sich einen Prüfansatz, anhand dessen sie die parametrisierte Logik in ihren Produkten überprüfen können. Der Lösungsansatz sollte nicht ausschließlich Sekundärgerätehersteller zugutekommen, sondern u. a. Prüfern und Dienstleistern die Möglichkeit bieten, Verriegelungsfunktionen und Kommunikationskonfigurationen zu überprüfen sowie anfallende Inbetriebnahmen von Umspannwerken zu erleichtern.

Die vorliegende Arbeit beinhaltet einen Auszug der bei OMICRON electronics durchgeführten Recherche- und Entwicklungsarbeit bezüglich eines möglichen Lösungsansatzes, welche im Rahmen eines sechs-monatigen Praktikums des Verfassers abgewickelt wurde.

## 1.2 Abgrenzungen der vorliegenden Arbeit

Der eingrenzende Umfang einer Diplomarbeit hat dazu geführt, dass in der vorliegenden Arbeit unter den analysierten Anwendungsfällen des Lösungsansatzes der Schwerpunkt lediglich auf die Verriegelungslogik gelegt wurde. Des Weiteren ist anzumerken, dass die Arbeit auf die Kommunikationsprotokolle IEC 60870 bzw. IEC 61850 ausgelegt ist.

Der in der Arbeit dargelegte Ansatz soll keine endgültige Lösung darstellen, sondern vielmehr als fruchtbarer Boden wahrgenommen werden, auf dem weitere Ideen gesät und zum Wachsen gebracht werden können.

## 1.3 Zielsetzungen

Das Ziel der Arbeit ist es zunächst, die aus der Recherche gewonnen Erkenntnisse bezüglich der Verriegelung zusammenfassend und verständlich darzulegen. Im Rahmen dieser Arbeit soll aus den präsentierten Ergebnissen in den theoretischen Teilen sowie aus den anfallenden Herausforderungen bei der Auslegung und Überprüfung der Logik eine Lösung abgeleitet werden können, anhand der die Verriegelung auf Korrektheit überprüft werden kann. Der Schwerpunkt liegt dabei in der Identifizierung und Analyse der Anforderungen, welche durch den untersuchten Prüfansatz abgedeckt werden müssen.

## 1.4 Gliederung und Kapitelinhalt

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in sieben Kapitel und ist so aufgebaut, dass der Leser auch ohne fundierte Kenntnisse der Technologien in Schaltanlagen in das Thema der Verriegelung eingeführt wird. Die Kapitel 1 bis Kapitel 4 haben dementsprechend im weitesten Sinn einführenden Charakter, während Kapitel 5 und Kapitel 6 das Hauptstück der Arbeit ausmachen. Kapitel 7 schließt diese Arbeit zusammenfassend ab.



Abbildung 1.1: Kapitelübersicht der Diplomarbeit

**Kapitel 1** beschreibt die Motivation die zur Erstellung dieser Arbeit geführt hat und zeigt Zielsetzungen sowie die Grobgliederung der vorliegenden Arbeit auf.

In **Kapitel 2** wird das elektrische Energiesystem mit Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie charakteristischen Lasten erläutert.

**Kapitel 3** beinhaltet die Beschreibung der Umspannwerke sowie der für die Erstellung dieser Arbeit essentiellen primären und sekundären Betriebsmittel. Des Weiteren wird eine Übersicht über die Leittechnik, deren Kommunikationsebenen und -protokolle gegeben.

In **Kapitel 4** werden die Grundlagen, Aufgaben und Realisierungsmöglichkeiten der Verriegelung erörtert.

**Kapitel 5** ist den aktuellen Herausforderungen der Verriegelungsentwicklung sowie -überprüfung gewidmet.

**Kapitel 6** zeigt die Entwicklung der Simulatoren und somit existierende Lösungsansätze mit deren anfallenden Nachteilen auf. Des Weiteren wird in diesem Kapitel ein mit OMICRON electronics erarbeiteter Lösungsansatz mit entsprechenden Anforderungen und resultierenden Vorteilen dessen Verwendung dargelegt.

**Kapitel 7** fasst die Arbeit zusammen und bildet mit dem Ausblick den inhaltlichen Abschluss dieser Arbeit.

## KAPITEL 2 – EINLEITUNG

Nicht erst seit dem Beginn des digitalen Zeitalters bzw. in der modernen Industriegesellschaft spielt die elektrische Energie eine unverzichtbare Rolle. In der so oft bezeichneten „All Electrical Society“ begleitet uns diese Energieform vom Ertönen des Weckers am Morgen bis hin zum elektrischen Zähneputzen am Abend durch das Alltagsleben. Vor Allem in der nördlichen Hemisphäre ist kaum ein Bereich auffindbar, in welchem die elektrische Energie nicht in Kommunikation, Steuerung oder Produktion eingebunden ist. Der Zugang zur elektrischen Energie ist zum sozialen Grundbedürfnis geworden und ermöglicht auch andere fundamentale Funktionen der Gesellschaft. [4]

### 2.1 Das elektrische Energiesystem

Aufgrund der hervorgehobenen Bedeutung der elektrischen Energie müssen neben der Bereitstellung von Nahrungsmitteln und Trinkwasser auch die sichere und qualitätsgerechte Versorgung und Erzeugung dieser Ressource angestrebt werden. Um dies zu ermöglichen, ist es notwendig, ein robustes und ausgebautes elektrisches Energiesystem zu erhalten und, wo notwendig, zu erweitern oder zu errichten. Bevor die elektrische Energie von den Steckdosen in Haushalten entnommen werden kann, hat diese bereits eine „lange Reise“ durch zahlreiche Komponenten eines solchen Systems hinter sich, wie in der folgenden Abbildung 2.1 aufgezeigt wird. [5] [6]

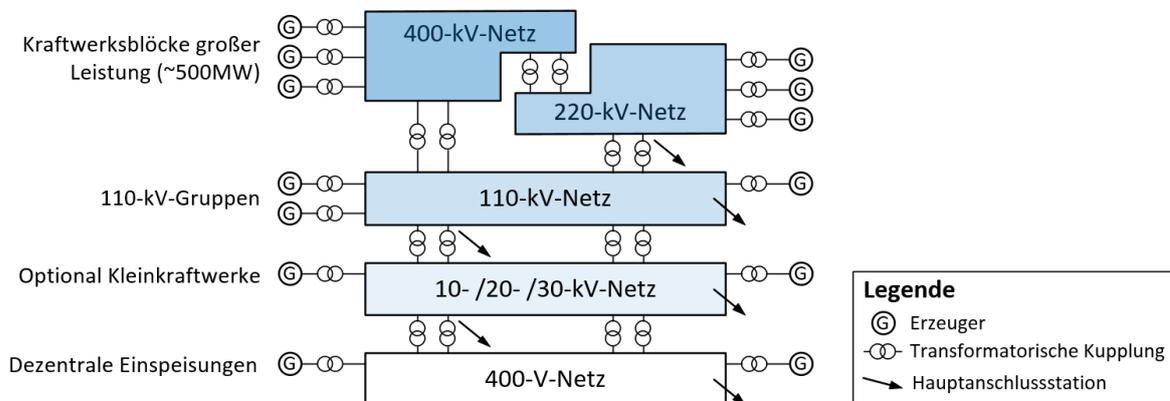


Abbildung 2.1: Verbund- und Übertragungsnetz in Österreich [4] (überarbeitet)

Dabei lässt sich erkennen, dass das elektrische Energiesystem grundsätzlich aus drei essentiellen Komponenten besteht [7]:

- Erzeugungseinheiten
- Übertragungs- bzw. Verteilnetze
- Elektrische Lasten bzw. Verbraucher

### 2.1.1 Die elektrische Erzeugung

Zur Erzeugung elektrischer Energie wird die in natürlichen Energieträgern enthaltene Energie, die sogenannte Primärenergie, umgewandelt. Dabei werden im Wesentlichen fossil befeuerte Kraftwerke, Kern-, Wind- und Wasserkraftwerke sowie Photovoltaik- und Biomasseanlagen eingesetzt. [8]

Bedingt durch ökologische und geografische Aspekte werden die für die Erzeugung erforderlichen Anlagen nicht notwendigerweise in der Nähe von Verbraucherzentren errichtet. Vor allem erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, etwa Windparks und Wasserkraftwerke, sind stark vom Vorhandensein des primären Energieträgers abhängig und werden dementsprechend an ressourcenreicheren Orten erbaut. [8]

Die elektrischen Erzeuger können aufgrund des zu verarbeitenden Primärenergieträgers in unterschiedliche Kraftwerkstypen eingeteilt werden [4]:

- Wasserkraftwerke
- Thermische Kraftwerke (fossile und nukleare Primärenergieträger)
- Kraftwerke mit erneuerbaren Energien

Auch bezüglich ihres Einsatzes lässt sich eine Unterteilung treffen [4]:

- Grundlastkraftwerke (prinzipiell geringe Erzeugungskosten)
- Spitzenlastkraftwerke (geringe Anfahrzeiten, Schnellreserven)

Die Umwandlung der mechanischen Energie der Turbine in elektrische erfolgt überwiegend anhand von Drehstromsynchrongeneratoren, die einen Wirkungsgrad von bis zu 99 % erreichen können. [8]

### 2.1.2 Das elektrische Netz

Die in verteilten erneuerbaren und konventionellen Anlagen generierte Energie muss sowohl zu den kleinsten als auch zu den größeren Verbrauchern (Ballungszentren und Industriegebiete) transportiert werden. Transport, Übertragung und Verteilung werden mittels Frei- und Kabelleitungen ermöglicht. Dabei wird auf unterschiedliche hierarchische Spannungsebenen, die bereits in Abbildung 2.1 ersichtlich sind, zurückgegriffen, um die Übertragungsverluste möglichst gering zu halten. Als Spannungsebene bezeichnet man dabei die Gesamtheit aller verbundenen Betriebsmittel, die mit gleicher Nennspannung betrieben werden. [9]

Die elektrische Energie wird über größere Distanzen zwischen Erzeugungsanlagen und Abnehmern über die Höchst- und Hochspannungsebene (400 kV) bzw. über das Übertragungsnetz (220 kV) übertragen. Regionale Stromversorgungsunternehmen betreiben Verteilnetze bis zur 110-kV-Spannungsebene. Die Mittelspannungsebene mit 10 kV bis 30 kV dient dazu, etwaige Industrieanlagen bzw. Gewerbe- oder Stadtgebiete anzuschließen. Die unterste Niederspannungsebene mit 400 V ermöglicht den Anschluss von privaten Haushalten und kleineren Abnehmern. [6]

Abgesehen von den direkten Zweipunktverbindungen zwischen Erzeuger und Verbraucher werden elektrische Energienetze meistens vermascht aufgebaut. Vermaschte Netze ermöglichen durch die mindestens zweifache Einspeisung in jedem Netzknoten die Aufrechterhaltung der Versorgung bei Ausfall einer Verbindungsstrecke. Dadurch wird das sogenannte (n-1)-Prinzip eingehalten, welches die Aufrechterhaltung der Versorgung beim Ausfall eines Betriebsmittels gewährleistet. [9]

Das Übertragungsnetz besteht nahezu ausschließlich aus Drehstromfreileitungen, wobei in stark verbauten Ballungszentren auch Höchstspannungskabel eingesetzt werden können. Dabei werden die veralteten, Öl/Papier-isolierten Kabel heute zunehmend durch kunststoffisolierte, meist mit vernetztem Polyethylen (VPE) isolierte Kabel ersetzt. Allerdings werden Freileitungen aus technischen, betrieblichen und betriebswirtschaftlichen Gründen oft gegenüber Kabelleitungen bevorzugt. Zum einen erfordern Kabelleitungen aufgrund der höheren kapazitiven Ströme in kurzen Abständen Kompensationsanlagen. Zum anderen können diese aufgrund der Ummantelung, die zugleich eine hohe thermische Isolation aufweist, und durch die Verlegung im Erdreich wesentlich kürzer überlastet werden. Freileitungen können durch ihre selbstheilende Isolierung (Luft) bei Überschlägen meist nach kurzen Unterbrechungen wieder in Betrieb genommen werden. Überschläge bei Kabelleitungen beruhen meist auf Isolationsfehlern, die keine selbstheilende Wirkung aufweisen und nur durch aufwendige und kostspielige Arbeiten behoben werden können. Ein wichtiges Argument, welches Netzbetreiber auch dazu bringt, bevorzugt Freileitungen einzusetzen, sind die etwa zehnfach höheren Kosten der Kabelleitungen, die großteils durch die Verlegungskosten zustande kommen. [9]

In der folgenden Abbildung 2.2 ist der Aufbau eines VPE-Kabels sowie eines Leiterseils dargestellt.



Abbildung 2.2: VPE-Kabelaufbau (l) [10] – Aufbau eines Freileitungsseils (r) [11]

### 2.1.3 Die elektrische Lasten

Die elektrische Gesamtlast wird aus einzelnen elektrischen Verbrauchern mit unterschiedlichen Verhalten gebildet. Eine der wichtigsten Eigenschaften der elektrischen Lasten wird durch die Aufnahme der Wirk- bzw. Blindleistung beschrieben. Aufgrund des charakteristischen zeitlichen Verhaltens werden folgende Verbrauchergruppen unterschieden [4]:

- Industrie
- Gewerbe und Landwirtschaft
- Haushalte
- Verkehr

Die im Energiesystem installierten Lasten weisen meist ein ohmsch-induktives Verhalten auf. All jene Lasten, die elektrische Energie in mechanische umformen, werden als motorische Lasten bezeichnet. [8]

Da die Spannung sowie die Frequenz im elektrischen Energiesystem nicht konstant sind, ist auch die aufgenommene Wirk- und Blindleistung der Lasten nicht konstant. Die Art der Last beschreibt die aufgenommene Leistung, wobei diesbezüglich in folgende Kategorien unterschieden wird [4]:

- Lasten mit konstanter Leistungsaufnahme (leistungsgeregelte Verbraucher, Stromrichter)
- Lasten mit konstanter Stromaufnahme (stromgeregelte Verbraucher)
- Lasten mit konstanten Impedanzen (passive Verbraucher)

## 2.2 Die Anforderungen an das elektrische Energiesystem

Der rasante Fortschritt der Technik, die sich ständig verändernden politischen und ökologischen Rahmenbedingungen und die immer größeren Ansprüche an das Energiesystem durch die steigenden Bedürfnisse der Verbraucher haben zu einer grundlegenden Umstrukturierung der Netzarchitektur geführt. Betriebseigenschaften und Kapazitäten des Energiesystems haben sich rasant verbessert. Treiber dieser rasanten Entwicklung sind dabei vor allem folgende Faktoren [12]:

### **Globale Erderwärmung und Treibhausgasemissionen**

Die Bestrebung, fossile durch fluktuierende, erneuerbare und dezentrale Energiequellen zu ersetzen, führt zu neuen Entwicklungen und gleichzeitig zu neuen Problemstellungen im Systembetrieb.

### **Energieversorgungssicherheit**

Die ständige Veränderung, Erschließung und Implementierung neuer Energiequellen, vor allem der fluktuierenden erneuerbaren sowie der dezentralen Einspeisungen, aber auch die Sorge um einen Zusammenbruch der Versorgung durch terroristische Eingriffe haben dazu geführt, dass das Bedürfnis nach einer sichereren Versorgung stark zugenommen hat.

### **Kapazitäten der Netzbetreiber**

Aufgrund der besonderen natürlichen Monopolstellung der Netzbetreiber müssen diese ihre Systemeigenschaften an den steigenden Bedarf und die Bedürfnisse der Verbraucher anpassen. Durch Entwicklung neuer Technologien können größere Übertragungs- bzw. Verteilungskapazitäten durch geringere Kosten erreicht werden.

### **Steigender Energiebedarf**

Der Bedarf an Energie steigt vor allem durch den Zugang der Entwicklungs- und Schwellenländer. Des Weiteren ist diese Steigerung notwendig, um den heutigen Lebensstil weiterhin aufrecht zu erhalten bzw. um diesen durch die ständige Komforterhöhung abdecken zu können.

Der angesprochene Fortschritt und die oben angeführten Treiber haben dazu geführt, dass auch neue Umspannwerke errichtet werden.

# KAPITEL 3 – DAS UMSPANNWERK

Unter einem Umspannwerk versteht man die Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel in einer abgegrenzten Fläche. [4]

Wie bereits im Kapitel 2.1 angesprochen, werden Netze auf unterschiedlichen Spannungsebenen betrieben. Dadurch wird eine höhere Effizienz in der Übertragung erreicht, da die Übertragungsverluste verringert werden. Die vermascht betriebenen Netze kreuzen sich in Umspannwerken, wobei in diesen neben entsprechenden Schalthandlungen zur Lastflusssteuerung auch die Auf- bzw. Abtransformation der Spannungen erfolgt. [6] [7]

Die angesprochene Eigenschaft der Spannungswandlung durch Leistungstransformatoren unterscheidet grob ein Umspannwerk von einer Schaltanlage, in der nur Schalthandlungen getätigt werden. In den folgenden Abschnitten ist stets von Umspannwerken die Rede, wobei selbstverständlich auch gleiche Ansätze für Schaltanlagen gelten.

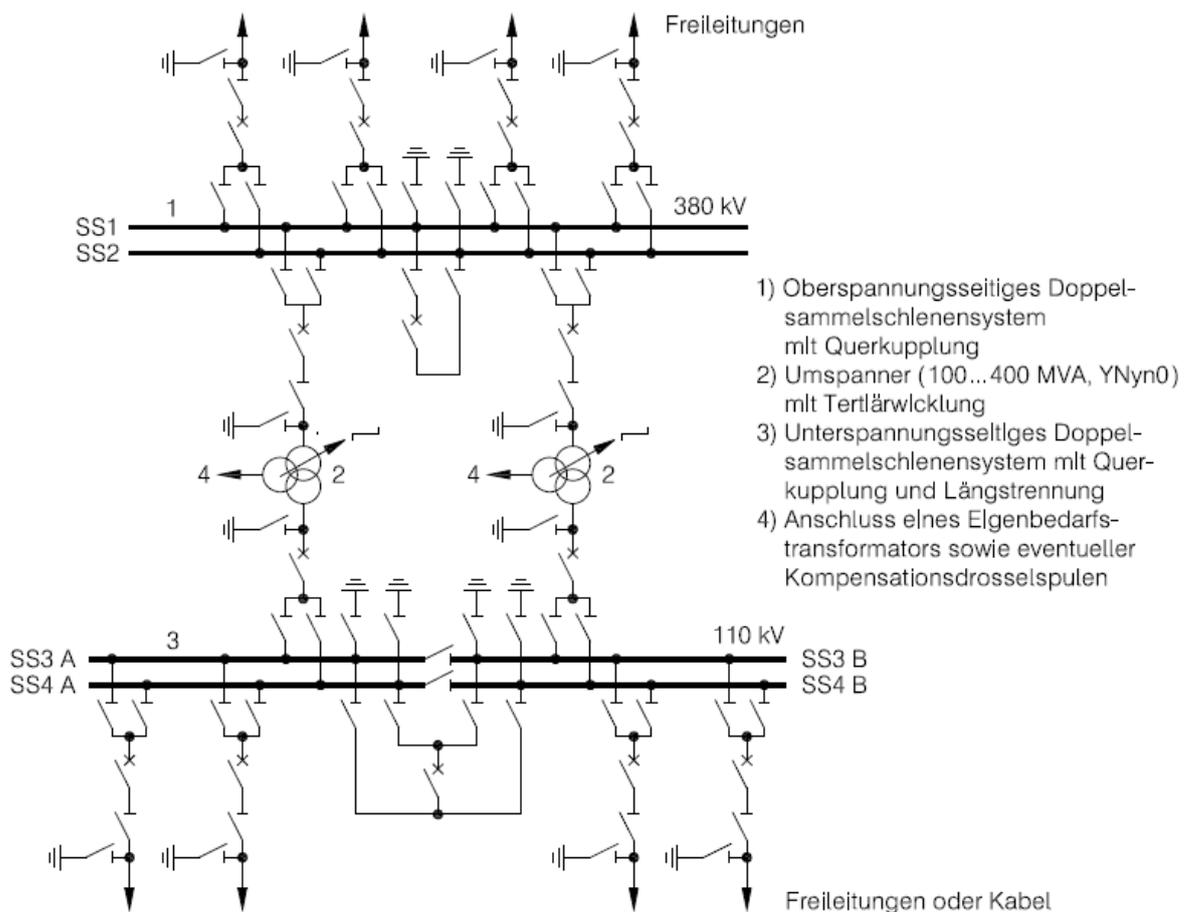


Abbildung 3.1: Typisches Schaltbild eines 380-/110-kV-Umspannwerkes [8]

Umspannwerke sind die Verbindungsstücke zwischen Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Die in den Anlagen durchgeführten Schalthandlungen gewährleisten eine sichere Versorgung und werden dem Anspruch gerecht, dass die Verbraucher an eine Quelle von definierter Qualität angeschlossen sind. Durch die Schalthandlungen werden Folgen von eventuellen Netzfehlern sowie Über- oder Unterspannungen in der Erzeugung durch eine Neukonfiguration des Versorgungsnetzes vermieden. Entsprechend werden in Umspannwerken Lastflüsse unterbrochen, wiederhergestellt und gesteuert. Des Weiteren ermöglichen diese Anlagen das Freischalten und Erden von Abschnitten und Betriebsmitteln bei Wartungsarbeiten. [4] [7]

In ihrer Bauform können die Anlagen in gekapselte SF<sub>6</sub>-Anlagen und Freiluftschaltanlagen unterschieden werden. [4]

In Freiluftschaltanlagen wird Luft als Isoliermedium verwendet. Diese Anlagen benötigen ausreichende Abstände zwischen den zahlreichen Betriebsmitteln, um eine hinreichende Isolierfestigkeit zu gewährleisten. Diese Abstände wirken sich folglich auf die Gesamtbaugröße der Anlage aus. [6]

In der unterstehenden Abbildung 3.2 ist eine exemplarische Darstellung einer Freiluftanlage dargestellt.



Abbildung 3.2: Umspannwerk Bürs - Quelle: OMICRON electronics

In gekapselten SF<sub>6</sub>-Anlagen, eine exemplarische Anlage ist in Abbildung 3.3 dargestellt, wird Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) als Isoliermedium eingesetzt. Dieses Gas weist eine fünfmal höhere Dichte als Luft auf und besitzt dadurch wesentlich bessere Isoliereigenschaften. Unter Verwendung eines Drucks von 6 bar erhöhen sich die zulässigen Spannungsbemessungswerte um das 2,5-fache gegenüber dem in luftisolierten Anlagen zulässigen Werten. Aus Kosten- und Umweltschutzgründen verwendet man neuerdings auch ein Gasgemisch aus 20 % SF<sub>6</sub> und 80 % Stickstoff. Der kennzeichnende Vorteil der gekapselten SF<sub>6</sub>-Anlagen ist der geringere Flächen- und Raumbedarf, der vollständige Berührungsschutz durch die Kapselung und der höhere Verschmutzungsschutz. Für die Kapselung wird in der Regel ein Aluminiumguss oder unmagnetischer Stahl verwendet, um eine Reduzierung der Wirbelstromverluste zu erreichen. Neben dieser guten Eignung für Hochspannungsanwendungen hat das biologisch nicht toxische Gas einen Nachteil: Es ist ein bekanntes Treibhausgas. [4] [8] [13]



Abbildung 3.3: Gekapselte SF<sub>6</sub>-Anlage [14]

Notwendigkeiten, die den Aus- bzw. Neubau von Umspannwerken bestimmen sind vor allem der Anstieg der Verbraucher, die hohen Anforderungen an Spannungsstabilität und Versorgungssicherheit sowie die Systemkapazität. [15]

### 3.1 Die Betriebsmittel im Umspannwerk

Im Grunde bildet die an einem Ort gebündelte Gesamtheit von elektrotechnischen Betriebsmitteln das Umspannwerk. Vorwiegend findet man in Umspannwerken Schaltgeräte zum Schalten und Trennen von Leitungen, aber auch Transformatoren und Messgeräte sind neben den zahlreichen Schutzkomponenten wichtige Bestandteile der Anlagen. Die Betriebsmittel ermöglichen einen sicheren und zulässigen Betrieb der Anlage und können je nach Aufgabe und Einsatzort unterschiedlich ausgeführt werden. [6] [8]

In der folgenden Gliederung wird versucht, einen Überblick über die für diese Arbeit wichtigsten Betriebsmittel eines Umspannwerkes zu geben.

#### 3.1.1 Die Primärtechnik

Unter dem Begriff der Primärtechnik versteht man die Gesamtheit der Betriebsmittel, die direkt in Transport und Verteilung elektrischer Energie eingebunden sind. In der Primärtechnik eines Umspannwerkes sind alle energietechnischen Komponenten wie Trennschalter, Leistungsschalter oder Sammelschienen enthalten. [8] [9]

## Sammelschienen

Das Sammelschienensystem ist meist das Kernstück der Anlage. Das System besteht aus einer oder mehreren Sammelschienen, die den Anschluss der unterschiedlichen Schaltfelder ermöglichen. Sammelschienen sind für den Stromtransport innerhalb des Umspannwerkes zuständig und teilen somit auch die eingehende Leistung auf benachbarten Feldern auf. Sie sind in ihrer Funktion einem Netzknoten gleichzusetzen und dementsprechend auch besonders gegen etwaige Schäden und Fehlern zu schützen. [4] [6]

Um die Ausfallsicherheit zu steigern und flexibleren Stromtransport zu gewährleisten, werden meist Doppel- oder Dreifachsammelschienensysteme errichtet. Um anstehende Wartungsarbeiten durchzuführen oder mögliche Schalthandlungen zu erleichtern, werden auch sogenannte Umgehungsschienen gebaut. [8]

Die Sammelschienen können bei verbauten Längstrennern bei Bedarf der Länge nach segmentiert und durch sogenannte Kupplungsfelder miteinander verbunden werden.



Abbildung 3.4: Abbildung von Sammelschienen [6]

## Schaltgeräte

Die wesentliche Aufgabe der Schaltgeräte liegt darin, Strompfade zu verbinden bzw. zu unterbrechen. Im geöffneten Zustand bilden sie eine Längsisolation zwischen Teilen von Strompfaden mit unterschiedlichen Potentialen. Das Schließen der Schaltgeräte erfolgt vergleichsweise unproblematisch, während beim Öffnen ein starker Lichtbogen entsteht, nach dessen Löschung der Stromkreis erst vollständig unterbrochen wird. [9]

In Abhängigkeit von der Aufgabenstellung und der Wirtschaftlichkeit kommen unterschiedliche Schaltgeräte zum Einsatz. Nachfolgend werden die für die Erstellung dieser Arbeit essenziellen Schaltgeräte näher erläutert.

a) *Leistungsschalter*

Leistungsschalter gehören zu den wichtigsten Betriebsmitteln in einem Umspannwerk. Sie ermöglichen sowohl eine Unterbrechung des Stromflusses im Normalbetrieb als auch im Fehlerfall. [6]

Leistungsschalter sind mechanische Schaltgeräte, die Stromkreise unter Betriebsbedingungen einschalten, führen und abschalten können. Ihre Hauptaufgabe besteht darin, im Fehlerfall die thermische und auch dynamische Beanspruchung der Betriebsmittel durch einen Öffnungsvorgang in einer festgelegten maximalen Zeitspanne zu verringern. Dabei ist es notwendig den Fehlerstrom im Entstehen und vor dem Erreichen des Maximalwertes abzuschalten. So kann vermieden werden, dass etwaige Kontakte von Schützen sowie anderen Schaltgeräten verschweißen und in ihrer Funktionalität eingeschränkt werden. [16]



Abbildung 3.5: Freiluft Leistungsschalter (l) [6] – SF<sub>6</sub>-Leistungsschalter (r) [17]

Hoch- und Höchstspannungsnetze können bei einpoligen Erdfehlern zeitweilig zweiphasig weiterbetrieben werden. Dies führt dazu, dass die Phasenpole eines Leistungsschalters in Hochspannungsanlagen auch einzeln angesteuert werden können.

Aufgrund der besonderen Wichtigkeit dieser Schaltelemente werden sie zum Teil mit einer zweiten Auslösespule versehen, die bei einem eventuellen Versagen der primären Steuersignale etwas zeitversetzt redundant eingreifen oder über eine zweite Batterie versorgt sind. Somit sind in einigen Fällen Leistungsschalter auch mit komplementären Steuersignalen bzw. Auslösespulen ausgestattet.

Neben den Steuersignalen für das Öffnen bzw. Schließen sind Leistungsschalter mit sogenannten Hilfskontakten ausgestattet. Nach ANSI werden diese Kontakte im englischen Sprachraum bei Leistungsschaltern mit dem Kürzel 52A bzw. 52B bezeichnet. Durch die möglichen Kombinationen der Binärsignale entsteht eine Doppelmeldung, anhand welcher der Steuereinheit jederzeit die aktuelle Position des Schalters mitgeteilt wird. In weiterer Folge kann durch die Hilfskontakte auch die Umsetzung des Steuerbefehles sichergestellt werden. Die Hilfskontakte sowie die Antriebe der

Leistungsschalter sind an eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (60-230V DC) angeschlossen. Schalterpositionen können somit autark und unabhängig von der Netzspannung bezogen und Schalthandlungen durchgeführt bzw. sichergestellt werden. Die Hilfskontakte sind entweder auf konventionelle Weise an im Feld stehende Feldsteuergeräte oder über Fernbedienungsterminals (engl.: Remote Terminal Units – RTUs) direkt an die Leittechnik angebunden. [9]

b) *Trennschalter*

Trennschalter (Trenner) sind wesentliche Betriebsmittel von Umspannwerken. Sie ermöglichen eine visuelle Unterbrechung des Stromkreises und sorgen somit auch für visuelle Trennsicherheit bei anfallenden Arbeiten. Dabei wird die Längsisolation der Trenner so ausgelegt, dass etwaige Überschläge vermieden werden und ist somit auch deutlich höher als die Leiter-Erde-Isolation. Im geöffneten Zustand gewährleisten diese Schaltgeräte auch die zum Personenschutz erforderliche, sichere Trennstrecke. Die in der Stationsautomatisierung (engl.: Substation Automation System – SAS) implementierte Verriegelungslogik sorgt dafür, dass Trenner nur bei geöffnetem Leistungsschalter schalten können. Aufgrund dieser Maßnahmen müssen Trennschalter lediglich geringe – durch Steuer- und Anlagenkapazitäten bedingte – kapazitive Ströme schalten. Diese dürfen nach DIN VDE 0671-102 bei einer Bemessungsspannung von 420 kV nicht mehr als 0,5 A betragen. Da das Betriebsmittel nur stromlose Leitungen schalten muss, sind die Anforderungen an die Lichtbogenlöschung entsprechend gering. [8]

Trenner können sowohl als Sammelschienen- als auch Leistungstrennschalter eingesetzt werden und ermöglichen somit unterschiedliche Schaltkonfigurationen in Umspannwerken. [6] [9]

Ähnlich wie die Leistungsschalter weisen auch Trenner (bzw. Lasttrenn- und Erdungsschalter) AB-Hilfskontakte auf. Diese werden nach ANSI mit den Kürzeln 89A und 89B bezeichnet. Auch hier dienen die Hilfskontakte zur Quittierung des Schaltbefehls bzw. zur Positionsbestimmung.



Abbildung 3.6: Pantograph (Scherentrenner - l) [6] – Trenner (r) [9]

c) *Lastschalter*

Lastschalter unterscheiden sich in ihrem Ausschaltverhalten von Leistungsschaltern. Lastschalter können nur Betriebsströme, also Ströme im ungestörten Betrieb, mit einem Leistungsfaktor von ca.  $\cos \varphi \geq 0,7$  schalten. Kurzzeitige Überströme können auch von diesem Schaltgerät geschaltet werden. Die Fähigkeit, Kurzschlussströme zu schalten, kann jedoch nur mit dem Vorschalten einer entsprechenden Sicherung erreicht werden. Um die Kosten der Betriebsmittel zu senken, werden oft Lastschalter mit Trennschaltern kombiniert. Diese sogenannten Lasttrennschalter weisen neben den Eigenschaften der Lastschalter auch die Längsisoliereigenschaften der Trenner auf, die eine sichtbare Leitungsunterbrechung ermöglichen. [8]

d) *Erdungsschalter*

Mithilfe der Erdungsschalter können spannungsfreie Anlagenabschnitte geerdet werden. Sie ermöglichen zusammen mit der visuellen Unterbrechung des Trenners eine sichere Arbeitsumgebung im Feld und verhindern, dass ausgeschaltete Abschnitte durch eine magnetische Kopplung von benachbarten spannungsführenden Teilen aufgeladen werden. [6]

Im Vergleich zu den Trennschaltern können Erdungsschalter über einen schwächeren Antrieb verfügen, da im Vorhinein davon ausgegangen werden kann, dass sie in keinem spannungsführenden Anlagenabschnitt geschaltet werden. Sollte dies nicht gegeben sein, könnten aufgrund des langsameren Öffnungsvorganges die Schließkontakte verschweißen. [8]



Abbildung 3.7: Erdungsschalter [6]

### **Leistungstransformatoren**

Die Hauptaufgabe der Leistungstransformatoren besteht darin, die Spannung so umzuformen, dass die elektrische Energie möglichst verlustfrei transportiert und übertragen werden kann. Sie haben somit die Aufgabe, unterschiedliche Spannungsebenen miteinander zu verbinden und demzufolge einen Lastfluss zu ermöglichen. Dabei entsteht zudem eine galvanische Entkopplung der Systeme mit unterschiedlichen Spannungsebenen. Die Leistungsbereiche reichen von einigen 100 kVA bis hin zu über 1000 MVA, wobei die Übersetzungsverluste sehr gering sind. Bei Transformatoren in Leistungsbereichen über 200 MVA liegt der Wirkungsgrad bei etwa 99,5 %. [4] [8]

### 3.1.2 Die Sekundärtechnik

Zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung bedarf es neben der Betriebsmittel der Primärtechnik auch der sogenannten Sekundärtechnik. [18]

Die Sekundärtechnik umfasst entsprechend alle Hilfseinrichtungen zur Fernsteuerung, Messung, Kommunikation, Überwachung, Automatisierung und zum Schutz der Anlage. Da die Funktionalität der Sekundärtechnik unabhängig von der Netzspannung aufrechterhalten werden muss, wird die notwendige Hilfsspannung oft von Batterieanlagen bezogen. Durch die heutigen fortschrittlichen Kommunikationsmöglichkeiten werden Umspannwerke im Normalfall unbemannt betrieben. Durch den Anschluss der RTUs oder der Stationsleittechnik an die Netzleitebene werden die Schaltfunktionen und Überwachungstätigkeiten meist von einer zentralen Warte getätigt. [9] [19]

Wie dargelegt, beinhaltet die Sekundärtechnik zahlreiche Betriebsmittel, Funktionalitäten und Kommunikationsprotokolle. Auf diese wird in den folgenden Abschnitten nochmals genauer eingegangen.

#### **Wandler**

Für den sicheren Betrieb des Umspannwerkes ist es jederzeit notwendig, fließende Ströme und anliegende Spannungen zu messen. Dazu ist die Implementierung von Wandlern notwendig. [6]

Als Wandler werden elektrische Betriebsmittel bezeichnet, die primäre Netzgrößen wie Ströme und Spannungen möglichst linear und winkeltreu in bequem bearbeitbare, sekundäre Größen transformieren. Durch die galvanische Trennung der Primär- und Sekundärseite wird die Übertragung von Störungen verhindert und die Messgeräte werden im Fehlerfall nicht zerstört. In Abhängigkeit der zu transformierenden Größe unterscheidet man zwischen Strom- und Spannungswandler. [8] [18]

#### *a) Spannungswandler*

Mittels Spannungswandlern werden hohen Spannungen auf betragsmäßig kleinere herabtransformiert. Spannungswandler sind sekundärseitig hochohmig angeschlossene Spezialtransformatoren (leerlaufend). Durch entsprechende Übersetzungsverhältnisse ist es möglich, die gemessenen Werte ungefährlich und galvanisch getrennt an Mess- und Schutzeinheiten weiterzuleiten. [4]

#### *b) Stromwandler*

Analog zu den Spannungswandlern ermöglichen Stromwandler die sichere und galvanisch-getrennte Messung des Primärstromes. Dabei handelt es sich um sekundärseitig niederohmig abgeschlossene Spezialtransformatoren, die keinesfalls aufgrund der somit entstehenden hohen Sekundärspannungen im leerlaufenden Zustand betrieben werden dürfen. Die herabtransformierten Werte werden zur Verarbeitung an Mess- und Schutzeinheiten weitergeleitet. [4]

## Merging Units

Merging Units (MUs) sind Betriebsmittel die in Anlagen, welche mit dem IEC 61850-Kommunikationsprotokoll ausgestattet sind, vorgefunden werden. Sie wandeln die analogen Strom- und Spannungssignale der Messwandler in digitale Signale um. Diese können anschließend in Form von Sampled Values (SV) an der Feldsteuereinheit bzw. Feldschutzeinheit übergeben werden oder über einen sogenannten Prozessbus allen anderen intelligenten elektronischen Einheit (engl.: Intelligent Electronic DeVICES – IEDs) zur Verfügung gestellt werden.

## Relaisschutzeinrichtungen

Aufgrund von äußeren atmosphärischen Einwirkungen, Isolationsalterungen, thermischen Überbeanspruchungen, mechanischen Zerstörungen oder auch Bedienungsfehlern usw. kann das Auftreten von Fehlern im elektrischen Energiesystem nicht ausgeschlossen werden. [20]

Die Schutztechnik kann dieses Auftreten zwar nicht verhindern, doch hat sie die Aufgabe, durch das Erfassen von Strom- und Spannungsmesswerten sowie anderen physikalischen Größen schnellstmöglich einzugreifen, um betroffene Abschnitte abzuschalten und die Auswirkungen der Störung zu verkleinern. Dadurch wird erreicht, dass Betriebsmittel vor einer größeren Zerstörung geschützt, ungestörte Netzelemente weiterhin betrieben und Gefahren für Umwelt, Mensch und Tier verringert werden können. [20]

Fehlerzustände können auch andere Auswirkungen haben [9]:

- Gefährdung des Betriebspersonals
- Zerstörung der Betriebsmittel durch den Lichtbogen an der Fehlerstelle
- Zerstörung der Betriebsmittel durch dynamische Kräfte
- Zerstörung oder Beschädigung der Betriebsmittel durch die thermische Überlastung
- Ausfall der Energieversorgung
- Verlust der Stabilität
- Verlust von Wirtschaftsgütern
- Produktionsausfälle

Relaisschutzgeräte sind abgesetzte Schutzeinrichtungen, die anormale Betriebszustände erkennen und beim Über- bzw. Unterschreiten von Grenzwerten der einzelnen Schutzprinzipien vollautomatisch fehlerhafte Teile des Systems selektiv heraustrennen. Dabei sind sie meist über Strom- und Spannungswandler mit dem zu schützenden Abzweig verbunden und geben im Fall eines Fehlers ein Steuersignal am betreffenden Leistungsschalter ab. [9]

Die technische Gestaltung der Schutzsysteme hat sich in den letzten Jahren grundlegend verändert, die Schutzprinzipien selbst sowie die Messprinzipien jedoch sind im Wesentlichen gleich geblieben. [8]

Folgend sind die gängigsten Schutzprinzipien im Überblick dargelegt [8]:

- Überstromzeitschutz
- Distanzschutz
- Differentialschutz
- Windungsschlusschutz
- Über-/Unterspannungsschutz
- Unter-/Überfrequenzschutz
- Erdschlusschutz
- Blindleistungsrichtungs- und  
Unterspannungsschutz
- Schieflastschutz
- Buchholzschutz
- Schutz vor thermischer Überlast

#### a) *Elektromechanische Relais*

Bis in die 1980er Jahre und teilweise heute noch werden elektromechanische Relais eingebaut, die meistens für die Abdeckung eines einzelnen Schutzprinzips ausgelegt sind. Strom- und Spannungssignale der Wandler werden elektromechanisch durch Klapp- und Drehankerrelais ausgewertet. Zur Erzeugung des Gegenmoments für die Einstellung der Ansprechwerte wird eine Feder verwendet. Die beweglichen Teile erforderten jedoch einen hohen Wartungsaufwand und verursachten auch ungünstige Rückfallverhältnisse. Die Fehleranzeige wird mittels Fallklappen und Schleppzeiger realisiert und muss nach jeder Anregung manuell vor Ort quittiert werden. Elektromechanische Relais werden heute in Europa kaum mehr produziert; nichtsdestotrotz sind sie immer noch vereinzelt in Umspannwerken bzw. alten Schaltanlagen verbaut. [8] [9] [20] [21]

#### b) *Statischer Schutz*

Zu Beginn der siebziger Jahre wurde die erste Generation zunehmend durch den sogenannten Statischen Schutz abgelöst. Durch elektronische Ausführungen, teils anhand von Messbrücken und Halbleitern, kann auf mechanisch-bewegliche Teile verzichtet werden. Der Statische Schutz ermöglichte dadurch eine höhere Genauigkeit und Schnelligkeit bzw. weist eine geringere Leistungsaufnahme und eine längere Lebenszeit auf. Durch die hohe Anzahl der verbauten Bauelemente und deren Alterung wird jedoch Zuverlässigkeit und Gesamtverfügbarkeit eingegrenzt. [9] [20] [21]

#### c) *Digitaler Schutz*

Mit Beginn der neunziger Jahre drängte die neue Schutzgeneration, der sogenannte digitale Schutz, auf den Markt. Über Analog/Digital-Wandler werden entsprechende Analogsignale digitalisiert und können durch die Entwicklung der Mikroprozessoren weiterverarbeitet werden. Durch die A/D-Wandler können die digitalen Relais eine geringere Bürde in Messkreisen der Strom- und Spannungswandler aufweisen. Die spezifische Schutzfunktion erfolgt mittels Gerätesoftware, die auch zu deren Multifunktionalität führt, da hierdurch mehrere Schutzprinzipien in einem Gerät kombiniert werden können. Die neue Generation ermöglicht minimale Kommandozeiten; deren Zuverlässigkeit wird durch den Wegfall beweglicher Verschleißteile und durch die Selbstüberwachungsfähigkeit erhöht. Durch die Integration in die Leittechnik kann direkt mittels Rechner die Anrege- und Auslösecharakteristik verstellt und damit auch an veränderbare Netzbedingungen angepasst werden. [8] [9] [20] [21]

## Feldleitgeräte

Feldleitgeräte oder auch Feldsteuergeräte (engl.: Bay Control Units – BCUs) haben die Aufgabe, Schaltanlagen bzw. Umspannwerke von einem Zustand in einen anderen zu überführen. Dabei werden durch Steuerbefehle etwaige Schaltgeräte geschaltet sowie Regeltransformatoren gesteuert. Die Steuerbefehle können anhand des Bedienungsfeldes auf dem Gerät selbst (Vor-Ort-Steuerung) getätigt oder vom Stationsrechner bzw. von der Netzleitstelle (Fernsteuerung) an die Stationsleittechnik übergeben werden. Damit die beabsichtigten Schalthandlungen nicht zu Betriebsmittelbeschädigungen, Versorgungsunterbrechungen oder anfallenden Gefährdungen für das Betriebspersonal führen, werden hier sogenannte Verriegelungsfunktionen implementiert. Diese werden folgend im Kapitel 4 genauer erläutert. [22]

Aufgrund der Multifunktionalität der digitalen Relais und des hohen Kostendrucks werden heute in der Mittelspannungsebene Feldsteuer- und Feldschutzeinheiten häufig in kombinierter Form ausgeführt.

## 3.2 Typische Topologien

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Umspannwerke werden verschiedene Anlagentopologien verwendet. Die wichtigsten Anforderungen sind dabei Folgende:

- Geografische Gegebenheiten
- Kostengründe
- Betriebsflexibilität
- Zuverlässigkeit
- Umwelteinflüsse
- Betriebsphilosophie

Das Ziel jeder Anlagenplanung besteht darin, eine möglichst einfache Konfiguration zu gestalten, die auch die gewünschte Flexibilität mit sich bringt. Anhand einer Kosten-Nutzen-Rechnung kann des Weiteren eine Evaluierung der Schaltanlagenkonfiguration ermöglicht werden. Untersuchungen haben gezeigt, dass immer wieder klassische Konfigurationen verwendet werden. Dahingehend können folgende aufgelistet werden, die in Abbildung 3.8 dargestellt werden [7] [23]:

- a) Einfachsammschienen-Anordnungen mit Leitungs-, Kabel- oder Transformatorschaltfeldern
- b) Einfachsammschienen-Anordnungen mit Längskuppelschaltern (oder Längstrennern)
- c) Doppelsammschienen-Anordnungen
- d) Doppelsammschienen-Anordnungen mit Kupplungsschalterfeldern
- e) Sammschienen-Anordnungen mit Doppelleistungsschaltern
- f) Sammschienen-Anordnungen mit Umgehungsschiene
- g) Sammschienen-Anordnungen in H-Schaltung
- h) Ringnetzsammschienen-Anordnungen
- i) Eineinhalb-Leistungsschalter-Anordnungen

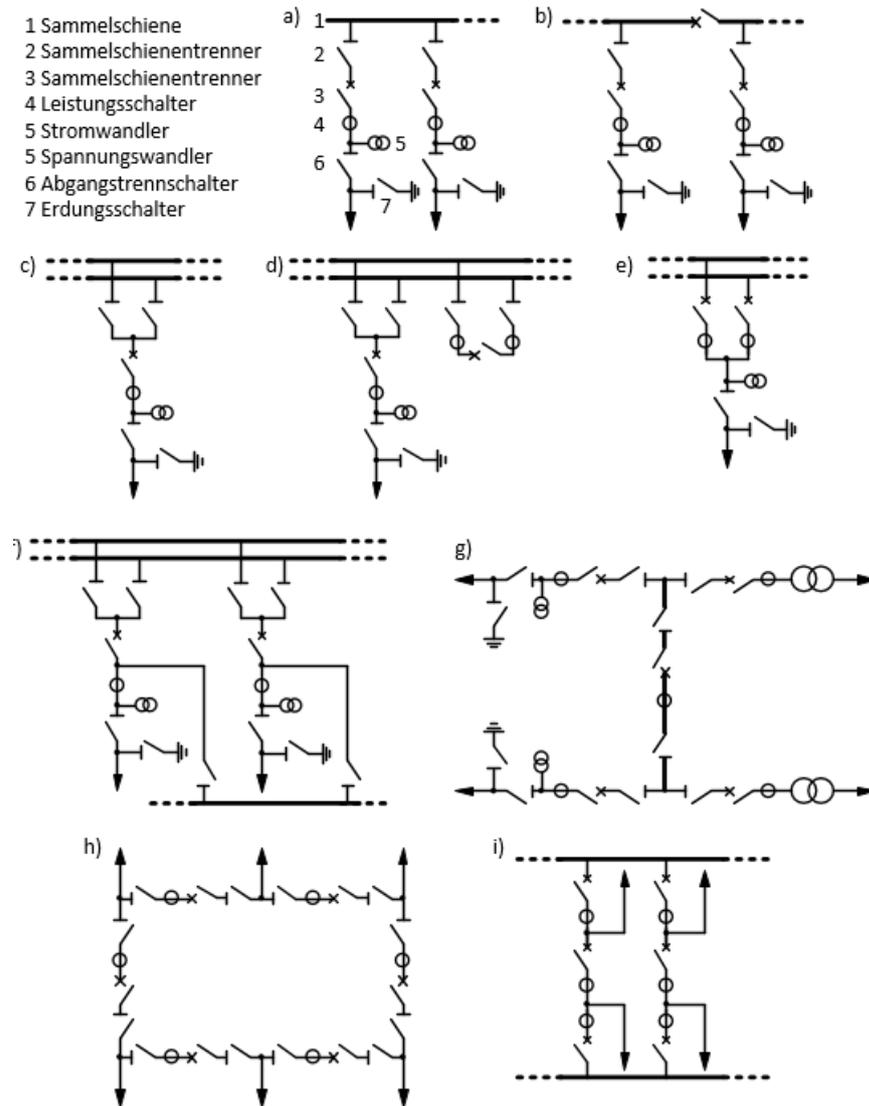


Abbildung 3.8: Gängigste Umspanwerk-Topologien [7] [23] (überarbeitet)

### 3.3 Die Leittechnik

Die bedarfsgerechte Energieversorgung stellt bereits für sich eine höchst komplexe Aufgabe dar, wobei zudem einzelne Prozesskomponenten auch räumlich verteilt sein können. Um dieser Aufgabe bestmöglich gewachsen zu sein, bedient man sich der Leittechnik. Diese dient dazu, von einer zentralen Stelle aus Überwachungs- und Steueraufgaben zu übernehmen. Sie stellt alle technischen Hilfsmittel und Einrichtungen bereit, die zum optimalen Überwachen, Steuern und Führen aller Netzkomponenten wie auch Betriebsmittel notwendig sind. Die Grundfunktionalität wird dabei auch als SCADA-System (engl.: Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA) bezeichnet. SCADA beinhaltet die Überwachung und Steuerung einzelner Komponenten des Energiesystems sowie die Aufzeichnung von Mess- und Statuswerten. [18] [19]

Seit Ende der 1970er Jahre wurden Umspanwerke zunehmend automatisiert. Die Anfänge dafür wurden durch die Bemühungen gesetzt, eine Automatisierung der Kraftwerke zu schaffen, um die Betriebssicherheit zu erhöhen und Personaleinsparungen zu erzielen. Durch die spätere Vernetzung im

Energiesystem wurden in dieser frühen Form der Leittechnik mehr und mehr Regelaufgaben implementiert, z. B. die Frequenz- oder Leistungsregelung, um den Energieaustausch zu ermöglichen. Aufgrund der früheren eingeschränkten grafischen Fähigkeiten der Rechner erfolgten die Steuerung der Schaltgeräte und die Visualisierung der Zustände zuerst durch sogenannte Schalttafeln und Mosaikwände. Durch die Entwicklung der Rechner und die grafischen Darstellungsmöglichkeiten wurden auch vermehrt Optimierungsberechnungen durchgeführt und benutzerfreundlichere digitale Visualisierungsmöglichkeiten geschaffen. [18]

### 3.3.1 Die Ebenen der Leittechnik

Die Systemkomplexität des elektrischen Energiesystems ist zum Teil durch die räumliche Verteilung der einzelnen Prozesskomponenten bedingt. Um den Transport, die Verteilung und die Übertragung der elektrischen Energie zu gestalten bzw. etwaige Prozesskomponenten zu steuern, bedient man sich sogenannter Leitsysteme. Diese bestehen aus mehreren hierarchisch den Spannungsebenen zugeordneten und miteinander kommunizierenden Prozessleitsystemen. [9]

Um einen Überblick über das Gesamtsystem und dessen Funktionalität beizubehalten, bedient man sich – ähnlich wie bei der Netzstruktur – auch in der Leittechnik einer Gliederung in mehreren Ebenen. Diese sind in der untenstehenden Abbildung 3.9 aufgezeigt. [8]

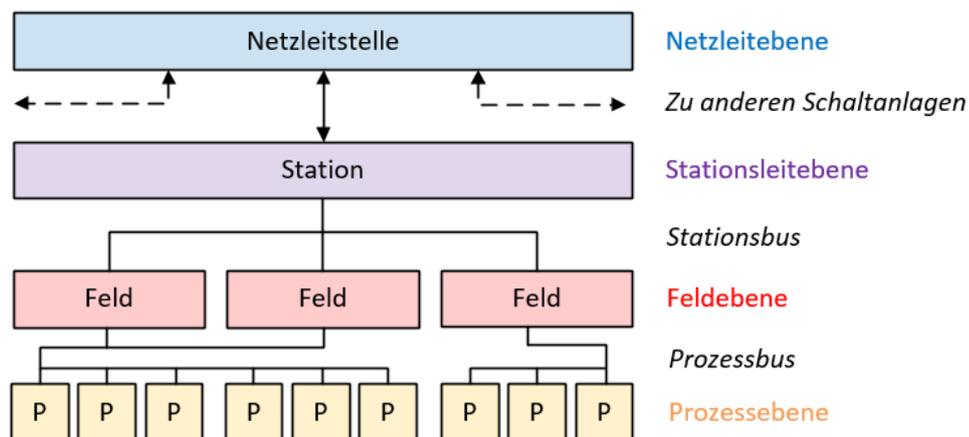


Abbildung 3.9: Der hierarchische Aufbau der Leittechnik in einem Umspannwerk [8] (überarbeitet)

#### Prozessebene

Die hierarchisch niedrigste Ebene ist die Prozessebene. In dieser werden Übertragungsfunktionen erfasst und Schaltbefehle umgesetzt. Zu ihr gehören Strom- und Spannungswandler, Schaltgeräte sowie weitere Sensoren und Aktoren. Z.B. werden durch Messwandler meist Strom- und Spannungs- bzw. Wirkleistungsbeträge ermittelt. Zusätzlich melden Schalt- und Kuppelfelder ihre Schalterstellungen an die Feldebene; umgekehrt werden Schaltbefehle, die von der Feldebene eintreffen, auf der Prozessebene umgesetzt. [8]

### **Feldebene**

Die in der Prozessebene erfassten Feldgrößen werden der BCU und dem Feldschutzgerät zugeführt. Prozessnahe Aufgaben sowie Steuer-, Schutz- und Überwachungsfunktionen werden somit auf dieser Ebene implementiert. Die sich auf der Feldebene befindlichen BCUs und RTUs haben des Weiteren die Aufgabe, erfasste Schalterstellungsmeldungen und etwaige A/D-Signale zur Messung von Strom, Spannung oder Frequenz anhand einer Übersetzung im entsprechenden Kommunikationsprotokoll für die jeweils höhere Hierarchieebene verfügbar zu machen. Die BCUs bzw. RTUs dieser Ebene bilden entsprechend die Schnittstelle zwischen Primärtechnik und Leittechnik. Die BCUs und Feldschutzgeräte sind so ausgelegt, dass diese bei einem Ausfall der höhergelegenen Leittechnikebene auch autark weiterarbeiten können. [8] [9] [18]

### **Stationsleitebene**

Neben feldübergreifenden Aufgaben steht die Datenverarbeitung auf der Stationsleitebene im Vordergrund. Alle akquirierten Daten aus der Feldebene werden verarbeitet, protokolliert und archiviert. Durch das Zusammenfließen aller Betriebsdaten der Anlage auf dem Stationsrechner können Zulässigkeitsüberprüfungen einzeln von der Netzleitstelle eintreffender Schaltbefehle durchgeführt werden. Die Stationsrechner können darüber hinaus bei entsprechender Anregung von der Netzleitebene auch komplexere Schaltfolgen durchführen. Zu einer solchen Aufgabe gehören das Zusammenschalten von Teilnetzen, wobei eine zulässige Synchronisation der Spannungen geprüft werden muss, sowie ein Sammelschienenwechsel eines Abgangsfeldes. Auf der Stationsleitebene bedient man sich zumeist kleinerer SCADA-Systeme, deren Signale auch mit einer genauen Zeitstempelung durch ein GPS-System oder auch Zeitzeichensender (DCF77) versehen sind. [8]

Durch den hohen Automatisierungsgrad und das Zusammenspiel der Feld- und Stationsleittechnik wird heute der unbemannte Betrieb der Umspannwerke ermöglicht. [18]

### **Netzleitebene**

Die höchste Ebene des Leitsystems wird von der Netzleitebene eingenommen. Diese Ebene steuert den gesamten Betrieb eines größeren Netzes und hat somit die Aufgabe der Netzbetriebsführung. Die Netzführung soll elektrische Energie kostengünstig beschaffen und bereitstellen. Dabei werden die Wahrung einer konstanten Frequenz sowie eine näherungsweise gleiche Spannung in jedem Netzknoten angestrebt. Als Plattform dazu dient sowohl für Übertragungs- als auch Verteilnetzbetreiber das SCADA-System, mit dessen Hilfe weiträumig verteilte Prozesse überwacht, gesteuert und geregelt werden können. Aufgrund der heutigen Systemkomplexität werden die dort zu treffenden Entscheidungen für etwaige Schalthandlungen, die für Optimierungszwecke bzw. für die Vermeidung von Übertragungsempässen in Leitungsabschnitten (engl.: Redispatch) getroffen werden, durch Rechnersysteme unterstützt. [9] [18]

### 3.3.2 Die Kommunikationsprotokolle

Um den Datenverkehr auch im Energiesystem möglichst effektiv, standardisiert und flexibel zu gestalten, bedient man sich seit längerem genormter Kommunikationsprotokolle. Diese beschreiben die Sprache und den Transportmechanismus, anhand der Betriebsmittel und Softwareapplikationen miteinander Informationen austauschen. Innerhalb eines Umspannwerkes bildet der Stationsbus die Verbindung zwischen Stationsleit- und Feldebene. Informationen über etwaige Schutzauslösungen gelangen somit von der Feldebene zur Stationsleitebene, und umgekehrt werden Steuerbefehle von der Stationsleitebene der Feldebene übergeben. Diese Steuerbefehle werden durch den Prozessbus an adressierte primäre Betriebsmittel weitergegeben; erfasste Momentanwerte von Strom und Spannung werden von der Prozessebene den BCUs auf der Feldebene zugeführt. In modernen Anlagen erfolgt diese Kommunikation bereits in digitaler Form, während in konventionellen Anlagen ein konventioneller Austausch mittels Kupferverbindungen stattfindet. Um aufwendige Kupferverdrahtungen und etwaige elektromagnetische Störungen zu vermeiden, werden in Umspannwerken Lichtwellenleiter (LWL) als Übertragungsmedien für eine auf Ethernet basierende Kommunikation eingesetzt. [8]

Die Datenübertragung zwischen Stations- und Netzleitebene erfolgt heute häufig durch Glasfaserverbindungen, die in Erdseile der Freileitungen eingebunden sind oder eine eigene Kommunikationsinfrastruktur. In diesen Weitverkehrsnetzen (engl.: Wide Area Network – WAN) bedient man sich eines TCP/IP-Protokolls, welches flexible Adressierungsmöglichkeiten bietet und somit auch einen Informationsfluss an beliebige Ziele ermöglicht. [8]

Eine wesentliche Grundlage für die optimale Datenerfassung sowie Kommunikation ist die Verwendung eines standardisierten Kommunikationsprotokolls. Teilweise sind innerhalb der Umspannwerke verschiedene herstellerspezifische Kommunikationsprotokolle oder Erweiterungen genormter Protokolle üblich. Dies führte dazu, dass die Kommunikation sowie die freie Auswahl zwischen Geräten unterschiedlicher Hersteller erschwert werden. [8] [18]

Historisch bedingt sind weltweit über 50 unterschiedliche Kommunikationsprotokolle, wie in Abbildung 3.10 abgebildet, in Umspannwerken in Verwendung. Viele wurden bereits ersetzt oder sind am Ende ihres Lebenszyklus angelangt. [24]

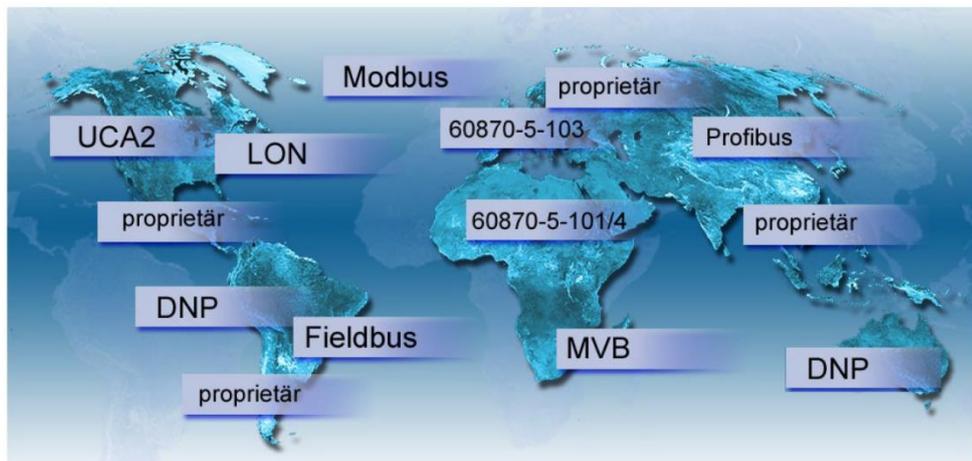


Abbildung 3.10: Überblick über weltweite Kommunikationsprotokolle [24]

Bedingt durch ihre internationale Normung sind heute folgende Protokolle häufig in Verwendung:

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-104
- DNP 3
- DNP 3i
- IEC 61850

Die „Distributed-Network-Protokolle“ (DNP) sind zumeist in den US-geprägten Regionen in Verwendung, während die IEC-Protokolle eher in europäisch geprägten Gebieten anzutreffen sind. Als Übertragungstechnik dienen dem DNP 3, dem „101er“ sowie dem „103er“ Protokoll serielle Schnittstellen. Bei dem DNP 3i sowie bei dem „104er“ findet eine TCP/IP-Netzwerkverbindung Verwendung. [18]

Die Steuerung der Kommunikation erfolgt entweder mittels „Peer-to-Peer-Protokoll“ (P2P) oder „Client-Server-Protokoll“ (C/S). P2P-Protokolle sind ereignisgetrieben, d.h. jedes am Netzwerk angeschlossene Gerät kann nach Belieben spontan Meldungen absenden. Die Kommunikationssteuerung bei C/S-Protokollen erfolgt durch den Busverwalter (engl.: Client) oder spontan vom IED. Dabei werden am Netzwerk angeschlossene und angesprochene Geräte (engl.: Server) zyklisch und bei Bedarf von den Clients abgefragt oder senden spontan neue Informationen. [18]

### Kommunikationsprotokoll IEC 61850

Aufgrund der immer fortschrittlicheren Digitalisierung sowie des Bedarfs an leistungsfähigeren Kommunikationsmöglichkeiten begann die Internationale Elektrotechnische Kommission (engl.: International Electrotechnical Commission – IEC) Anfang der 1990er Jahre damit, eine neue Normreihe zu erarbeiten. In dieser Normreihe IEC 61850 war die Kommissionsgruppe bestrebt, neben der Beschreibung eines neuen weltweiten Kommunikationsstandards die Gesamtheit des Systems inklusive technischer Planung, Betrieb und Begriffsvereinheitlichung zu definieren. Die IEC 61850-Norm definiert demzufolge nicht nur ein Kommunikationsprotokoll zwischen Bereichen der Prozess-, Feld- und Stationsleitebene, sondern auch ein durchgängiges und möglichst selbsterklärendes Datenmodell. [18] [19]

In der untenstehenden Abbildung 3.11 ist das Datenmodell eines IEDs nach IEC 61850 dargestellt.

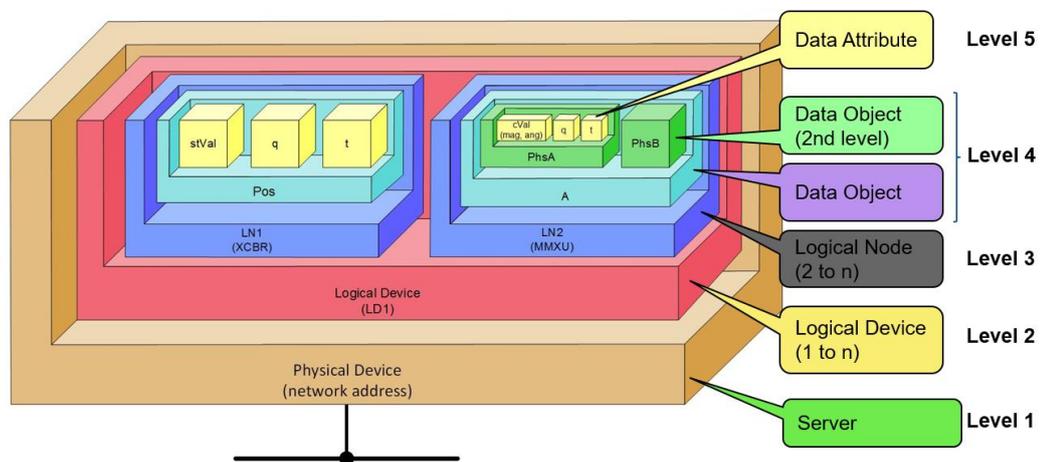


Abbildung 3.11: Datenmodell eines IEDs nach IEC 61850 [25]

Das Datenmodell wird durch eine Virtualisierung der realen Welt beschrieben und standardisiert dabei Namen der logischen Funktionen und deren Daten. Dabei werden durch einen hierarchischen Aufbau folgende Elemente in mehreren Ebenen modelliert [21] [25]:

- **Physikalisches Gerät (engl.: Physical Device oder auch Server)**

Ist die höchste hierarchische Ebene und repräsentiert das physikalische Gerät (IED). Das IED weist einen oder mehrere Verbindungspunkte mit dem Kommunikationsnetzwerk auf und beinhaltet neben mehreren Logischen Geräten auch Informationen über den Zustand der Hardwareteile sowie der Versorgung.

- **Logisches Gerät (engl.: Logical Device – LD)**

Jeder Server wird in kleinere Teileinheiten unterteilt, in diesem Fall in Logische Geräte, welche die Daten entsprechend ihrer Funktion oder Anwendung bündeln. Herstellern steht es dabei frei, Anzahl und Namensgebung der Logischen Geräte zu wählen.

- **Logischer Knoten (engl.: Logical Node – LN)**

Innerhalb der Logischen Geräte befinden sich Logische Knoten und repräsentieren Funktionen des realen Gerätes, die durch vier standardisierte Buchstabenkombinationen sowie eine abschließende Zahl gekennzeichnet sind. Für eine bessere Identifikation können Logische Knoten auch mit einem Präfix bzw. Suffix ausgestattet sein. In der untenstehenden Tabelle 3.1 werden einige exemplarische Bezeichnungen für Logische Knoten aufgelistet

Tabelle 3.1: Beispiele für Logische-Knoten-Bezeichnungen [25]

Gruppenindikator	LN Gruppe	Beispiele
C	Steuerfunktion	<b>CSWI</b> - Steuersignale an Schaltgeräte
		<b>CILO</b> - Verriegelungsmeldung
I	Eingabefunktionen	<b>IHMI</b> - Interface-Eingabe
M	Zähl- oder Messfunktion	<b>MMXU</b> - Messwerte
P	Schutzfunktion	<b>PDIS</b> - Distanzschutz
		<b>PDIF</b> - Differentialschutz
		<b>PTOC</b> - Überstromzeitschutz
X	Schaltgerätefunktion	<b>XCBR</b> - Leistungsschalter
		<b>XSWI</b> - Trennschalter

- **Datenobjekt (engl.: Data Object – DO)**

Entsprechend seiner Funktionalität kann ein Logischer Knoten mehrere Sammlungen von Daten aufweisen, die in Datenobjekte zusammengefasst sind. Damit werden von der Norm auch die Semantik und Struktur vorgegeben.

- **Datenattribut (engl.: Data Attribute – DA)**

Datenobjekte beinhalten mehrere Datenattribute, die Informationen oder Werte enthalten.

Aufgrund der definierten Standardisierung des Datenmodells werden die Bezeichnungen der Datenattribute bereits so gestaltet, dass diese selbsterklärend sind:

- Schalterstellungsposition des Leistungsschalters: LD1/XCBB.Pos.stVal
- Spannungsamplitude der Phase A: LD1/MMXU.A.PhsA.cVal.mag

Die IEC 61850-Normreihe spezifiziert neben dem Datenmodell besonders auch die Kommunikation zwischen den einzelnen Betriebsmitteln. Zur Echtzeitkommunikation kommen GOOSE- sowie Sampled Values-Signale zum Einsatz.

a) *GOOSE-Signale*

GOOSE-Signale ermöglichen einen schnellen, sicheren und kennzeichnenden Kommunikationsservice im IEC 61850-Kommunikationsstandard. Es sind echtzeitfähige Multicast-Signale; sie werden von am Netzwerk angeschlossenen IED-Sendern (engl.: Publisher) mit einer Quell-MAC-Adresse versehen auf das gesamte Netzwerk ausgestreut. Mehrere IED-Empfänger (engl.: Subscriber), die am Netzwerk angeschlossen sind, können gleichzeitig die GOOSE-Signale mit der Multicast-MAC-Adresse empfangen und verarbeiten. [25] [26] [27]

GOOSE-Signale beinhalten einen sogenannten „DataSet“, der wiederum u. a. binäre Statusgrößen bzw. A/D- und Integer-Variablen enthalten kann. Sie beinhalten keine direkten Steuerinformationen, sondern lediglich Ereignismeldungen mit dazugehörigen Spezifizierungen und einem Zeitstempel. Es obliegt dem Empfänger den erhaltenen Informationen entsprechend zu agieren. Eine GOOSE kann durch die zusammenfassende Übertragung mehrerer relevanter Informationen, z. B. bei einer Schutzauslösung, den Kommunikationsverkehr verringern. [26]

In der unterstehenden Abbildung 3.12 ist ein exemplarisches DataSet einer GOOSE dargestellt.

Name	Value
DA PIOC1.Str.general [ST]	false
▶ DA PIOC1.Str.q [ST]	good
DA PIOC1.Op.general [ST]	false
▶ DA PIOC1.Op.q [ST]	good
DA PTOC1.Str.general [ST]	false
▶ DA PTOC1.Str.q [ST]	good
DA PTOC1.Op.general [ST]	false
▶ DA PTOC1.Op.q [ST]	good
DA PTRC1.Str.general [ST]	false
▶ DA PTRC1.Str.q [ST]	good
DA PTRC1.Tr.general [ST]	false
▶ DA PTRC1.Tr.q [ST]	good

Abbildung 3.12: DataSet eines simulierten GOOSE – Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

Stellt man die IEC 61850-Kommunikation anhand des ISO/OSI-Schichtenmodells dar, erfolgt die GOOSE-Kommunikation, wie in Abbildung 3.13 dargestellt, direkt auf der Sicherungsschicht (engl.: Data Link) bzw. Ethernet-Schicht (engl.: Ethernet Layer). Durch die standardisierte Ethernet-Kommunikation erfolgt der Informationsaustausch sehr rasch (laut Norm P2P < 4 ms). [28] [26] [29]

Dadurch wird die GOOSE-Kommunikation vor allem für zeitkritische Anwendungen eingesetzt, also etwa bei folgenden Anwendungsfällen [25]:

- Schutzauslösungen von der BCU am Leistungsschalter
- Rückwärtige Verriegelung
- Automatische Wiedereinschaltung
- Verriegelungen

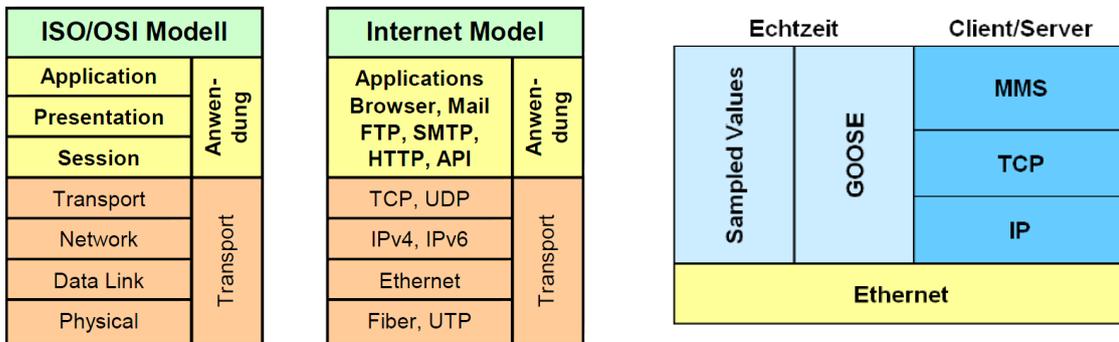


Abbildung 3.13: ISO/OSI-Schichtenmodell (l, m) [25] – Ethernet-Schicht (r) [28]

Durch die Aussendung der GOOSE als Multicast kann eine große Menge an Kupferverkabelung durch ein einzelnes Ethernetkabel ersetzt werden. Auch eventuell auftretende „Verdrahtungsveränderungen“ können so schneller durch eine Neukonfiguration umgesetzt werden. [25]

Die Verwendung der GOOSE trägt ferner auch zur Erhöhung der Systemzuverlässigkeit bei. Sie werden vom Sender nicht nur einmalig, sondern zyklisch in Wiederholungen an das Netzwerk abgegeben. Nach der erstmaligen Abgabe erfolgen die ersten Wiederholungen gewöhnlich im Microsekunden-Bereich. Die Intervalle verlängern sich nachfolgend, bis die maximale Wiederholungszeit erreicht wird (> 1s, zum Teil auch > 60s). Dadurch kann sichergestellt werden, dass ein Empfänger die entsprechenden Informationen erhält und verarbeiten kann. [21] [24] [25]

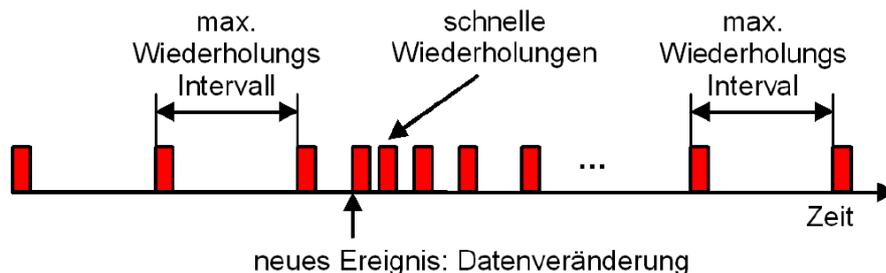


Abbildung 3.14: Zeitintervalle der GOOSE-Aussendung [25]

Im Header der GOOSE ist des Weiteren die Gültigkeitszeitspanne (engl.: Time Allowed To Live – TAL) enthalten. Die Norm empfiehlt, nach der Hälfte dieser Zeit die Information erneut auszusenden. Hat der Empfänger bis zum Ablauf dieser Zeitspanne keine neue GOOSE erhalten, kann er davon ausgehen, dass das Übertragungsmedium unterbrochen worden ist und automatisch eine entsprechende Meldung abgeben. [25]

*b) Sampled Values-Signale*

Zusätzlich sieht die Norm vor, Wandlerdaten als sogenannte Sampled Values für die Übertragung zu verwenden.

Dazu werden A/D-Wandlergrößen in sogenannte zeitdiskrete Sampled Values-Signale umgewandelt. Dabei handelt es sich um eine digitale Datenform mit DataSets, ähnlich den GOOSE-Signalen. Der Sender tastet die ursprünglichen A/D-Größen mit einer bestimmten Frequenz ab und versieht diese Multicast-Signale mit einem Zeitstempel sowie einer Nummerierung. Mehrere Empfänger können somit durch die Kenntnis der genormten Abtastfrequenz das ursprüngliche A/D-Signal rekonstruieren und für ihre Zwecke verwenden. Die Sampled Values werden ebenfalls direkt auf der Sicherungsschicht bzw. der Ethernet-Schicht gesendet und sind demzufolge echtzeitfähige Signale. Als Sampled Values werden meist sogenannte Streams gebündelt übertragen, die alle drei bzw. vier Strom- und Spannungsgrößen des Systems beinhalten. [25] [26]

Die Umsetzung einer Vereinheitlichung in der Leittechnikkommunikation bringt neben den Kosteneinsparungen weitere Vorteile mit sich. So können hierdurch auch Steuerbefehle der Netzführung ohne Protokollumwandlung direkt und schnell an die Prozessebene der Umspannwerke gesendet werden. Durch die Verwendung der Internettechnologie können Informationen des Umspannwerkes ortsungebunden eingeholt und etwaige Schaltmaßnahmen durchgeführt werden. Steuer- und Überwachungssignale können gebündelt mit einem lokalen Netzwerkanschluss (LAN-Anschluss) übermittelt und dadurch hohe Kabelkosten vermieden werden. Alle die Norm unterstützenden Geräte können direkt am Stationsbus angeschlossen werden und können dadurch auch gemeinsame Wandlergrößen nutzen. Damit wird auch eine Interoperabilität zwischen den Geräten unterschiedlicher Hersteller gewährleistet. Neben den angeführten Vorteilen können auch Steuer- und Schutzlösungen besser implementiert werden. [18] [25]

Der IEC 61850-Standard beginnt sich im europäischen Großraum durchzusetzen und greift auch auf den asiatischen Raum über, vor allem in Indien, Vietnam und Indonesien. Aber auch in den USA, in Australien sowie in Afrika, wo bisher DNP3 dominiert, wächst das Interesse daran. Europäische Relaishersteller zeigen bereits ein starkes Engagement hinsichtlich dieses neuen Standards und bieten ihre Produkte standardmäßig mit der IEC 61850-Konfiguration an. Ein Umstieg zur neuen Technologie ist jedoch sehr stark vom Willen der Betreiber abhängig. Abschließend anzumerken ist, dass die IEC 61850-Norm zurzeit die einzige global anerkannte Kommunikationsnorm in Schaltanlagen ist. [15] [24]

### 3.3.3 Die Stationsautomatisierung

Aufgrund der starken Zunahme von Automatisierungs- und Schutzfunktionen und der Komplexität der Schutzkonzepte wird heute vermehrt auch eine Stationsautomatisierung (engl.: Substation Automation System – SAS) eingesetzt. [19]

Die SAS hat sich in den letzten Jahren durch die Einführung von intelligenten multifunktionalen Relais stark weiterentwickelt. Mithilfe der SAS werden eine Vereinfachung und Sicherstellung der Betriebsführung, eine bessere Ausnutzung der zu Verfügung stehenden Betriebsmittel sowie ein schnelleres und effektiveres Fehlermanagement erreicht. Durch die mittlerweile intensive Informationsverarbeitung und -aggregation in den Anlagen selbst können einige Entscheidungen bereits von der SAS autonom getroffen werden. Die SAS ist entsprechend eine Systemkomponente, die automatisierte Schutz-, Steuer- und Überwachungsfunktionen innerhalb einer Anlage stellt. [19] [24]

Daher sind Anlagenbetreiber gewillt, bis zu 10% der Gesamtkosten einer neuen Anlage in die SAS zu investieren. Durch die SAS können gefährliche Arbeiten mit Hochspannungsbetriebsmitteln reduziert, die Versorgungssicherheit erhöht, die Betriebs- und Wartungskosten reduziert und anhand einer effizienten Betriebsweise die Lebensdauer von Betriebsmitteln verlängern werden. [24]

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, muss die SAS unter anderem auch der sogenannten Verriegelungslogik realisieren.

In der untenstehenden Abbildung 3.12 ist exemplarisch ein Stationsleitsystem dargestellt



Abbildung 3.15: Exemplarische Darstellung eines Stationsleitsystems [9]

## KAPITEL 4 – DIE VERRIEGELUNGSLOGIK

Versagen oder Funktionsausfälle der Betriebsmittel, Ausfälle oder Fehlprogrammierungen in den Steuersystemen und fehlerhafte Schalthandlungen aufgrund von menschlichem Versagen können gravierende Folgen haben. Dabei können die Versorgung der Kunden beeinträchtigt, Betriebsmittel beschädigt oder gar vollständig zerstört und im ungünstigsten Szenario Menschenleben gefährdet werden. [30]

Die Implementierung von Verriegelungslogiken ermöglicht eine zusätzliche Schutzfunktion gegen fehlerhafte Schalthandlungen in der Anlage und im Netz; sie erhöht die Schutz- und Sicherheitsaspekte im System. [18]

Mit der Implementierung von Verriegelungen wird u. a. folgendes beabsichtigt [20]:

- Trennschalter dürfen nicht unter Last geöffnet oder geschaltet werden.
- Erdungsschalter dürfen nur nach Sicherstellung der Spannungsfreiheit des zu erdenden Abschnittes geschlossen werden.
- Leistungsschalter dürfen nicht geschlossen werden, wenn sich die zum Abschnitt gehörenden Schaltgeräte in einer Störstellenstellung befinden.
- Verhinderung von Fehlschaltungen bzw. Zusammenspielen von Lasttrennschalter und Leistungsschalter

Um dies zu erreichen, kann man sich klassischer Verriegelungsregeln bedienen [20]:

- Sammelschientrenner und Lasttrennschalter dürfen nur bei geöffnetem Leistungsschalter geöffnet oder geschlossen werden.
- Das Schließen eines Leistungsschalters muss unterbunden werden, wenn sich ein Erdungsschalter, Sammelschientrenner oder Lasttrennschalter in einer nicht definierten Position befindet.
- Sammelschientrenner sperren sich gegenseitig, sodass in einem Schaltfeld jeweils nur einer geschlossen ist.
- Sammelschientrenner können nur geschlossen werden, wenn die entsprechenden Sammelschienenenerdungstrenner des Sammelschienenabschnittes geöffnet sind.
- Lasttrennschalter können nur bei geöffnetem Erdungstrenner geschlossen werden.
- Erdungstrenner können nur geschlossen werden, wenn die Lasttrennschalter und etwaige Umgehungsschientrenner geöffnet sind sowie der entsprechende Abschnitt nicht unter Spannung steht.
- Arbeitserderschalter lassen sich nur bei geöffneten Sammelschientrenner schließen.
- Kuppelleistungsschalter können nur geöffnet werden, wenn in keinem Abgangsfeld mehr als ein Sammelschientrenner gleichzeitig geschlossen ist und sich keiner davon in einer Störstellung befindet.

- Bei geschlossener Querkupplung kann ein zweiter Sammelschientrenner eines Abgangsfeldes geöffnet oder geschlossen werden.

## 4.1 Definitionen der Verriegelung

Gemäß Internationalem Elektrotechnischem Wörterbuch sind Verriegelungen Einrichtungen, um einen unsicheren Betrieb zu verhindern, Personal zu schützen und Gefährdungen zu vermeiden. Dabei bedient man sich sogenannter Verriegelungseinrichtungen, welche die Betätigung eines elektrischen Betriebsmittels von Zustand, Stellung oder Betätigung eines oder mehrerer Betriebsmittel abhängig machen. [31] [32]

Laut EN ISO 12100:2010 „Sicherheit von Maschinen – Verriegelungseinrichtungen in Verbindung mit trennenden Schutzeinrichtungen – Leitsätze für Gestaltung und Auswahl“ wird die Verriegelung folgendermaßen definiert:

*„Die Verriegelung ist eine mechanische, elektrische oder sonstige Art einer Einrichtung, die den Zweck hat, die Ausführung von gefahrbringenden Maschinenfunktionen unter festgelegten Bedingungen zu verhindern“* [33].

Auf anlagenspezifische Aspekte bezogen, könnte hierbei der Begriff „Maschinenfunktionen“ mit „Schaltfunktionen“ ersetzt werden.

### Feldverriegelungen

Feldverriegelungen beziehen sich ausschließlich auf Schaltgeräte eines einzigen Schaltfeldes. Die entsprechende Logik wird in den dazugehörigen BCUs auf Feldleitebene implementiert.

### Anlagenverriegelung

Die Anlagenverriegelung umfasst die gesamten Schaltgeräte einer Anlage oder eines Anlagenteils. In diese feldübergreifenden Verriegelungen werden die Verriegelungsbedienungen der betroffenen Felder einbezogen. [34]

Konventionelle feldübergreifende Verriegelungen werden realisiert, indem die Schalterstellungsmeldungen aus einem Feld vom dazugehörigen BCU an alle anderen relevanten BCUs mitgeteilt werden. Alternativ können die einzelnen Schalterstellungen auch an eine zentrale Verriegelungseinheit auf Stationsleitebene weitergeleitet werden. [19]

Die Realisierung der Anlagenverriegelung kann demzufolge auf drei verschiedenen Wegen ermöglicht werden. Diese unterscheiden sich durch die jeweilige Kommunikationsausführung der BCUs sowie durch den jeweils anderen Implementierungsort der Verriegelungslogik selbst. [34]

Die drei unterschiedlichen Realisierungsmöglichkeiten werden in den nachstehenden Abbildungen dargestellt.

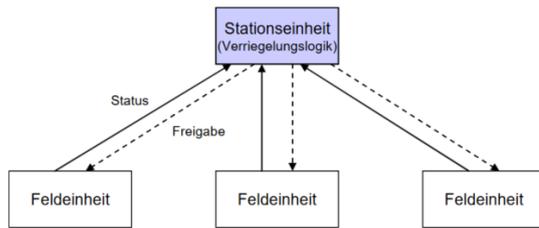


Abbildung 4.1: Anlagenverriegelung auf Stationsleitebene [34]

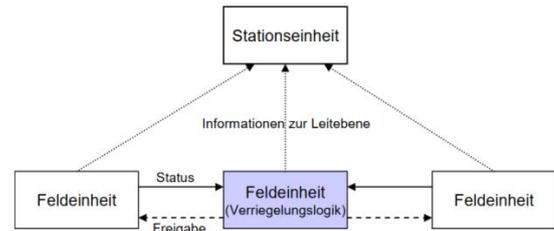


Abbildung 4.2: Anlagenverriegelung auf Feldeleitebene [34]

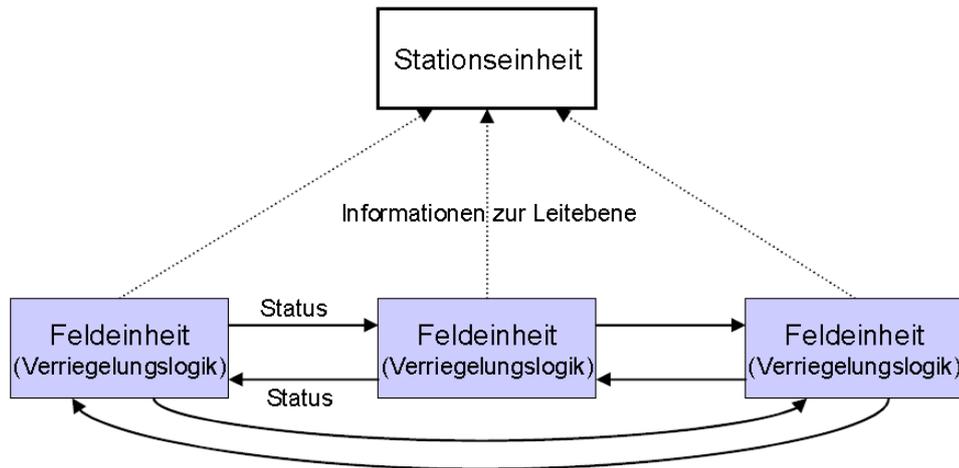


Abbildung 4.3: Verteilte Anlagenverriegelung auf Feldeleitebene [34]

### Anlagenübergreifende Verriegelung

Die heute starke Vernetzung der Anlagen im Energiesystem ermöglicht Schutzkonzepte und Verriegelungen, die über die Anlage hinausgehen. Zentrale Verriegelungseinheiten, die auf Netzeleitebene implementiert sind, führen Schaltüberprüfungen mittels SCADA zwischen unterschiedlichen Anlagen durch. Somit kann z. B. gewährleistet werden, dass ein Abschnitt eines Ringnetzes nicht von der beidseitigen Versorgungseinspeisung abgetrennt werden kann.

## 4.2 Entwicklung der Verriegelungslogik

Die rasch voranschreitende Technologieentwicklung im elektrischen Energiesystem hatte auch Auswirkungen auf die Verriegelungslogik. Im Laufe der Jahre entwickelte sich diese ständig weiter und ihre Komplexität wurde stark von der Digitalisierung beeinflusst.

### 4.2.1 Mechanische Verriegelungen

Die ersten Schaltgeräte in Umspannwerken wurden mittels pneumatischer Steuersysteme gesteuert. Insofern ist naheliegend, dass auch die entsprechenden Verriegelungsmechanismen vorerst rein pneumatisch-mechanisch realisiert wurden. Die Schaltverriegelungen wurden in Steuereinheiten mittels ineinandergreifender Metallschienen (Riegel) in einem Raster realisiert. Die Position der Riegel wurde pneumatisch bzw. zum Teil auch hydraulisch zusammen mit den entsprechenden Schaltpositionen bei jeder Schalthandlung verändert. Dadurch konnte das Verhindern einer bestimmten Schalterstellung anhand der Verriegelung im Raster realisiert werden. [35]

### 4.2.2 Elektromechanische Verriegelungen

Mit der Entwicklung von elektromechanischen Relaiseinheiten, die auch die entsprechende Steuergewalt über die Schaltgeräte innehatten, wurden die Verriegelungen in diesen Geräten implementiert. Steuer- und Schalterstellungssignale der Schaltgeräte sowie Messwerte der Messwandler, die mittels Kupferverbindungen direkt mit den Relais verbunden waren, lieferten die entsprechende feldbezogene Verriegelung. [35]

In den Relais selbst bediente man sich logischer Bausteine, wie in Abbildung 4.4 dargestellt, durch deren Vernetzung die Verriegelungslogik realisiert und implementiert werden konnte.

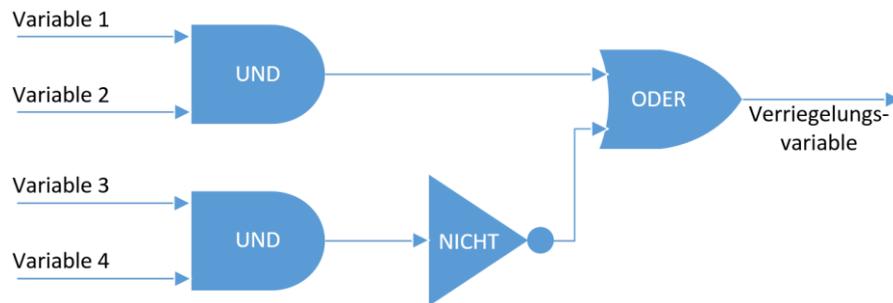


Abbildung 4.4: Verriegelung anhand von Logikgatter [36] (überarbeitet)

Durch zusätzlichen Verdrahtungsaufwand und Kupferverbindungen zu den benachbarten Relaiseinheiten bzw. zu einer zentralen Einheit konnten auch feldübergreifende Verriegelungen realisiert werden. Bei der Verriegelungsimplementierung von größeren Systemen werden die Grenzen sehr schnell durch die hohe Komplexität aufgezeigt. Die Menge an Kabelverbindungen und der Verkabelungsaufwand trieben die Kosten solcher Systeme schnell in die Höhe. Prüfvorgänge geraten oft sehr komplex; ein weiterer Nachteil dieser Verriegelungsimplementierung lässt sich deutlich erkennen: Es mussten Investitionen für eventuelle Erweiterungen oder Veränderungen getätigt werden, die mit viel Zeit, Geld, Arbeit und Fehleranfälligkeit verbunden waren. Ein weiterer großer Nachteil, welcher erst im Laufe der Jahre zum Tragen kam, war die oft fehlende Dokumentation, die wiederum anfallende Reparatur- und Wartungsarbeiten drastisch verlängerte. [37]

In der folgenden Abbildung 4.5 ist eine Realisierung der feldübergreifenden Verriegelung dargestellt.

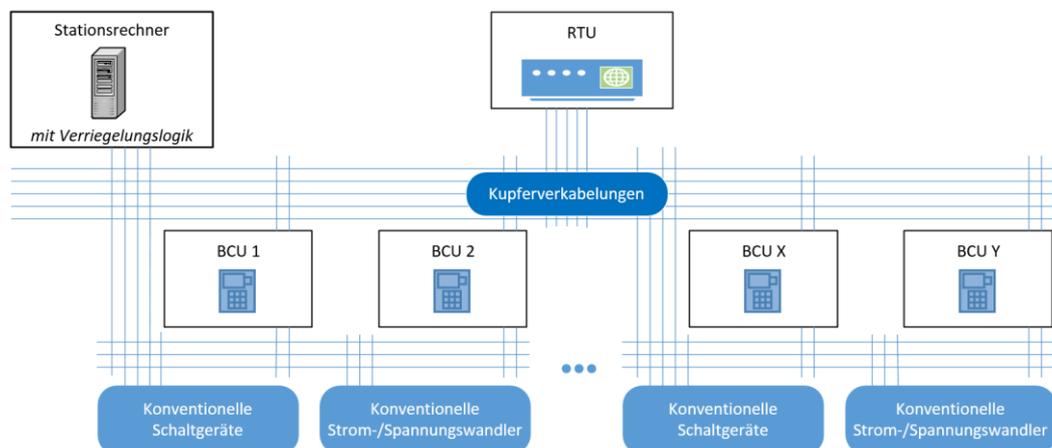


Abbildung 4.5: Feldübergreifende Verriegelung [36] (überarbeitet)

### 4.2.3 Digitale Verriegelungssysteme

Als sich die Digitalisierung erfolgreich durchsetzte, wurden vermehrt Verriegelungsfunktionen in BCUs implementiert. In den 1980er Jahren wurden erstmals Verriegelungslogiken auf Mikroprozessoren der BCUs realisiert und erfolgreich auf den Markt gebracht. Die Verriegelungslogiken wurden auf programmierbare Speicherbausteine (engl.: Erasable Programmable Read-Only Memory – EPROM) implementiert und konnten von den Mikroprozessoren abgefragt werden. Diese neue Technik brachte viele Vorteile mit sich: BCUs konnten viel kleiner gebaut, Veränderungen und Erweiterungen konnten leichter implementiert und die Überprüfungen der Verriegelungsbedingungen weitaus einfacher durchgeführt werden. [35]

Neben den autonomen Feldverriegelungen in den einzelnen BCUs wurden feldübergreifende Verriegelungen auch im zentralen Stationsrechner auf Stationsebene integriert. Dabei wurden die dafür notwendigen Schalterstellungsmeldungen und Messgrößen der einzelnen Schaltfelder durch die Vernetzung der BCUs mittels Stationsbus an dem Stationsrechner weitergegeben. [35]

Die wachsende Bedeutung der SAS und die folgerichtig steigende Zuverlässigkeit des Systems waren ausschlaggebend für die Akzeptanz der Digitalisierung des Verriegelungssystems. [35]

#### Verriegelung mittels IEC 61850-Standards

Die Standardisierung des Kommunikationsprotokolls im Energiesystem mittels IEC 61850 hat auch Auswirkungen auf die Implementierungsmöglichkeiten der Verriegelungslogik. Durch diese neue Entwicklung kann auch die feldübergreifende Verriegelung auf Feldebene, wie in Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3 dargestellt, gehalten werden. Dies führt dazu, dass Vereinfachungen in der Logik getätigt und Geräte von unterschiedlichen Anbietern (IEC 61850-Fähigkeit vorausgesetzt) leichter implementiert werden können. Die Verriegelungs- und die Schalterstellungsmeldungen können schnell und sicher mittels GOOSE-Signalen unter allen Systemkomponenten ausgetauscht werden. Das standardisierte Kommunikationsprotokoll IEC 61850 bringt auch weitere Vorteile mit sich: Das Engineering ist einfacher geworden und der Verdrahtungsaufwand sowie die Kabelkosten können bei der Realisierung der Verriegelung drastisch reduziert werden. [35]

### 4.3 Implementierungsmöglichkeiten

Es ist kaum möglich, eine allgemeingültige Verriegelungslogik zu definieren, da diese der Anlagenanordnung angepasst werden und auch von der Betriebsphilosophie des Betreibers abhängig sind. Die Logik muss jedoch vor jeder beabsichtigten Schalthandlung überprüft werden und eine Freigabe oder eventuelle Sperre für diese erteilen. [18] [19]

Dazu werden Schaltgeräte einer definierten Verriegelungsfunktion zugeordnet. Dies führt dazu, dass bei jeder Ansteuerung des Betriebsmittels die Verriegelungsprüfung ausgeführt wird. Falls die Verriegelungsprüfung nicht bestanden wird, wird die Steueranforderung abgebrochen und dem Bedienenden eine sofortige Fehlermeldung visualisiert werden. Die Verriegelungsbedingungen werden dabei vom aktuellen Schalterzustand des Feldes, der Anlage oder des Systems abgeleitet. Vor der

Ausführung des Steuervorganges wird des Weiteren überprüft, ob die beabsichtigte Schalthandlung nicht von weiteren, bereits in der Durchführung befindlichen Handlungen beeinflusst wird. [18] [19]

Um die Regelbeschreibungen der Verriegelungslogiken in den Relais bzw. BCUs zu implementieren bedient man sich grundsätzlich zweier Methoden:

### Konventionelle Verriegelungen

Die Verriegelungsbedingungen können in Regelbeschreibungen anhand von Entscheidungstabellen und booleschen Algorithmen festgelegt werden. Feld- und anlagenübergreifende Verriegelungen benötigen dabei auch entsprechende Schalterstellungen von benachbarten oder dafür relevanten Systemabschnitten. [18]

Nachfolgend werden, für ein besseres Verständnis, die speziell für die in Abbildung 4.6 dargestellte Konfiguration abgeleiteten logische Verriegelungsbedingungen aufgelistet [19]:

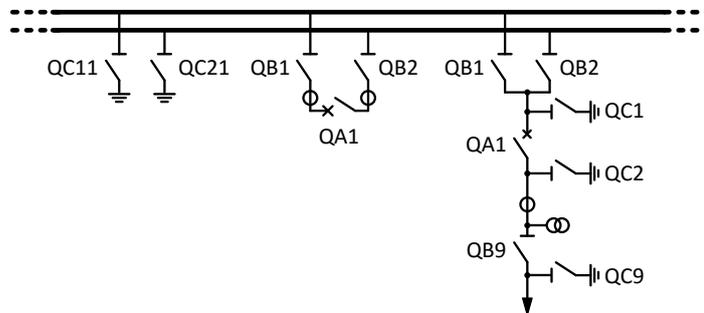


Abbildung 4.6: Beispielkonfiguration für abgeleitete Verriegelungsregeln [19] (überarbeitet)

- Die Trennschalter QB1 bzw. QB2 sowie der Lasttrennschalter QB9 können nur bei geöffnetem Leistungsschalter QA1 geschlossen werden.
- Falls sich einer der Trennschalter QB1 oder QB2 sowie der Lasttrennschalter QB9 in einer Zwischenstellung befinden, kann der Leistungsschalter QA1 nicht geschlossen werden.
- Die Trennschalter QB1 und QB2 sind gegenseitig gesperrt, sodass zur gleichen Zeit jeweils nur einer davon geschlossen werden kann.
- Bei eingeschalteter Querkupplung kann ein zweiter Sammelschienentrenner (in diesem Falle QB1 oder QB2), der zum gekoppelten System gehört, geschlossen werden – unabhängig vom Schaltzustand des Leistungsschalters QA1. Gleichfalls kann von den beiden aktivierten Trennschaltern einer wieder geöffnet werden.
- Die Trennschalter QB1 oder QB2 können nur geschlossen werden, wenn der zugehörige Sammelschienenerdungsschalter QC11 oder QC21 geöffnet ist.
- Der Lasttrennschalter QB9 kann nur bei geöffnetem Erdungsschalter QC9 geschlossen werden.
- Der Erdungsschalter QC9 kann nur bei geöffnetem Trennschalter QB9 geschlossen werden.
- Die Trennschalter QB1 bzw. QB2 sowie der Lasttrennschalter QB9 können nur bei geöffneten Arbeitserdern QC1 bzw. QC2 geschlossen werden.

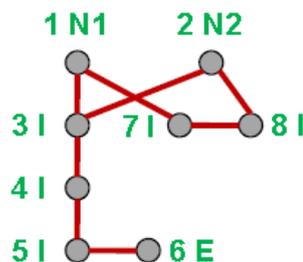
- Die Arbeitserder QC1 und QC2 können nur bei geöffneten Trennschaltern QB1 und QB2 sowie Lasttrennschalter QB9 geschlossen werden.
- Der Leistungsschalter des Kuppelfeldes QA1 kann nur geöffnet werden, wenn in jedem Abzweig gleichzeitig nicht mehr als ein Sammelschienenentrennschalter geschlossen ist.
- Ein Sammelschienenenerdungsschalter QC11 oder QC21 kann nur geschlossen werden, wenn im zugehörigen Sammelschienenabschnitt sämtliche Sammelschienenentrennschalter geöffnet sind.
- Beim Ausbleiben der Hilfsspannung bleiben alle Verriegelungen bestehen oder es wird keine neue Schalthandlung ermöglicht.

### Topologische Verriegelung

Die Topologische Verriegelung beruht auf der Analyse aller Schalterstellungen der entsprechenden Schaltanlagentopologie. [20]

Die Schaltanlagentopologie wird dabei als Graph nachgebildet, wobei Anlagenabschnitte als Knoten und Schaltgeräte als Verbindungslinien dargestellt werden. Anlagenabschnitten werden gewisse Betriebszustände zugewiesen, z. B. geerdet, isoliert, unbekannt usw. Vor jeder beabsichtigten Schalthandlung werden die Zustände der benachbarten Knoten des angesteuerten Betriebsmittels und allfällige parallele Wege dazwischen überprüft.

In der unterstehenden Abbildung 4.7 ist eine Darstellung eines Graphen zur Auslegung einer Topologischen Verriegelung abgebildet.



E...Erde; I...Isoliert; NX...Teilnetz; U...Unbekannt

Abbildung 4.7: Beispielgraph für die Realisierung einer Topologischen Verriegelung [28]

Dabei ergeben sich folgende Vorteile dieser Methode [28]:

- Ohne Bezugnahme auf einen definierten Ausgangszustand kann die Zulässigkeit der Schalthandlung überprüft werden.
- Durch das Setzen eines unbekanntes Zustandes können Fehl- oder Zwischenzustände berücksichtigt werden.
- Schaltprogramme können automatisch Abschnitte in gewünschte Zustände überführen, wobei auch Normalzustände angegeben werden können.

## 4.4 Weitere Aufgaben der Verriegelung

Verriegelungen werden nicht nur zur Minimierung von fehlerhaften Schalthandlungen der Betreiber und zum Schutz der Betriebsmittel eingesetzt, sondern dienen auch dazu, dem Wartungspersonal ein sicheres Arbeitsumfeld zu gewährleisten.

Dabei wird darauf geachtet, dass insbesondere die fünf Sicherheitsregeln eingehalten werden [38]:

1. Freischalten
2. Gegen Wiedereinschalten sichern
3. Spannungsfreiheit feststellen
4. Erden und Kurzschließen
5. Benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken oder abschränken.

Des Weiteren müssen Verriegelungslogiken so ausgelegt werden, dass auch bei einem eventuellen Versorgungsausfall der Anlage diese im sicheren Zustand weiterbetrieben oder in einen sicheren Zustand geführt werden kann.

Neben der definierten softwarebasierten Verriegelung existieren weitere Verriegelungen, die ihrerseits auf mechanischen, elektromagnetischen, elektromechanischen, pneumatischen oder hydraulischen Prinzipien fußen. [39]

# KAPITEL 5 – DIE HERAUSFORDERUNGEN DER VERRIEGELUNGSÜBERPRÜFUNG

Der ansteigende Bedarf an elektrischer Energie hat dazu geführt, dass die Betriebsspannungen im elektrischen Energiesystem erhöht wurden und in weiterer Folge auch die Anzahl sowie Größe der Umspannwerke stark zunahm. Diese Umspannwerke spielen gemeinsam mit ihren Betriebsmitteln eine wichtige Rolle im System und werden als „kritische“ Systemkomponenten bezeichnet, da eine Fehlbedienung oder sogar ein Ausfall verheerende Folgen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit haben könnten. [40]

Um die Versorgung zu gewährleisten, werden des Öfteren Schalthandlungen sowie u.a. auch Umschaltungen von Stufenschalter der Transformatoren durchgeführt. Diese können zum einen im Vorhinein geplant werden – etwa, um Lastflussverteilungen aufgrund der Energiefahrpläne besser durchführen zu können. Des Weiteren werden nicht vorgesehene Schalthandlungen durchgeführt, um eventuelle Fehler im Energiesystem zu klären. Folgende Ereignisse können zu Schalthandlungen führen [7]:

- **Klärung von Fehlern**

Zur selektiven Abschaltung und Aufrechterhaltung der Versorgung durch nicht betroffene Abzweige

- **Überlastverteilungen**

Zur Anpassung der Lastverteilung auf das gesamte Übertragungs- bzw. Verteilungssystem

- **Über- und Unterspannungen**

Zur Ab- und Hinzuschaltung von Generatoren sowie zur Verstellung von Stufenschaltern, um das Spannungsniveau in den zulässigen Grenzen zu halten.

- **Wartungsarbeiten**

Betriebsmittel werden freigeschaltet und geerdet, bevor Wartungsarbeiten durchgeführt werden können.

- **Netzführung**

Zur Anpassung der Netzwerkkonfiguration, um die Versorgung aufrechterhalten zu können

Jegliche Schalthandlung im Umspannwerk muss genau geplant und die dadurch verursachten Folgen müssen im Vorhinein abgewogen werden. Das Durchführen dieser Schalthandlungen basiert in einigen Fällen auf der Erfahrung und den Kenntnissen des Schaltmeisters oder des dafür zuständigen Personals. Durch die große Anzahl und Komplexität der Anlagen selbst sind die Kenntnisse um eventuelle Schaltfolgen nicht ausreichend bzw. nicht immer bekannt. Um dem entgegenzuwirken und etwaige Verzögerungen beim Auftreten von Fehlerfällen zu vermeiden, werden heute Verriegelungen in automatisierten Systemen in der SAS implementiert. [7]

Die primären Betriebsmittel werden mittels SAS für spezifische Aufgaben im Umspannwerk wie Steuerungs- und Schutzfunktionen von Sekundärgeräten gesteuert. Dabei spielt auch die Verriegelungslogik, die vor jeder neuen Schalthandlung durch eine „Auswählen-Ausführen-Sequenz“ (engl.: Select-before-Operate-Sequence) des entsprechenden Schaltgeräts überprüft werden muss, eine wesentliche Rolle. Das angesprochene Schaltgerät wird dabei reserviert und die Verriegelungsüberprüfung getestet, bevor die Schalthandlung durchgeführt werden kann. [41]

Die automatisierte Verriegelung besteht aus einzelnen Funktionen, die auf unterschiedliche Parameter sowie Signale ausgelegt sind. Auslegung und Konfiguration müssen somit von Anlage zu Anlage neu definiert werden. In den folgenden Abschnitten wird genauer auf diese Aspekte eingegangen, die hinsichtlich der Bewerksstellung einer korrekt funktionierenden Verriegelung zu gewissen Herausforderungen führen.

## 5.1 Unterschiedliche Anlagentopologien und -kommunikation

Im Grunde ist jedes einzelne Umspannwerk in sich eine Einzelanfertigung. Betreiber, die den Betrieb mehrerer Anlagen innehaben, streben danach, diese so zu erbauen, dass sie eine möglichst große Standardisierung aufweisen. Dadurch sind sie bereits mit den Betriebsmitteln und den Leitsystemen vertraut, ersparen sich zusätzliche Schulungen und können auf eventuelle Zwischenfälle besser und schneller reagieren.

Aufgrund von unterschiedlichen geografischen sowie atmosphärischen Gegebenheiten werden Betriebsmittel jedoch immer unterschiedlich beansprucht. Etwaige Ausführungsformen sowie der Verschleiß der Betriebsmittel sind von Anlage zu Anlage unterschiedlich. Des Weiteren weisen Umspannwerke aufgrund der Anzahl an Schaltfeldern sowie der Anforderungen unterschiedliche Topologien auf und unterscheiden sich demzufolge auch durch die Anzahl der Betriebsmittel selbst.

Zur Steuerung dieser Betriebsmittel und zum Führen der Anlage, die von der Betreiberphilosophie abhängig und somit auch individuell ist, bedient man sich entsprechend ausgelegter und konfigurierter Leitsysteme. Im europäischen Großraum bedient man sich diesbezüglich vor allem des IEC 60870-Kommunikationsprotokolls. Das noch relativ neue Kommunikationsprotokoll IEC 61850 beginnt, sich auch hier durchzusetzen, wobei sich somit auch Mischformen ergeben.

## 5.2 Unterschiedliche Kriterien für die Verriegelung

Wie bereits im Kapitel 4.1 angesprochen, kann die Verriegelung sowohl auf der Feld- als auch auf der Stationsleitebene realisiert werden. Dabei können neben den Schalterstellungen auch weitere Feldgrößen spezifische Verriegelungskriterien darstellen. In den folgenden Abschnitten wird versucht, einen Überblick über etwaige Größen und Signale zu geben, die Einflüsse hinsichtlich der Verriegelung aufzeigen könnten.

## 5.2.1 Schalterstellungen als Verriegelungskriterium

Verriegelungsfunktionen können auf Schalterstellungen ausgelegt sein. Dabei werden die Schalterstellungen des überwachten und gesteuerten Schaltgeräts anhand der sogenannten Hilfskontakte (Leistungsschalter: 52A, 52B; Trenner: 89A, 89B) am Sekundärgerät mit entsprechender Verriegelungslogik übergeben. Durch die sich ergebenden Doppelmeldungen ist die BCU jederzeit über die aktuelle Schalterposition im Bilde:

Tabelle 5.1: Doppelmeldungen der AB-Hilfskontakte

A	B	Position
0	0	Undefinierter Zustand
0	1	Geöffneter Zustand
1	0	Geschlossener Zustand
1	1	Fehlerzustand

Ein undefinierter Zustand wird beim zeitlichen Übergang vom geöffneten zum geschlossenen Zustand bzw. auch beim entgegengesetzten Vorgang angenommen sowie bei einem Ausfall der Hilfsspannung. Verweilt ein Schaltgerät über eine bestimmte Zeit im undefinierten Zustand, wird dieses von der Leittechnik als fehlerhaft gekennzeichnet. Dies kann bei einer eventuellen Unterbrechung des Schließ- bzw. Öffnungsvorganges mit Verweilen in einem Zwischenzustand erfolgen.

Die Schließ- und Öffnungsvorgänge werden anhand von Steuersignalen (Ein-/Aus-Signale) von der BCU an der entsprechenden Auslösespule des Schaltgerätes geliefert. Die Abgabe der Steuersignale kann mittels Mensch-Maschinen-Schnittstelle (engl.: Human-Machine-Interface – HMI) der BCU erfolgen, auf der auch eine eventuelle Verriegelungsmeldung dargestellt werden kann.

In konventionellen Umspannwerken werden die Hilfskontakte der Schaltgeräte sowie die Steuersignale zum bzw. vom Sekundärgerät mittels Kupferverdrahtungen ausgeführt. In der untenstehenden Abbildung 5.1 ist eine exemplarische Darstellung wiedergegeben.

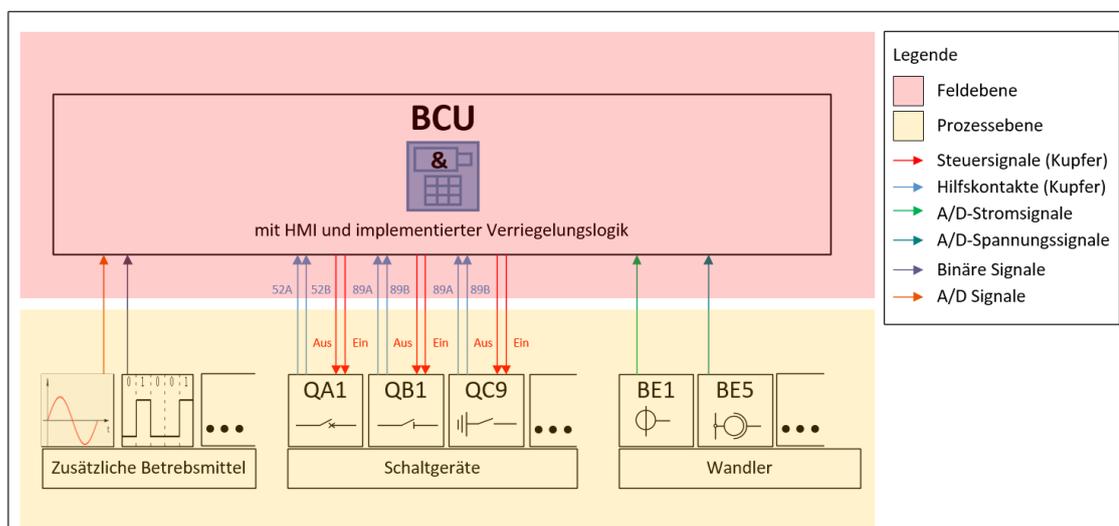


Abbildung 5.1: Feldverriegelung in konventionellen Anlagen basierend auf Schalterstellungen

In neueren, moderneren Anlagen, also volldigitalen Anlagen, die IEC 61850-konform gebaut wurden, erfolgt die Kommunikation zwischen Feld- und Prozessebene entsprechend mit GOOSE- und ggf. Sampled Values-Signalen. Die Betriebsmittel solcher Anlagen werden als sogenannte IEDs bezeichnet, die mit einem genormten Datensatz ausgeführt sind. Da in den meisten Umspannwerken noch konventionelle Schaltgeräte verbaut sind, kommen auch vermehrt sogenannte intelligente Schaltersteuerungsgeräte (engl.: Breaker-IED) zum Einsatz, die eine Schnittstelle zum IEC 61850-Standard bilden. Der Unterschied zu konventionellen Anlagen liegt folglich darin, dass Steuersignale sowie Schalterstellungen – also die Ein-/Aus-Signale sowie die AB-Hilfskontaktsignale der Schaltgeräte – durch GOOSE-Signale ausgetauscht werden. Dies ist in der untenstehenden Abbildung 5.2 ersichtlich.

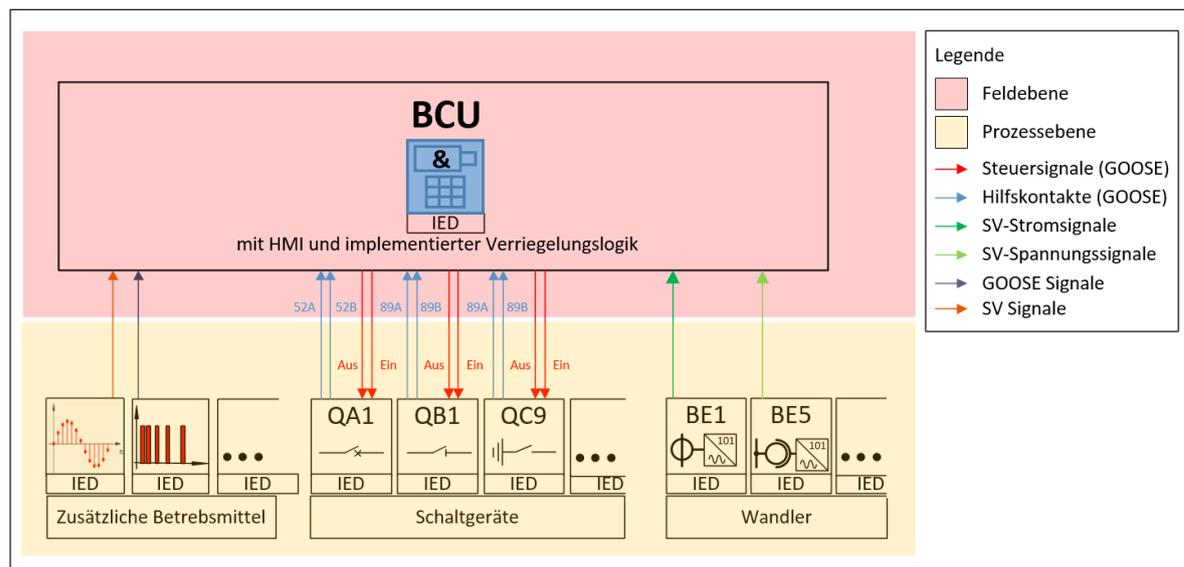


Abbildung 5.2: Feldverriegelung in volldigitalen Anlagen basierend auf Schalterstellungen

### Zusätzliche Client-Signale

Eventuelle Schalthandlungen werden heute durch den hohen Automatisierungsgrad der Anlagen neben der direkten Bedienung am HMI des Sekundärgerätes mittels Stations- oder Netzleitreechner getätigt. Dabei werden sogenannte Client-Signale, veraltet auch Master-Signale, anhand der Stationsleittechnik bzw. der Netzleittechnik an der betreffenden BCU auf der Feldelebebene weitergegeben. Um die korrekte Funktionalität der Verriegelungsfunktionen zu überprüfen, müssen diese neben der Auslösung von Schalthandlungen anhand der HMI-Bedienung auch anhand der Client-Signale überprüft werden.

In konventionellen Anlagen bedient man sich des IEC 60870-Kommunikationsstandards. Dadurch werden mögliche Schaltbefehle, die von der Netzleitstelle kommen, mittels „104er“-Protokoll an einer RTU, die an der Stationsleittechnik angeschlossen ist, übergeben. Diese Befehle können nach einer eventuellen Übersetzung ins „103er“-Protokoll genauso wie jene, die direkt vom Stationsrechner abgesendet werden, an der betreffenden BCU weitergegeben werden.

Da die Umspannwerke heute zumeist unbemannt betrieben werden, müssen eventuelle Verriegelungsmeldungen neben der Visualisierung auf der BCU selbst auch der Stationsleittechnik bzw. der Netzleittechnik zugänglich gemacht werden. Demzufolge müssen eventuelle Verriegelungsmeldungen, die von den BCUs ausgesendet werden, auch auf ihre Richtigkeit überprüft werden. Eine exemplarische Darstellung ist in der untenstehenden Abbildung 5.3 ersichtlich.

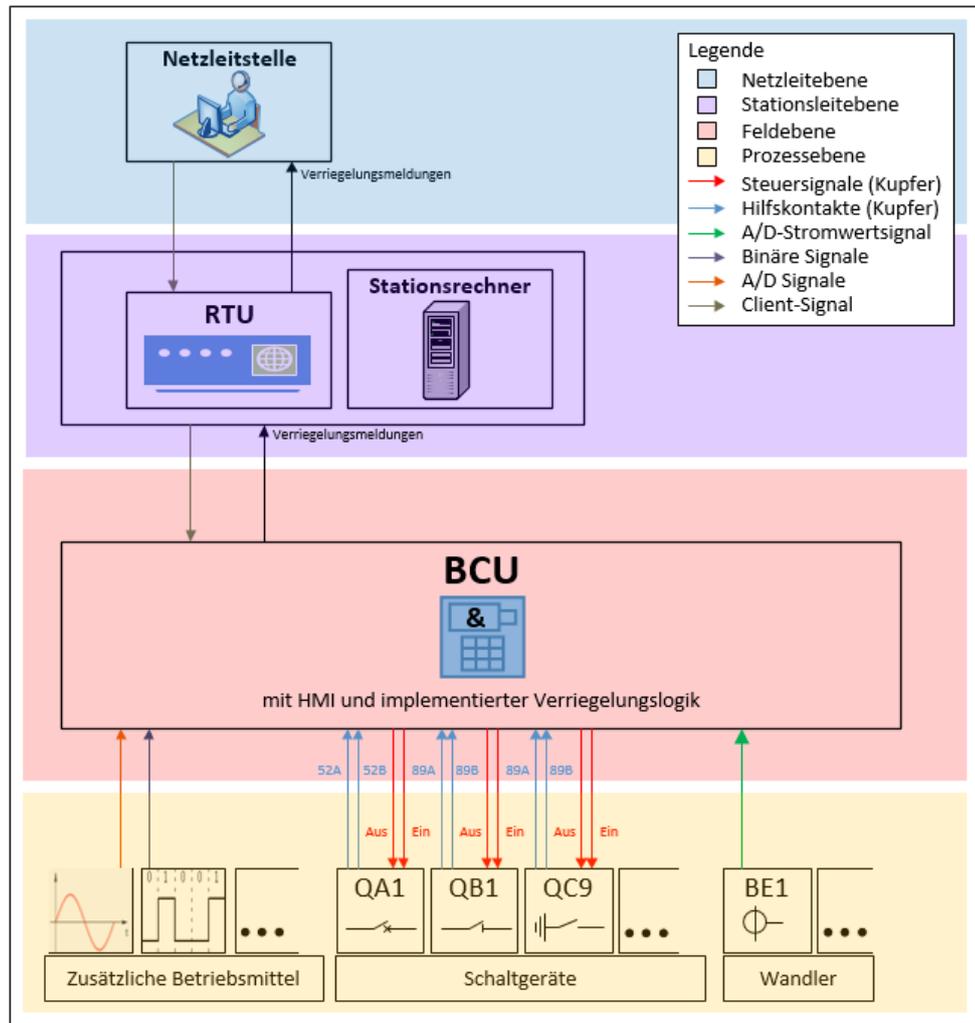


Abbildung 5.3: Feldverriegelung mit Client-Signalen in konventionellen Anlagen

Wie auch in konventionellen Anlagen, muss die Funktionalität der Verriegelung der volldigitalen Anlagen anhand der von der Stations- bzw. Netzleitebene kommenden Client-Signale überprüft werden. Diese werden in volldigitalen Anlagen anhand der Verwendung des IEC 61850-Kommunikationsstandards an den BCUs übergeben.

### Anlagen- und anlagenübergreifende Verriegelung

Wie bereits in Kapitel 4.1 beschrieben, kann die anlagen- und anlagenübergreifende Verriegelung sowohl auf Stationsleit- als auch auf Feldebene realisiert werden. Wird diese auf Stationsleitebene integriert, wird sie zugleich in sogenannten Stationsrechnern implementiert. Im Gegensatz dazu findet ihre Implementierung in den BCUs selbst statt, falls sie auf Feldebene realisiert wird. Im Folgenden wird die Anlagenverriegelung bzw. die anlagenübergreifende Verriegelung unter dem Begriff der feldübergreifenden Verriegelung zusammengefasst.

In konventionellen Anlagen wird die feldübergreifende Verriegelung auf Stationsleitenebene realisiert. Basiert die Verriegelung auf Schalterstellungen, werden diese von den einzelnen Schaltgeräten mittels Hilfskontakten anhand einer Kupferverdrahtung an der BCU, die es überwacht bzw. steuert, oder etwaiger RTUs zugeführt. Durch die Anbindung der BCUs und RTUs mittels Stationsleitbus an den Stationsrechner können die entsprechenden Verriegelungsüberprüfungen vor jeder beabsichtigten Schalthandlung durchgeführt werden.

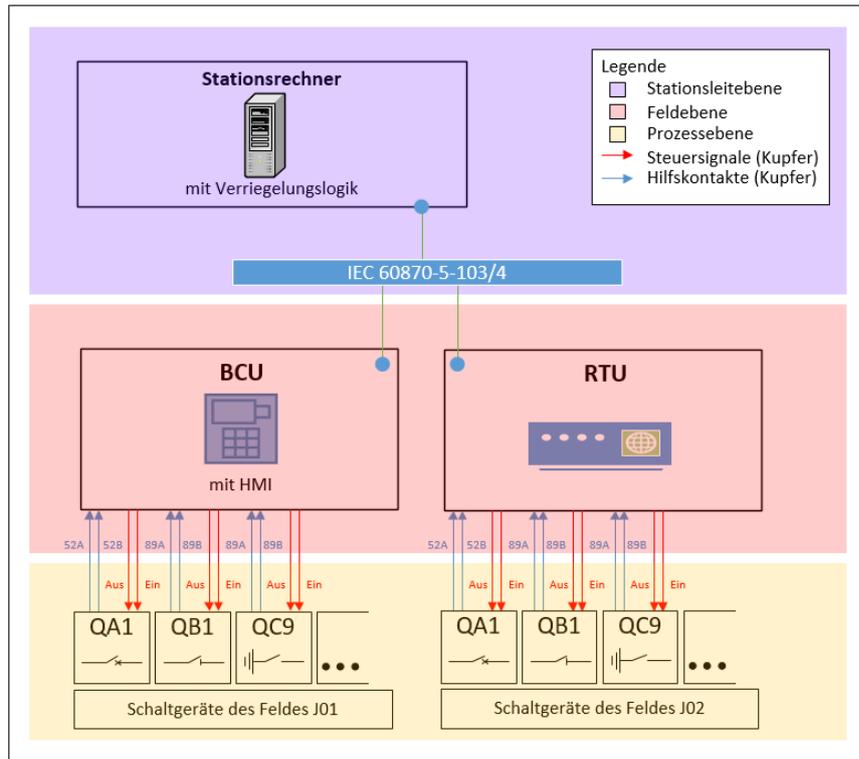


Abbildung 5.4: Feldübergreifende Verriegelung in konventionelle Anlagen auf Stationsleitenebene

Durch die Verwendung von GOOSE-Signalen in volldigitalen Anlagen können sowohl die Feldverriegelung als auch die feldübergreifende Verriegelung auf Feldebene anhand der Implementierung im SAS realisiert werden.

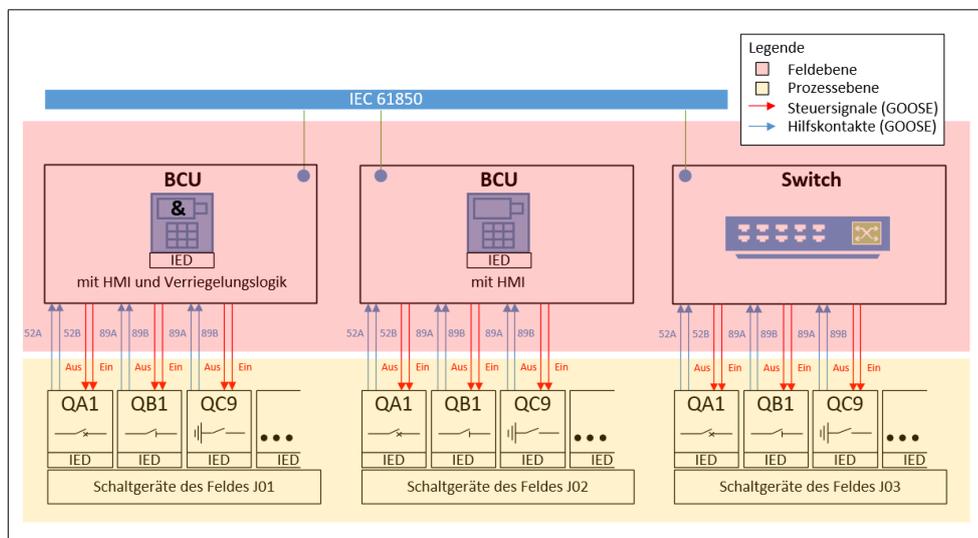


Abbildung 5.5: Verteilte feldübergreifende Verriegelung auf Feldebene

Die somit verteilt realisierte Verriegelung weist jedoch einige Nachteile auf. Im Falle einer Anlagenerweiterung oder etwaiger Nachrüstung bzw. Veränderung müssen die Verriegelungen auf jeder einzelnen BCU angepasst werden. Aus diesem Grund wird die Verriegelung dennoch wiederholt auf einem zentralen Stationsrechner auf Stationsleitebene implementiert.

Die für die Verriegelung notwendigen Schalterstellungen werden anhand der Hilfskontakte, in diesem Falle mittels GOOSE-Signalen, im Stationsbus an die BCU oder direkt an den Stationsrechner weitergeleitet.

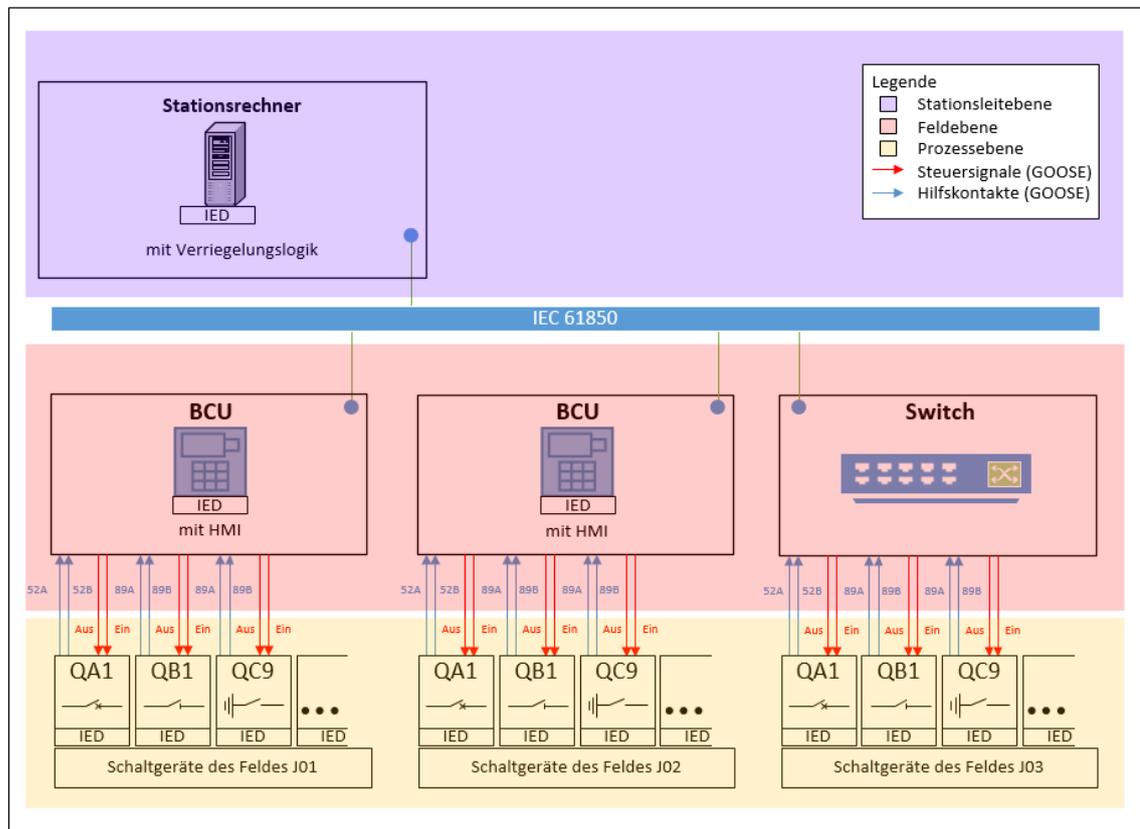


Abbildung 5.6: Feldübergreifende Verriegelung in volldigitalen Anlagen auf Stationsleitebene

## 5.2.2 Stromflüsse als Verriegelungskriterium

Neben den bereits beschriebenen Schalterstellungen als Verriegelungsbedingungen kann in einigen Fällen auch der Stromfluss im Feld als Verriegelungskriterium dienen. Fallabhängig werden bei einem gemessenen Stromfluss bestimmte Schalthandlungen verriegelt.

Der Stromfluss im Feld kann den Schalterstellungsmeldungen des Leistungsschalters gleichgestellt werden. Bei geöffnetem Leistungsschalter ist der Strompfad im Feld unterbrochen; demzufolge sollte der Feldstromwandler entsprechend auch keinen Stromfluss an der BCU signalisieren. Bei geschlossenem Leistungsschalter, welcher in Schaltfolgen immer als letzter geschlossen wird, sollte die Kontinuität des Strompfades gegeben sein und entsprechend ein Stromfluss vom Feldstromwandler gemessen werden. Anhand des Stromflusses können somit auch mögliche Schaltergerätfehler erkannt werden. Ist der Leistungsschalter geschlossen und der Strom gleich Null, liegt womöglich eine Unterbrechung des Strompfades vor, was wiederum dazu führt, dass falsch angezeigte

Schalterstellungspositionen erkannt werden können. Analog dazu kann anhand der Messung des Stromflusses ein allfälliges Leistungsschalerversagen beobachtet werden.

In konventionellen Anlagen werden analoge oder digitale Sekundärgrößen der vom Stromwandler erfassten Stromgrößen anhand von Kupferverdrahtungen an die BCU weitergegeben. Eine exemplarische Darstellung ist in der Abbildung 5.1 wiedergegeben.

In volldigitalen Anlagen werden die gemessenen Stromwerte, wie in Abbildung 5.2 ersichtlich, mithilfe der Feldstromwandler an Merging Units und von dort als Sampled Values-Signale an die BCU weitergeleitet.

### 5.2.3 Spannungsniveaus als Verriegelungskriterium

Neben dem Stromfluss in einem Feldabschnitt kann auch dessen Spannung als Verriegelungskriterium dienen. So kann dadurch etwa vermieden werden, dass ein unter Spannung stehender mit einem geerdeten Abschnitt zusammengeschaltet wird.

Wie in Abbildung 5.1 ersichtlich, werden – wie auch beim Stromkriterium in konventionellen Anlagen – die Phasenspannungen vom Spannungswandler in analoger oder digitaler Form mittels Kupferverdrahtung an die entsprechende BCU zugeführt.

In volldigitalen Umspannwerken werden die vom Spannungswandler gemessenen Spannungen als Sampled Values anhand Merging Units an die BCUs weitergegeben. Eine exemplarische Darstellung dafür ist in Abbildung 5.2 ersichtlich.

### 5.2.4 Binäre Signale als Verriegelungskriterium

In einigen Fällen dienen neben Schalterstellungsmeldungen, Stromflüssen und Spannungsniveaus auch andere Statussignale der Anlage als Verriegelungskriterien. Als Beispiel dafür kann ein Türkontakt angeführt werden, der bei geöffneter Schaltschranktür bestimmte Schalthandlungen untersagt.

In konventionellen Anlagen werden diese Signale anhand binärer Signale an die BCU übergeben. In der obigen Abbildung 5.1 sind derartige Signale exemplarisch dargestellt.

Wie in Abbildung 5.2 ersichtlich, werden in volldigitalen Anlagen die Statussignale in Form von GOOSE-Signalen an die BCU übergeben.

### 5.2.5 Zeitliche Signale als Verriegelungskriterium

Neben binären Statussignalen können auch weitere Signale als eventuelle Verriegelungskriterien dienen. Als Beispiel dafür können gemessene Temperaturverläufe eines PT100-Messgerätes direkt an die BCU weitergegeben werden. Aufgrund von gemessenen Werten können in weiterer Folge beabsichtigte Schalthandlungen anhand der entsprechenden Verriegelung untersagt werden.

In konventionellen Anlagen werden solche Signale in Form von analogen oder digitalen Signalen an die BCU weitergegeben. Eine exemplarische Übersicht ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

Zusätzliche zeitliche Signale könnten in moderneren Anlagen, deren Kommunikation mittels IEC 61850-Standards ausgelegt ist, anhand von Sampled Values weitergeleitet werden. In Abbildung 5.2 ist eine exemplarische Feldverriegelung in volldigitalen Anlagen dargestellt.

### 5.3 Unterschiedliche Prüfanforderungen in unterschiedlichen Szenarien

Da die Systemkomplexität und die zu verarbeitenden Datenmengen immer größer werden, steigt auch die Komplexität der Verriegelungslogik. Bis zur Inbetriebnahme eines Umspannwerkes mit normgerechter und korrekt funktionierender Verriegelung muss diese zuallererst entwickelt und auf den entsprechenden Sekundärgeräten implementiert werden. Erst dann werden die Sekundärgeräte bzw. die Verriegelungen Überprüfungen unterzogen. Zum einen findet eine Werksabnahmeprüfung (engl.: Factory Aceptance Test – FAT) statt; zum anderen wird abschließend bzw. nach dem Einbau im Umspannwerk selbst bei der Inbetriebnahmeprüfung (engl.: Site Aceptance Test – SAT) mit entsprechender Protokollerstellung getestet.

In den folgenden Abschnitten wird auf die grundsätzliche Herausforderung dieser Entwicklungs- und Prüfzyklen eingegangen.

#### 5.3.1 Auslegung und Implementierung der Verriegelungslogiken

Da sich die Schaltanlagen bzw. Umspannwerke in den Topologien, in der Anzahl der Betriebsmittel, im Kommunikationsprotokoll sowie in der Betriebsführung unterscheiden, muss die Verriegelung jeder einzelnen Anlage zuerst angepasst und neu implementiert werden.

In jedem kapitalintensiven Projekt werden heute, nach der Planung der Anlage, ein größeres oder mehrere kleinere Ausschreibungsdokumente zur Erhebung der Kosten erstellt. In diesen Dokumenten, welche die Sekundärtechnik und SAS miteinbeziehen, werden zumeist bereits die Kundenansprüche bezüglich der Verriegelungslogik vom Angebotseinholenden definiert. Nach der Unterzeichnung des Projektauftrages sind die Sekundärgerätehersteller oder etwaige Dienstleister, die mit der Implementierung der Verriegelungslogik in ihren Geräten beauftragt wurden, damit beschäftigt, diese auszulegen und in den BCUs bzw. im Stationsrechner zu implementieren.

Aufgrund der sich ständig verändernden Technologien und Funktionen der einzelnen Betriebsmittel bedarf es für die Implementierung der einzelnen Verriegelungsfunktionen und der sich anschließend daraus ergebenden gesamten Verriegelung einer gewissen Auslegungs- und Implementierungszeit. Die dafür zuständigen Personen arbeiten überwiegend in geschlossenen Räumlichkeiten des Werks z.B. in Werkshallen und Büroräume, und beabsichtigen, die von ihnen parametrisierten Funktionen zu überprüfen. Die Zugänglichkeit zu den realen Schaltgeräten, die es ihnen erlauben würde, alle möglichen Schaltkonfigurationen nachzubilden, sowie zu den Messwandlern und weiteren Systemsignalen bleibt ihnen jedoch aus Kosten- bzw. vielmehr aus Platzgründen verwehrt.

Die Entwickler würden sich aus diesem Grund eine „grüne Spielwiese“ wünschen, in der sie alle notwendigen Betriebsmittel sowie Signale und eventuellen Sequenzen nachstellen können, um die

Verriegelungsfunktionen auf ihre Richtigkeit zu überprüfen. Die Anfertigung eines Prüfprotokolls spielt zu dieser Zeit der Verriegelungsimplementierung vorerst noch keine wesentliche Rolle.

### 5.3.2 Werksabnahmeprüfung der Sekundärtechnik

Nachdem die Verriegelungen sowie alle übrigen Parametrierungen in den BCUs bzw. im Stationsrechner implementiert worden sind, werden diese Sekundärgeräte einer Werksabnahmeprüfung unterzogen.

Die Prüfer, welche eine solche Überprüfung durchführen, weisen ähnliche Anforderungen wie jene der Entwickler auf. Auch sie können aus Platz- und Kostengründen nicht auf die notwendigen primären Betriebsmittel und mögliche Signale zugreifen, welche für eine eventuelle Verriegelung sorgen. Entsprechend haben auch sie das Bedürfnis, diese Geräte mit zeitlichem Verhalten sowie notwendigen Steuer-, Mess- und Überwachungssignalen simulieren zu wollen, um sie dem Prüfling vorspielen zu können.

Nach durchgeführter Überprüfung eines beliebigen Prüfschrittes bzw. einer Prüfsequenz besteht die Notwendigkeit, diese auf entsprechende Richtigkeit bewerten zu können. Anhand der einzelnen Bewertungen kann abschließend ein gleichkommendes Abnahmeprotokoll erstellt werden.

### 5.3.3 Inbetriebnahmeprüfungen der Umspannwerke

Nach dem Abschluss eines Neubaus, einer Erweiterung, einem Austausch oder einer Aktualisierung des Systems (engl.: Retrofit) muss eine umfassende Funktionsüberprüfung vor Ort durchgeführt werden. Derartige Prüfungen müssen in konkret definierten, meist sehr kurzen Zeitspannen abgewickelt werden, da die Anlagen bzw. einzelne Teile davon dafür außer Betrieb genommen werden müssen. Zu dieser Funktionalitätsüberprüfung gehört auch ein Test der Verriegelung. Prüfer wählen dabei aus zeitlichen Gründen nur einige Überprüfungen der FAT aus und führen diese mit der Implementierung der realen Geräte durch. Dabei wird auch hier versucht, bewusst unzulässige Schalthandlungen zu setzen, um eine korrekte Implementierung und Auslegung zu überprüfen.

Aufgrund von Lieferproblemen kann es jedoch vorkommen, dass ein oder mehrere Betriebsmittel zu dieser Zeit noch nicht vorhanden sind und dadurch für Überprüfungs Zwecke simuliert werden müssen. Zur abschließenden Abnahme ist auch hier die Erstellung eines Prüfprotokolls erwünscht.

### Zur Verriegelungsüberprüfung

Die Verriegelungsüberprüfung unterliegt grundsätzlich keiner Norm. Die SAS, welche auch nach Betreibervorstellungen ausgelegt ist, gehört meist zu den Ausschreibungsdokumenten. Dadurch verpflichtet sich der Gerätehersteller bzw. Dienstleister spätestens bei der Anlagenübergabe, dass die vorgeschriebenen Verriegelungen korrekt implementiert wurden. Einige Verriegelungsfunktionen sind in der Norm IEC 612271-200 – Verlust der Betriebsverfügbarkeit – beinhaltet und daher auch Stand der Technik. Die Überprüfung der Verriegelung obliegt jedoch vielmehr den Interessen des Anlagenbetreibers und ist entsprechend eher kundenseitig erwünscht.

Es wurde versucht, deutlich zu machen, dass die für die Entwicklung sowie Überprüfung der Verriegelung zuständigen Personen aufgrund der zahlreich notwendigen Signale sowie unterschiedlichen Konfigurationen und Kriterien vor einer großen Herausforderung stehen. Sie bekunden dahingehend den Wunsch nach Unterstützung bzw. einer Lösung, um die Verriegelungen auf eine schnellere, effizientere und effektivere Weise überprüfen zu können.

# KAPITEL 6 – DER UMSPANNWERK-SIMULATOR

OMICRON electronics pflegt einen regen Austausch mit den Kunden und beobachtet deren Vorgangsweisen und Schwierigkeiten bei anfallenden Betriebsmittel- und Schutzprüfungen. Dabei haben sie in den letzten Jahren das Bedürfnis der Simulation eines Umspannwerkes auf dem Markt erkannt. Vor allem haben bekannte Sekundärgerätehersteller für die Entwicklung sowie für die Werksabnahmeprüfungen ihrer Produkte – wo die realen Betriebsmittel des Umspannwerkes nicht vorhanden sind – die Notwendigkeit aufgezeigt, diese zu simulieren.

Ein Umspannwerk-Simulator könnte des Weiteren durch die Erfassung des Verhaltens der realen Betriebsmittel sowie Signale auch die Inbetriebnahmeprüfungen solcher Umspannwerke einschließlich der Verriegelungsüberprüfung stark erleichtern.

## 6.1 Allgemeines

Der Umspannwerk-Simulator hat die Hauptaufgabe, eine möglichst realistische Simulationsumgebung nachzubilden, um die Überprüfung der Sekundärtechnik zu ermöglichen. Dabei soll die Möglichkeit geboten werden, alle denkbaren Anlagentopologien mit nicht verfügbaren Betriebsmitteln wie Schaltgräten, IEDs, Messwandlern sowie die Kommunikationssignale untereinander zu simulieren. Bei der Inbetriebnahmeprüfung, bei der bereits reale Betriebsmittel zu Verfügung stehen, sollen diese in die Applikation eingebunden werden können. Dadurch können reale zeitliche Verhältnisse der Betriebsmittel erfasst, deren Funktionalität gewährleistet und ein abschließendes Prüfprotokoll erstellt werden.

Im Lebenszyklus eines Umspannwerkes sind mehrere Abschnitte ersichtlich, innerhalb derer die Anwendung eines Simulators eine große Erleichterung bedeuten könnte.

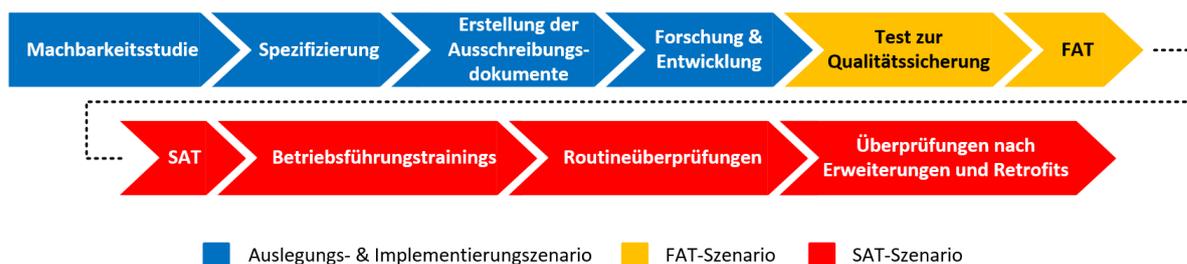


Abbildung 6.1: Schnittstellen des Simulators im Lebenszyklus eines Umspannwerkes

Aus der obigen Abbildung 6.1 geht deutlich hervor, dass gewisse Abschnitte gemeinsame Anforderungen aufzeigen. Diese können denjenigen in Kapitel 5.3 gleichgestellt werden.

## 6.2 Die Entwicklung der Simulatoren

Der starke Fortschritt der letzten Jahre sorgte für größere Veränderungen der primären Betriebsmittel im Energiesystem. Fluktuierende und dezentrale Erzeugungseinheiten führen zu Herausforderungen in der Systemimplementierung sowie Übertragung und Verteilung. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden auch die Ansprüche an Sekundärtechnik immer größer. Größere Datenmengen und Systeminformationen werden durch neue Technologien bereitgestellt und Schutz- bzw. Steuergeräten wie auch Automatisierungssystemen zur Verfügung gestellt. Diese müssen im Gesamtsystem entsprechend verarbeitet und die Geräte folglich konfiguriert werden. Dies betrifft auch die Verriegelungsüberprüfung, die in den Sekundärgeräten bzw. in der SAS implementiert ist. Abhilfe für solche Parametrisierungen der Sekundärgeräte kann durch einen Simulator gewährleistet werden. [42]

Im Laufe der Geschichte wurden bereits viele Simulatoren zum Nachbilden eines vollständigen Energiesystems entworfen und verwendet. Diese entwickelten sich mit dem technischen Fortschritt und dem Anstieg der Überprüfungsansprüche ebenso schnell weiter. [42]

Das erste bekannte Modell des Energiesystems, welches für Simulations- bzw. Entwicklungszwecke um das Jahr 1882 eingesetzt wurde, ist jenes von Thomas Alva Edison. Dieses wurde zuerst für Forschungszwecke im Labor entwickelt und wuchs in weiterer Folge zum ersten Wechselstrom-Energiesystem heran. Die Anfänge wurden somit geschaffen und elektromechanische Modelle wurden und werden über längere Zeit bzw. bis heute für einzelne Anwendungen eingesetzt. [42]

Der größte elektromechanisch-analoge Simulator, welcher je gebaut wurde und noch heute in einem sehr guten Zustand vorgefunden werden kann, ist jener in St. Petersburg im „Scientific and Technical Center of Unified Power System“ („NIIPT“). Dieser wurde bereits im Jahr 1945 in Betrieb genommen und war für den Netzausbau Russlands von großer Bedeutung. [42]



Abbildung 6.2: Elektromechanische-Analoge-Simulator in St. Petersburg [42]

Anfangs der 1980er Jahre wurde in Schweden von ASEA Relays (heute ABB) ein Simulator auf Basis analog-elektronischer Bauteile konstruiert. Dieser Simulator wurde mittels fünf Rechnern von vier spezialisierten Fachkräften bedient. Anhand dieses Simulators konnten realistische transiente Spannungen sowie Ströme bis zu 280 Ampere (A) erzeugt werden. [42]

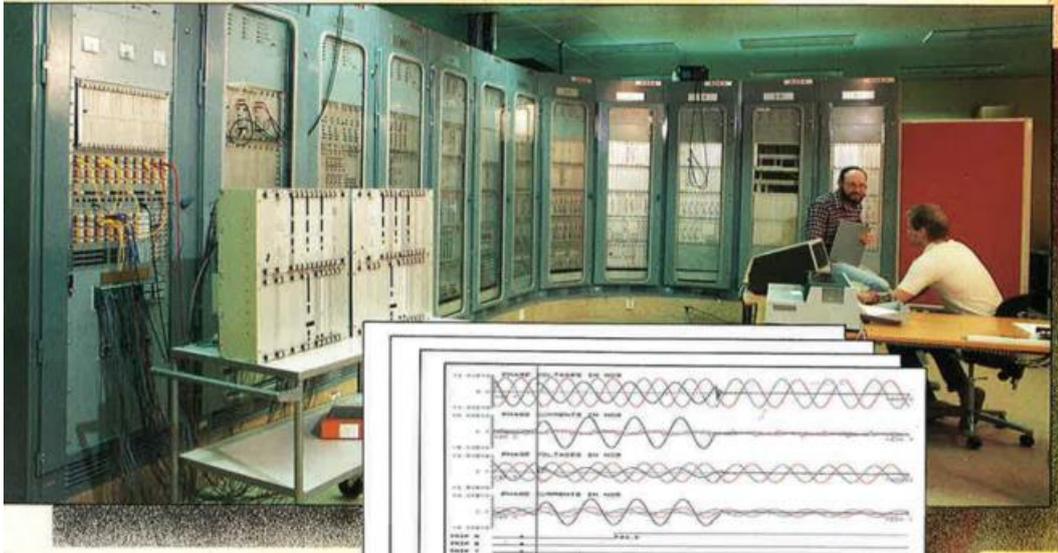


Abbildung 6.3: Simulator mit analog-elektronischen Bauteile [42]

In den frühen 1990er Jahren gewann ein vom „China Electric Power Research Institute“ (CEPRI) entwickelter Simulator in Beijing an Bedeutung. Die chinesische Energiebehörde begann, Sekundärgeräteherstellern Mindestanforderungen für eine Integration im chinesischen Energiesystem vorzuschreiben. Die Anforderungen waren für alle potenziellen Lieferanten gleichwertig, und deren Produkte mussten vor der Markterschließung ohne Ausnahme definierten Prüfungen anhand des Simulators unterzogen werden bzw. diese selbstverständlich auch bestehen. [42]



Abbildung 6.4: Simulator von CEPRI in Beijing [42]

Parallel dazu veröffentlichte Hermann W. Dommel bereits im Jahre 1969 das Manuskript „Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks“. Seine Erkenntnisse führten zu einer grundlegenden Erneuerung bzw. zur Einführung von digitalen computergesteuerten Simulationen. Die Simulationen basieren dabei auf Knoten-Strömen-Spannungen nach dem gleichnamigen Dommel-Algorithmus [42].

### 6.3 Existierende Simulatoren und Lösungen

Derartige Netz-Simulatoren werden auch heute u. a. von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Anlagenbetreibern, Inbetriebnahme-Dienstleistern sowie Sekundärgeräteherstellern verwendet. Dabei handelt es sich jedoch nicht um ein fertiges Produkt, sondern vielmehr um Eigenlösungen.

Einige Simulatoren sind so ausgelegt, dass sie für beliebige Anlagentopologien verwendet werden können und damit einem Umspannwerk-Simulator entsprechen. Wie in der nachstehenden Abbildung 6.5 auf der rechten Seite ersichtlich ist, werden dabei Schaltgeräte durch Kippschalter ersetzt und die entsprechenden Schalterstellungen mittels visueller Anzeigen (meist LEDs) dargestellt. Die auf der linken Seite eingebauten Sekundärgeräte werden der Überprüfung mit verschiedenen simulierten Schalterstellungen unterzogen. Der in der Mitte platzierte Rechner dient in diesem Falle als SCADA- bzw. Stationsrechner, anhand dessen auch die momentane Anlagenkonfiguration ersichtlich ist.



Abbildung 6.5: Umspannwerk-Simulator von Elektro Eletricidade e Servicos' [24]

Andere, bereits gebaute Simulatoren sind nur für spezifische Anlagen ausgelegt worden. Sie basieren auf Stromlaufplänen und Schaltfeldern der Anlage, was folglich den großen Nachteil birgt, dass sie nicht universell eingesetzt werden können.

Modernere Simulatoren, die derzeit auch für Prüfzwecke verwendet werden, basieren bereits auf SPS-Technologie.

#### Trainingssimulatoren

Umspannwerk-Simulatoren werden jedoch nicht nur für reine Prüf- und Berechnungszwecke eingesetzt.

Trotz der mittlerweile sehr hohen Versorgungssicherheit können in Übertragungs- und Verteilnetzen Fehler auftauchen, die zu Versorgungsunterbrechungen führen. In langgedienten Netzen fallen alterungsbedingt vermehrt Systemkomponenten aus. Des Weiteren werden Betriebsmittel aufgrund der zunehmenden fluktuierenden Lasten (z.B. Elektroautos) und Einspeisungen einer größeren

Beanspruchung unterzogen. Versorgungsunterbrechungen können trotz bestmöglicher Netzführung niemals zur Gänze ausgeschlossen werden. Schutzauslösungen werden selektiv durchgeführt wobei im Fehlerfall die betroffenen Abschnitte von der Versorgung freigeschaltet werden. Die Versorgungswiederherstellung wird zum Teil noch manuell anhand entsprechender Schalthandlungen oder durch Wiedereinschaltung nach Fehlerklärungen bewerkstelligt. [43]

Durch Eingriffe der Intelligenten Stromnetze (engl.: Smart Grids) sind Lastverteilungen weniger berechenbar. Dies spiegelt sich wiederum in der steigenden Komplexität der Betriebsführung wieder. [43]

Die Verringerung der Ausfallzeiten sowie die optimale Betriebsführung sind stets grundlegende Ziele der Netzbetreiber. Aus diesem Grund finden Simulatoren vermehrt auch bei Schulungen und Trainings Verwendung. Exemplarisch sieht man in der untenstehenden Abbildung 6.6 den Aufbau eines Trainingssimulators.



Abbildung 6.6: Trainingssimulator von Enexis [43]

### **Echtzeitsimulatoren**

Die rasante Entwicklung in der Informationstechnik hat auch zur Einführung von rechenleistungsintensiven Echtzeitsimulatoren geführt. Die Echtzeitfähigkeit wird durch die Kürze der Berechnungszeit der Größen erreicht, wobei diese von folgenden Parametern abhängig ist [44]:

- Größe des simulierten Systems
- Charakteristiken der transienten Größen
- Anzahl der Beobachtungspunkte
- Rechenleistung

Von einer Echtzeitsimulation ist die Rede, wenn die Berechnungszeit kürzer als die Länge des Simulationsschrittes selbst ist und somit jedem weiteren Prüfschritt das vorherige Ergebnis als Berechnungsgröße zu Verfügung steht. [44]

Echtzeitsimulatoren werden vor allem zur Nachbildung vollständiger Energiesysteme mit verteilten Erzeugungseinheiten, definiertem Übertragungsverhalten und Lasten verwendet. Dabei werden diese u. a. bei FATs von Schutzrelais oder auch für Schwarzstartuntersuchungen eingesetzt. [44]

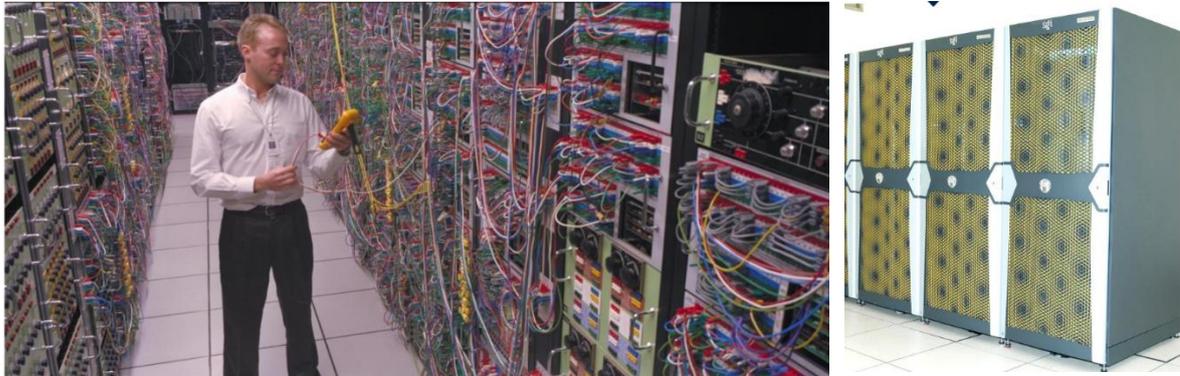


Abbildung 6.7: Analog Simulator (1996 - l) - Hypersim Opal RT Rack-Simulator (2013 - r) [44]

## 6.4 Nachteile gegenwärtiger Simulatoren

Die zurzeit verwendeten Simulatoren weisen neben der Tatsache, dass sie (mit Ausnahme der kostenintensiven Echtzeitsimulatoren) nicht als fertige Produkte auf dem Markt angeboten werden, weitere spezifische Nachteile auf. Diese lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Sie sind für eine bestimmte Anlage ausgelegt.
- Sie weisen Einschränkung bzgl. anfallender Anlagenerweiterungen auf.
- Da es sich um Einzelanfertigungen handelt ist die Wartung nicht gegeben bzw. wird nicht durchgeführt.
- Sie weisen hohe Entwicklungs-, Produktions- und Anschaffungskosten auf.
- Sie sind mit keiner grafischen Bedienoberfläche ausgestattet.
- Die Systeme sind nicht transportabel.
- Es können keine Prüfschritte und Prüfsequenzen erstellt werden.
- Die Implementierungsmöglichkeit von realen Betriebsmitteln ist nicht gegeben.
- Die IEC 61850-Normreihe wird nicht unterstützt.

## 6.5 Grundlegendes Funktionsprinzip

Da die Funktionalität des Umspannwerk-Simulators in sich bereits eine sehr hohe Komplexität aufweist, wird in den beiden folgenden Abschnitten das grundlegende Funktionsprinzip dargestellt. Die Anforderungen bzw. das Prinzip sind für das F&E- sowie für das FAT-Szenario sehr ähnlich und werden demzufolge in einem gemeinsamen Abschnitt dargestellt. Dabei wird nur eine exemplarische Anzahl an Betriebsmitteln angeführt, die gleichwohl von Anwendungsfall zu Anwendungsfall variiert und durch zusätzliche Betriebsmittel bzw. Signale erweitert werden kann.

### 6.5.1 Factory Acceptance-Testszenario

Wie bereits in Kapitel 5.3.1 und 5.3.2 dargelegt, ist die Zugänglichkeit zu realen Betriebsmitteln, welche für die Prüfung der Sekundärtechnik bzw. Verriegelung notwendig ist, nicht gegeben. Dementsprechend obliegt es dem Umspannwerk-Simulator, diese Aufgabe zu übernehmen. Der Umspannwerk-Simulator würde sich dabei aus einer Softwarekomponente zur Steuerung und Visualisierung sowie aus einer oder mehreren Hardwarekomponenten für die entsprechende Signalausgabe zusammensetzen. In der untenstehenden Abbildung 6.8 ist dabei exemplarisch die Simulation eines Leistungsschalters, einer Wandlergröße sowie eines zusätzlichen binären Signales dargestellt. Die entsprechenden Signale, die von diesen Betriebsmitteln gesendet werden, werden dem Prüfling – in diesem Fall der BCU mit der Verriegelungslogik – vom Umspannwerk-Simulator zur Verfügung gestellt. Zugleich werden eventuelle Client-Signale simuliert, die von der Netzleitstelle oder dem Stationsrechner gesendet werden können. Eventuelle Signale, die von der BCU gesendet werden, können anhand der Hardwarekomponente des Simulators erfasst und in der Simulation implementiert werden.

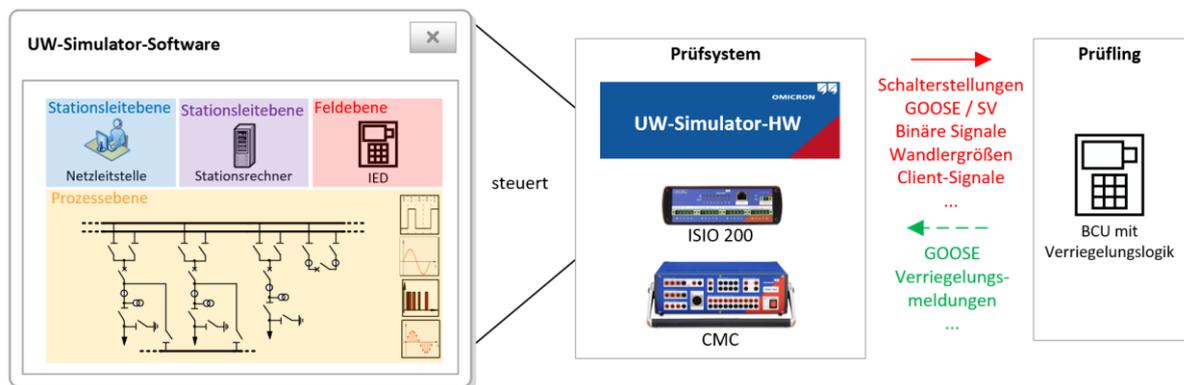


Abbildung 6.8: Grundlegendes Funktionsprinzip des Simulators im FAT-Szenario

### 6.5.2 Site Acceptance-Testszenario

Die grundlegenden Anforderungen an den Simulator im SAT-Szenario wurden bereits im Kapitel 5.3.3 beschrieben. Die primäre Aufgabe des Umspannwerk-Simulators besteht darin, als parallele Schnittstelle alle tatsächlichen Systemsignale zwischen realen Betriebsmitteln aufzuzeichnen, um daraus ein entsprechendes Prüfprotokoll erstellen zu können. Eventuell aufgrund von Lieferproblemen noch nicht verfügbare Geräte können dabei durch den Simulator nachgebildet werden.

Eine exemplarische Darstellung hierzu ist in Abbildung 6.9 ersichtlich.

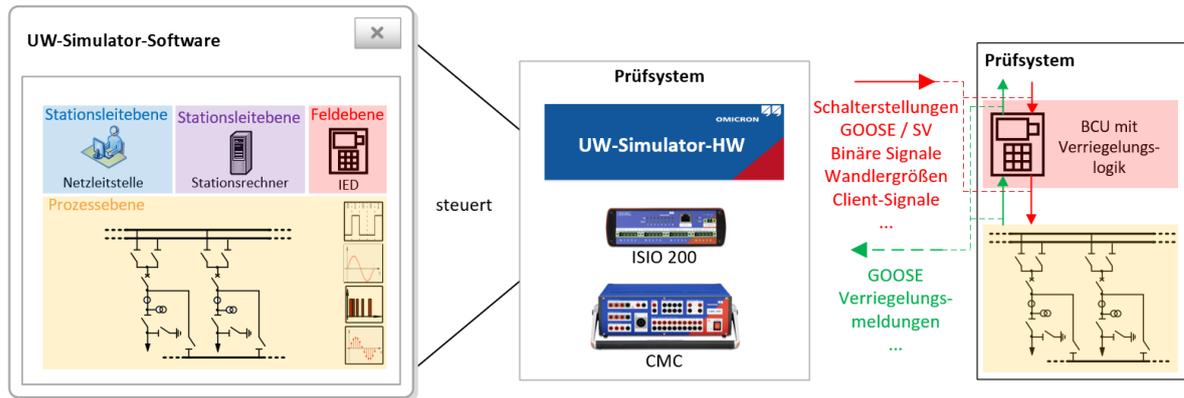


Abbildung 6.9: Grundlegendes Funktionsprinzip des Simulators im SAT-Szenario

## 6.6 Anforderungen an den Umspannwerk-Simulator

Um die Verriegelungsüberprüfung anhand des Umspannwerk-Simulators durchführen zu können, muss dieser einige Anforderungen erfüllen. Die in den folgenden Abschnitten aufgezeigten Anforderungen wurden während eines Praktikums des Verfassers bei OMICRON electronics definiert und bei der Erstellung eines ersten Softwarelayouts einbezogen.

### 6.6.1 Grafische Benutzeroberfläche

Die Software des Umspannwerk-Simulators soll mit einer grafischen Benutzeroberfläche ausgestattet sein. Anhand dieser kann stets die aktuelle Konfiguration der Anlage, ähnlich der Darstellung in der Netzleitstelle mit dem SCADA-System, grafisch visualisiert und auch gesteuert werden.

#### Editor

Anhand eines Editors kann die grafische Nachbildung jeglicher Anlagentopologie ermöglicht werden. Dem Benutzer muss dafür eine Auswahl an Betriebsmitteln und grafischen Elementen zur Verfügung gestellt werden, durch welche die gewünschte Konfiguration nachgestellt werden kann. Für die Verriegelungsüberprüfung müssen folgende Betriebsmittel verfügbar gemacht werden:

- Leistungsschalter
- Trennschalter
- Stromwandler
- Spannungswandler
- Sammelschiene
- Leistungstransformator
- Erdungsknoten
- IEDs

Eventuelle Lasten bzw. Einspeisungen können gleichfalls in der Anlagendarstellung ersichtlich sein, wobei sie für diesen Anwendungsfall als gemeinsames Symbol dargestellt werden können, da sie sich nur durch die Richtung der Leistung unterscheiden.

Im Editor muss die Unterscheidung zwischen simuliertem und realem Gerät deutlich sichtbar gemacht werden. In der untenstehenden Abbildung 6.10 werden die simulierten Betriebsmittel mittels der grauen Hinterlegung hervorgehoben.

Durch den Editor ist der Umspannwerk-Simulator an keine spezifische Anlagekonfiguration und demnach, zumindest aus Softwaresicht, beliebig anpassbar bzw. skalierbar.

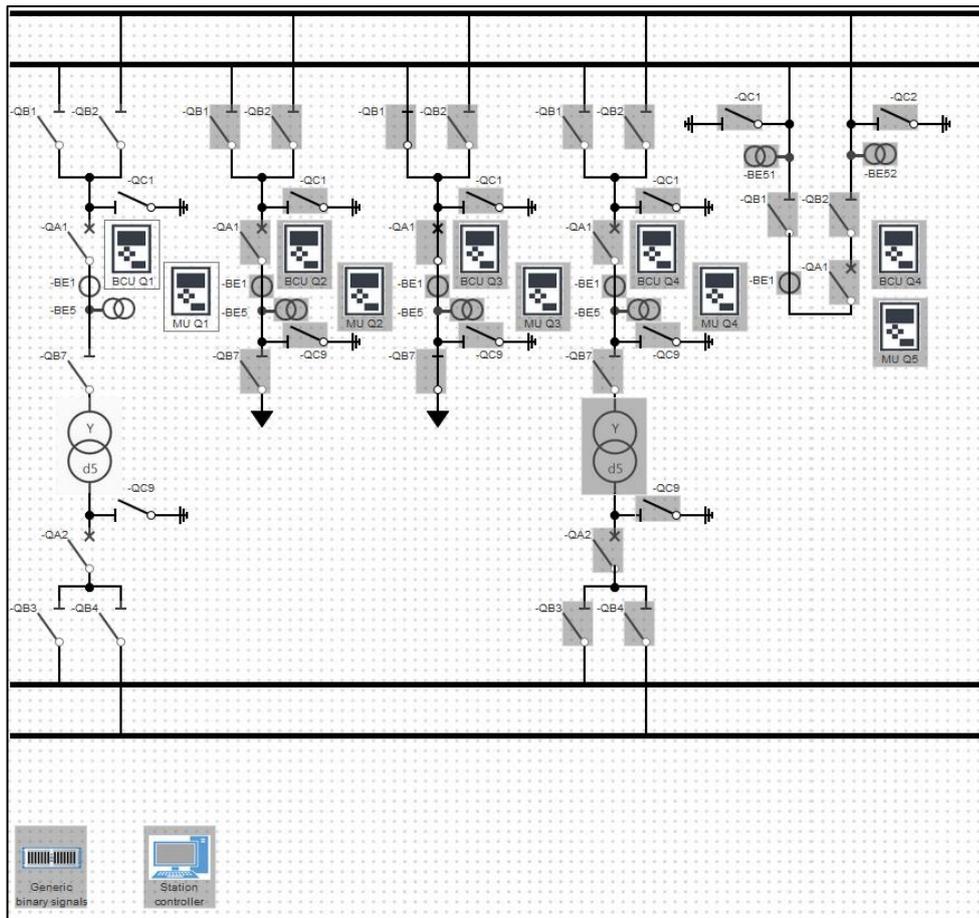


Abbildung 6.10: Möglicher Editor – Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

### Kommunikationsansicht

Ähnlich wie im Editor, soll auch in einer zweiten Ansicht der Signalfluss zwischen den einzelnen Betriebsmitteln abgebildet werden können. Dabei kann definiert werden bzw. geht daraus hervor, welches Betriebsmittel oder Prüfgerät mit welchem anderen kommuniziert. Zudem wird ersichtlich welches Übertragungsmedium bzw. welcher Kommunikationsstandard verwendet wird. In der folgenden Abbildung 6.11 ist eine solche Kommunikationsdarstellung exemplarisch wiedergegeben.

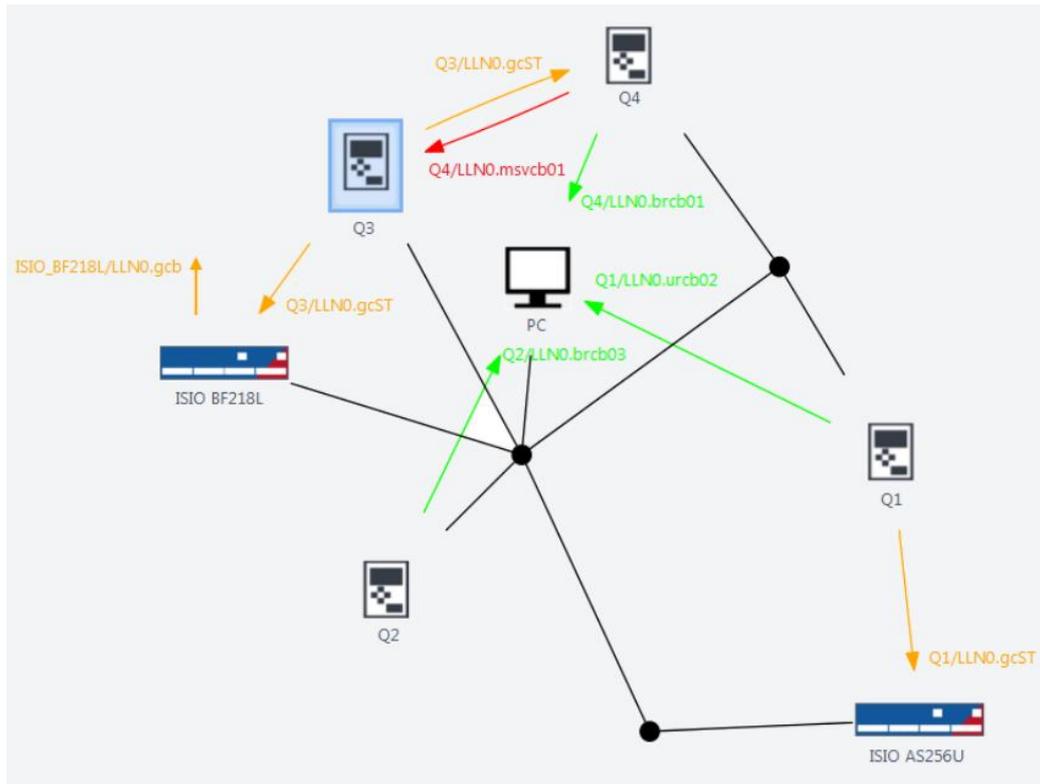


Abbildung 6.11: Mögliche Kommunikationsansicht - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

### Live-Ansicht

Nachdem die gewünschte Anlagenkonfiguration sowie Kommunikation unter den Betriebsmitteln bzw. Prüfgeräten definiert worden ist, bietet es sich an, eine dritte Ansicht zu ermöglichen. In dieser sog. Live-Ansicht werden momentane Schalterstellungen, etwaige Strom- oder Spannungswerte sowie zusätzliche Signale visualisiert. Neben der Visualisierung des aktuellen Anlagenzustandes ist es in dieser Ansicht sinnvoll, dem Benutzer die Möglichkeit zu geben, Betriebsmittel zu steuern. So können etwa die Schalterstellungspositionen von simulierten Schaltgeräten direkt und jene von realen durch simulierte Client-Signale geändert werden. Um eventuelle Verriegelungen bei beabsichtigten Schalthandlungen im Vorhinein besser ersichtlich zu machen, ist es sinnvoll, zusammengeschaltete Abschnitte bzw. Abschnitte gleicher Spannungsebene farblich zu verdeutlichen.

Eine mögliche Darstellung der Live-Ansicht ist in der untenstehenden Abbildung 6.12 ersichtlich.

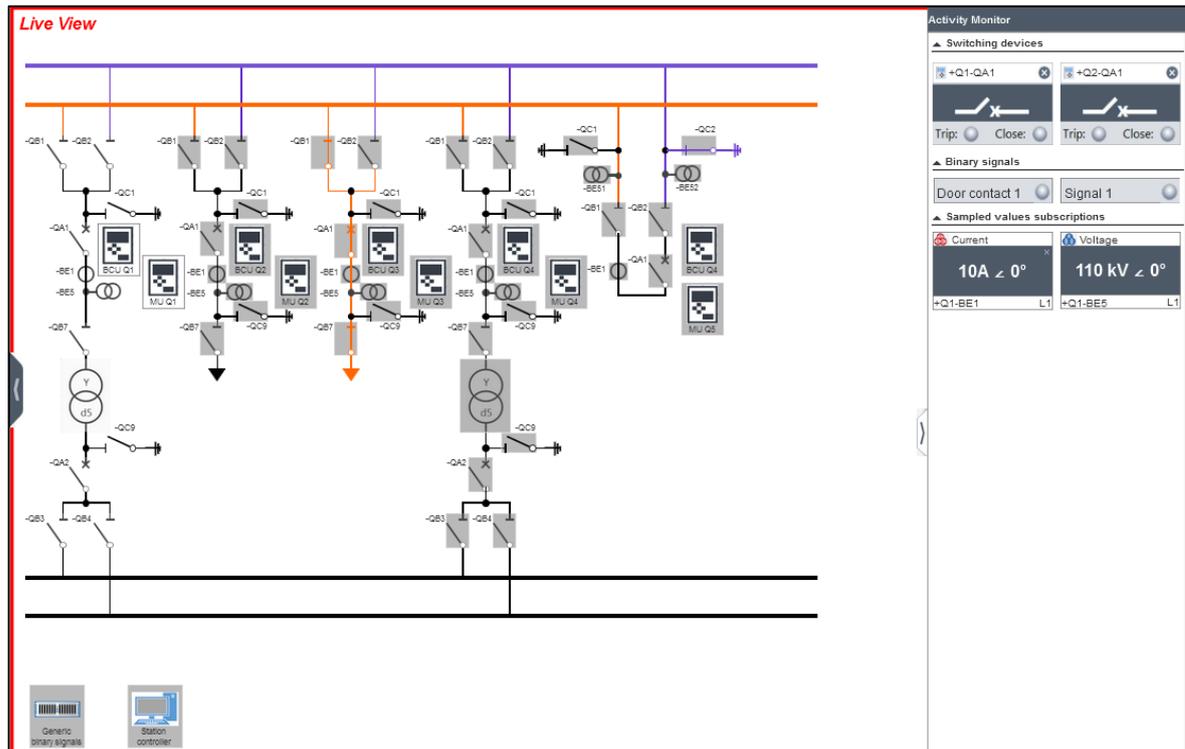


Abbildung 6.12: Mögliche Live-Ansicht - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

### 6.6.2 Import von SCD-Files

Um die Benutzerfreundlichkeit zu steigern und den Arbeitsaufwand zur Erstellung des Ersatzschaltbildes wie auch des Kommunikationsdiagramms zu verringern, ist es sinnvoll, den Import einer IEC 61850-konformen Stationsbeschreibung (engl.: Substation Configuration Description – SCD) zu ermöglichen. Ein SCD-File beinhaltet alle konfigurierten IEDs, die Konfiguration der Kommunikation selbst sowie eine Beschreibung der gesamten Anlage. Würden solche SCD-Files bereits in der Planungs- und Entwicklungsphase eines Umspannwerkes ordnungsgemäß erstellt und bei eventuellen Änderungen von bestehenden Anlagen aktualisiert, kann daraus beim Import ein sehr präzises Abbild der Anlage mit allen Betriebsmitteln und entsprechender Kommunikation erstellen werden. [25] [26]

### 6.6.3 Simulation von Schaltgeräten

Da die Schalterstellung eines der wichtigsten Verriegelungskriterien darstellt, ist eine Simulation der Schaltgeräte für die Überprüfung unerlässlich. Um diese möglichst realistisch zu gestalten, bedarf es mehrerer Einstellungen.

Um in der Simulation bzw. in etwaigen Prüfprotokollen die Identifikation der einzelnen Betriebsmittel zu ermöglichen, ist es notwendig, jedem einen Namen sowie eine Feldzuweisung zuzuordnen. Wie bereits in Kapitel 3.1.1 erwähnt, können geerdete Hoch- und Höchstspannungsnetze bei einem einpoligen Erdschluss zweiphasig für eine definierte Zeitspanne weiterbetrieben werden. Dies setzt voraus, dass jede einzelne Phase des Leistungsschalters einzeln geöffnet werden kann. Dies muss somit auch bei simulierten Leistungsschaltern nachgebildet werden und hat zur Folge, dass eventuelle Steuersignale, die von der BCU übergeben werden, folgendermaßen ausgeführt werden könnten:

- Gemeinsam ausgeführtes Ein- sowie Aus-Signal für alle drei Phasen
- Einzeln ausgeführtes Aus-Signal für jede Phase und ein gemeinsames Ein-Signal
- Einzeln ausgeführtes Aus- sowie Ein-Signal für jede einzelne Systemphase

Des Weiteren soll definierbar sein, ob die simulierten Leistungsschalter mit einer zweiten Auslösespule versehen sind. Dies hätte zur Folge, dass die Steuersignale von der BCU redundant ausgeführt werden müssten. Simulierte Schaltgeräte sollen auch die Möglichkeit aufzeigen, ein Schalterversagen nachzustellen. Dies würde bedeuten, dass etwaig von der BCU kommende Steuersignale zwar vom Schaltgerät erfasst werden, ein eventueller Öffnungs- bzw. Schließvorgang jedoch ausbleiben.

Um die Simulation eines Schaltgeräts möglichst realistisch zu gestalten, muss auch das zeitliche Verhalten des Betriebsmittels berücksichtigt werden. Demzufolge müssen die Schließ- bzw. Öffnungszeit sowie das Verhalten der AB-Kontakte, anhand derer die Schalterstellungsrückmeldung erfolgt, einstellbar sein. Der Vorgang der Schalterstellungsänderungen ist in Abbildung 6.13 dargestellt.

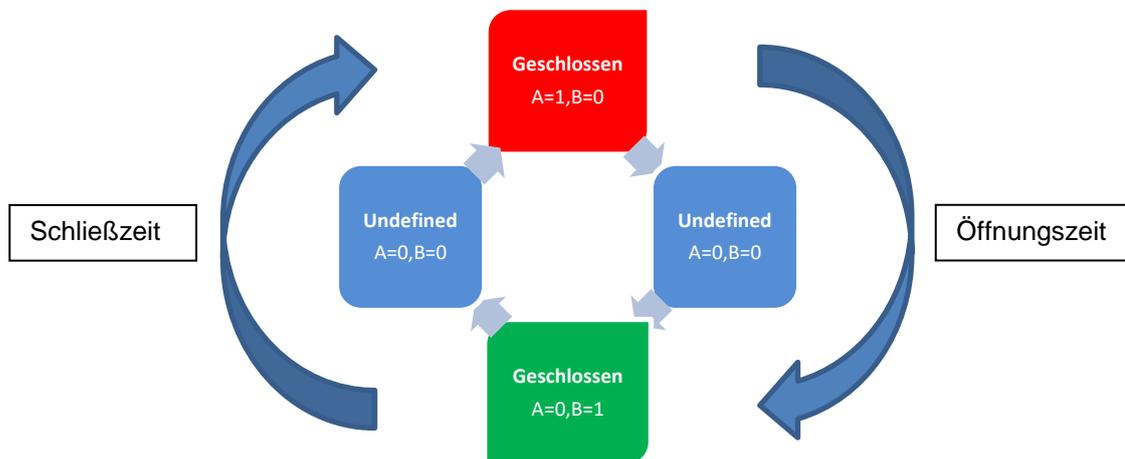


Abbildung 6.13: Schematische Simulation des AB-Hilfskontakte-Schaltzyklus - OMICRON electronics (überarbeitet)

Die oben erwähnten Einstellungen zur Simulation der Schaltgeräte könnten durch in der Abbildung 6.14 dargestellte Eingabefenster getätigt werden.



Abbildung 6.14: Mögliche Einstellungen von Schaltgeräten - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

### Überprüfung der Verriegelung anhand der Simulation von Schalterstellungen

Da die Zugänglichkeit zu echten Schaltgeräten für die Verriegelungsüberprüfungen nicht immer gegeben ist, soll der Umspannwerk-Simulator diese nachbilden können. Durch die Ansteuerung mittels der grafischen Benutzeroberfläche in der Live-Ansicht des Umspannwerk-Simulators oder anhand der Bedienung des HMI der zu überprüfenden Einheit können alle möglichen Schalterstellungen gesetzt werden. Um das korrekte Verhalten der entwickelten Verriegelungsfunktionen zu gewährleisten, können dadurch auch bewusst unzulässige Schalterstellungen angesteuert werden. Anhand der zu erwartenden Verriegelungsmeldung bzw. visualisierten Verriegelung könnte die Funktionalität bestätigt werden.

In konventionellen Anlagen werden Schließ- und Öffnungssignale von der BCU an den Auslösespulen der Schaltgeräte mittels Binärsignal weitergegeben. Die entsprechenden Stellungsmeldungen der Schaltgeräte werden anschließend durch eine Kupferverdrahtung an die BCU-Einheit zurückgegeben. Die untenstehende Abbildung 6.15 zeigt die exemplarische Überprüfungsmöglichkeit der Feldverriegelung anhand des Umspannwerk-Simulators.

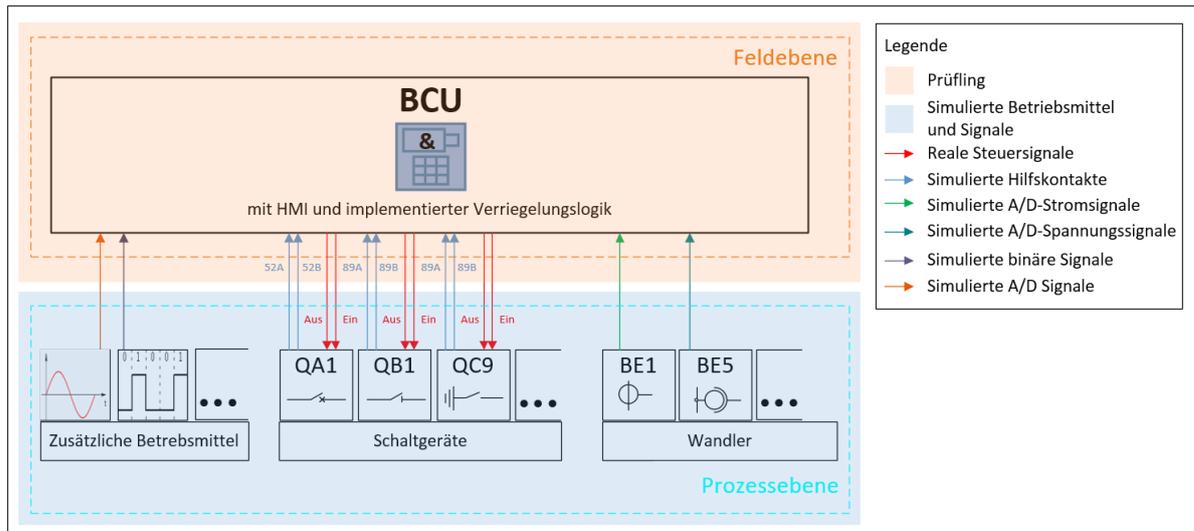


Abbildung 6.15: Feldverriegelungsüberprüfung anhand simulierter Schalterstellungen in konventionellen Anlagen

In volldigitalen Anlagen erfolgt die Übermittlung der Steuer- sowie der AB-Hilfskontaktsignale anhand von GOOSE-Signalen. Aus diesem Grund müsste der Umspannwerk-Simulator auch die Simulation dieses Kommunikationsservices beherrschen.

#### 6.6.4 Simulation von GOOSE

Die Kommunikation zwischen der BCU und den Schaltgeräten, also der Austausch von Ein-/Aus-Steuersignalen sowie Schalterstellungsmeldungen anhand der AB-Hilfskontakte, erfolgt in volldigitalen Anlagen anhand von GOOSE-Signalen.

Aus diesem Grund muss der Umspannwerk-Simulator zur Überprüfung der Verriegelungslogik sowohl das Verhalten eines Publishers als auch eines Senders aufweisen. Schaltgeräte können anhand der Live-Ansicht des Simulators oder durch GOOSE-Steuersignale der BCU direkt in die gewünschte Schalterstellung gebracht werden. Die entsprechende Position wird anschließend von den AB-Hilfskontakte-GOOSE an der BCU zurückgemeldet. Der Benutzer hat dementsprechend die Möglichkeit, beliebige Ausgangszustände der Anlagenkonfiguration zu setzen und in weiterer Folge unzulässige Schalthandlungen zu tätigen, um die Funktionalität der Verriegelung zu überprüfen. In Abbildung 6.16 ist für ein besseres Verständnis die schematische Funktionsweise der Feldverriegelungsüberprüfung in volldigitalen Anlagen anhand des Umspannwerk-Simulators dargestellt.

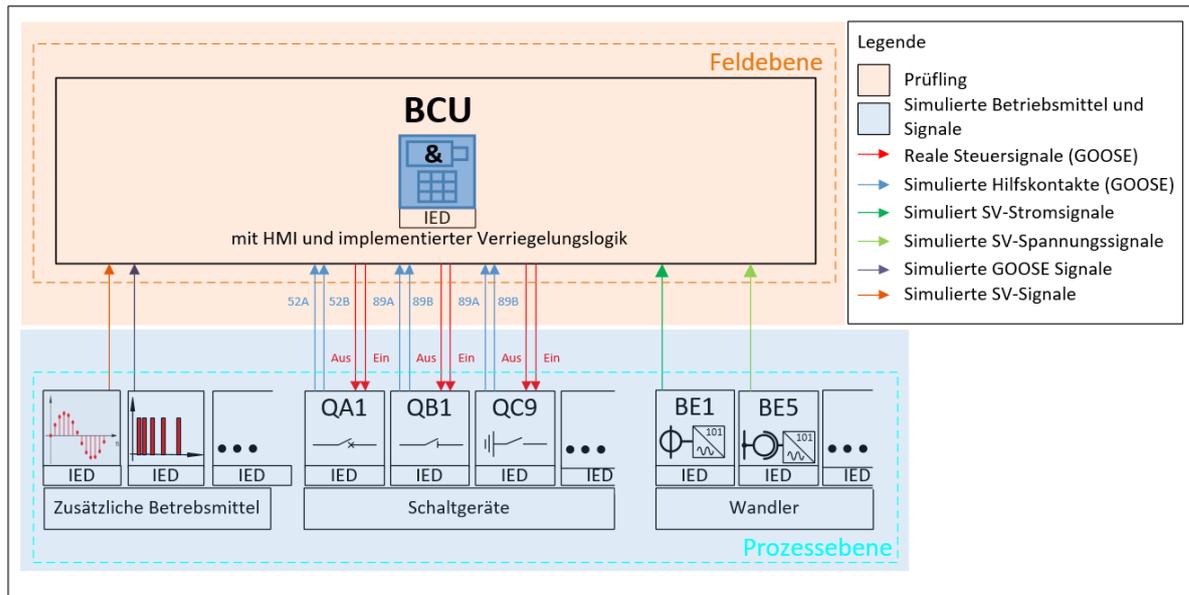


Abbildung 6.16: Feldverriegelungsüberprüfung anhand simulierter Schaltgeräte in volldigitalen Anlagen

### 6.6.5 Simulation von Strömen und Spannungen

Wie bereits in Kapitel 5.2.2 und 5.2.3 erwähnt, können neben den Schalterstellungen auch Strom- und Spannungswerte als Verriegelungskriterien dienen. Demzufolge ist es naheliegend, dass der Umspannwerk-Simulator auch die Simulation dieser Sekundärgrößen beherrschen muss.

Die Strom- und Spannungswandler können ebenfalls in der Editor-Ansicht des Umspannwerk-Simulators im entsprechenden Schaltfeld implementiert werden. Durch eine Einstellungsansicht der Wandlerelemente können Amplitudenwerte sowie Phasenwinkel der A/D-Sekundärgrößen eingestellt werden. Die Berücksichtigung des transienten Verhaltens der Größen sowie etwaiger Oberschwingungen ist für die Verriegelungsüberprüfung nicht ausschlaggebend. Folglich ist die Simulation von 50-Hz-Sinusgrößen mit konstanten Amplituden ausreichend.

#### Verriegelungsüberprüfung anhand simulierter A/D-Strom- und A/D-Spannungswerte

Die simulierten Sekundärgrößen der Feldströme bzw. Feldspannungen können in der Live-Ansicht der Bediensoftware eingestellt werden. Diese Größen werden anhand der Verbindung der Hardwarekomponente mit den Strom- und Spannungswandleranschlüssen der zu überprüfenden BCU mit implementierter Verriegelungslogik übergeben. Die Verriegelungsüberprüfung können durch beabsichtigte Schalthandlungen überprüft werden, die aufgrund der simulierten Feldgrößen zu etwaigen Meldungen führen würden. Anhand der simulierten Strom-Spannungs-Größen können z. B. Verriegelungen, die das Schließen des Erdungsschalters bei unter Spannung stehendem Abschnitt sowie etwaige Zusammenschlüsse von Abschnitten mit unterschiedlichen Spannungsniveaus verbieten, überprüft werden.

Neben der Simulation von Schalterstellungen ist in Abbildung 6.15 auch die Simulation von sekundären Strom- und Spannungsgrößen für die Verriegelungsüberprüfung anhand des Umspannwerk-Simulators ersichtlich.

### 6.6.6 Simulation von Sampled Values

Anhand der Simulation von Sampled Values können entsprechende Sekundärgrößen der IED-Feldwandler oder Merging Units mit dem Umspannwerk-Simulator nachgestellt werden. Dadurch können die Überprüfung der auf Strom- und Spannungswerte ausgelegten Verriegelung auch in volldigitalen Anlagen durchgeführt werden.

Eine Übersicht der Feldverriegelungsüberprüfung mit simulierten Sampled Values ist in Abbildung 6.16 ersichtlich

### 6.6.7 Simulation zusätzlicher binärer und zeitlicher Signale

Um die Verriegelungsüberprüfung anhand des Umspannwerk-Simulators durchführen zu können, soll dieser, wie in Kapitel 5.2.4 und 5.2.5 angesprochen, auch die Simulation etwaiger anfallender binärer und zeitlicher Signale beherrschen.

Während die Simulation von binären Signalen und die entsprechende Ansteuerung anhand eines simulierten IEDs (siehe folgender Kapitel 6.6.8) in der Live-Ansicht des Simulators als recht unproblematisch angesehen werden kann, stellt die Simulation anderer beliebiger A/D- bzw. Sampled Values-Signale eine bedeutend größere Herausforderung dar. So wird es etwa kaum möglich sein, z.B. beliebige zeitliche A/D-Temperaturverläufe darstellen zu können. Abhilfe in der Simulation kann jedoch eine Approximation mittels Rechteck-, Dreieck- oder Sinussignalen mit einstellbarer Amplitude sowie Frequenz schaffen.

Für die Verriegelungsüberprüfung in volldigitalen Anlagen könnten Binärsignale in simulierte GOOSE-Signale implementiert und zeitliche Signale anhand simulierter Sampled Values übergeben werden.

Die Verriegelungsüberprüfung durch die Simulation zusätzlicher binärer und zeitlicher Signale ist in Abbildung 6.15 bzw. Abbildung 6.16 ersichtlich.

### 6.6.8 Simulation von IEDs bzw. Sekundärgeräten

Da vor allem die feldübergreifende Verriegelung auch von anderen IEDs bzw. Sekundärgeräten abhängig ist und diese in einigen Fällen bei Verriegelungsüberprüfungen nicht zu Verfügung stehen, muss der Umspannwerk-Simulator die Fähigkeit haben, auch diese bei Bedarf zu simulieren.

Die Simulation von IEC 60870-konformen Sekundärgeräten ist anhand eines Umspannwerk-Simulators kaum realisierbar. Das Datenmodell sowie die Semantik eines Betriebsmittels sind in dieser Normreihe nicht standardisiert und können demzufolge von Hersteller zu Hersteller und sogar von Modell zu Modell unterschiedlich sein. Eine Simulation der Sekundärgeräte ist in diesem Falle nicht erstrebenswert, da das Aufwand/Nutzen-Verhältnis für diese Anforderung sehr ungünstig wäre.

Demgegenüber kann die Simulation eines IEDs, also eines IEC 61850-konformen Sekundärgerätes, sehr einfach bewerkstelligt werden. Bereits in der Entwicklungsphase bzw. zur Parametrisierung werden Gerätebeschreibungen (engl.: Configured IED Description – CID) erzeugt. Ein CID-File ist eine herstellerspezifische Datei, welche die Beschreibung des IEDs und somit auch dessen gesamte, an

eine Anlage angepasste Konfiguration enthält. Liegt ein solches CID-File vor, lässt sich sehr rasch und einfach eine Simulation eines IEDs durch einen Import und anschließender Objektzuweisung bewerkstelligen. Dadurch wäre das Datenmodell in einer normgerechten Struktur vorhanden und beliebige Werte für eine Verriegelungsüberprüfung können in der Simulation verändert werden. [21] [25]

In der untenstehenden Abbildung 6.17 ist eine schematische Darstellung der Verriegelungsüberprüfung anhand eines simulierten IEDs wiedergegeben.

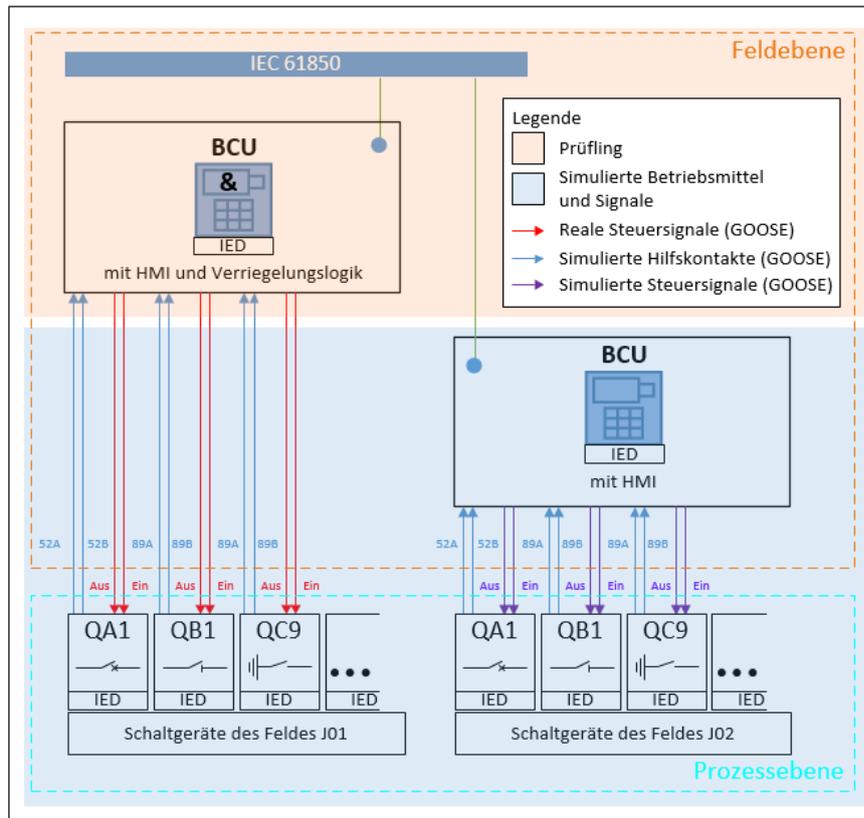


Abbildung 6.17: Verriegelungsüberprüfung anhand simulierter IEDs in volldigitalen Anlagen

Um simulierte binäre bzw. zeitliche Signale in der Simulation ansteuer- und einstellbar zu gestalten, können diese per Einbindung in einem Sekundärgerät-Icon als Containerstruktur in der Live-Ansicht des Umspannwerk-Simulators implementiert werden.

### 6.6.9 Erfassung realer Betriebsmittel und Signale

In den bisherigen Abschnitten wurde ausschließlich auf die Simulationsanforderungen der Softwarekomponente des Umspannwerk-Simulators eingegangen. Die Simulation von Betriebsmitteln bzw. deren zeitliches Verhalten und eventuelle Signale kommt bei den Anwendungen des FAT-Szenarios dem Umspannwerk-Simulator zugute. Dieser sollte jedoch auch für Anwendungen des SAT-Szenarios eingesetzt werden können, wo reale Geräte vorhanden sind. Um dies zu ermöglichen, ist es notwendig, reale Betriebsmittel sowie Signale in der Simulation bzw. in diesem Fall in der Applikation einbinden zu können. Um die Erfassung zu ermöglichen, soll dabei die Hardwarekomponenten des Umspannwerk-Simulators, wie in Abbildung 6.18 aufgezeigt, reale Signale parallel abfangen können. Die dadurch aufgezeichneten Signale würden u. a. die korrekte Abbildung der realen

Anlagenkonfiguration sowie die Erstellung des Prüfprotokolls ermöglichen. Dabei muss der Umspannwerk-Simulator die Fähigkeit aufweisen, eventuell anfallende binäre bzw. A/D-, GOOSE-, Sampled Values- und C/S-Signale erfassen zu können. In der untenstehenden Abbildung 6.18 wird exemplarisch der Unterschied zwischen der Simulation eines Schaltgerätes und der Erfassung eines realen Schaltgerätes dargestellt.

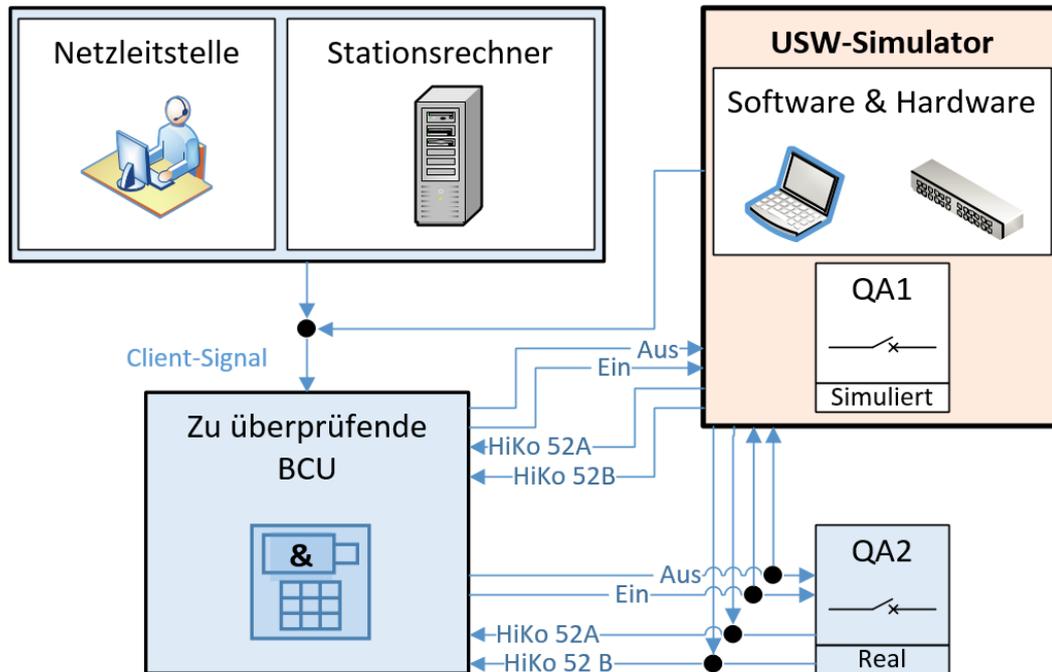


Abbildung 6.18: Exemplarische Gegenüberstellung zwischen simuliertem und realem Schaltgerät

### 6.6.10 Simulation von Client-Signalen

Wie in Kapitel 5.2.1 angesprochen und auch in Abbildung 6.18 ersichtlich, können Schalthandlungen nicht nur anhand des HMI der BCU, sondern auch durch eintreffende Client-Signale von der hierarchisch höhergelegenen Stationsleit- oder Netzleitebene eingeleitet werden. Durch die Simulation dieser Client-Signale können sowohl simulierte als auch reale Schaltgeräte über die zu überprüfende BCU anhand des Umspannwerk-Simulators gesteuert werden.

Die fehlende Standardisierung dieser Semantik der IEC 60870-Norm führt auch bei der Simulation von Client-Signalen zu einer kaum lösbaren Aufgabe. Es soll nachfolgend versucht werden, dies anhand einer Gegenüberstellung zwischen der auf der Ethernet-Schicht basierenden IEC 60870-5-104- sowie der IEC 61850-Kommunikation zu verdeutlichen.

Die Kommunikation auf der Ethernet-Schicht, also IEC 61850 sowie IEC60870-5-104, erfolgt anhand von Informationspaketen, sogenannter Ethernet-Frames. Der Aufbau eines solchen Ethernet-Frames ist in der untenstehenden Abbildung 6.19 dargestellt.

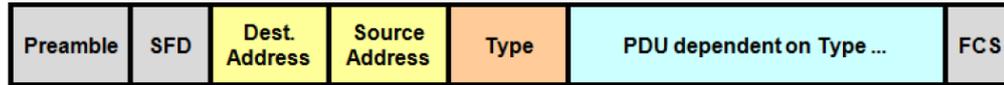


Abbildung 6.19: Aufbau eines Ethernet-Frames [25]

Eingeleitet werden solche Frames mittels eines Preambles und eines „Start Frame Delimiters (SFD)“. Anschließend folgt die MAC-Adresse (gelb), die eine Empfänger- und eine Sender-Adresse beinhaltet. Der Ethertype (orange) spezifiziert das verwendete Protokoll, z. B. IP, TCP oder „Manufacturing Message Specification (MMS)“. Im folgenden „Protocol Data Unit (PDU)“-Segment sind die zu übertragenden Informationen enthalten. Der abschließende „Frame Check Sequence (FCS)“-Abschnitt dient zur Feststellung eventueller Übertragungsfehler. [25]

Da das Datenmodell in der IEC 60870-5-104-Norm nicht definiert ist, wird die Semantik des PDU-Abschnittes nicht normiert und ist demzufolge fortwährend herstellerspezifisch. Eine entsprechende Simulation würde ohne das Vorliegen einer Aufschlüsselungstabelle, die auch anlagenspezifisch sein könnte, nur schwer realisierbar sein. Eine ähnliche Situation würde bei der Simulation von „103er“-Client-Signalen vorliegen, die jedoch auf einer seriellen Kommunikation basiert.

Durch das standardisierte Datenmodell sowie die Semantik der Signale in der IEC 61850-Norm würde sich die Simulation etwaiger Client- bzw. MMS-Signale, die auf der Anwendungsschicht (engl.: Application Layer) übertragen werden, wesentlich einfacher gestalten.

### Die Funktionsweise der Verriegelung mittels IEC 61850-Client-Signal

In der folgenden Abbildung 6.20 ist die Funktionsweise der Verriegelung mittels IEC 61850 dargestellt. Dazu sind folgende LN notwendig:

- CSWI
- CILO
- IHMI
- XSWI
- XCBR

Beabsichtigt der Prüfer, den Leistungsschalter eines Feldes anhand des Stationsrechners oder in der Netzleitstelle zu schalten, wird vom IHMI-Knoten direkt ein MMS-Signal an den entsprechenden CSWI-Knoten der BCU oder des Leistungsschalters gesendet. Das MMS-Signal wird parallel an die Verriegelungslogik gesendet. Nach erfolgter Verriegelungsüberprüfung wird eine „Erlaubt/Geblockt“-Meldung an den CSWI-Knoten gesendet, der entsprechend darauf reagiert. Wird der Schaltzustand erlaubt, sendet der CSWI-Knoten den Befehl an den XCBR-Knoten weiter. Nachdem sich der Schaltzustand des Leistungsschalters verändert hat, sendet der XCBR-Knoten einen Statusreport an den IHMI-Knoten über den CSWI-Knoten zurück. Die Positionsveränderung wird direkt vom XCBR-Knoten an die Verriegelung mitgeteilt, sodass nachfolgende Verriegelungsüberprüfungen mit neuen Schaltzuständen durchgeführt werden können. [45]

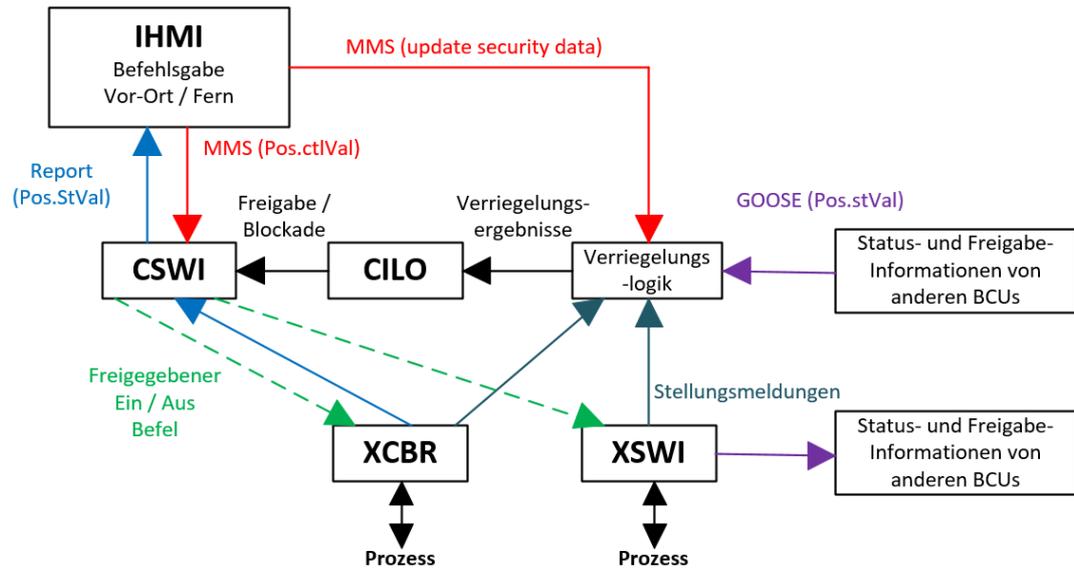


Abbildung 6.20: Funktionsweise der Verriegelung im IEC 61850 Standard [34] [45] (überarbeitet)

### 6.6.11 Erstellung von Prüfschritten und Prüfsequenzen

Die Verriegelung besteht aus vielen einzelnen Funktionen, die einzeln überprüft werden müssen. Bei größeren Anlagen kann die Anzahl dieser Funktionen entsprechend groß sein. Da solche Verriegelungsfunktionen einen hohen Komplexitätsgrad aufweisen und zum Teil auch abgestimmt werden müssen bzw. sich gegenseitig beeinflussen können, kann nicht davon ausgegangen werden, dass sie bereits bei der ersten Implementierung korrekt ausgelegt worden sind. Es kommt nicht selten vor, dass Parameter vor allem in der Entwicklungsphase verändert oder angepasst werden müssen. Nach jeder erfolgten Änderung müssten entsprechend alle einzelnen Schritte der Verriegelungsüberprüfung erneut durchgespielt werden. Es kann somit vorkommen, dass nach der Überprüfung der 100. Verriegelungsfunktion ein Parametersatz neu angepasst werden muss und demzufolge erneut alle 100 bisherigen Verriegelungsüberprüfungen erneut durchgeführt werden müssten.

Um eine bessere Benutzerfreundlichkeit bzw. die Automatisierung der Verriegelungsüberprüfung zu erreichen, sollte der Umspannwerk-Simulator die Möglichkeit aufzeigen, einzelne Prüfschritte zu definieren, die sich bei Bedarf auch zu einer Prüfsequenz bündeln lassen. Es wäre des Weiteren empfehlenswert, eine Aufzeichnungsfunktion anzubieten, sodass jegliche Handlung, ausgehend von einer definierten Ausgangskonfiguration, aufgezeichnet und automatisch als Prüfschritt gesetzt werden kann.

Solche Prüfschritte könnten u. a. folgende Statusveränderungen beinhalten:

- Veränderung der Schalterstellung
- Veränderung der Wertigkeit eines Binärsignals
- Veränderung von Strom- und Spannungswerten
- Veränderungen des Inhalts von DataSets in GOOSE

Zwischen diesen einzelnen Prüfschritten, in denen bewusst Aktionen gesetzt werden, bietet es sich auch an, Zwischenschritte zu implementieren. Durch deren Implementierung kann definiert werden, nach welcher Bedingung der nächste Prüfschritt eingeleitet wird. Folgende Optionen sind denkbar:

- **Zeitintervall**

Abwarten einer definierbaren Zeitspanne, die absolut ist oder auf dem vorherigen Prüfschritt bezogen werden kann.

- **Trigger-Bedingung**

Der nächste Schritt wird erst dann eingeleitet, wenn eine bestimmte Bedingung erfüllt ist. Diese kann z. B. in Form einer Veränderung eines Binärsignals oder GOOSE gegeben sein.

- **Manuelle Eingabe**

Der nächste Prüfschritt wird erst anhand der manuellen Benutzer-Bestätigung ausgeführt.

In einigen Fällen kann es hilfreich sein, Zwischenschritte anhand einer UND- bzw. ODER-Verknüpfung miteinander verbinden zu können. Dies kann z. B. mit Verwendung einer ODER-Verknüpfung dazu führen, dass entweder eine gewisse Zeit abgewartet wird oder eine gewisse Bedingung zutreffen muss, damit der nächste Prüfschritt ausgeführt wird.

Da sowohl bei der FAT als auch bei der SAT abschließend die Erstellung eines Prüfprotokolls erwünscht ist, sollen auch sogenannte Bewertungsschritte erstellbar sein. In diesen kann festgelegt werden, welche Bedingung oder welcher Wert innerhalb welcher Zeit für eine positive Bewertung erwartet wird. Dadurch kann bei Abspielen der Prüfsequenz eine automatische Bewertung der Prüfschritte oder abschließend der gesamten Sequenz ermöglicht werden.

Die Gestaltung solcher Prüfsequenzen kann auch die Prüfzeiten drastisch verkürzen. Durch die Anpassung einzelner Prüfschritte kann die Prüfsequenz zudem leicht für die Verriegelungsüberprüfung auf anderen BCUs bzw. Stationsrechnern verwendet werden. Auch die SAT-Prüfung kann deutlich schneller durchgeführt werden. Prüfer haben dadurch die Möglichkeit, die für die FAT-Überprüfung erzeugten Files anzupassen. Durch eine Umstellung der Betriebsmitteleigenschaft „simuliert“ zu „real“ und eine eventuelle Verdrahtungsveränderung kann die Sequenzen, ausgehend von einer definierten Schalterstellungskonfiguration, schnell und einfach erneut bei der SAT abgespielt werden. Die Prüfer können bereits im Vorhinein die Prüfsequenzen definieren und müssen diese anschließend lediglich abspielen. Dies führt dazu, dass sie mit den kurz gehaltenen Zeitspannen besser umgehen können und in die oft allzu stressigen Situationen der SAT entlastet werden. Dadurch kann eine sowohl effizientere als auch effektivere Prüfung durchgeführt werden.

In Abbildung 6.21 ist auf der rechten Seite die mögliche Darstellung einer Prüfsequenz wiedergegeben.

### 6.6.12 Prüfmanager

Da der Umspannwerk-Simulator als Prüfgerät bzw. als Prüfsoftware dient, muss dieser auch einen Prüfmanager beinhalten. Dieser soll dazu dienen, eine Übersicht über mehrere Prüfsequenzen zu ermöglichen und die Prüfsequenzen zu gruppieren bzw. zu organisieren. In der Prüfmanager-Ansicht können die Prüfsequenzen sogenannten Prüffällen zugeteilt werden, wobei diese auch mit einem Status (nicht ausgeführt, ausgeführt, bestanden, nicht bestanden) versehen werden können. Um die Benutzerfreundlichkeit zu erhöhen, können die Prüffälle überdies dupliziert werden. Dies kommt dem Benutzer ggf. entgegen, falls dieser den gleichen Prüffall bei unterschiedlichen Ausgangsschaltkonfigurationen abspielen oder nur einen einzigen Prüfschritt in der Sequenz austauschen möchte.

In der untenstehenden Abbildung 6.21 ist eine mögliche Darstellung der Prüfmanager-Ansicht ersichtlich

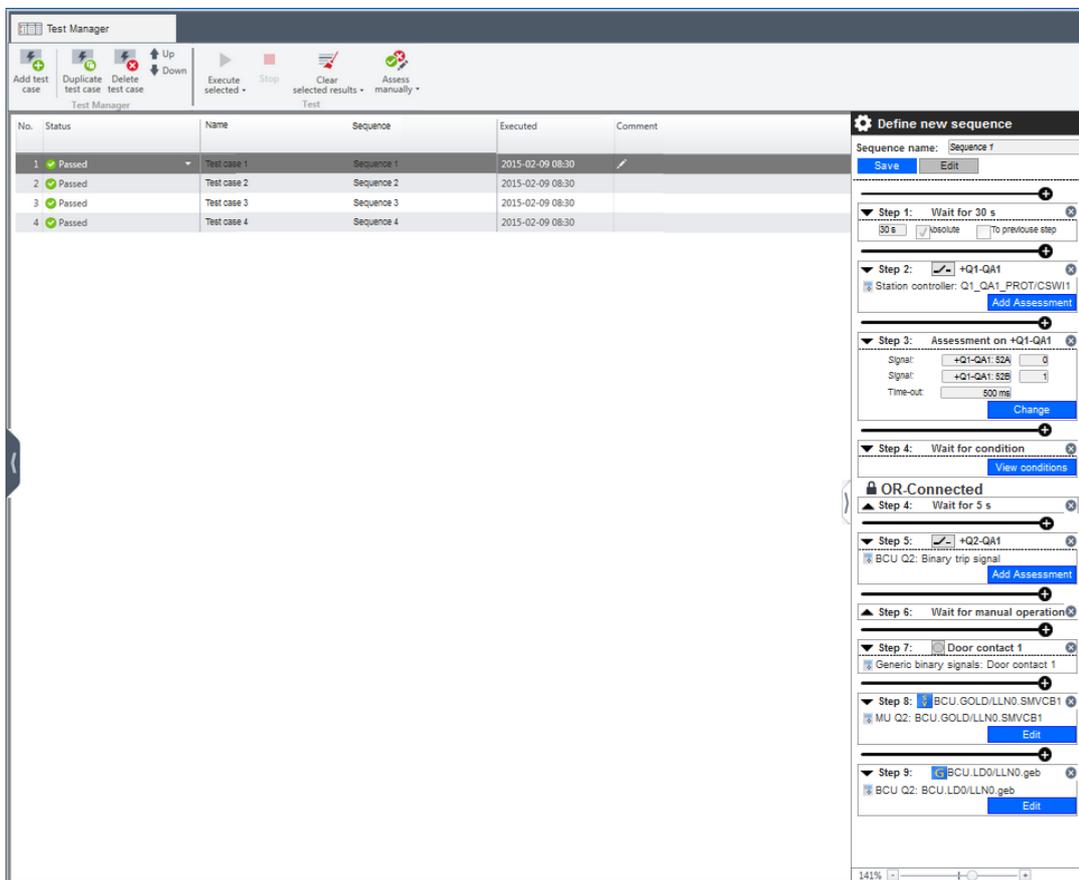


Abbildung 6.21: Mögliche Ansicht des Prüfmanagers - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

### 6.6.13 Erstellung von Prüfprotokollen

Beim Abschluss der FAT- und SAT-Prüfung müssen entsprechende Abnahme- bzw. Prüfprotokolle erstellt werden. Der Umspannwerk-Simulator kann anhand der automatisierten Auflistung der Prüffälle sowie deren Statusinformationen, aber auch anhand weiterer, rein informativer Eingaben wie z. B. Ausführungsdatum, Anlagespezifizierung, Name des Prüfers usw. Abhilfe bei deren Erstellung schaffen. Dadurch lässt sich schnell und leicht ein speicher- oder druckbares Dokument erstellen.

### 6.6.14 Hardware und Prüfgerätekfiguration

Bislang wurde ausschließlich auf Software-Anforderungen eingegangen bzw. die Hardwarekonfiguration im Hintergrund unbeachtet gelassen. Durch die Implementierung mehrerer bereits am Markt befindlicher OMICRON-Prüfgeräte in das Prüfsystem können die Anforderung nach freier Skalierbarkeit sowie Handlichkeit sehr gut abgedeckt werden. Die Verwendung mehrerer Hardware-Prüfgeräte hat einen weiteren entscheidenden Vorteil: Bei der Durchführung der SAT sind die in der Applikation zu implementierenden Betriebsmittel auf dem Anlagengelände verteilt. Durch einzelne Prüfgeräte, die gemeinsam durch ein Prüfnetzwerk verbunden sind, kann die Erfassung sowie Verdrahtung dieser verteilten Betriebsmittel leichter gestaltet werden.

Um einigen Hardwareanforderungen des Umspannwerk-Simulators nachzukommen, stehen vor allem zwei Produkte hervor, die hierfür geeignet wären:

- Produkte der CMC-Familie
- ISIO 200-Geräte

Die Anforderungen, welche mittels dieser Produkte abgedeckt werden können, sind in der untenstehenden Abbildung 6.22 ersichtlich.

Neben den bereits verfügbaren Hardwarekomponenten muss eine reine Umspannwerk-Simulator-Komponente entworfen werden. Diese kann die Simulation mehrerer IEDs, Sampled Values- und GOOSE-Signale durch einen leistungsstärkeren Prozessor übernehmen. Darüber hinaus kann dieses Gerät die Sicherheitsaspekte bei der Verbindung des Prüf- zum Anlagennetzwerk gewährleisten sowie eine entsprechende Produktlizenzierung ermöglichen.

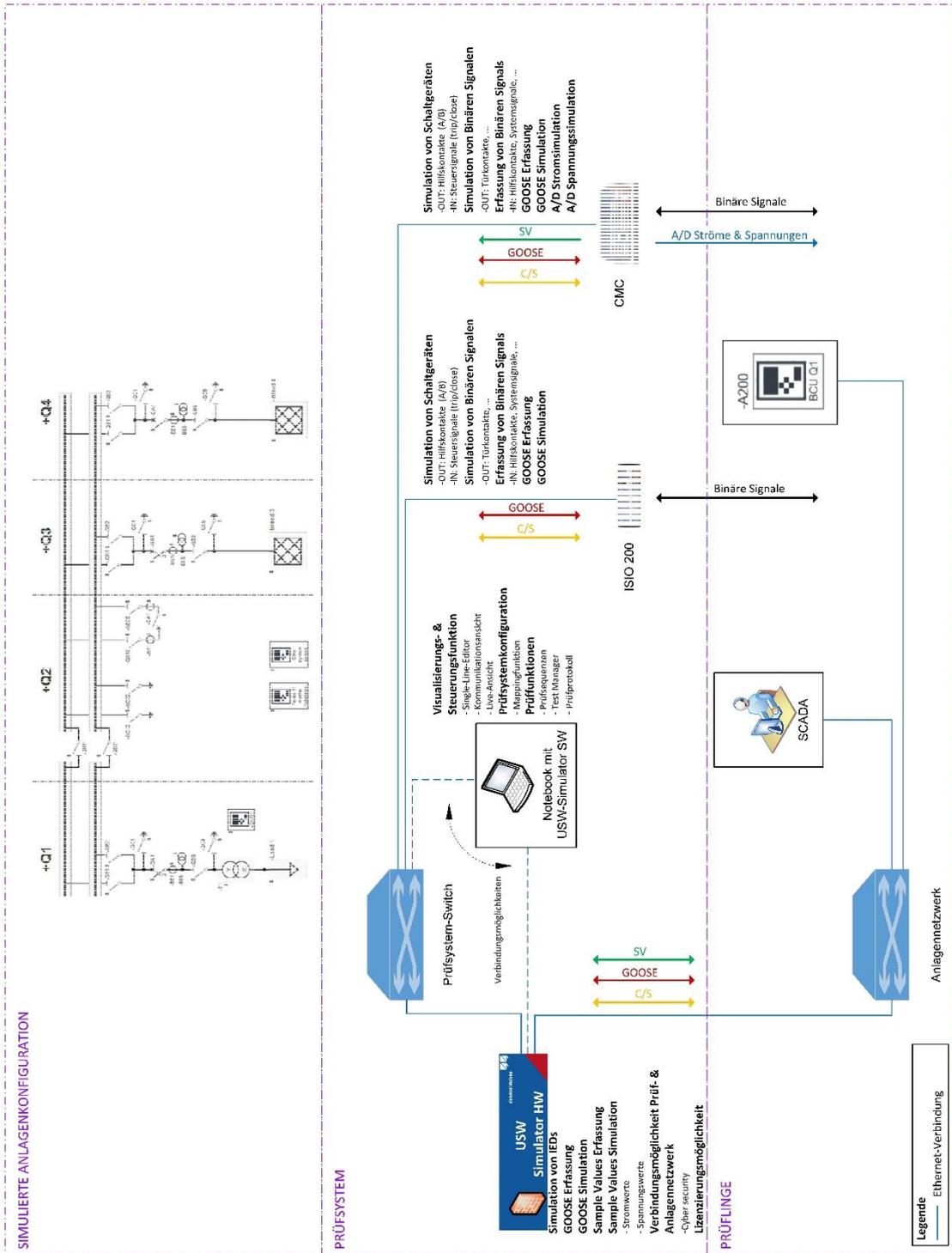


Abbildung 6.22: Mögliche Hardwarekomponenten - Umspannwerk-Simulator: OMICRON electronics

Es muss eine entsprechende Schnittstelle zwischen Software- und Hardware-Komponenten erstellt werden. Eintreffende und ausgehende Signale müssen Hardwareanschlüssen zugeteilt werden und diese wiederum in Softwarefunktionen eingebunden werden. Dem Benutzer soll in der Editor-Ansicht die Möglichkeit geboten werden, interaktiv anhand einer sogenannten „Zuweisungsfunktion“ die Signale jedes berücksichtigten Betriebsmittels einem Prüfgerät bzw. dessen Ein- und Ausgängen zuweisen zu können.

In der nachfolgenden Abbildung 6.23 ist eine exemplarische Prüfkongfiguration abgebildet. Dabei werden die Ströme und Spannungen von den CMCs und die Schalterstellungen mittels ISIOs 200 simuliert. Anhand des CMGPS wird die Synchronisierung der Prüfgeräte erreicht.

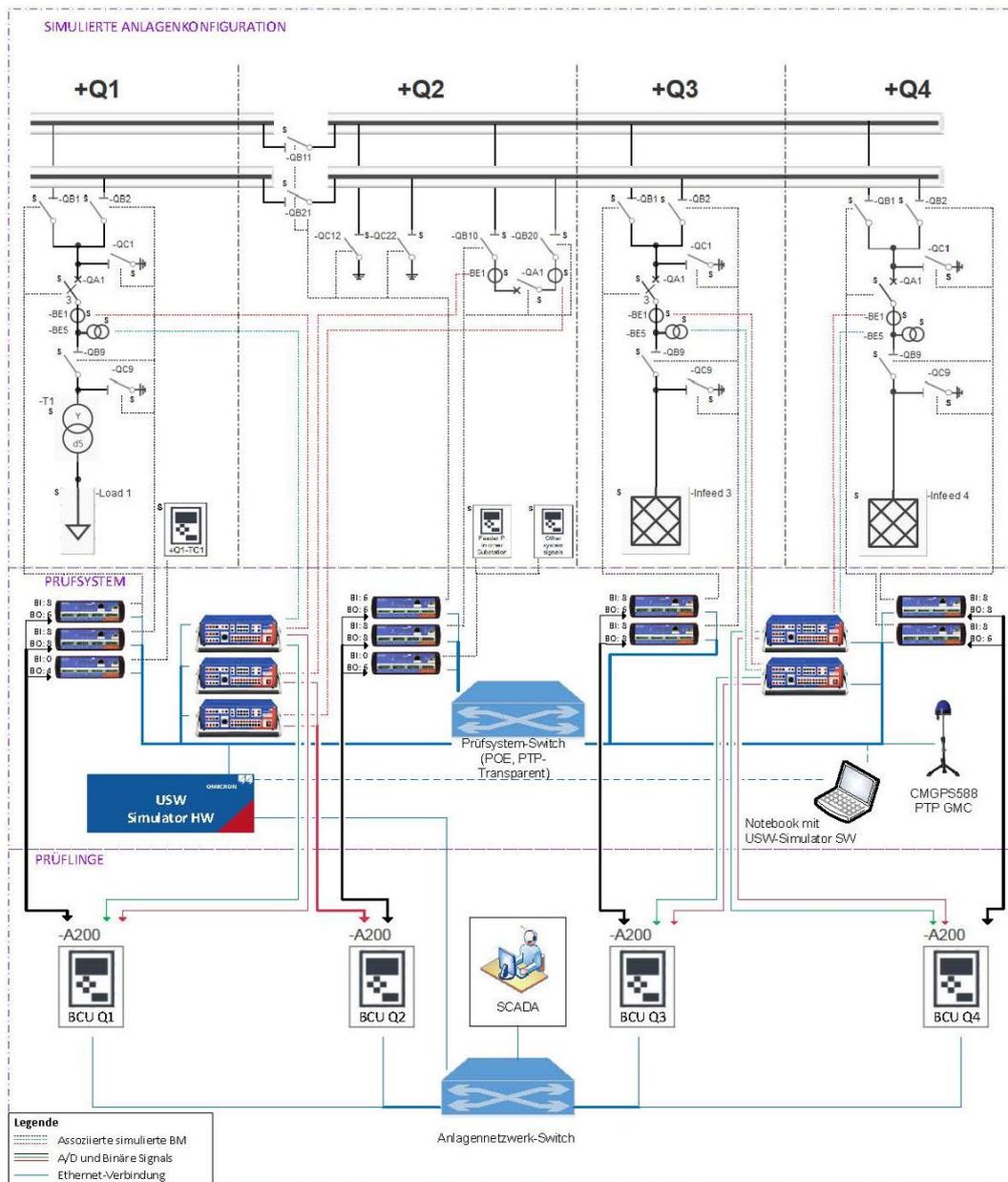


Abbildung 6.23: Exemplarische Prüfanordnung - Umspannungssimulator: OMICRON electronics

## 6.7 Weitere Anwendungsbereiche des Umspannwerk-Simulators

Während der Recherche zeigte sich, dass der Umspannwerk-Simulator nicht nur für eine Verriegelungsüberprüfung angewendet werden kann. Durch die Implementierung einiger zusätzlicher Funktionalitäten wie z. B. die Erzeugung von transienten Strom- und Spannungsgrößen kann der Simulator u.a. in folgenden zusätzlichen Anwendungen eingesetzt werden:

- Planung von Umspannwerken
- Erstellung von SCD- und CID-Files
- Betriebsmittel-Eignungsprüfungen bzgl. Interoperabilitätsaspekte bei Geräte austausch
- Zertifizierungs- und Konformitätszwecke
- Entwicklung und Abnahmeprüfungen von Sekundärgeräten (Schutzgeräte, BCUs, IEDs...)
- Parametrierung und Überprüfung der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE)
- Entwicklung und Abnahmeprüfung von Sammelschienenschutzkonzepten
- Prüfungen des Systemverhaltens bei Leistungsschalterversagen
- Entwicklung und Abnahmeprüfung der SAS
- Parametrierung und Überprüfung von automatisierten Schaltsequenzen
- Parametrierung und Überprüfung von Lastabwurfsequenzen
- Parametrierung und Überprüfung von Anfahrsequenzen
- Entwicklung und Abnahmeprüfung des SCADA- und Kommunikationssystems
- GOOSE- und Sampled Values-Konfigurationsüberprüfungen
- Überprüfung der Übertragungsleistung der Leittechnik
- Verdrahtungsüberprüfungen
- Routineüberprüfungen
- Trainings- und Schulungszwecke

Auf die zusätzlich notwendigen Anforderungen wird in dieser Arbeit nicht näher eingegangen. Die oben aufgeführten Anwendungsfälle sind der Vollständigkeit halber angeführt und zeigen das große Abdeckungspotential des Umspannwerk-Simulators auf.

## 6.8 Resultierende Vorteile durch die Verwendung des Umspannwerk-Simulators

Die Invest-Kosten eines Umspannwerkes setzen sich hauptsächlich aus den Primär- und Sekundärgerätekosten zusammen. Dabei lassen sich die relativen Kosten nach Spannungsebene folgendermaßen aufteilen [46]:

Tabelle 6.1: Relative Kostenaufteilung der Betriebsmittel [46]

Spannungsebene	Primäre Betriebsmittel	Sekundäre Betriebsmittel
Höchstspannung	80%	20%
Mittelspannung	50%	50%

Durchgeführte Untersuchungen haben gezeigt, dass die Planungs- und Prüfkosten der Primärgeräte gegenüber den Beschaffungskosten selbst, relativ niedrig sind. Des Weiteren bleiben die Beschaffungskosten über den gesamten Lebenszyklus des Umspannwerkes (40–60 Jahre) hinweg relativ konstant. Dies trifft nicht auf die Sekundärgeräte zu. Die nachfolgend in Tabelle 6.2 aufgezeigten relativen Kosten bestehen dabei unabhängig von der Spannungsebene. [46]

Tabelle 6.2: Gegenüberstellung der Beschaffungskosten und Planungs- und Prüfkosten [46]

Kostenpaket	Relative Kosten
Beschaffungskosten der Sekundäre Betriebsmittel	40%
Planungs- und Prüfkosten	60%

Diese Aufteilung hätte eine geringere Auswirkung, wenn die Sekundärgeräte über den gesamten Lebenszyklus des Umspannwerkes in Betrieb bleiben würden. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass Sekundärgeräte durchschnittlich dreimal ausgetauscht werden. [46]

Für die Entstehung der hohen Planungs- und Prüfkosten sind auch die Kosten der Verriegelungsentwicklung und -überprüfung verantwortlich. Durch die Verwendung des Umspannwerk-Simulators mit zum Teil automatisierten Prüfmöglichkeiten können diese eingegrenzt und die Effizienz wie auch die Effektivität bei der Entwicklung bzw. Prüfung maximiert werden.

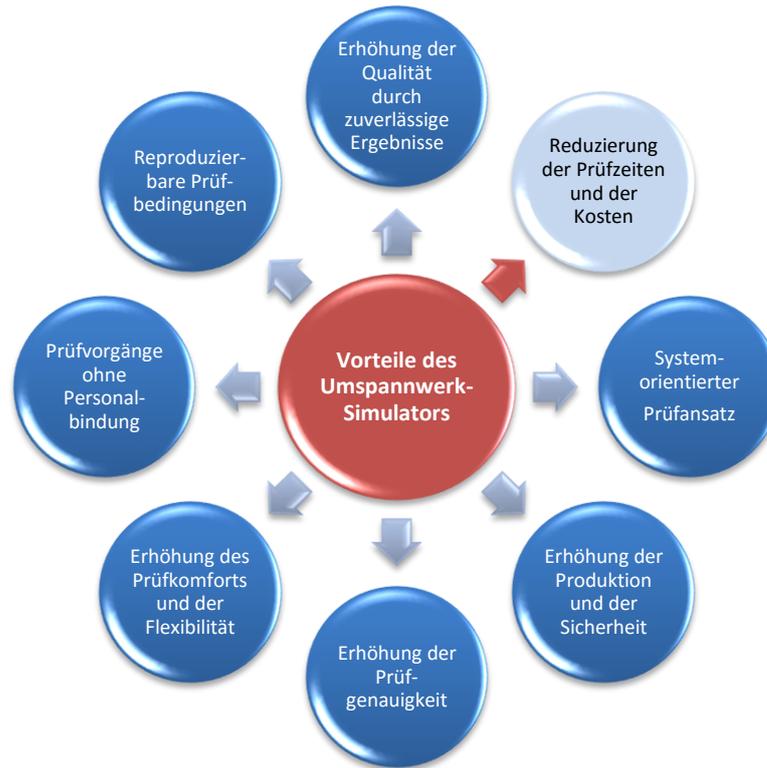


Abbildung 6.24: Zusätzliche Vorteile eines Umspannwerk-Simulators

Die Verwendung des Umspannwerk-Simulators bringt neben der Abdeckung der im Kapitel 6.4 aufgelisteten Nachteile der zurzeit eingesetzten Simulatoren auch zusätzliche Vorteile, wie in Abbildung 6.24 dargestellt, mit sich. Wie dargelegt, können die Prüfzeiten und die damit verbundenen Kosten durch automatisierte Prüfsequenzen reduziert werden. Wie in der untenstehenden Abbildung 6.25 ersichtlich, zeigt sich die Wirtschaftlichkeit der Automatisierung vor allem bei wiederholten bzw. wiederverwendbaren Prüfungen. Grundsätzlich wird mit der Verwendung von automatisierten Prüfungen eine Zeitreduzierung angestrebt; allerdings nimmt auch die Konfiguration eine gewisse Zeit in Anspruch. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass in einigen Fällen manuell durchgeführte Prüfungen beim ersten Durchlauf schneller zu einem Ergebnis führen. Nichtsdestotrotz zeigt sich bei mehrmaligen Ausführungen eine deutliche Reduktion der Prüfzeit, was wiederum die anfangs investierte Konfigurationszeit ausmerzen würde. Da die Prüfzeiten zugleich direkte Auswirkungen auf die Prüfkosten haben, können demnach auch diese reduziert werden denn Zeit ist Geld.

Da wie bereits angesprochen Sekundärgeräte des Öfteren im Lebenszyklus eines Umspannwerkes ausgetauscht werden, können die Prüfzeiten durch den Einsatz des Simulators sowie von bereits vorliegender und verwendeter Prüfdateien bei Routine- sowie Wiederholungsprüfungen erhebliche verringert werden. Dadurch können u. a. die Verriegelungsüberprüfungen bei Anlagenerweiterungen in deutlich kürzere Zeitspannen durchgeführt werden. Anhand eines Abgleiches mit den Ergebnissen der letzten Überprüfung kann eine automatisierte Bewertung bzw. Überprüfung ermöglicht werden.

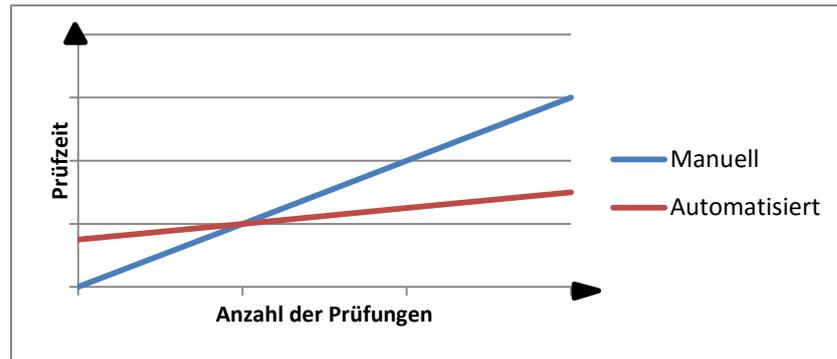


Abbildung 6.25: Gegenüberstellung der Prüfzeiten zur Prüfanzahl [47] (überarbeitet)

Die Verwendung eines Umspannwerk-Simulators bzw. automatisierter Prüfsysteme hat auch Auswirkungen auf die Entwickler bzw. Prüfer, welche in Betracht gezogen werden müssen. In der nachfolgenden Abbildung 6.26 sind diese Effekte aufgezeigt.

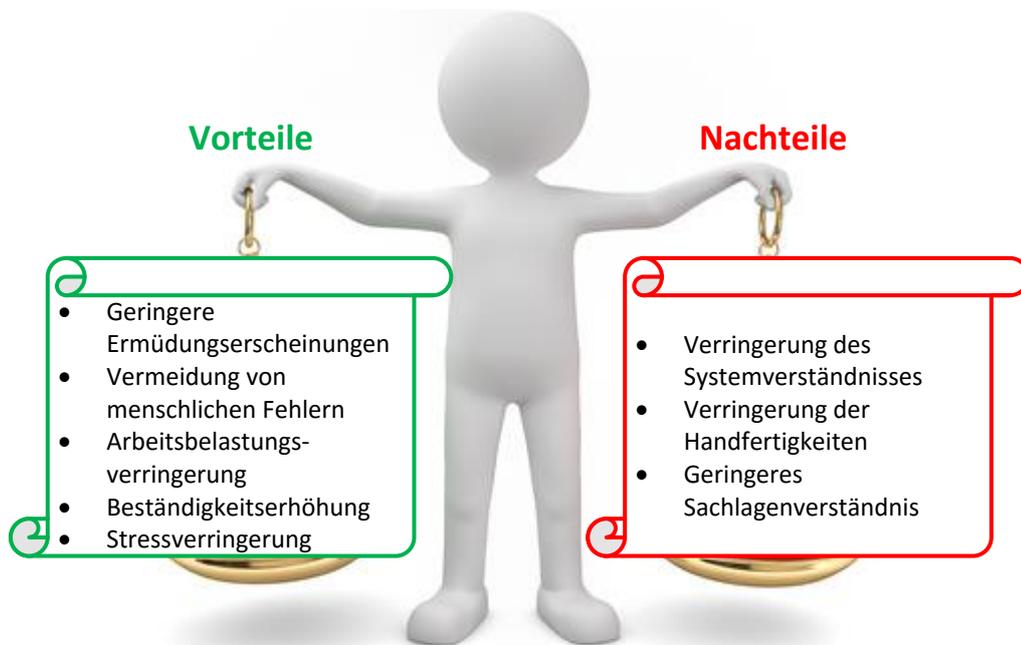


Abbildung 6.26: Mögliche Auswirkungen auf dem Personal [47] (überarbeitet)

# KAPITEL 7 – ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

## 7.1 Zusammenfassung

Wie in den einführenden Kapiteln gezeigt, sind Umspannwerke wichtige Bestandteile des Energiesystems. Sie bilden die „Kreuzungen“ der Netze und ermöglichen anhand von Schalthandlungen und die Aufrechterhaltung der Versorgung sowie die Lastflussregelung. Um dies zu ermöglichen, bedarf es einer großen Anzahl an Betriebsmitteln. Essentiell sind dabei Betriebsmittel der Primärtechnik, deren Anordnung sowie die sich daraus ergebenden Anlagentopologien. Außerdem können anhand der Betriebsmittel der Sekundärtechnik und der Leittechnik Steuer-, Mess- und Regelaufgaben abgedeckt werden. Durch die unterschiedlichen Betriebsmittel, die weltweit große Anzahl an Kommunikationsprotokollen sowie unterschiedliche Topologien und Betriebsweisen besitzt jede Anlage Eigenschaften, die sie von anderen unterscheidet und nahezu einzigartig erscheinen lässt.

Um den primären Aufgaben – der Lastflussregelung und Gewährleistung der Versorgung – in den Umspannwerken nachzukommen, werden des Öfteren von der Netzleitstelle, von der Anlagenautomation oder manuell Schalthandlungen durchgeführt. Diese Schalthandlungen können bei Nichtberücksichtigung des aktuellen Anlagezustands oder anfallender Wartungs- und Reparaturarbeiten zur Zerstörung der Betriebsmittel, zu Versorgungsunterbrechungen oder sogar zur Gefährdung von Menschenleben führen. Aus diesem Grund werden in den Steuereinheiten, Stationsrechnern und im SCADA-System Verriegelungsfunktionen implementiert, welche nicht zulässige Schalthandlungen untersagen. Diese Verriegelungsfunktionen können sich dabei, wie in der Arbeit aufgezeigt, auf

- Schalterstellungspositionen
- Stromflüsse
- Spannungsebenen
- Binär- und A/D-Signale

beziehen. Des Weiteren können die Verriegelungen auf unterschiedliche Abschnitte ausgelegt sein. Dabei wird zwischen folgenden Typen unterschieden:

- Feldverriegelungen
- Anlagenverriegelungen
- Anlagenübergreifende Verriegelungen

Wie in der Arbeit dargelegt, stehen aus diesen Gründen Gerätehersteller bei der Implementierung, Auslegung und Überprüfung dieser Verriegelungsfunktionen vor großen Herausforderungen. Da sie auf die realen Betriebsmittel und deren Signale in den Werkshallen während der Auslegungsphase und bei den Werksabnahmeprüfungen nicht zugreifen können, verwenden sie zurzeit Eigenbau-Simulatoren bzw. sind auf der Suche nach eine effektiveren Lösung. Diese Lösung sollte ihnen die Möglichkeit bieten

alle möglichen Anlagenkonfigurationen nachzustellen und eventuelle Signale, die für eine Verriegelung sorgen würden, zu simulieren. Außerdem sollte der Lösungsansatz einen abschließenden Prüfbericht erzeugen zu können, anhand dessen die Verriegelungen bzw. Sekundärgeräte abgenommen werden können.

Darüber hinaus sollte der Lösungsansatz auch die Möglichkeit aufweisen, Inbetriebnahmeprüfungen zu erleichtern. Daraus ergeben sich neue Anforderungen hinsichtlich der Erfassung von realen Signalen und Schalterstellungen.

Der mit OMICRON electronics erarbeitete, systemorientierte Lösungsansatz besteht aus einer neuen Prüfsoftware mit koppelbaren Prüfgeräten (z.B. CMCs- und ISIO-Geräte), die zusammen einen neuen Prüfsimulator ergeben anhand dessen Verriegelungsüberprüfungen durchgeführt werden können.

Um diese Verriegelungsüberprüfung durchführen zu können und dem sich immer mehr durchsetzenden internationalen Kommunikationsstandard IEC 61850 gerecht zu werden, sind in der Arbeit folgende Anforderungen an den Simulator aufgelistet worden:

- Grafische Bedienoberfläche mit Editor-, Kommunikations- und Live-Ansicht
- Simulation von Schaltgeräten
- Simulation von sekundären Wandlergrößen
- Simulation von GOOSE- und Sampled Values-Signalen
- Simulation von zusätzlichen binären und A/D-Signalen
- Simulation von Client-Signalen
- Simulation von IEDs
- Erfassung von realen Signalen und Betriebsmittelzuständen
- Erstellung von Prüfschritten und -sequenzen
- Implementierung eines Prüfmanagers
- Erstellung von Prüfprotokollen

Der aufgezeigte systemorientierte Prüfansatz anhand eines Umspannwerk-Simulators, welcher die oben genannten Anforderungen abdeckt, kann nicht nur für Verriegelungsüberprüfungen eingesetzt werden. Dieser stellt auch einen möglichen Prüfansatz für aufgezeigte Betriebsmittel- sowie Konfigurationsüberprüfungen in der Leittechnik dar.

Des Weiteren hat die vorliegende Arbeit versucht, die sich aufgrund der Verwendung des Umspannwerk-Simulators ergebenden Vorteile aufzuzeigen. Diese sind vor allem in der Verringerung der Prüfzeiten sowie –prüfkosten bei Wiederholungsprüfungen ersichtlich.

## 7.2 Ausblick

Gute Markt- und Wettbewerbskenntnisse sind entscheidende Faktoren für den Erfolg eines Unternehmens. Bevor der Startschuss zur Produktentwicklung abgegeben wird, ist es aus Existenzgründen immer ratsam, eine systematische Marktanalyse durchzuführen. Es ist nicht immer im Vorhinein ersichtlich, ob der Markt das Produkt annimmt, wie gesättigt dieser Markt bereits ist und wie groß das Potential des Produktes ist. Unter anderem ist es entsprechend ratsam, eine Kunden- sowie Absatzanalyse durchzuführen, denn nur dadurch kann eine erfolgreiche Produktentwicklung und ein damit verbundener Marktverbleib gewährleistet werden.

Die vorgelegte Arbeit bzw. die im Praktikum des Verfassers durchgeführte Untersuchung und die damit verbundenen Erkenntnisse sollten die Produktvision von OMICRON electronics festigen, damit Zielkunden, Kundenanforderungen sowie -vorteile übersichtlicher und leichter erörtert werden können. Die gemeinsam definierten Anforderungen und entwickelten Prototypstrukturen sollen bei noch anfallenden Kundenbefragungen sowie Managementpräsentationen dazu dienen, diese Vision besser darlegen zu können und greifbar zu machen.

Diese Arbeit soll somit keinesfalls als endgültige Lösung betrachtet werden, sondern vielmehr als fruchtbarer Boden wahrgenommen werden, auf dem weitere Ideen gesät und zum Wachsen gebracht werden können.

# Literaturverzeichnis

- [1] H. Kainz, „Imagebrochüre der TU Graz,“ TU Graz, Graz, Österreich, 2016.
- [2] Technische Universität Graz, „Leitbild der TU Graz,“ Graz, Österreich, 2016.
- [3] OMICRON electronics, „RelaySimTest Broschüre,“ Klaus, Österreich, 2016.
- [4] F. Lothar, „Skriptum zur Vorlesung Grundlagen der elektrischen Energiesysteme,“ Graz, Österreich, 2011.
- [5] G. Reich und M. Reppich, Regenerative Energietechnik, Springer Vieweg, ISBN 978-3-8348-8614-9: Augsburg, Deutschland, 2013.
- [6] 50hertz, „50Hertz-Stromkreuzungen: So funktionieren Umspannwerke,“ 50hertz Transmission GmbH, Berlin, Deutschland.
- [7] P. Dhakal, „Computer aided design of substation switching schemes,“ Saskatoon, Canada, 2000.
- [8] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, Elektrische Energieversorgung, Springer Vieweg, ISBN: 978-3-8348-1699-3: Hamburg, Deutschland, 2013.
- [9] A. Schwab, Elektroenergiesysteme, 4. Hrsg., Springer Vieweg, ISBN 978-3-662-46855-5: Karlsruhe, Deutschland, 2015.
- [10] allkabel, „Aufbau eines NA2XS(F)2Y-Kabels,“ [Online]. Available: <http://www.allkabel.eu/hochspannungskabel-3630-kv-na2xsf2y-12-20-kv/>. [Zugriff am 18 August 2016].
- [11] Lumpi-Berndorf, „Lumpi-Berndorf - Spezialeise,“ [Online]. Available: [http://www.lumpi-berndorf.at/fileadmin/downloads/Broschueren\\_2016/Lumpi-Berndorf%20Spezialeise%2031032016.pdf](http://www.lumpi-berndorf.at/fileadmin/downloads/Broschueren_2016/Lumpi-Berndorf%20Spezialeise%2031032016.pdf). [Zugriff am 18 August 2016].
- [12] N. Higgins, V. Vyatkin, N.-K. C. Nair und K. Schwarz, „Distributed Power System Automation with IEC 61850, IEC 61499 and Intelligent Control,“ IEEE, 2010.
- [13] L. Grabner und K. Matthias, „SF6 in der Hochspannungstechnik,“ Bulletin SEV/AES, Zürich, Schweiz, 2008.
- [14] T. Diggelmann, „Durchbruch in Schaltanlagentechnik mit ökoeffizientem Isoliergas,“ ABB AG, Zürich, Schweiz, 2015.
- [15] J. D. McDonald, Electric Power Substation Engineering, 2 Hrsg., CRC Press, ISBN: 978-0-8493-7383-1: Boca Raton, Florida, 2006.
- [16] Allen-Bradley; Rockwell Automation, „Grundlagen Leistungsschalter,“ Rockwell International Corporation, Wisconsin, USA, 2000.
- [17] Siemens AG, „Circuit Breakers,“ [Online]. Available: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/high-voltage-products/circuit-breaker/dead-tank-compact.htm>. [Zugriff am 09 Juli 2016].
- [18] V. Carstan und D. Westermann, Elektrische Energieversorgung 3, 3 Hrsg., Springer-Verlag Berlin Heidelberg, ISBN: 978-3-642-20099-1: Heidelberg, Deutschland, 2012.
- [19] S. Kämpfer und G. Kopatsch, Schaltanlagen-Handbuch, 12 Hrsg., ABB AG, Hrsg., Cornelsen Verlag Scriptor GmbH, ISBN-13: 9783064507265: Mannheim, Deutschland, 2011.

- [20] W. Schossig und T. Schossig, Netzschutztechnik, 4 Hrsg., R. R. Cichowski, Hrsg., VDE Verlag, ISBN: 978-3-8022-1060-0: Frankfurt am Main, Deutschland, 2013.
- [21] S. Nick, „An investigation approach to test Protection Intelligent Electronic Devices (IEDs) in IEC 61850 based Substation Automation Systems (SAS) at Station level,“ Brisbane, Australien, 2014.
- [22] R. Marenbach, N. Dieter und T. Christian, Elektrische Energietechnik, Springer Vieweg, ISBN 978-3-8348-2190-4: Wiesbaden, Deutschland, 2013.
- [23] ABB AG, Sammelschienneschutz REB670 Applikationshandbuch, Mannheim, Deutschland, 2011.
- [24] M. J. Hogan, „A Test Facility for Assessing the Performance of IEC 61850 Substation Automation Designs,“ Queensland, Australien, 2014.
- [25] OMICRON electronics, IEC 61850 Grundlagen, Anwendung und Prüfung, OMICRON Academy: Klaus, Österreich, 2015.
- [26] M. Mekkanen, On Reliability and Performance Analyses of IEC 61850 for Digital SAS, University of Vaasa, ISBN: 978-952-476-645-6: Aalto, Finnland, 2015.
- [27] T. Schossig, „Testen von Schutz- und Automatisierungsgeräten nach IEC 61850,“ ETZ - VDE Verlag, Klaus, Österreich, 2014.
- [28] A. Sillaber, „Skriptum zur Vorlesung Prozessletztechnik in der Elektrizitätsversorgung,“ Graz, Österreich, 2009.
- [29] C. Fernandes, S. Borkar und J. Gohil, „Testing of Goose Protocol of IEC61850 Standard in Protection IED,“ International Journal of Computer Applications, University of Goa, Indien, 2014.
- [30] P. Reynolds, Modern Power Station Practice, Bd. Third Edition, B. E. International, Hrsg., Pergamon Press, ISBN: 978-0-08-040735-7: London, England, 1992.
- [31] VDE Verband der Elektrotechnik, „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch,“ Verriegelung, IEV-Nummer 395-07-120, [Online]. Available: <http://www.dke.de/de/Online-Service/DKE-IEV/Seiten/IEV-Woerterbuch.aspx?search=395-07>. [Zugriff am 03 July 2016].
- [32] VDE Verband der Elektrotechnik, „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch,“ Verriegelungseinrichtungen IEV-Nummer: 151-13-74, [Online]. Available: <http://www.dke.de/de/Online-Service/DKE-IEV/Seiten/IEV-Woerterbuch.aspx?search=395-07>. [Zugriff am 03 July 2016].
- [33] DIN EN ISO 12100:2011-03: Sicherheit von Maschinen - Allgemeine Gestaltungsleitsätze - Risikobeurteilung und Risikominderung, Bd. Abschnitt 3.28.1, 2011.
- [34] ArbeitsKreis 952.0.1, „Applikationen mit Diensten der IEC61850,“ Vers. 1.0.
- [35] M. Wache, „Switchgear Interlocking with IEC 61850,“ Siemens AG, Nürnberg, Deutschland, 2006.
- [36] R. Drath, Datenaustausch in der Anlagenplanung mit AutomationML, Springer Heidelberg Dordrecht London New York, ISBN 978-3-642-04674-2: Berlin, Deutschland, 2010.
- [37] R. C. Agostini, L. Barker, J. Hodgers, D. Reagan und H. V. Walz, „PLC-based Interlock System for Superconducting Magnets,“ California, USA, 1989.
- [38] Rechtsinformationssystem des Bundes, „Elektroschutzverordnung 2012 - ESV 2012 - §12,“ Verordnung über den Schutz der Arbeitnehmer/innen vor Gefahren durch den elektrischen Strom, Österreich, 2016.

- [39] D. Lütfiye und P. Benjamin, „Sicherheitstechnik an Maschinen und Anlagen gemäß den internationalen Normen EN ISO 13849-1 und IEC 62061,“ eaton VDE Verlag, Berlin, Deutschland, 2008.
- [40] Gore, Satheesh, Varier und Valsan, „Analysis of an IEC 61850 based Electrical Substation Communication Architecture,“ Indien, 2016.
- [41] Kirmann, Obrist und Wimmer, „System level testing for Substation automation systems“. Schweiz Patent 08151245.1, 11 Februar 2008.
- [42] Digital Substation, „Real Time Simulation of Electric Power systems,“ [Online]. Available: <http://digitalsubstation.ru/en/2013/12/02/real-time-simulation-of-electric-power-systems/>. [Zugriff am 31 Mai 2016].
- [43] J. Morren und Enexis, „Transmission & Distribution World,“ 21 April 2016. [Online]. Available: <http://tdworld.com/substations/training-simulator-reduces-outage-times>. [Zugriff am 16 August 2016].
- [44] Opal-RT, „Power System Simulation,“ [Online]. Available: [http://www.opal-rt.com/sites/default/files/OPAL\\_RT\\_HYPERSIM\\_PES\\_2013\\_Hydro%20Quebec\(1\).pdf](http://www.opal-rt.com/sites/default/files/OPAL_RT_HYPERSIM_PES_2013_Hydro%20Quebec(1).pdf). [Zugriff am 21 Juli 2016].
- [45] J. Pan, B. Duan, C. Qui und G. Li, „Research on Interlocking cilo based on IEC 61499-62351,“ China, 2015.
- [46] Andersson, Brand und Wimmer, „The Impact of the coming Standard IEC 61850 on the Life-cycle of Open Communication Systems in Substations,“ ABB Power Automation Ltd., Schweiz, 2001.
- [47] M. Bakhiet, „Automated Tests of Computer-bases Interlocking Systems,“ Stockholm, Schweden, 2014.