

Analyse und Optimierung von Kraftwerksschaltungen

Im Hinblick auf Anlagenschutz, Flexibilität, Zuverlässigkeit und
Verlustoptimierung in KELAG – Wasserkraftwerken

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von

Amel Skenderi

Betreut von

Univ.-Prof. Dipl. – Ing. Dr.techn. Lothar Fickert, TU Graz

Dipl. – Ing. René Braunstein, TU Graz

Dipl. – Ing. Werner Fritz, KELAG

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert
A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / August - 2011



BSc
Amel Skenderi
Siebenbürgengasse 65
9073 Klagenfurt-Viktring

An die Studiendekanin oder den Studiendekan
für die Studienrichtung F 066 436 Masterstudium; Elektrotechnik-Wirtschaft der TU Graz

Antrag auf Benützungsbeschränkung der Diplom-/Magisterarbeit/Dissertation

Gemäß § 86 Abs. 2 UG 2002 beantragt der/die Unterfertigte die Benützungsbeschränkung der
Diplomarbeit/Dissertation mit dem Titel:

Analyse und Optimierung von Kraftwerksschaltungen
für die Dauer von 5 Jahr(en).

Begründung:

In dieser Arbeit werden sensible Daten verwendet, daher ist eine vorzeitige Veröffentlichung zu vermeiden.

Datum 28.06.2011

Unterschrift Verfasser/in

Veröffentlichungspflicht (UG 2002)

§ 86 (1) Die Absolventin oder der Absolvent hat die positiv beurteilte Diplom- oder Magisterarbeit, Dissertation oder künstlerische Diplom- oder Magisterarbeit oder die Dokumentation der künstlerischen Diplom- oder Magisterarbeit durch Übergabe an die Bibliothek der Universität, an welcher der akademische Grad verliehen wird, zu veröffentlichen. Die Absolventin oder der Absolvent hat vor der Verleihung des akademischen Grades jeweils ein vollständiges Exemplar der positiv beurteilten Diplom- oder Magisterarbeit, Dissertation oder künstlerischen Diplom- oder Magisterarbeit oder die Dokumentation der künstlerischen Diplom- oder Magisterarbeit abzuliefern. Von der Veröffentlichungspflicht ausgenommen sind die wissenschaftlichen Arbeiten oder deren Teile, die einer Massenvervielfältigung nicht zugänglich sind. Die positiv beurteilte Dissertation ist beries durch Übergabe an die Österreichische Nationalbibliothek zu veröffentlichen.

(2) Anlässlich der Ablieferung einer wissenschaftlichen oder künstlerischen Arbeit ist die Verfasserin oder der Verfasser berechtigt, den Ausschluss der Benützung der abgelieferten Exemplare für längstens fünf Jahre nach der Ablieferung zu beantragen. Dem Antrag ist vom für die studienrechtlichen Angelegenheiten zuständigen Organ stattzugeben, wenn die oder der Studierende glaubhaft macht, dass wichtige rechtliche oder wirtschaftliche Interessen der oder des Studierenden gefährdet sind.

Erläuterungen und Hinweise: Diese Bestimmung entspricht weitgehend der bisherigen Rechtslage, doch sind nur noch Dissertationen an die Österreichische Nationalbibliothek abzuliefern (RV 2002).

Danksagung

Diese Masterarbeit widme ich meiner Familie, die mich einerseits finanziell und andererseits persönlich während meines Studiums unterstützt hat. Weiteres bedanke ich mich bei Sladjana für ihre mentale Unterstützung in schwierigen Momenten und all jenen Angehörigen und Bekannten, die Interesse an meinem studentischen Fortschritt gezeigt haben.

An dieser Stelle möchte ich mich besonders bei meinem Professor Lothar Fickert für seine umfangreiche Betreuung bedanken. Außerdem möchte ich mich herzlich bei Dipl.-Ing. René Braunstein für die interessanten Beiträge und Änderungsvorschläge bedanken. Danke für die hilfreiche Korrektur der Arbeit und die Verbesserungsvorschläge.

Ich bedanke mich bei allen Mitgliedern des Institutes für Elektrische Anlagen für das angenehme und freundliche Arbeitsumfeld.

Ich möchte mich bei der Firma KELAG bedanken, die es mir ermöglicht hat diese Arbeit zu verfassen.

Weiterhin bedanke ich mich bei Dipl.-Ing. Werner Fritz, Dipl.-Ing. Ingo Preiss und Ing. Markus Schoaß, die mir durch ihre Unterstützung geholfen haben, diese Arbeit zu erstellen.

Schlussendlich bedanke ich mich an dieser Stelle bei all jenen, die mich bei der Anfertigung meiner Masterarbeit so kräftig unterstützt haben.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 29.07.2011

Amel Skenderi

GENDER

In der vorliegenden Arbeit werden personenbezogene Bezeichnungen häufig in männlicher Form angeführt, sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise. Wird auf bestimmte Personen Bezug genommen, wird die zutreffende geschlechtsspezifische Form verwendet.

Kurzfassung

Titel: Analyse und Optimierung von Kraftwerksschaltungen
Schlüsselwörter: Transformatorverluste, Kurzschlussberechnung, transiente Überspannung, Ständererdschlussschutz, Kraftwerksverluste

In dieser Masterarbeit wird eine Analyse der Kraftwerksschaltungen von Pumpspeicherkraftwerken durchgeführt. Anfangs werden die Grundelemente eines Wasserkraftwerkes vorgestellt. Hier wird besonders auf die Turbine, den Generator, den Transformator, die Schaltanlagen und die Eigenbedarfsanlagen näher eingegangen.

Bei dem untersuchten Pumpspeicherkraftwerk werden die Transformatorverluste gegenüber den Leistungsschalter-Schaltspielen dargestellt. Des Weiteren werden verschiedene Kurzschlussfälle angenommen und mit Hilfe der Berechnungssoftware MatLab die Kurzschlussströme und Kurzschlussleistungen ermittelt. Die innerhalb des Kraftwerkes möglichen transiente Überspannungen werden berücksichtigt und die Realisierung eines 100-% Ständererdschlussschutzes für zwei parallel laufende, galvanisch gekoppelte Maschinen wird angeführt.

Schlussendlich werden die anlagentechnischen Alternativen unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten dargestellt.

Abstract

Title: Analysis and optimization of power plant circuits
Key words: Transformer losses, short circuit calculation, transient overvoltages, stator earth fault protection, power plant losses

This master thesis carries out an analysis of power plant circuits in pump storage power plants. Initially the basic elements of a hydroelectric plant are introduced. In detail the turbine, generator, transformer, switchgear and the auxiliary supply.

In the given pump storage power plant the transformer losses are compared with the circuit breaker switching cycles. In addition different short circuit cases are shown using the calculation software MatLab for the short circuit current and short circuit power calculation. The possibilities of fast transient overvoltages are considered and the realization of a 100 % stator earth fault protection galvanically coupled machines is presented.

Finally, the circuit design alternatives with consideration of economic aspects are shown.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	8
Vorwort.....	9
1 Einleitung	10
1.1 Blockschaltbild einer Wasserkraftanlage.....	10
1.2 Prinzip von Pumpspeicherkraftwerken	13
2 Grundelemente einer Wasserkraftanlage.....	17
2.1 Turbine	17
2.2 Generator	20
2.2.1 Synchrongenerator	20
2.2.2 Asynchrongenerator	21
2.2.3 Gegenüberstellung der Generatoren	22
2.3 Transformator	25
2.4 Allgemeine Elemente von Schaltanlagen.....	27
2.5 Eigenbedarfsanlagen.....	31
3 Schutzeinrichtungen und Leittechnik in Kraftwerken	35
3.1 Personenschutz in elektrischen Anlagen	35
3.2 Schutzkonzepte und Anforderungen an Anlagen-Schutzeinrichtungen.....	39
3.3 Leittechnik in Kraftwerken.....	44
4 Berechnung von Kraftwerksverlusten.....	46
4.1 Turbinenverluste.....	47
4.2 Generatorverluste.....	47
4.3 Transformatorverluste.....	47
4.4 Stromwärmeverluste von Leitungsanlagen	48
4.5 Druckrohrleitungsverluste	48
4.6 Zusatzverluste	48

5	Pumpspeicherkraftwerk K1	49
5.1	Allgemeines und Betriebsweise der Anlage	49
5.2	Spezifikation der Anlagenkomponenten.....	53
5.3	Ausgewählte Detailanalysen der Anlage.....	56
5.3.1	Transformatorverluste vs. Leistungsschalter-Schaltspiele.....	57
5.3.2	Kurzschlussberechnung	63
5.3.3	Ständererdschlussschutz (Statorerdschlussschutz).....	75
5.3.4	Transiente Überspannungen	83
5.3.5	Alternativen und wirtschaftliche Aspekte.....	87
6	Zusammenfassung	92
7	Diskussion und Ausblick	93
8	Literaturverzeichnis und Internetquellen	94
8.1	Literaturverzeichnis.....	94
8.2	Internetquellen.....	95
9	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	96
9.1	Abbildungen.....	96
9.2	Tabellen.....	97
10	Anhang.....	98

Abkürzungsverzeichnis

RES	Renewable energy sources
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
SpKW	Speicherkraftwerk
ESB	Ersatzschaltbild
OS/US	Ober- /Unterspannungswicklung
UMZ	Unabhängiges Überstromzeitrelais
AMZ	Abhängiges Überstromzeitrelais
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
SFC	Static Frequency Converter
LCI	Load Commutated Inverter
SS	Sammelschiene
EB	Eigenbedarf
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
LS	Leistungsschalter
KS	Kurzschluss
SA	Schaltanlage

Vorwort

In der heutigen Zeit wird Energie immer wichtiger. In den meisten Industrieländern weltweit, sowie in Österreich steigt der Energieverbrauch jährlich um circa zwei bis drei Prozent an. Zusätzlich zum steigenden Energiebedarf steigen die Energiekosten. War der Energieverbrauch im Jahr 1970 unter 600.000 TJ, so ist der Bedarf heute weit über 1.000.000 TJ. Der Energiepreisindex (EPI) stieg von 100 % im Jahr 1970 auf knappe 400 % im Jahr 2010 [E-Control, Energyagency.at].

Der Energiemix in Österreich setzt sich hauptsächlich aus Kohle, Öl, Gas und Wasserkraft zusammen. Nun will man den zentralen Herausforderungen wie dem Klimawandel und den damit verbundenen Auswirkungen auf die Umwelt sowie der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern (Gas, Kohle, Öl) entgegenwirken. Eine Erhöhung der Energieeffizienz ist heute ein großes Thema, dabei nimmt die Thematik der Erneuerbaren Energie, engl. renewable energy sources RES, eine bedeutende Rolle ein. Der Anteil an Erneuerbarer Energie ist jedoch sehr gering, weltweit etwa 13 %, EU-weit etwa 10,3 %, österreichweit etwa 29 % und in Kärnten 43 % [Energiebericht - Kärnten].

Unterstrichen werden diese Erfordernisse durch die 20-20-20-Ziele der Europäischen Union. Diese erfordern bis Jahr 2020, 20 % weniger Treibhausgasemissionen (Bezugsjahr ist 2005), 20 % Anteil an RES und 20 % mehr Energieeffizienz.

In Bezug auf Erneuerbare Energien spielt die Wasserkraft in Österreich eine wichtige Rolle, welche in Zukunft noch bedeutsamer wird. Es gibt eine Vielzahl guter Gründe Wasser als Energieträger zu nutzen. Anbei eine Auswahl der Vorteile von Wasserkraftwerken:

1. Niedrige Betriebs-, Erhaltung- und Wartungskosten
2. Unabhängigkeit von Primärenergiepreisen am Markt
3. Schnelle Einsetzbarkeit und zusätzliche Speicherung in PSKW
4. Gute Prognostizierbarkeit und CO₂ freie Stromerzeugung
5. Ausgereifte Technik und hohe Betriebssicherheit (vgl. AKW)

Die neuen Anforderungen im Hinblick auf Regelenergiebereitstellung, Energiespeicherung etc. stärken die Nutzung der Energieumwandlung in Wasserkraftwerken, sowohl in Lauf- und Speicher- als auch in Pumpspeicherkraftwerken.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass der Bau von Wasserkraftwerken einen Eingriff in die Natur darstellt und ökologische Auswirkungen mit sich zieht. Wasserkraftanlagen haben eine hohe Lebensdauer, dem gegenüber stehen sehr lange Vorlaufzeiten und hohe Investitionskosten.

Die grundsätzliche Vorgangsweise bei der Projektierung von Wasserkraftanlagen enthält Punkte wie Projektidee, Kartenstudium, Erstbeurteilung der Lage, Wasserwirtschaft, Berechnungen (Verlustberechnung, Jahreserzeugnisberechnung, Wirtschaftlichkeitsrechnung), Turbinen und Generatorwahl, Montage, Inbetriebnahme, Probetrieb, Endabnahme, Dauerbetrieb und Instandhaltung bzw. Wartung.

1 Einleitung

Im Kapitel 1 wird ein grober Überblick über ein Wasserkraftwerk mit den dazugehörigen Hauptkomponenten Transformator, Generator, Turbine und Schaltanlage gegeben.

1.1 Blockschaltbild einer Wasserkraftanlage

Die untere Abbildung 1 zeigt die Grundelemente einer Wasserkraftanlage.

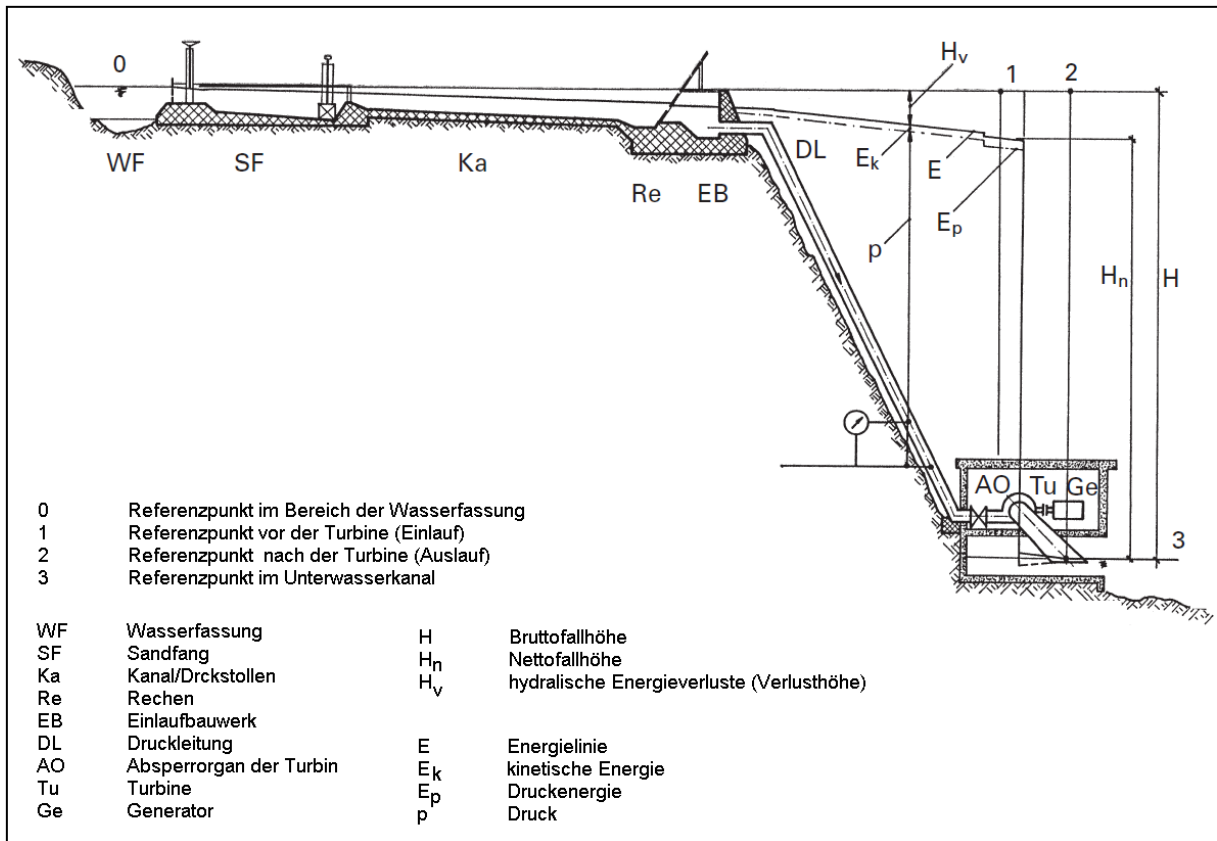


Abbildung 1: Blockschaltbild WKA [Dimensionierung Wasserturbinen - Pacer]

Die ersten Elemente im Blockschaltbild der Anlage sind die Wasserfassung – mit der Aufgabe der Entnahme und Reinigung des Wassers - der Sandfang gefolgt vom Druckstollen. Einlaufbauwerk mit Rechen befindet sich vor der Druckleitung. Die Druckleitung ist mit der Turbinen verbunden und diese über eine Welle mit dem Generator. Der Generator speist in den Transformator, der mit dem Netz verbunden ist. Das abgearbeitete Triebwasser wird nach der Turbinen über einen Unterwasserkanal wieder in das Fließgewässer zurückgegeben.

In dieser Arbeit werden alle Komponenten einer Wasserkraftanlage, die in Verbindung mit Schutz, Sicherheit, Eigenbedarf, Zuverlässigkeit, Flexibilität und Verlusten von Anlagen stehen, näher erläutert.

In den weiteren Kapiteln wird der Fokus auf diese Elemente gerichtet.

Die Klassifizierung von Wasserkraftwerken kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen (Fallhöhe, installierte Leistung, Betriebsweise etc.). In diesem Abschnitt wird die Energieumwandlung in Wasserkraftwerken beschrieben. Dabei wird näher auf die einzelnen Komponenten einer Anlage eingegangen und verschiedene Typen der Elemente werden näher erläutert. Die Energieumwandlungskette einer Wasseranlage ist in der nachfolgenden Abbildung 2 dargestellt.

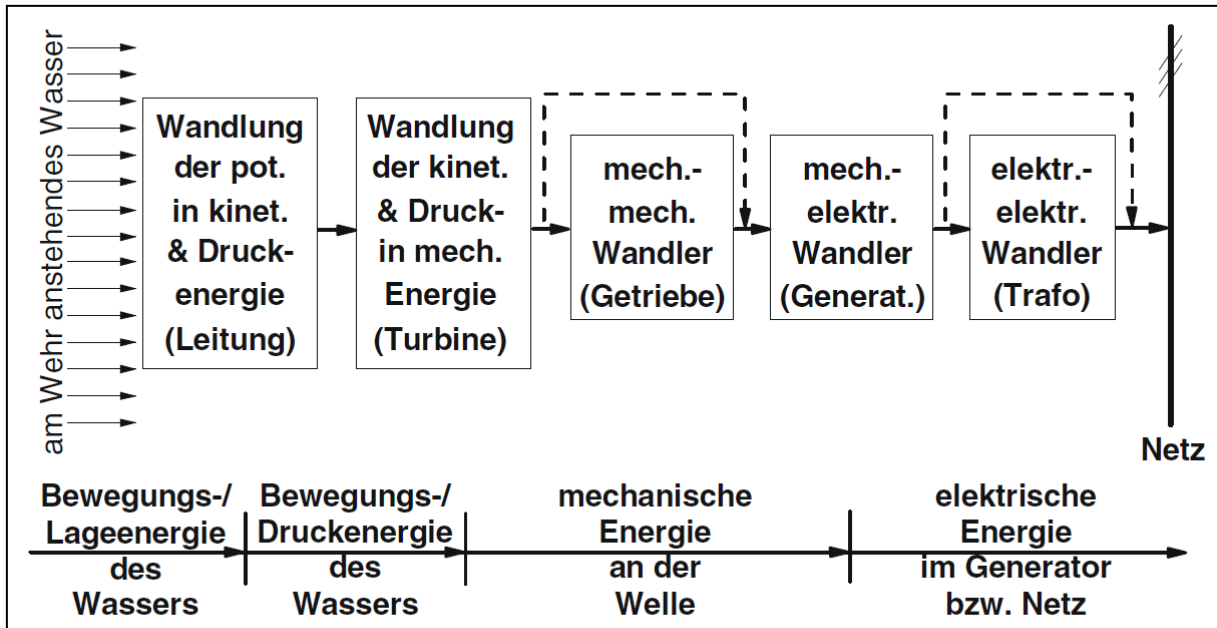


Abbildung 2: Energieumwandlungskette Wasserkraft [Erneuerbare Energien – Kaltschmitt, Streicher, Wiese]

Die potentielle Energie des Wassers wird in der Druckrohrleitung in kinetische Energie umgewandelt. Im nächsten Schritt der Umwandlungskette wandelt die Turbine die kinetische Energie des Wassers in mechanische Energie um, die mechanische Energie wird mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie transformiert. Die Turbine ist über eine Welle mit dem Generator verbunden. Mit einem Transformator wird die elektrische Energie ans Netz angekoppelt.

Zwischen jedem einzelnen Umwandlungsschritt, Druckrohrleitung – Turbine, Turbine – Getriebe, Getriebe – Generator, Generator – Transformator entstehen Verluste welche in der folgenden Abbildung 3 dargestellt sind.

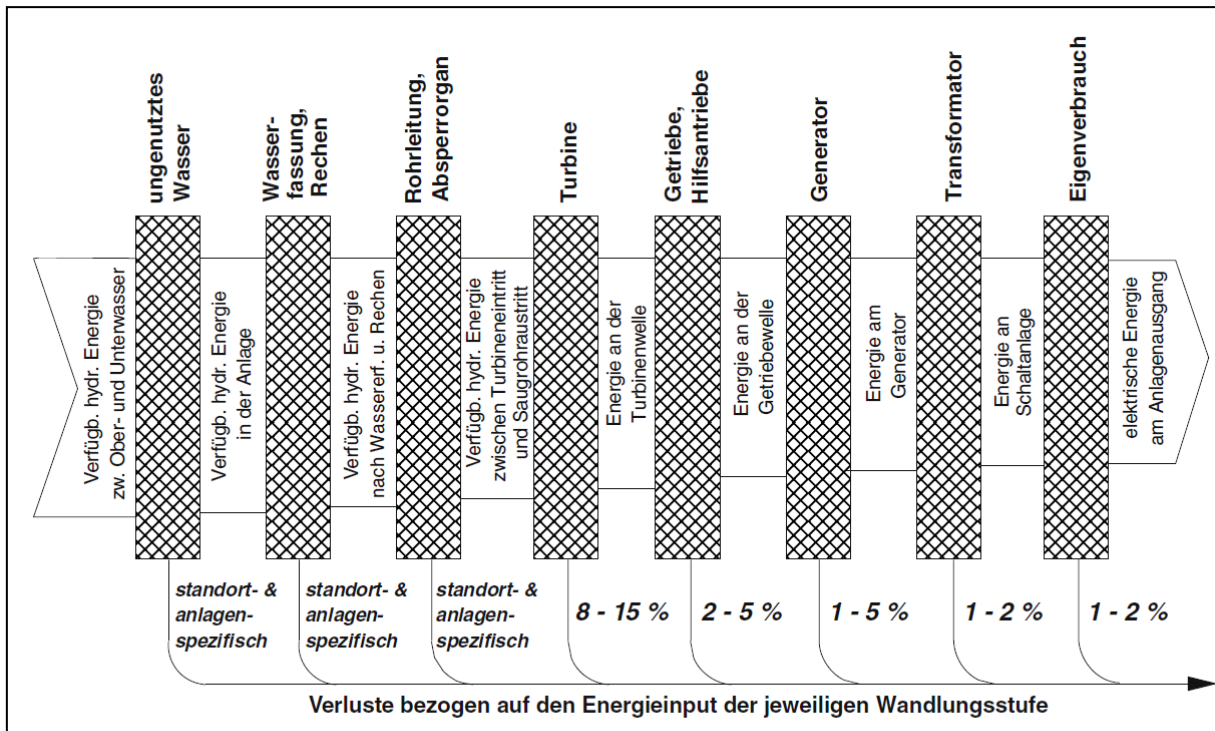


Abbildung 3: Kette der Umwandlungsverluste eines Wasserkraftwerkes [Erneuerbare Energien – Kaltschmitt, Streicher, Wiese]

Mit der oberen Abbildung kann der Gesamtwirkungsgrad einer Wasserkraftanlage näherungsweise ermittelt werden. Somit kann der Gesamtwirkungsgrad wie folgt bestimmt werden [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]:

$$\eta_{Gesamt} = \eta_L \cdot \eta_T \cdot \eta_{Getriebe} \cdot \eta_G \cdot \eta_{Trafo} \cdot \eta_{EB}$$

Gleichung I

mit:	η_{Gesamt}	Gesamtwirkungsgrad	[0,7 ... 0,9]
	η_L	Wirkungsgrad Treibwasserleitung	[0,8 ... 0,85]
	η_T	Turbinenwirkungsgrad	[0,88 ... 0,92]
	$\eta_{Getriebe}$	Getriebewirkungsgrad	[0,97 ... 0,98]
	η_G	Generatorwirkungsgrad	[0,96 ... 0,98]
	η_{Trafo}	Transformatorwirkungsgrad	[0,98 ... 0,99]
	η_{EB}	Eigenbedarf der Anlage	[0,99]

Bei den in Klammern angeführten Zahlen handelt es sich um Richtwerte. Es ist gut zu erkennen, dass Generator und Transformator gegenüber Druckleitung und Turbine bessere Wirkungsgrade aufweisen.

Per Definition ist der Wirkungsgrad ein Momentanwert, das Verhältnis der abgegebenen Leistung P_{ab} zu zugeführter Leistung P_{zu} , über einen bestimmten Zeitraum. Üblicherweise spricht man beim Verhältnis über ein Jahr vom Nutzungsgrad der Anlage.

Im praktischen Teil dieser Arbeit (Kapitel 5) wird auf den Transformatorwirkungsgrad bzw. auf die Transformatorverluste näher eingegangen, wobei die Leerlaufverluste des Block- bzw. Netzkuppltransformators berechnet und dargestellt werden.

1.2 Prinzip von Pumpspeicherkraftwerken

Pumpspeicherkraftwerke werden auch Regelkraftwerke bzw. Spitzenlastkraftwerke genannt. Wenn der Pumpstrom mehr als die Hälfte des Turbinenzuflusses ausmacht, spricht man von einem Pumpspeicherkraftwerk. Im anderen Fall handelt es sich um ein kombiniertes Speicherkraftwerk, bei dem der Turbinenzufluss aus natürlichem Zufluss besteht.

Gründe welche für die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken sprechen gibt es viele, nun werden einige genannt. Diese Art von Speicherkraftwerken ergänzt und optimiert den Betrieb von Wärme- und Laufwasserkraftwerken, indem sie den Überschussstrom dazu verwenden Wasser zu pumpen. Zudem erhöhen sich die Leistungsreserven und dadurch auch die Betriebssicherheit im Verbundnetz. Österreich spielt mit 7 GW installierte Pumpspeicherkapazität europaweit eine sehr wichtige Rolle [Wirtschaftskammer Österreich]. Die wichtigsten Aufgaben von Pumpspeicherkraftwerken sind:

- Energieausgleich (Tag-, Wochen-, Jahresweise)
- Blindleistungs- bzw. Phasenschieberbetrieb
- Frequenzhaltung

Ein energiewirtschaftlicher Aspekt der für ein Pumpspeicherkraftwerk spricht, ist die große Differenz zwischen dem hohen Erlös und dem niedrigen Aufwand. Das Pumpen des Wassers geschieht mit dem Überstrom, Energie wird zu Spitzenlastzeiten in den Generatoren umgewandelt. Da sich diese Arbeit auf Analyse von PSKW konzentriert, ist es wichtig auf die Grundprinzipien und die Funktionsweise eines solchen Kraftwerkes einzugehen.

Giesecke und Mosonyi zeigen die Systematik von Pumpspeicherkraftwerken. Sie stellen vier Varianten für die Zuordnung von Pumpe/Turbine mit unterschiedlichen Höhen vor.

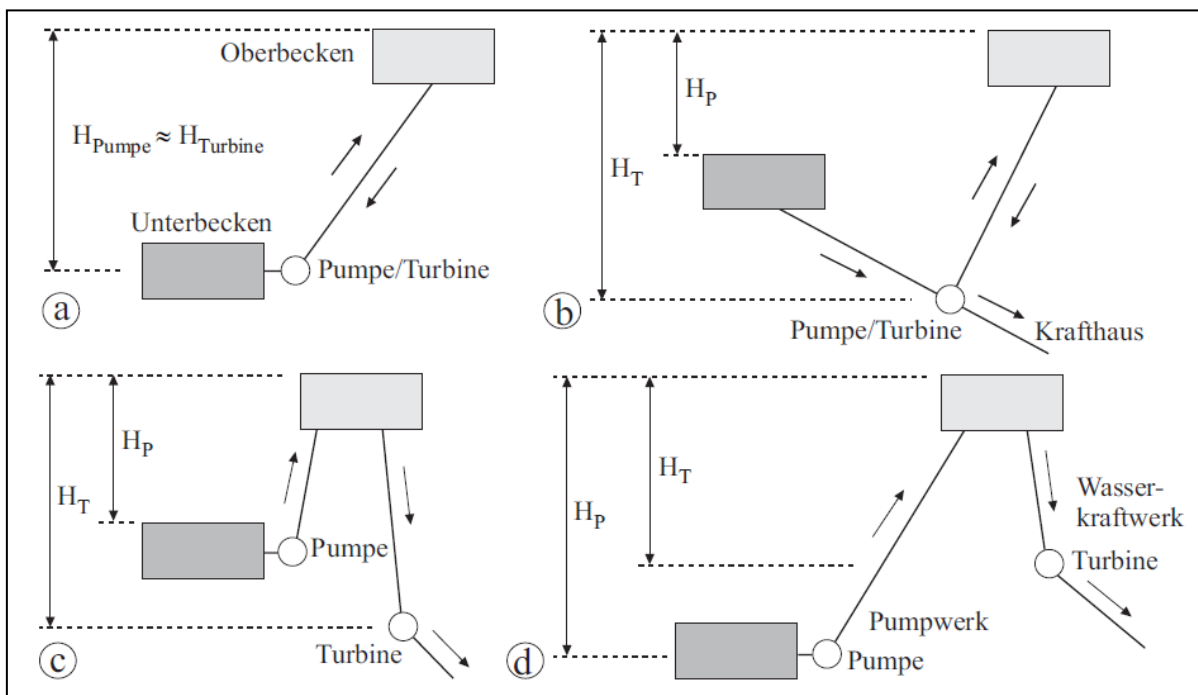


Abbildung 4: Varianten der Zusammenwirkung von Komponenten einer Wasserkraftanlage [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]

Wie die Bestandteile für das Pumpen von Wasser bzw. für die Energieumwandlung angeordnet werden können, ist in der nachfolgenden Abbildung 5 dargestellt.

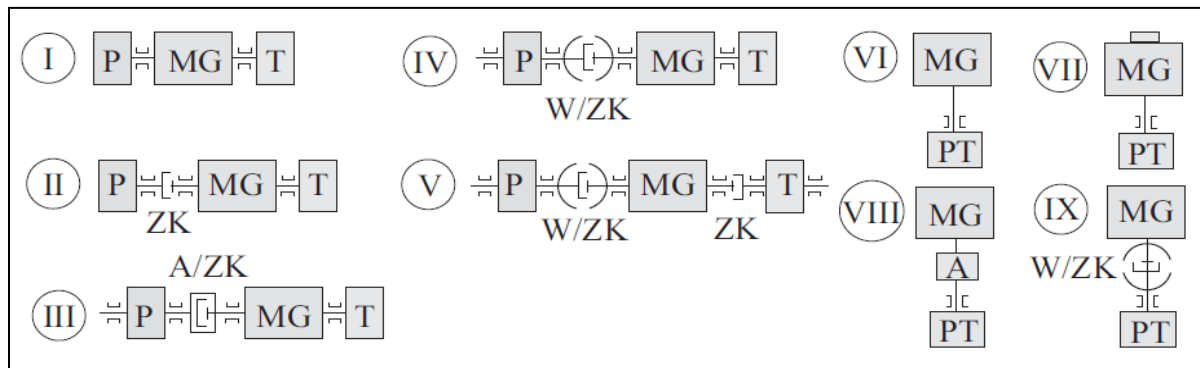


Abbildung 5: Aufstellung der Bestandteile einer Wasserkraftanlage [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]

Es sind hier neun Varianten dargestellt, wie Pumpe (P), Motorgenerator (MG), Wandler (W), Zahnkupplung (ZK) und Anwurfmaschine (A) (oder „Pony - Motor“) positioniert werden könnten.

Der sogenannte **hydraulische Kurzschluss** beschreibt den Vorgang, bei dem eine Teilmenge des gepumpten Wassers wieder über die Turbine zurückgeführt wird. So ein Betrieb ist nur mit getrennten Pumpen- und Turbinensatz möglich. Über die Turbinenregelung kann zusätzlich gesteuert werden, ob das Oberbecken gefüllt, entleert oder auf gleichem Niveau belassen wird. **Dabei ist die Regelbarkeit der gesamten Energiebilanz bei konstanter Pumpenleistung wichtig.**

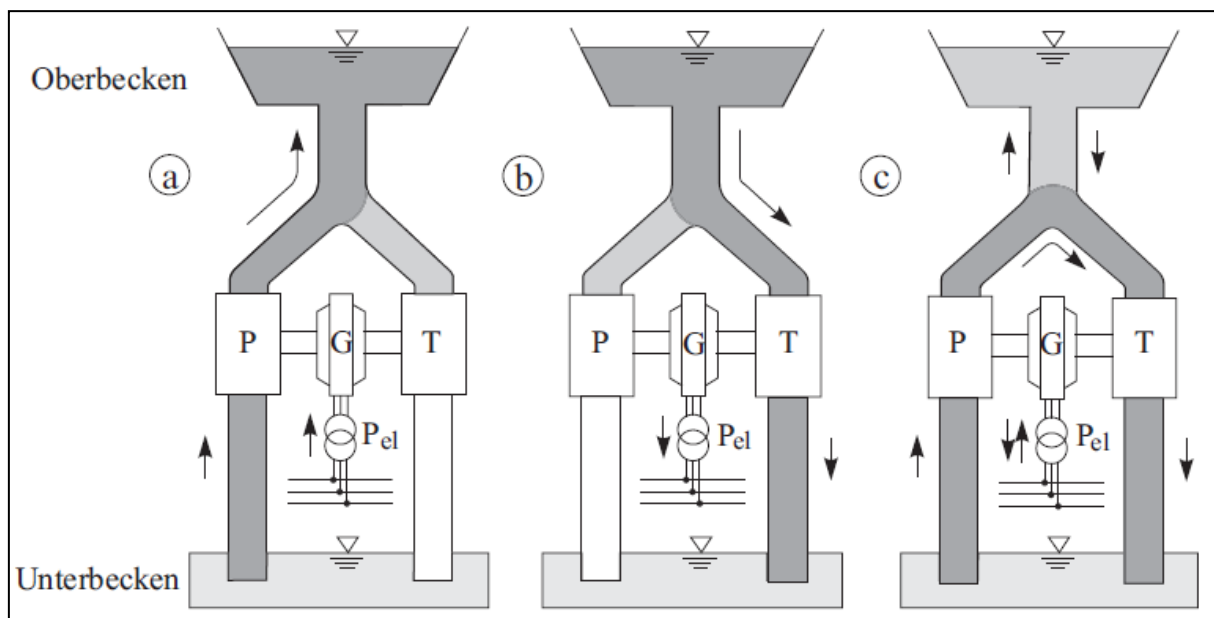


Abbildung 6: Betriebsarten eines Pumpspeicherkraftwerkes [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]

Das **Bild a** zeigt den Pumpbetrieb, das Wasser wird von Unterbecken in den Oberbecken gepumpt. Das **Bild b** zeigt den Turbinenbetrieb, das Wasser fließt aus dem Oberbecken in den Unterbecken, dabei wird elektrische Energie erzeugt. Der hydraulische Kurzschlussbetrieb ist im **Bild c** dargestellt, diese Betriebsart ist bei den zu analysierenden PSKW auch möglich.

Pumpspeicherkraftwerke werden heutzutage neben Gasturbinen für die Bereitstellung der Spitzenlastenergie eingesetzt. Für eine zuverlässige Bereitstellung der Energie zu Spitzenlastzeiten gehören ein gesicherter Schutz für alle Betriebszustände und die Besonderheiten im Hinblick auf das Anfahren im Motor- bzw. Generatorbetrieb. Die Inbetriebnahmezeiten eines Pumpspeicherkraftwerkes betragen einige Minuten (je nach Größe der Anlage zwischen 2 bis 5 min). Der Wechsel der Betriebsart je nach Kraftwerk, vom Pumpbetrieb auf Turbinenbetrieb und umgekehrt, erfolgt bis zu 20-mal am Tag.

Zwei Möglichkeiten für das Anfahren im Motorbetrieb werden nun kurz erläutert. Das „Back-to-Back“ Anlaufverfahren ist eine ältere Form des synchronen Frequenzanlaufes. Die zweite Möglichkeit ist die Verwendung eines SFC „Static Frequency Converter“.

Für das „**Back-to-Back**“ Verfahren wird ein Generator benötigt, welcher für das Anfahren des zweiten Motor/Generators herangezogen wird. Der Generator der von der Turbine angetrieben wird erzeugt einen Strom, der die Ständerwicklungen der erregten Maschine durchfließt. Die Spannung ist am Anfang Null, der Motor kann sich erst drehen wenn sich der Generator um einen bestimmten Winkel gedreht hat. Im Generator wird eine Spannung induziert, das Losbrechmoment muss überwunden werden damit der Motor auf Drehzahl kommt. Dieses Verfahren kann nur in einem engen Drehzahl- bzw. Frequenzbereich angewendet werden. War der Start nicht erfolgreich, muss der Motor aufgrund der Erwärmungen sofort ausgeschaltet werden.

Die zweite Möglichkeit die für das Anfahren von Synchronmaschinen angewendet wird, ist der **SFC-Umrichter**. Das sind Stromzwischenkreisumrichter zur stufenlosen Drehzahlverstellung bis zur Netzsynchrondrehzahl. Diese Anfahrumrichter können in allen vier Quadranten verwendet werden (z.B. elektrische Bremse). Die Dimensionierung des Umrichters erfolgt auf die Nennleistung. Mit einem SFC-Umrichter ist es möglich, mehrere Maschinen anzufahren, was einen zusätzlichen Vorteil eines Umrichters darstellt.

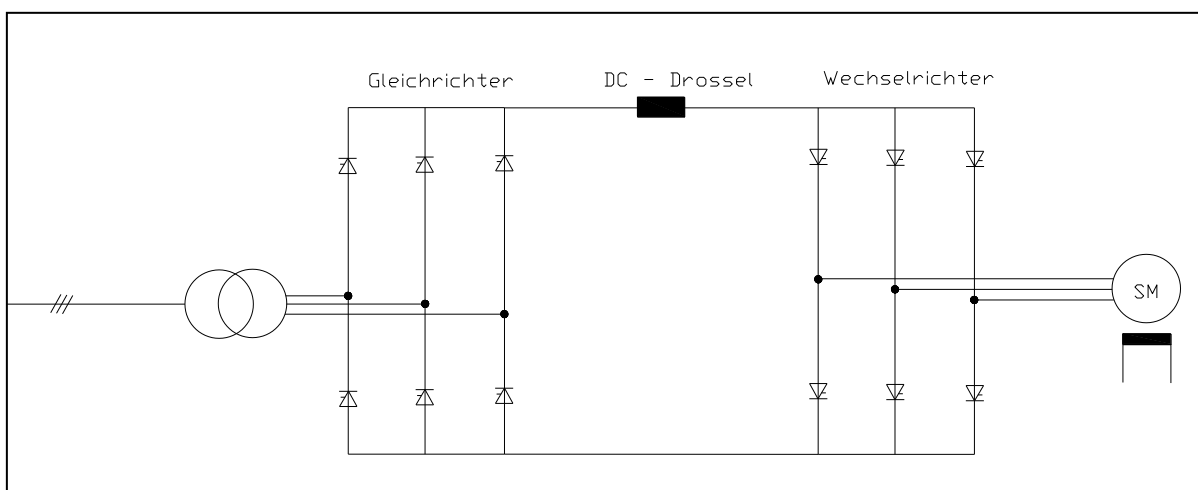


Abbildung 7: Aufbau eines 6/6-pulsigen SFC-Umrichters

In der Abbildung 7 ist der Aufbau des SFC-Umrichters dargestellt.

Der netzkommutierte Gleichrichter (bestehend aus Thyristor-Leistungshalbleitern) bildet mit der DC-Drossel eine regelbare Gleichstromquelle. Um einerseits den Gleichrichter vom Wechselrichter zu entkoppeln und um andererseits den Gleichstrom zu glätten wird eine Drosselspule verwendet. Dadurch können beide Umrichter unabhängig voneinander arbeiten und unabhängig voneinander gesteuert werden. Der lastkommutierte Wechselrichter (LCI) schaltet den Gleichstrom elektronisch und erzeugt damit eine 3-phasige Wechselspannungsversorgung der Maschine mit variabler Spannung und Frequenz. Die Erregung der Synchronmaschine kann über Schleifringe oder bürstenlos erfolgen.

Die Umrichter können in der Regel 6-, 12- oder 24-pulsig ausgeführt werden, um einerseits die Auswirkungen des Gleichrichters auf das Netz und andererseits den Einfluss des Wechselrichters auf die Welligkeit des Maschinenmoments zu minimieren [Betriebsanleitung SFC, ABB].

2 Grundelemente einer Wasserkraftanlage

In diesem Kapitel wird auf die einzelne Bestandteile einer Wasserkraftanlage näher eingegangen.

2.1 Turbine

Eine Turbine wandelt die kinetische Energie des Wassers (Bewegungsenergie) in Rotationsenergie um. Grundsätzlich wird zwischen Reaktions- und Aktionsturbinen unterschieden. Zu den Reaktionsturbinen zählen Francis-, Kaplan- und Propeller-Turbine. Eine typische Aktionsturbine, die Pelton-Turbine ist in der Abbildung 8 dargestellt.

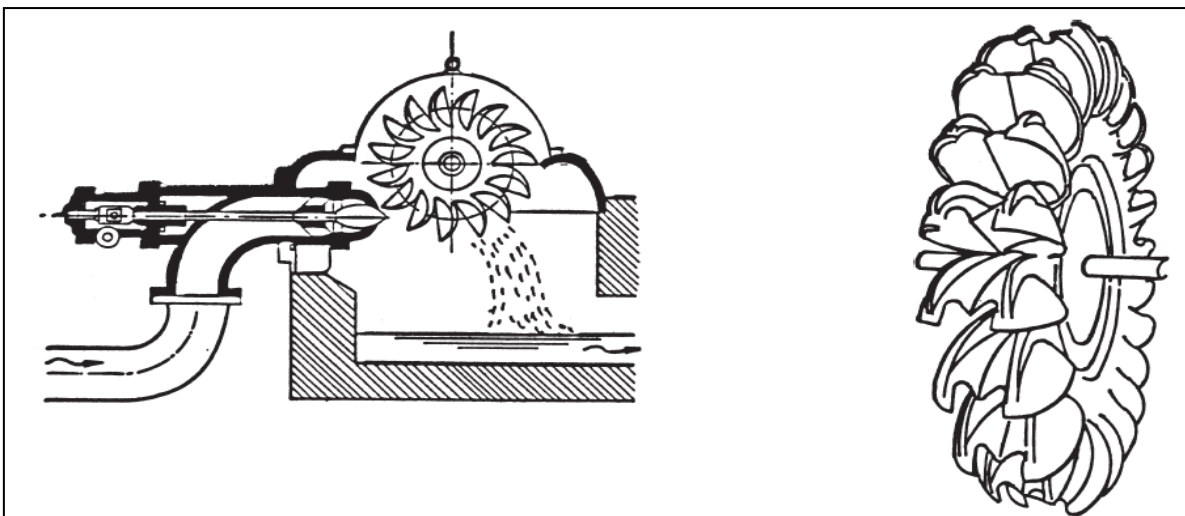


Abbildung 8: Pelton-Turbine [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]

Die Regelung einer Pelton-Turbine erfolgt über die Nadeldüsen, über den Strahlableiter kann das Triebwasser in Sekunden vom Laufrad abgelenkt werden, wobei die Anzahl der Düsen variieren kann. Kennzeichnend für diesen Typ ist das gute Teillastverhalten, d.h. der Wirkungsgrad ist über weite Bereiche relativ hoch.

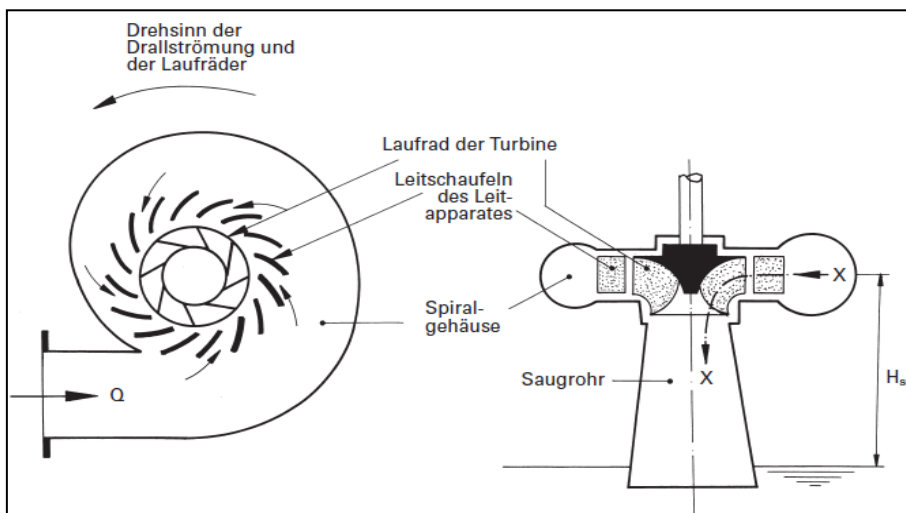


Abbildung 9: Francis-Turbine [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]

Reaktionsturbinen nutzen nicht nur die kinetische sondern auch die potentielle Energie des Wassers aus. Durch ein Spiralgehäuse, durch die Leitschaufeln oder durch beide Elemente wird ein „Wirbel“ erzeugt, die enthaltene Energie im Wirbel, wird in mechanische Arbeit umgewandelt.

Das Spiralgehäuse der Francis – Turbine bewirkt die Drallströmung (Wirbel). Das Gehäuse ist ein verengendes, den Leitapparat umfassendes und unter Druck stehendes Gehäuse. Der Leitapparat hat die Aufgabe der Regelung der Drallströmung. Das Laufrad wandelt die in der Drallströmung enthaltene hydraulische Energie in mechanische Energie um. Das Saugrohr reduziert die Strömungsgeschwindigkeit und damit die Energieverluste nach dem Austritt des Wassers aus der Turbine und vergrößert gleichzeitig die nutzbare Fallhöhe um die Saughöhe H_s .

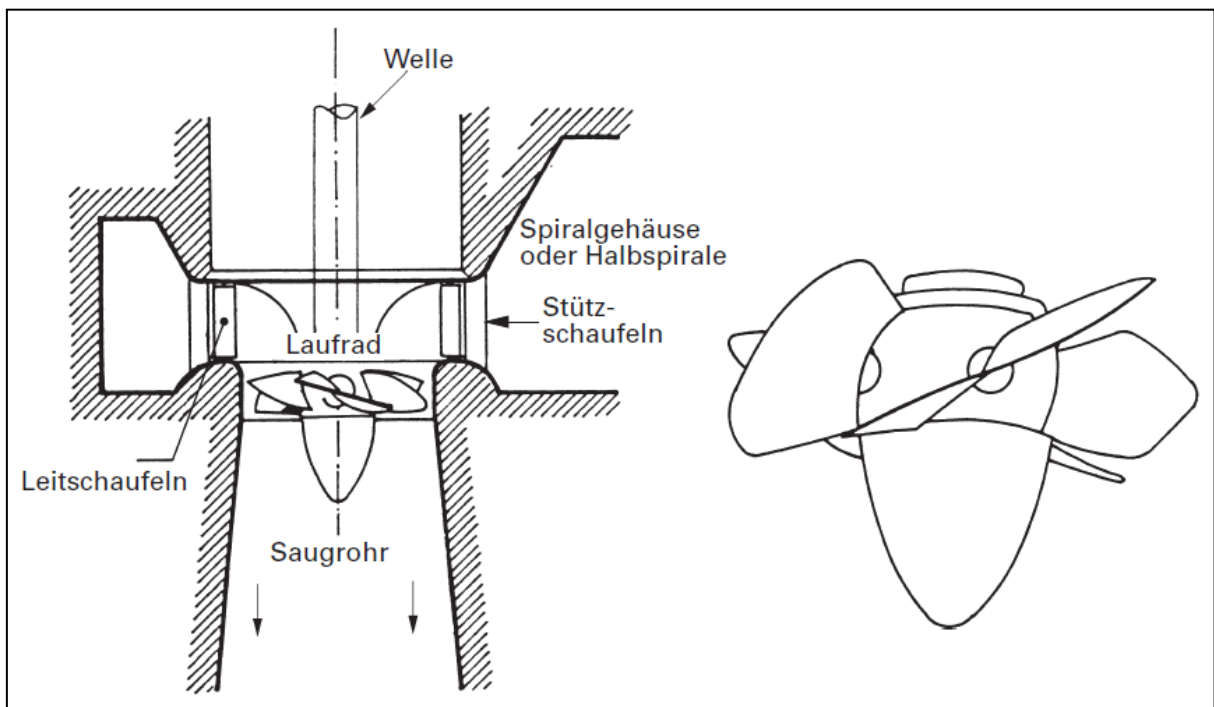


Abbildung 10: Kaplan-Turbine [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]

Die häufigst angewendete Lösung für geringen Fallhöhen sind Kaplan-Turbinen. Diese Turbinen funktionieren wie Schiffsschrauben die angetrieben werden. Kaplan-Turbinen können sowohl horizontal als auch vertikal auf der Welle sitzen. Die Schaufeln der Turbine können zusätzlich zum Leitapparat verstellbar werden.

Weitere Turbinenarten sind die Durchströmungsturbine (Aktionsprinzip) und die Propeller-Turbine (Reaktionsprinzip).

Tabelle 1: Einteilung nach Fallhöhe und Wasserstrom

	Fallhöhe H in m	Wasserstrom Q in m ³ /s
Pelton	Groß	Klein
Francis	Mittel	Mittel
Kaplan	Klein	Groß

Die Abbildung 11 zeigt den Einsatzbereich der Turbinen, einerseits abhängig von der Fallhöhe H und dem Durchfluss Q andererseits von der Leistung P .

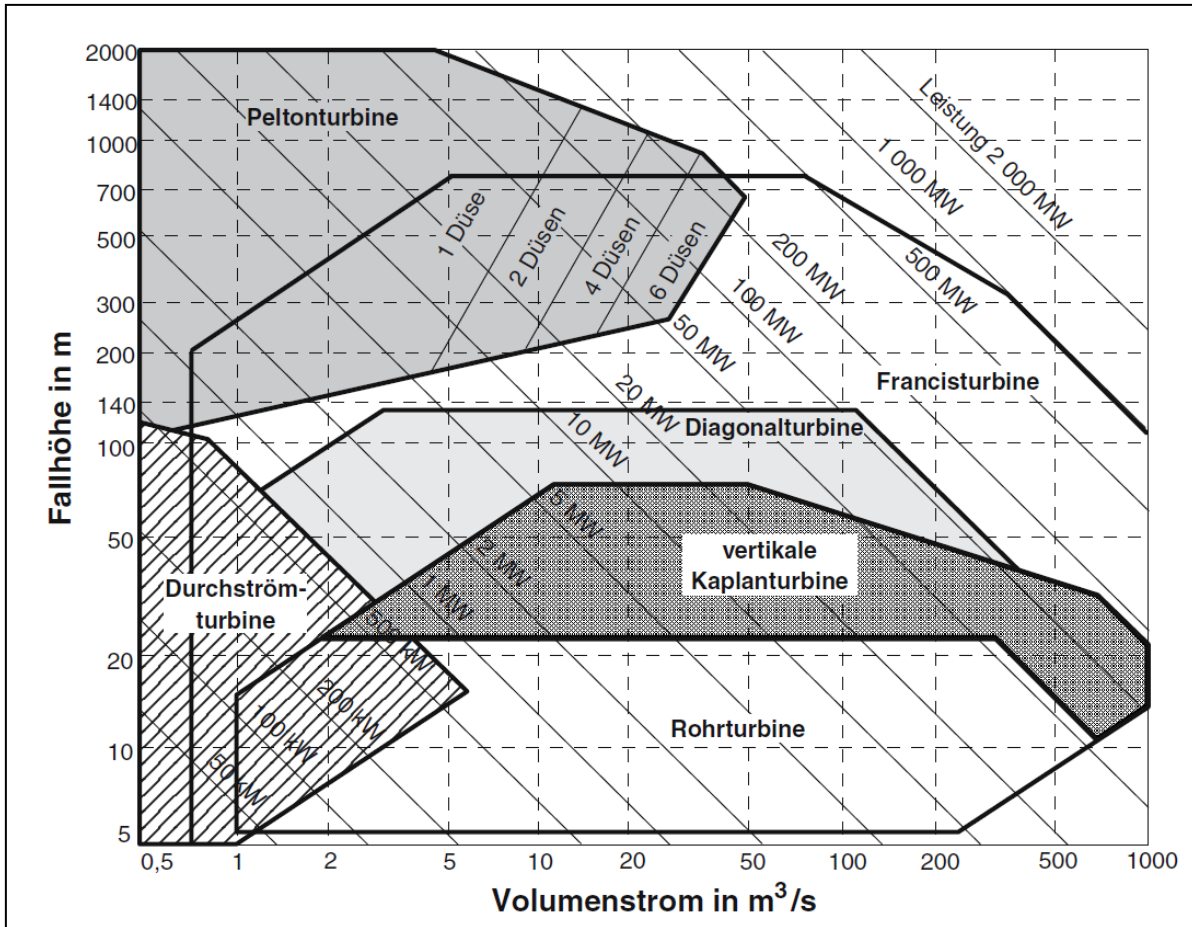


Abbildung 11: Leistungsfeld der Turbinen [Erneuerbare Energien – Kaltschmitt, Streicher, Wiese]

In diesem Diagramm sind Nettofallhöhen und Volumensströme dargestellt. Die Nettofallhöhe ist jene Fallhöhe in die der Turbine für die zur Verfügung stehende hydraulische Energie verantwortlich ist. Die Bruttofallhöhe abzüglich der hydraulischen Energieverluste H_v (zwischen Wasserefassung und dem Turbineneinlauf) entspricht der Nettofallhöhe.

Die Wirkungsgrade der drei Turbinenarten betragen näherungsweise:

- Pelton – Turbine 90 – 95 Prozent
- Francis – Turbine circa 90 Prozent
- Kaplan – Turbine 80 – 95 Prozent

Die angeführten Werte für die Wirkungsgrade sind Erfahrungs- bzw. Messwerte.

Eine weitere Auswahlhilfe bzw. eine Vergleichsmöglichkeit der verschiedenen Turbinentypen – unter Berücksichtigung der Drehzahl n und des Volumensstromes Q - ermöglicht das Nomogramm. In Gegensatz dazu können mit Hilfe eines Muscheldiagrammes beispielsweise Volumenstrom Q , Nettofallhöhe H_N und Wirkungsgrade abgeleitet werden.

Wenn die Wassermengen, die Fallhöhen und die Leistungen bekannt sind, kann die Turbine an Hand dieser Größen passend gewählt werden.

2.2 Generator

Ein Generator hat die Aufgabe mechanische Energie, die über eine Welle von der Turbine kommt, in elektrische Energie umzuwandeln.

Grundsätzlich werden für Großwasserkraftwerke Synchrongeneratoren verwendet. Nachfolgend werden die Wirkungsweise und die Eigenschaften der Synchronmaschine und der Asynchronmaschine kurz beschrieben.

2.2.1 Synchrongenerator

Die Drehzahl der Maschine ist starr an die Netzfrequenz gebunden, deshalb der Name Synchrongenerator. Der Zusammenhang der Frequenz f zur Drehzahl n ist über die Polpaarzahl p gegeben.

$$f = p \cdot n$$

Gleichung II

mit: p ... Polpaarzahl
 n ... Umdrehungen/Minute [1/min]

Ein Synchrongenerator besteht aus einem Rotor (Polrad mit Polwicklung) und einem Stator. Der dreiphasig aufgeführte Stator besteht aus drei unabhängigen Wicklungsgruppen, die um 120° zueinander verschoben sind. Die Wicklungen erzeugen die dreiphasigen Wechselströme (Drehstrom). Die Statorwicklung ist wegen der Auslegung – für kleine Leiter-Erd-Spannung - in der Regel in Stern geschaltet. U_1 , V_1 und W_1 geben die Anfänge der Spule an, U_2 , V_2 und W_2 die Wicklungsenden. Die Klemmen F_1 , F_2 sind die Anschlüsse der Erregerwicklung.

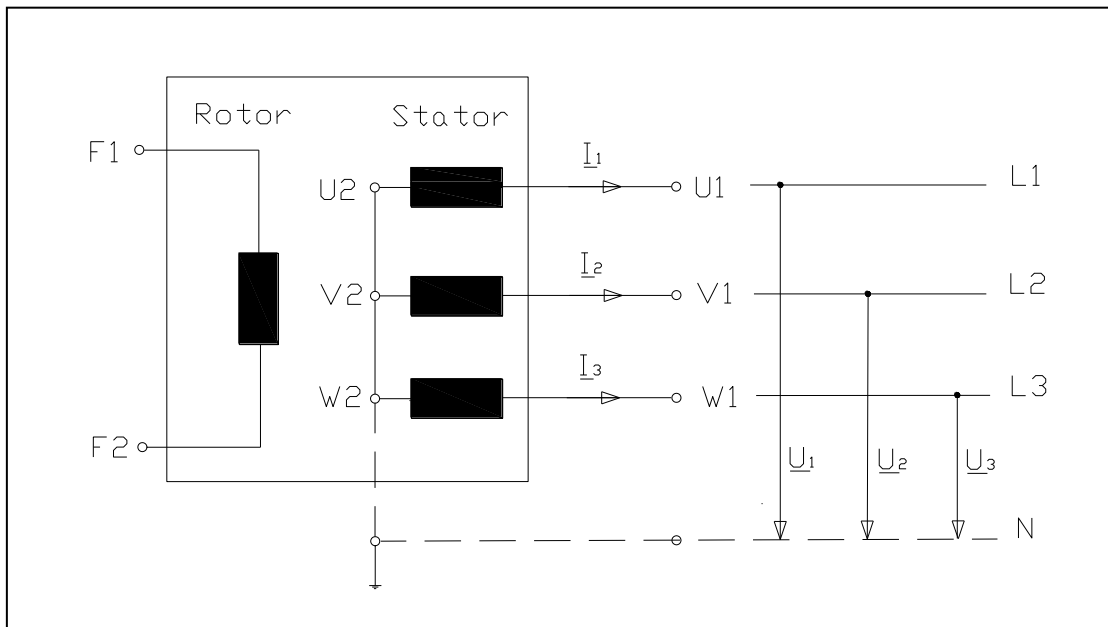


Abbildung 12: ESB - Synchrongenerator

Der Rotor ist ein rotierender Magnet, entweder ein Permanentmagnet oder ein Elektromagnet mit einer Erregerwicklung. Die Zuführung der Erregerleistung kann auf verschiedenste Varianten erfolgen, am Häufigsten über Schleifringe.

2.2.2 Asynchrongenerator

Der Asynchrongenerator ist aufgrund der Einfachheit, Robustheit und dem günstigen Preis der weit verbreitete Generator. Da zwischen den Rotorfeld und Statorfeld eine Drehzahldifferenz – der sogenannte Schlupf s – besteht, wird dieser Generator Asynchrongenerator genannt. Somit ist die Rotordrehzahl nicht mit der Netzfrequenz synchron. Der Leistungsbereich ist sehr breit und liegt zwischen 1kW und 300MW. Ein großer Nachteil der Asynchronmaschine ist, dass diese im Gegensatz zur Synchronmaschine nicht im Phasenschieberbetrieb betrieben werden kann, d.h. keine Blindleistung zur Verfügung stellen kann. Der Stator eines Asynchrongenerators ist konstruktionsgleich zum Synchrongenerator. Der Rotor ist entweder als Käfiganker (massiv verbundene Leiter) oder als kurzgeschlossene Wicklung ausgeführt. Das Erregerfeld wird über die Induktionsströme erzeugt.

Der Schlupf s ist eine relative Größe und wird in Prozent angegeben. Der Schlupf spiegelt den Unterschied zwischen der Feld- und Rotordrehzahl wieder.

$$s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

Gleichung III

mit: n_s Synchrone Drehzahl
 n Tatsächliche (mechanische) Drehzahl

Das untere Ersatzschaltbild gilt für Asynchronmaschinen mit Käfigläufer und mit Schleifringläufer, bei denen keine Stromverdrängung auftritt.

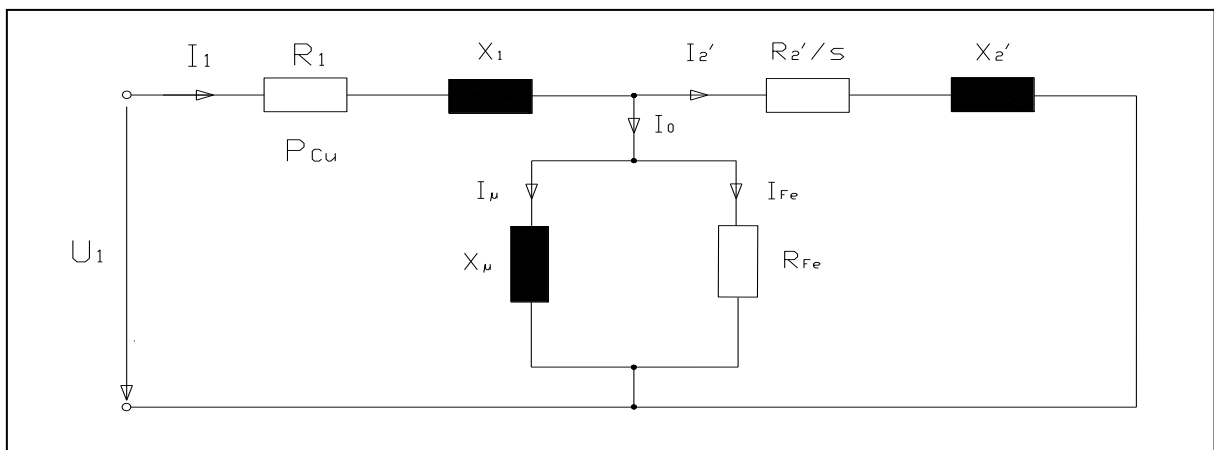


Abbildung 13: ESB - Asynchrongenerator [Elektrische Maschinen - Spring, geändert]

Das ESB ähnelt dem des Transformators, auch hier sind die Querimpedanzen (induktive Impedanz des magnetischen Flusses X_μ , die Wirkwiderstände der Eisenverluste der Maschine R_{Fe}) erheblich größer als die Längsimpedanzen (Statorgrößen R_1 , X_1 und von Rotor auf Stator umgerechnete Größen R_2' , X_2').

Im praktischen Teil dieser Arbeit (siehe Kapitel 5.3.2 und Kapitel 5.3.3) sind einerseits die KS-Leistungen und andererseits die Auslegungen der Generatoren wichtige Aspekte. Aus den Datenblättern der jeweiligen Maschine werden die Werte übernommen und es folgt eine Kurzschlussberechnung.

2.2.3 Gegenüberstellung der Generatoren

Verbundbetrieb:

Das Verbundnetz ist starr, d.h. weder seine Frequenz noch seine Spannung ändern sich.

	Synchrongenerator	Asynchrongenerator
Normsymbol		
Anfahren	Vier Synchron-Bedingungen: <ol style="list-style-type: none"> 1. gleicher Drehsinn 2. gleiche Frequenz 3. gleiche Spannung 4. gleiche Phasenlage 	Zwei Bedingungen: <ol style="list-style-type: none"> 1. gleicher Drehsinn 2. gleiche Frequenz
Regelung der Wirkleistung	Die Wirkleistung wird über die Turbine bzw. das Moment an der Welle geregelt.	
Blindleistungsregelung/ Leistungsfaktorregelung	Die Blindleistung wird über den Erregerstrom eingestellt. Wird der Erregerstrom erhöht, liefert die Maschine Blindleistung ans Netz, andernfalls, bezieht man Blindleistung. Der Nennstrom darf nicht überschritten werden.	Diese Maschine bezieht immer Blindleistung, diese kann mit Kondensatoren erzeugt werden. In jeder Phase befindet sich ein Kondensator, der Wert des Kondensators wird rechnerisch ermittelt.

Der Leistungsfaktor soll in der Nähe von 1 liegen um einen optimalen Betrieb mit hohen Wirkungsgraden zu erhalten, meist liegt dieser zwischen 0,9 – 0,95 induktiv.

Inselbetrieb:

Ein Inselnetz ist nicht starr, d.h. die Frequenz und die Spannung ändern sich durch das Einspeisen. Ein typischer Fall des Inselbetriebs ist, wenn eine oder mehrere Kraftwerke einen oder mehrere Verbraucher mit Energie versorgen.

Beim Anfahren eines Synchrongenerators im Inselbetrieb wird zuerst die Turbine hochgefahren, um die Nenndrehzahl zu erhalten. Anschließend wird die Erregung des Generators eingeschaltet um die Nennspannung zu erhalten, danach werden die Verbraucher zugeschaltet und schlussendlich die Drehzahl und die Spannung geregelt. Der Vorgang ist im unteren Bild dargestellt [Dimensionierung - Generator, PACER].

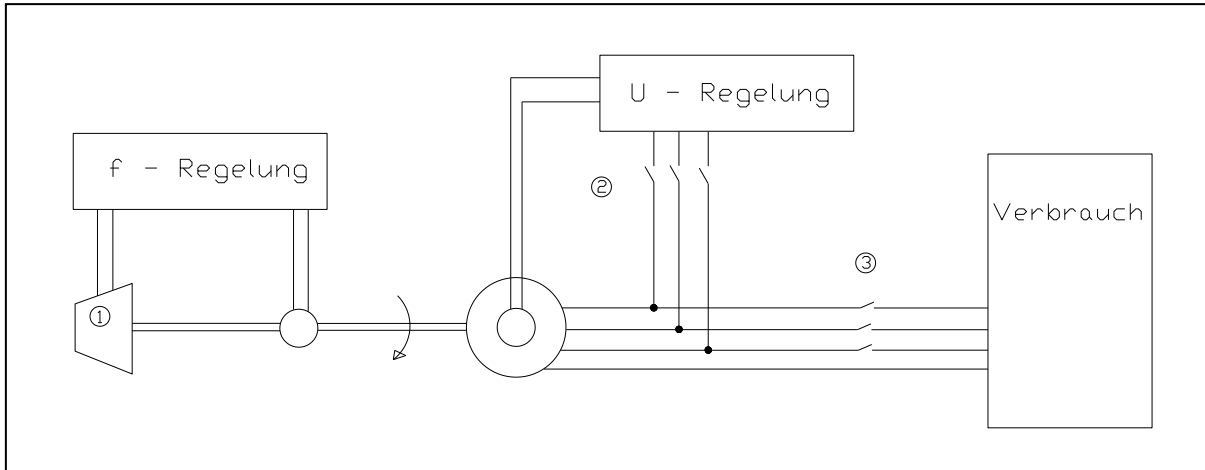


Abbildung 14: Anfahren eines Synchrongenerators im Inselbetrieb

Beim Anfahren eines Asynchrongenerators im Inselbetrieb wird die Ballastregelung angewendet. Anfangs wird die Turbine angefahren, nach dem Zuschalten der Erregerkondensatoren wird eine Spannung aufgrund der Remanenz aufgebaut. Beim Erreichen der Nennspannung wird ein Lastwiderstand (R_{Ballast}) zugeschaltet und über den Regler wird die Drehzahl (Spannung) konstant gehalten. Dann wird die Turbinenregelung weiter geöffnet um die Leistung zu erhalten die im Lastwiderstand thermisch umgesetzt wird. Als letzten Schritt werden die Verbraucher zugeschaltet [Dimensionierung – Generator, PACER].

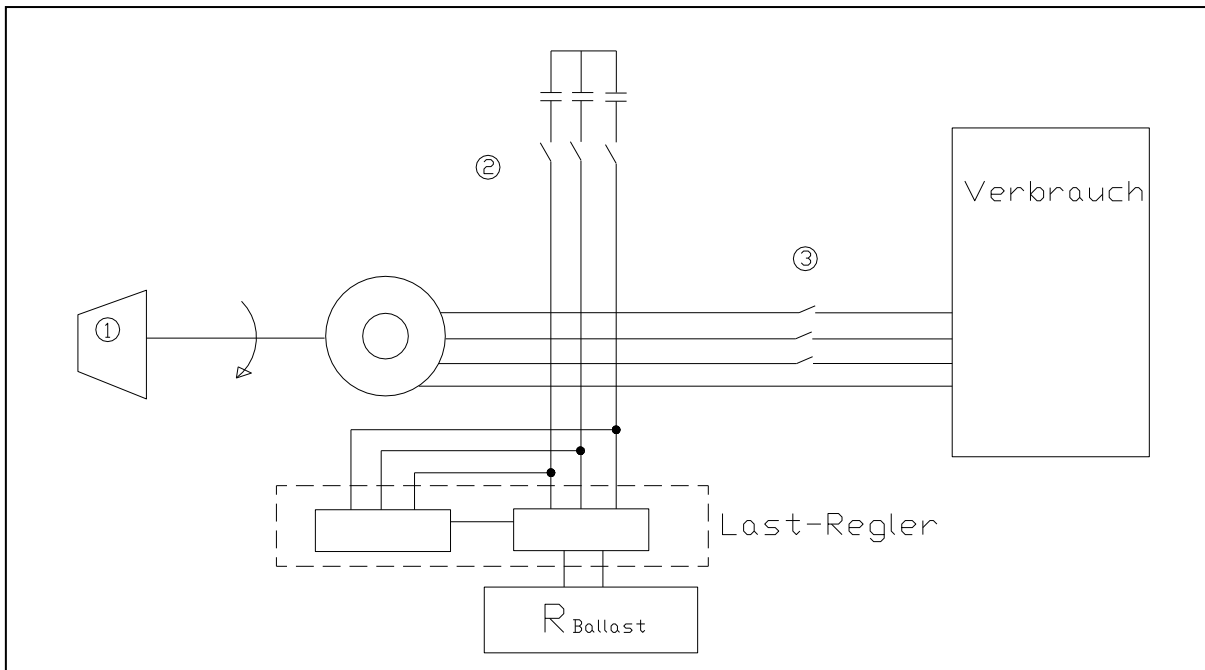


Abbildung 15: Anfahren eines Asynchrongenerators im Inselbetrieb

Technischer Vergleich

	Synchrongenerator	Asynchrongenerator
Konstruktion	Verglichen mit dem Asynchrongenerator ist der Synchrongenerator komplexer und aufwendiger.	Einfache und robuste Generatoren, für kleine und mittlere Leistungen.
Wartung	Wartungsarbeiten sind häufiger und kostenintensiver.	Die Wartung ist minimal.
Trägheit	Groß	Klein
Investition	Der Asynchrongenerator ist die kostengünstigste Wahl bis 25 kVA. Zwischen 50 kVA und 100 kVA sind diese Generatoren auch preiswerter. Darüber (>100 kVA) sind die Preise zwischen den beiden Typen vergleichbar, zudem sind Asynchrongeneratoren dieser Größe schwer erhältlich.	

Im Hinblick auf Anlagensicherheit können folgende Fehlerfälle im Bereich eines Generators auftreten [Dimensionierung – Generator, PACER].

- **Überdrehzahl, Überdrehfrequenz**
Tritt ein wenn das Verhältnis von Turbinenleistung zu Verbraucherleistung zu hoch ist oder es beispielsweise zu einer plötzlichen Lastabschaltung kommt.
- **Unterdrehzahl, Unterfrequenz**
Tritt ein wenn das Verhältnis von Verbraucherleistung zu Turbinenleistung zu hoch ist.
- **Überstrom**
Tritt ein wenn das Verhältnis von Verbraucherleistung zu Generatorleistung zu hoch ist oder wenn es zu Kurzschlüssen an Klemmen kommt.
- **Überspannung**
Tritt bei zu starker Erregung und plötzlicher Lastabschaltung auf.
- **Unterspannung**
Tritt bei zu kleiner Erregung und plötzlicher Lastabschaltung auf.
- **Erregerausfall**
- **Rückspeisung**

Einige Punkte, der oben genannten Fehlerfälle der Anlage, werden im Zuge dieser Masterarbeit genauer analysiert.

2.3 Transformator

Transformatoren werden in allen Bereichen der Elektrotechnik, vor allem in der Energietechnik, eingesetzt. Die Hauptaufgabe der Transformatoren ist die Umwandlung der Spannung von einer auf die andere Netzebene. Nach der Arbeitsweise eines Transformators unterscheidet man grundsätzlich zwischen Leistungstransformatoren (LT), Spartransformatoren (SpT) und Zusatztransformatoren (ZT).

Die Oberspannungsseite (OS) und die Unterspannungsseite (US) mit der Streuinduktivität und der Hauptinduktivität sind im folgenden Ersatzschaltbild dargestellt.

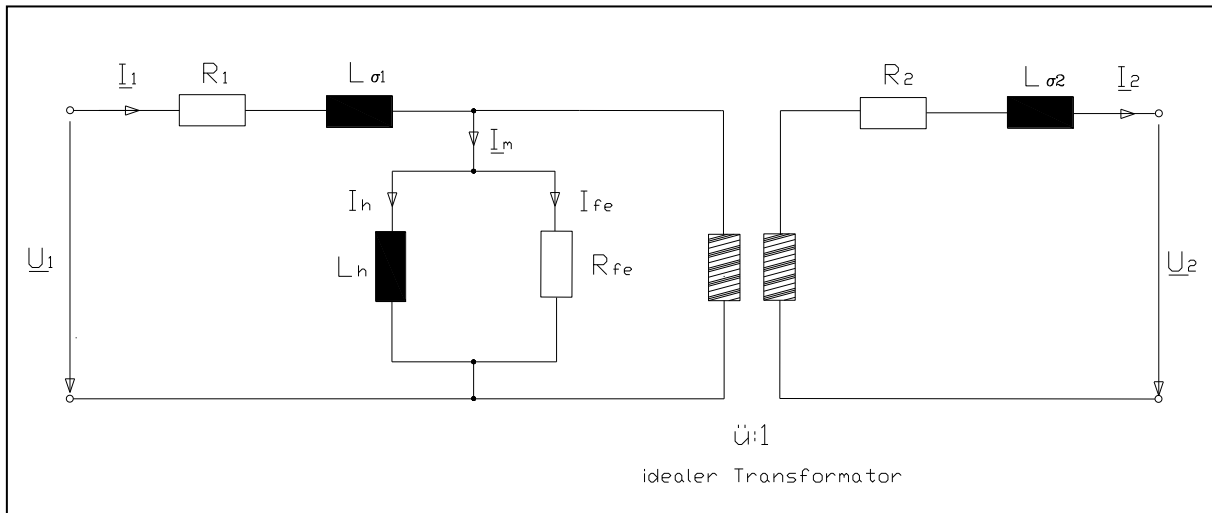


Abbildung 16: Einphasiges T - ESB des Transformators

Mit:	R_1	Ohmscher Widerstand der Primärwicklung
	R_2	Ohmscher Widerstand der Sekundärwicklung
	$L_{\sigma 1}$	Streublindinduktivität der Primärwicklung
	$L_{\sigma 2}$	Streublindinduktivität der Sekundärwicklung
	L_h	Hauptinduktivität
	I_m	Magnetisierungsstrom
	R_{fe}	Widerstand zur Berücksichtigung der Eisenverluste

Die Schaltgruppe kennzeichnet die Schaltung der Wicklung und die Phasenlage der ihnen zugeordneten Spannungszeiger. Die Kennbuchstaben beschreiben die Schaltung der Wicklungsstränge und die Kennzahl beschreibt die Phasenverschiebung von Oberspannungsseite zu Unterspannungsseite. Dabei kann man folgende Schaltungen der Wicklungsstränge unterscheiden: Dreieckschaltung (D, d), Sternschaltung (Y, y), Zickzackschaltung (Z, z) und offene Schaltung (III, iii). Die Großbuchstaben werden für die Oberspannungswicklung, die Kleinbuchstaben für die Mittel- und Unterspannungswicklung verwendet. Diese Kennzahl, multipliziert mit 30° , gibt an, um welchen Winkel der Zeiger der US-Wicklung dem der OS-Wicklung nacheilt [Schaltanlagen, ABB].

Die in der Energieversorgung gängigsten Schaltgruppen werden in der Abbildung 17 dargestellt.

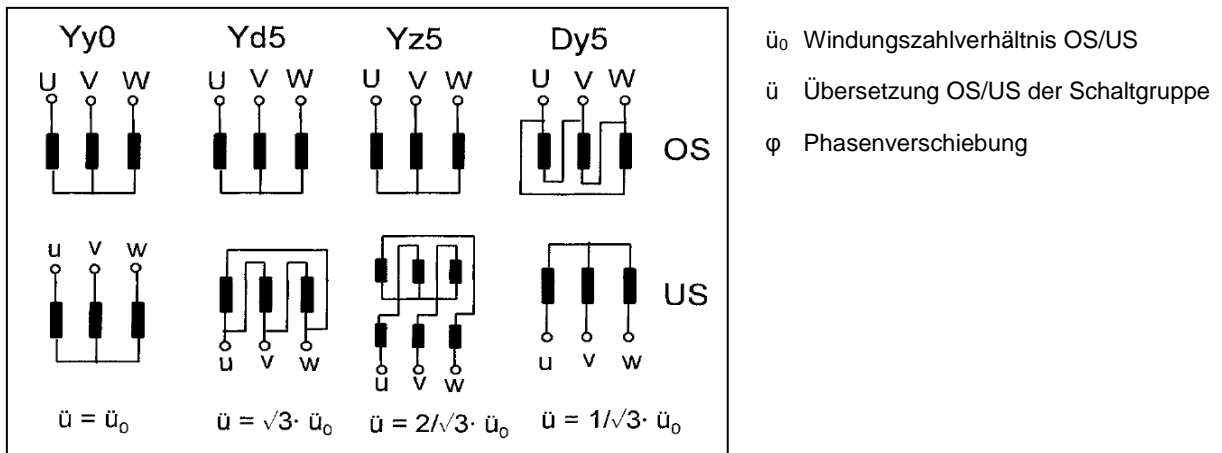


Abbildung 17: Schaltgruppen von Transformatoren [Elektrische Energieversorgung 1 - Crastan]

Ausgehend vom T - ESB können die Transformator-Parameter mittels Kurzschluss- und Leerlaufversuchen ermittelt werden. Im Leerlaufversuch werden die Hauptinduktivität L_h und der Widerstand zur Berücksichtigung der Eisenverluste R_{fe} bestimmt. Die Längstimpedanzen in Betrag und Phase lassen sich mittels Kurzschlussversuch ermitteln. Das Betriebsverhalten (Einschaltverhalten, Spannungsabfall, Wirkungsgrad, Parallelbetrieb) spielt eine wesentliche Rolle bei der Auswahl und Auslegung des Transformators.

Nachstehende Eigenschaften der Transformatoren sind aus dem Buch „Elektrische Energieversorgung 1“ von V. Crastan entnommen.

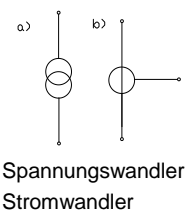
Kraftwerks- und Netztransformatoren werden als Schaltgruppe Yd5 eingesetzt. Auf der Primärseite wird der Sternpunkt direkt oder über Petersen-Spule geerdet (bei KW's isoliert). Für die Oberspannungsseite ist die Sternschaltung günstiger, weil die Isolation im Gegensatz zur Dreiecksschaltung nur für die um den Faktor $\sqrt{3}$ kleinere Sternspannungen auszulegen ist. Für die Unterspannungsseite spielt der Kupferaufwand eine wichtige Rolle, deswegen wird oft eine Dreieckschaltung angewendet.

Netzkupplungstransformatoren werden als Stufenstromtransformatoren ausgeführt.

Verteilungstransformatoren werden in Trafo - Stationen zur Speisung des Niederspannungsnetzes eingesetzt.

Dreiwicklungstransformatoren werden dort eingesetzt, wo Verbraucher mit zwei verschiedenen Spannungsebenen zu versorgen sind. d.h. anstatt zwei Zweiwicklungstransformatoren zu verwenden, verwendet man einen Dreiwicklungstransformator.

Induktive Wandler werden für kleine Leistungen – 10 VA bis 100 VA – eingesetzt. Diese Wandler dienen der Speisung von Mess- und Schutzkreisen aus dem Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz. Prinzipiell unterscheidet man dabei zwischen Spannungs- und Stromwandlern.



2.4 Allgemeine Elemente von Schaltanlagen

Im Buch „Elektrische Energieversorgung 1“ von V. Crastan werden Schaltanlagen als die Gesamtheit aller Betriebsmittel definiert, Hilfsmittel die für Verteilung und Messung des Stromes dienen. Bei den Schaltanlagen unterscheidet man grundsätzlich zwischen luftisolierten und gasisolierten Schaltanlagen.

Eine Schaltanlage beinhaltet Sammelschienen, Schalteinrichtungen, Wandler (sowohl Strom- als auch Spannungswandler), Überspannungsableiter etc. die den VDE DIN und IEC Normen entsprechen. Bei den Schalteinrichtungen unterscheidet man den offenen und den geschlossenen Zustand des Schaltgerätes, einige sind im unteren Bild dargestellt.

Bei den gasisolierten Schaltanlagen gibt es keine Berührung mit umgebender – äußerer Atmosphäre und als Isoliermedium wird komprimiertes Schwefelhexafluorid (SF_6) verwendet. Die Vorteile sind die kompakte Bauform, eine erhöhte Widerstandsfähigkeit, die hohe Betriebs- und Personensicherheit und die hohe Verfügbarkeit. Die Schaltanlagen sind jedoch kostenintensiv (hohe Anschaffungskosten, hohe Montagekosten) und weisen eine längere Reparaturzeit auf.

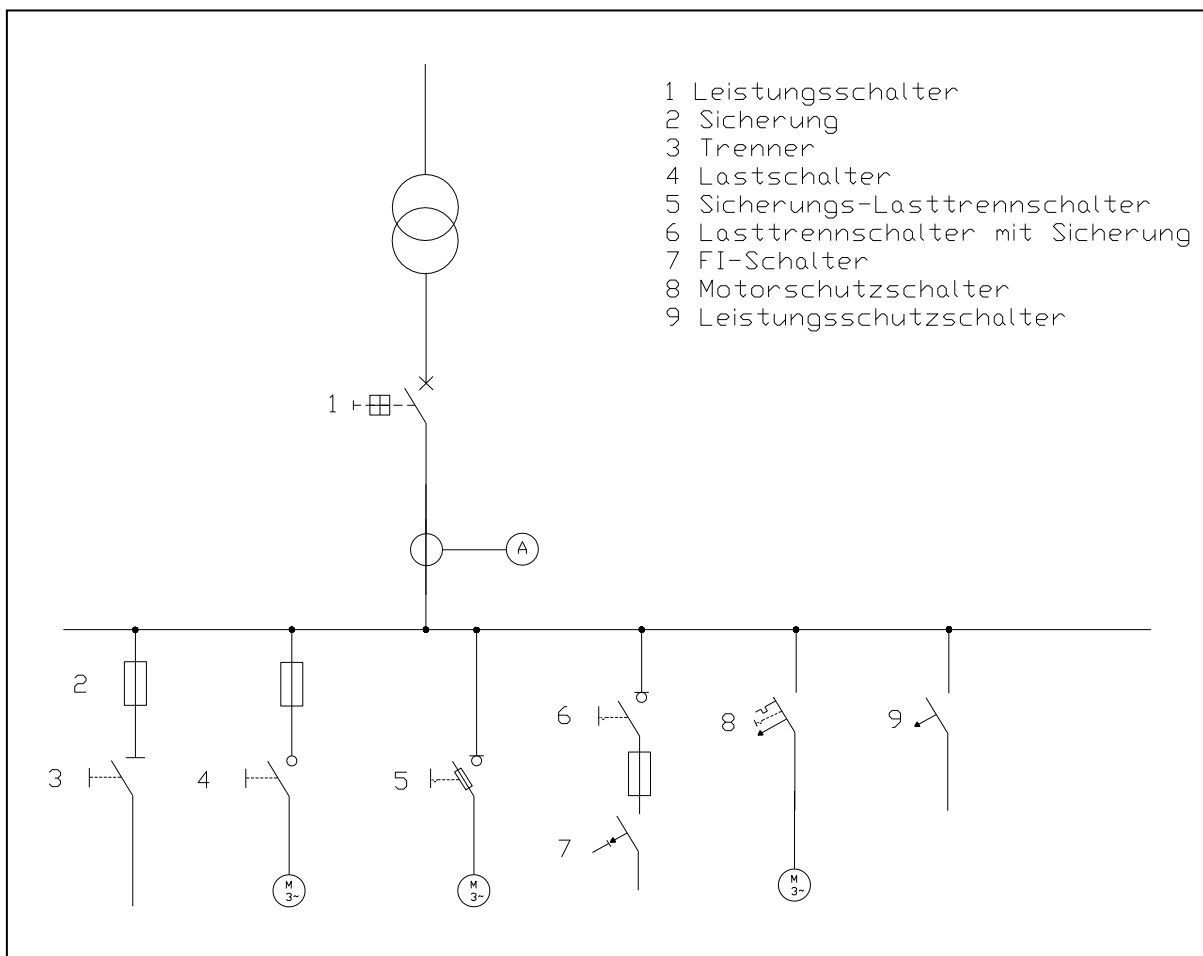


Abbildung 18: Schaltkurzzeichen von Schalteinrichtungen in Hoch-, und Mittelspannung

Trenner sind mechanische Schalteinrichtungen mit der Aufgabe eine sichere Trennstrecke zu bilden, dadurch wird der Zugang zu Anlagenteilen ohne Risiko und im spannungslosen Zustand gewährleistet.

Lastschalter sind mechanische Schaltgeräte die in der Lage sind den Nennstrom zu unterbrechen. Der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ darf unter gewissen Grenzen nicht sinken.

Lasttrenner werden in Mittelspannungsnetzen („Mittelspannung“ ist kein genormter Begriff) verwendet, es ist eine Kombination der zwei oben genannten Schalter.

Leistungsschalter sind mechanische Schalter und haben die Aufgabe unter abnormalen Bedingungen (z.B. Kurzschluss) den Stromkreis zu öffnen. Der Ausschaltstrom und die Ausschaltleistung spielen beim Ausschalten des Kreises eine wichtige Rolle. Diese Schalter sind mit Hand- oder elektrischer Betätigung (Motor, Feder, Hydraulik) ausgeführt. Leistungsschalter sind für geringe Schalthäufigkeit und hohe Schaltleistungen ausgelegt.

Sicherungen schalten den Stromkreis durch Abschmelzen des Schmelzleiters ab, wenn über eine bestimmte Zeit ein bestimmter Stromwert erreicht wird. Hochspannungs-Hochleistungssicherungen (HH-S) werden dort eingesetzt wo Leistungsschalter nicht ökonomisch sind.

Der **Erdungschalter** muss in der Lage sein, den Bemessungs-Kurzschlussstrom und den Einschalt-Stoßstrom ohne Beschädigung zu führen.

Erdungstrenner sind Trenner die eine kurzschlussfeste Verbindung mit der Erdungsanlage bilden.

Schütze werden für niedrige Schaltleistungen und hohe Schalthäufigkeiten eingesetzt. Sie werden durch den Antrieb betätigt und fallen bei Fehlen der Steuerspannung in die Ausgangslage zurück (mit Hilfe einer Feder).

Überspannungsableiter werden zum Schutz von Schaltanlagen vor Blitzspannungen und/oder Schaltüberspannungen eingesetzt.

Strombegrenzer (FCL – Fault Current Limiter)

Die Kurzschlussgrößen (Kurzschlussstrom I_{KS} und Kurzschlussleistung S_{KS}) sind von den Impedanzen der Transformatoren und Generatoren, der Netztopologie und von eventuellen Strombegrenzern (z.B. Induktivität) abhängig (vgl. Kapitel 5.3.2 *Kurzschlussberechnung*).

Bei den Strombegrenzern unterscheidet man grundsätzlich zwischen

- Strombegrenzer ohne Stromunterbrechung (Strombegrenzungs-drossel) und
- Strombegrenzer mit Stromunterbrechung (I_S -Begrenzer).

Ein detaillierter Vergleich dazu wird in Kapitel 5.3.5 *Alternativen und wirtschaftliche Aspekte* gegeben.

Der I_S -Begrenzer ist ein aus zwei Strompfaden bestehender Strombegrenzer. Der Hauptpfad führt den Betriebsstrom, in den Nebenpfad liegt die Sicherung die bei einer Auslösung den Kurzschlussstrom im ersten Stromanstieg begrenzt. Dieser schnelle Schalter hat eine Sprengkapsel als Energiespeicher zur Öffnung des Schalters im Kurzschlussfall. Der Aufbau ist in der unteren Abbildung 19 dargestellt.

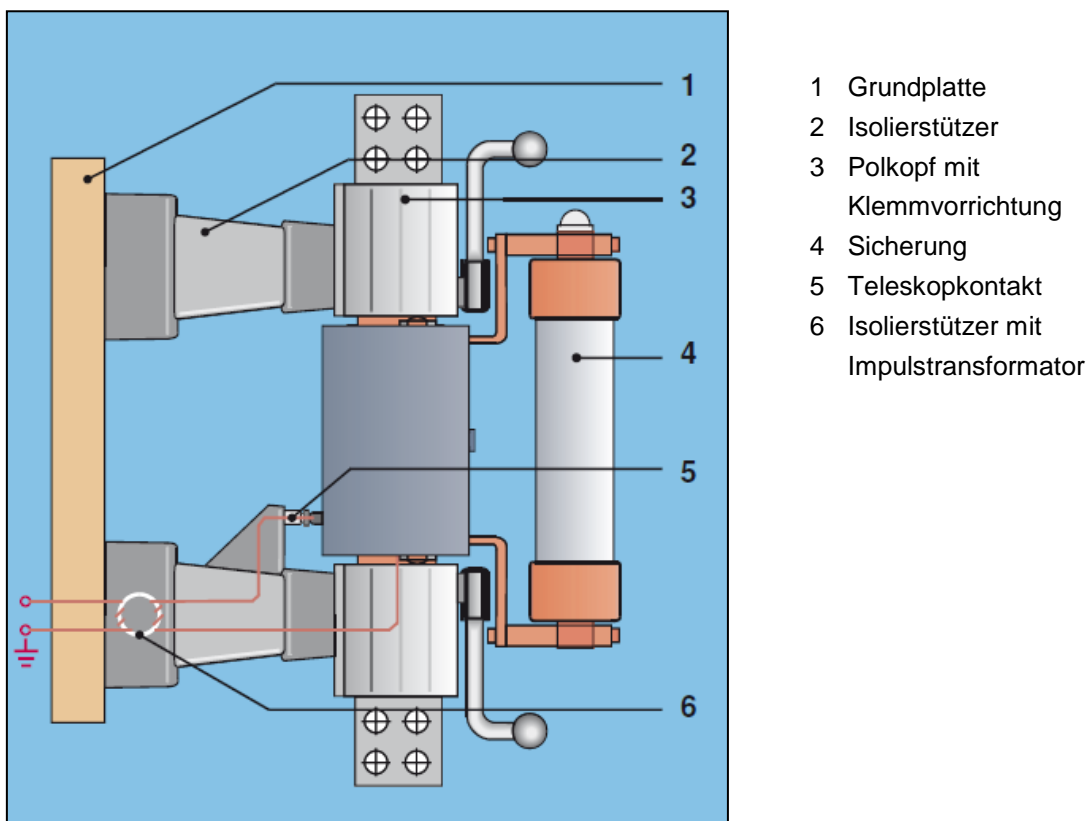


Abbildung 19: I_S - Begrenzer [Betriebsanleitung - ABB]

Für die Auslösung des I_S -Begrenzers werden einerseits die Stromanstiegsgeschwindigkeit und andererseits der Stromaugenblickswert gemessen. Werden diese eingestellten Werte überschritten, löst dieser Schalter aus. Die Stromänderung über die Zeit $\frac{\Delta i}{\Delta t}$ ist bei großem Kurzschlussstrom steil und bei kleinem Kurzschlussstrom eher flach. Diese Änderungen sind in der folgenden Abbildung 20 dargestellt.

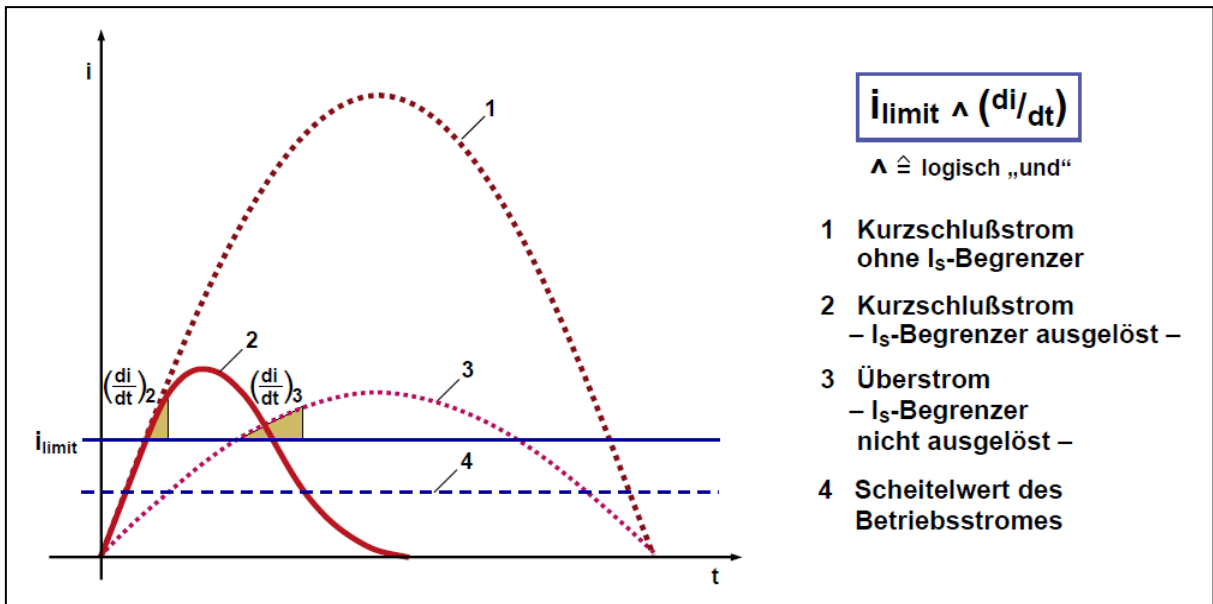


Abbildung 20: Erkennung des Kurzschlussstromes [Betriebsanleitung - ABB]

Die Auslösungszeiten des I_S -Begrenzers sind in der unteren Abbildung 21 dargestellt.

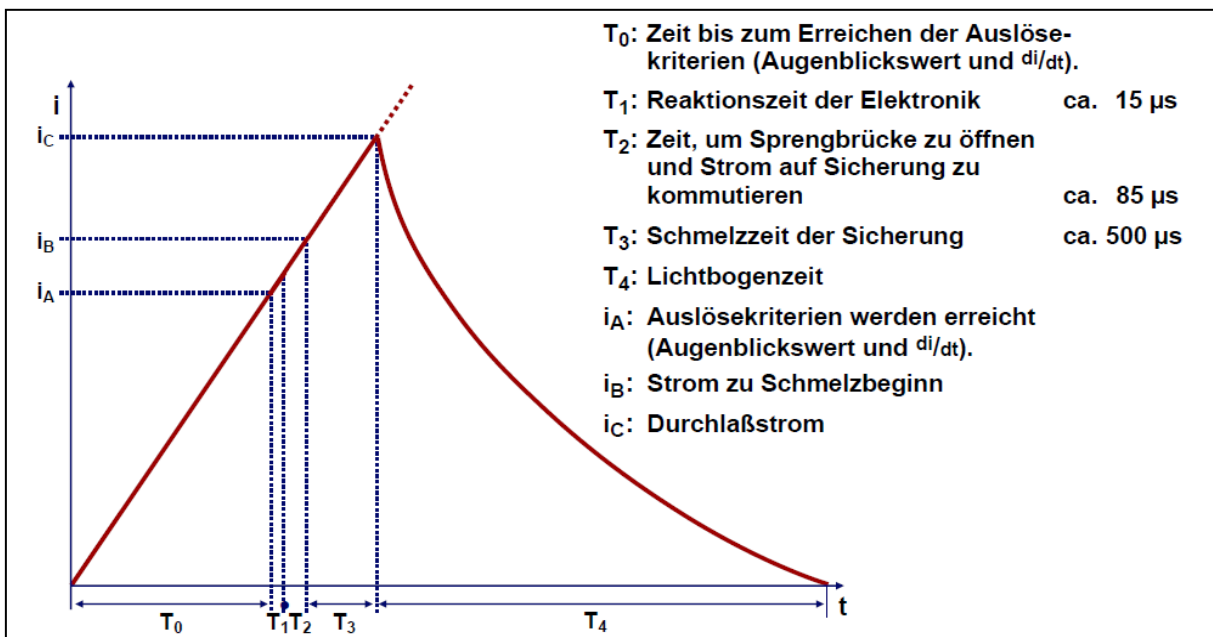


Abbildung 21: Auslösungszeiten des I_S -Begrenzers [Betriebsanleitung - ABB]

Das Einsatzgebiet des I_S -Begrenzers ist groß, diese Schalter werden vor allem als Kupplungen (Kupplung des öffentlichen Netzes mit einer Eigenversorgung), in Transformator- oder Generatoreinspeisungen und in Abgangsfeldern eingesetzt. Diese Begrenzer können parallel zu einer Drosselspule geschaltet werden um die Kupferverluste in der Drosselspule gering zu halten, um die Spannungsabfälle zu Vermeiden und um die Wärmeverluste zu reduzieren.

Löst der I_S -Begrenzer aus, so kann dieser regeneriert werden, dabei werden die Sicherung, die Stromleitung im Hauptpfad und die Sprengkapsel ersetzt, der Schalter kann somit wieder in Betrieb genommen werden [Betriebsanleitung - ABB].

2.5 Eigenbedarfsanlagen

Der Eigenbedarf von Wasserkraftwerken ist mit ca. 1 % im Vergleich zu Kohle- bzw. Kernkraftwerke (zwischen 5 – 15 %) sehr gering. Die Einrichtungen einer Anlage sind im Normalbetrieb, im Störbetrieb und auch in Notfällen sicher zu versorgen. Zu versorgen sind Sicherheits-, Überwachungs- und Versorgungsanlagen, Prozesscomputer, Automaten u. ä. Aufgrund dessen müssen Schaltungen zur Eigenversorgung von Kraftwerken in der Planungsphase berücksichtigt werden. Wie die Anbindung des Eigenbedarfs erfolgen kann bzw. welche möglichen Varianten es gibt, wird nun kurz demonstriert.

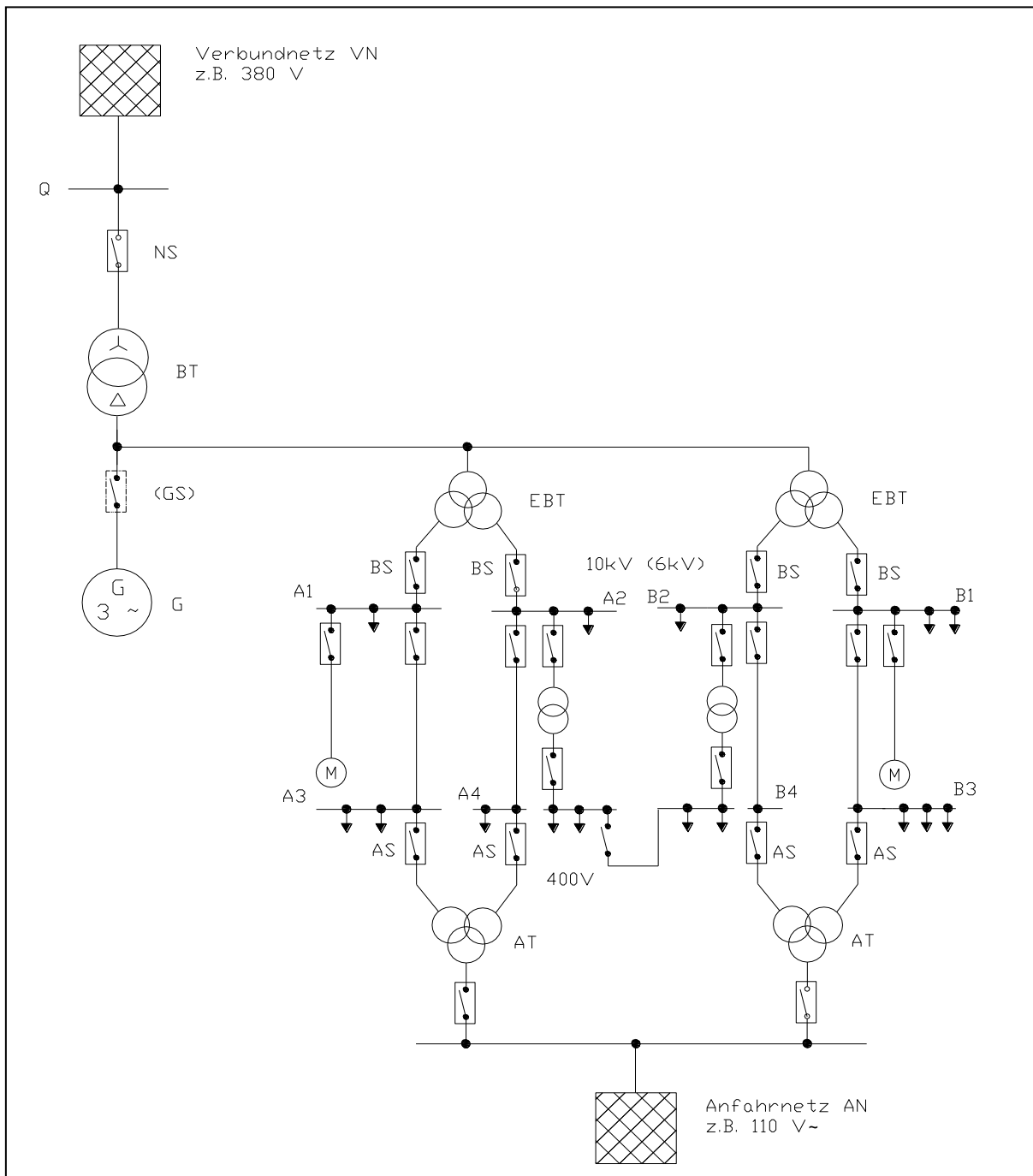


Abbildung 22: Schaltplan für den Eigenbedarf [Elektrische Kraftwerke und Netze – Oeding, Oswald, geändert]

Die Eigenbedarfsnetze großer Kraftwerke werden im normalen Betrieb über Eigenbedarfs-Transformatoren (EBT) von den Generatorklemmen oder vom Netz gespeist. Der Generatorschalter ist nicht zwingend notwendig, jedoch meistens eingebaut. Das Anfahrnetz (AN) wird während des Anfahrvorganges über die Anfahrtransformatoren (AT) gespeist. Ist der Block angefahren und synchronisiert, wird der Netzschalter eingelegt und der Eigenbedarf wird von der Generatorableitung aus gespeist. Dazu muss der Anfahrtschalter (AS) geöffnet und der Blockschalter (BS) geschlossen werden, dies erfolgt über eine Umschaltautomatik (UA). Erfolgt die Speisung über Teilschienen, wie oben über 4 Teilschienen, lässt sich die KS-Leistung der Schaltanlagen klein halten, höhere Verfügbarkeiten sind somit auch gewährleistet [Elektrische Kraftwerke und Netze, Oeding - Oswald].

Abhängig von der Größe des Kraftwerksblockes erfolgt die Auswahl der Eigenbedarfstransformatoren, in der Regel handelt es sich dabei um Zwei- oder Dreiwicklungstransformatoren. Die Schaltgruppen der dabei verwendeten Eigenbedarfstransformatoren sind aufeinander abzustimmen, dabei wird für den Blocktransformator häufig die Schaltgruppe YNd5 und für den Eigenbedarfstransformator die Schaltgruppe Yy0 verwendet. Die Notstromleistung ist verglichen mit der Leistung des Eigenbedarfs sehr gering, diese muss allerdings immer zur Verfügung stehen. Die Höhe der Leistung ist vom Kraftwerkstyp abhängig, so ist diese bei Kernkraftwerken wesentlich höher als bei konventionellen Kraftwerke.

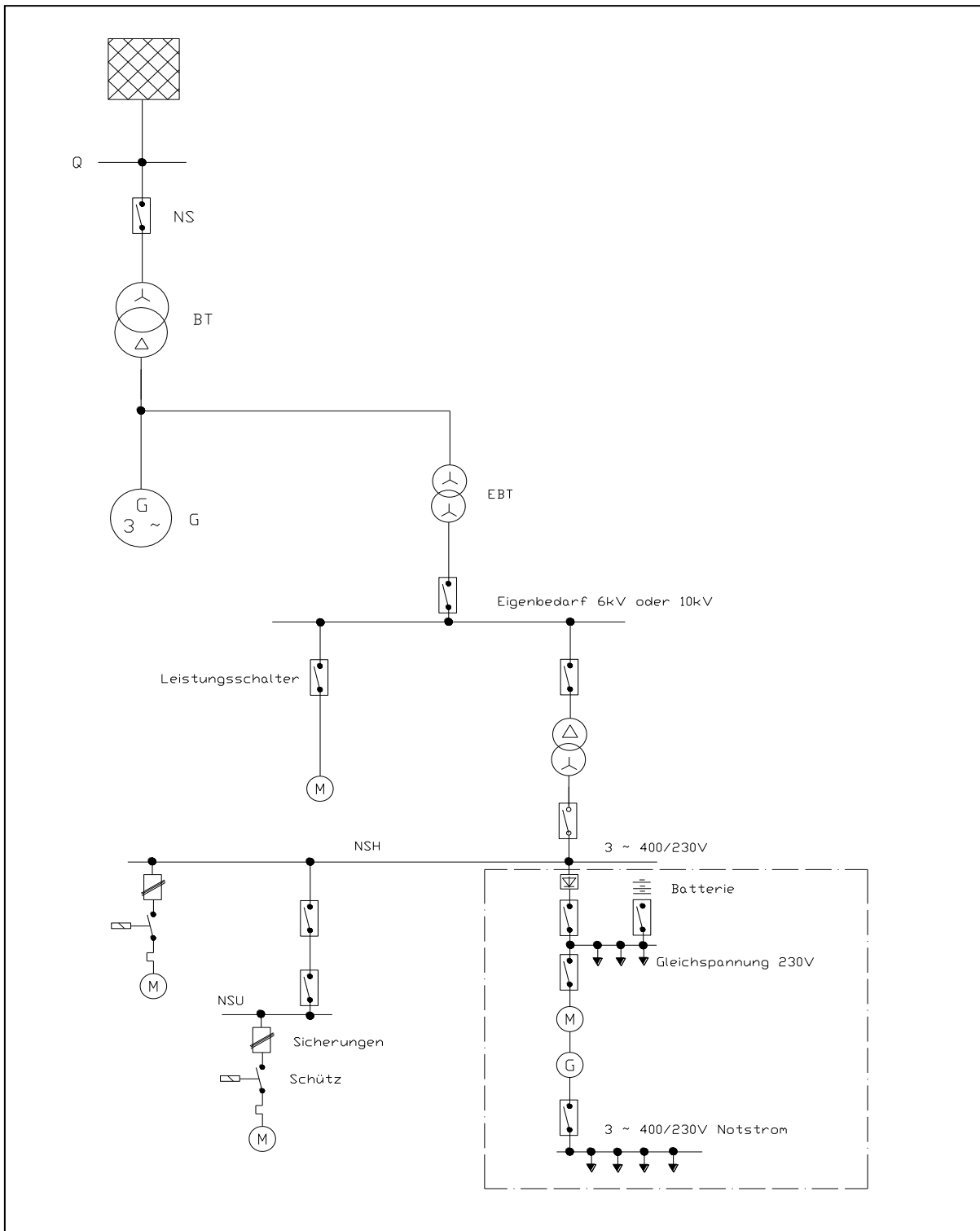


Abbildung 23: Notstromversorgung eines Kraftwerks [Elektrische Kraftwerke und Netze – Oeding, Oswald, geändert]

In der Abbildung 23 ist eine Variante der Notstromversorgung ersichtlich, dabei wird eine Batterie verwendet. Die Kapazität der Batterie wird so ausgelegt, dass eine Notstromversorgung des Kraftwerksblockes bis zu mehreren Stunden möglich ist. Eine zweite Variante wäre, für die Notstromversorgung einen Dieselgenerator zu verwenden.

Die Sicherstellung des Eigenbedarfes und die Entwicklung eines Notstromversorgungskonzeptes bei großen Kraftwerken spielen bei der Planung eine wichtige Rolle.

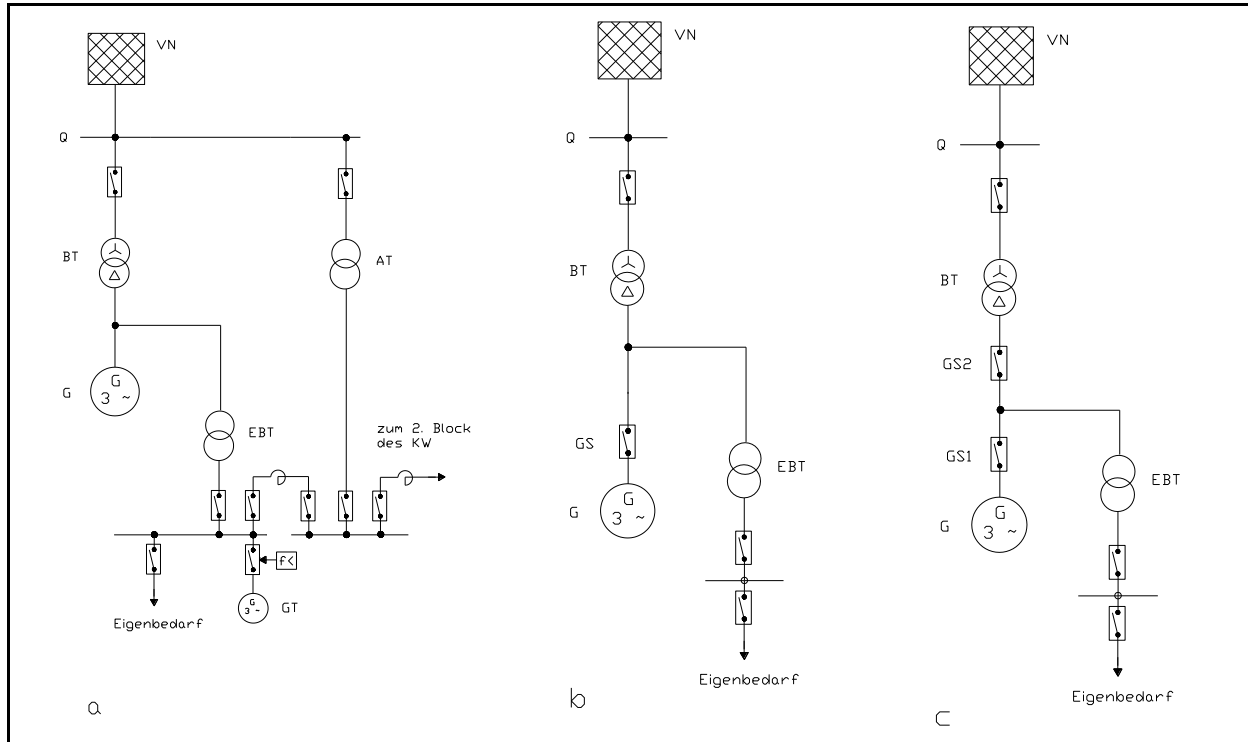


Abbildung 24: Reserveversorgung des Eigenbedarfes [Elektrische Kraftwerke und Netze – Oeding, Oswald, geändert]

Im **Fall a** erfolgt die Versorgung des Eigenbedarfes mit Stand-by-Gasturbine (GT). Im **Fall b** und **c** erfolgt der Anfahrversorgung des Eigenbedarfes bei Fehlern in den Maschinensatz, links mit einem Generatorschalter, rechts mit zwei Generatorschaltern GS1 und GS2.

3 Schutz Einrichtungen und Leittechnik in Kraftwerken

Nun werden Schutzkonzepte und deren Anforderungen, die Leittechnik in Kraftwerken und Richtlinien zum Personenschutz für in einem Kraftwerk tätigen Mitarbeiter (Schutz gegen direktes Berühren und Schutz bei indirektem Berühren) vorgestellt. Abschließend wird kurz auf einige Schutzmaßnahmen eingegangen.

3.1 Personenschutz in elektrischen Anlagen

Sowohl bei der Energieumwandlung als auch bei der Energieverteilung sind Vorkehrungen bezüglich des Personenschutzes vorzusehen. Dabei unterscheidet man prinzipiell zwischen Schutz gegen direktes Berühren, Schutz bei indirektem Berühren und Schutz vor Kleinspannung, diese sind in der DIN VDE 364-4-41 niedergeschrieben.

Schutz gegen direktes Berühren

Dieser Schutz ist auch als Basisschutz definiert und ist im Normalbetrieb ab einer Nennspannung von 60 V (DC) und 25 V (AC) vorgeschrieben.

Eine erste Schutzmaßnahme ist das Aufbringen von Warn- und Verbotsschildern an Betriebsräume. Alle aktiven Teile der Anlage müssen durch geeignete Isolierung der Leiter für den Personenschutz ausgelegt sein. Zum vollständigen Schutz gehört auch der Schutz durch Umhüllungen (Gehäuse). Weitere Schutzmaßnahmen sind Schutz durch Abdeckungen, Schutz durch Hindernisse und Schutz durch Abstand, diese Maßnahmen gewährleisten jedoch keinen vollständigen Schutz gegen direktes Berühren.

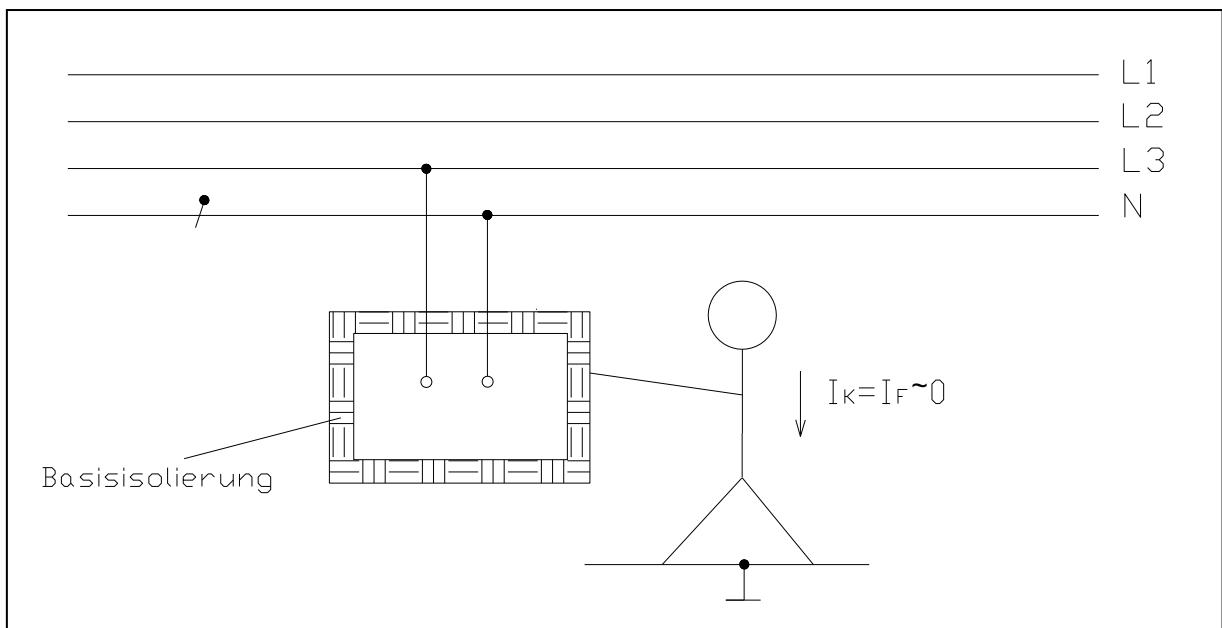


Abbildung 25: Schutz gegen direktes Berühren [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack, geändert]

Eine ergänzende Maßnahmen bzw. ein zusätzlicher Schutz gegen direktes Berühren ist der Fehlerstromschutzschalter FI. Das ist eine hochempfindliche Differenzstromschutzzeineinrichtung (in engl. Residual Current Device RCS, in Deutsch Reststromschutzgerät) die als alleiniger Schutz nicht zulässig ist. Beim FI - Schalter ist die Summe der Ströme im ungestörten Betrieb Null, tritt ein Fehler (gegen Erde) auf, so ist die Summe der Ströme ungleich Null und ein Strom fließt durch die Auslösespule. Nach dem Erreichen des Bemessungs-Differenzstromes (Auslösestrom $\leq 30 \text{ mA}$) wird der Schalter nach spätestens 0,2 s geöffnet [Elektrische Anlagentechnik, Knies - Schierack].

Schutz bei indirektem Berühren

Dieser Schutz ist im Fehlerfall notwendig und ist ab einer Nennspannung von 120 V (DC) und 50 V (AC) erforderlich. Wird die Isolierung beschädigt, kann es passieren, dass Teile der Anlagen die normalerweise spannungslos sind, unter Spannung stehen. Auch in diesen Fällen muss es einen Schutz bei indirektem Berühren geben.

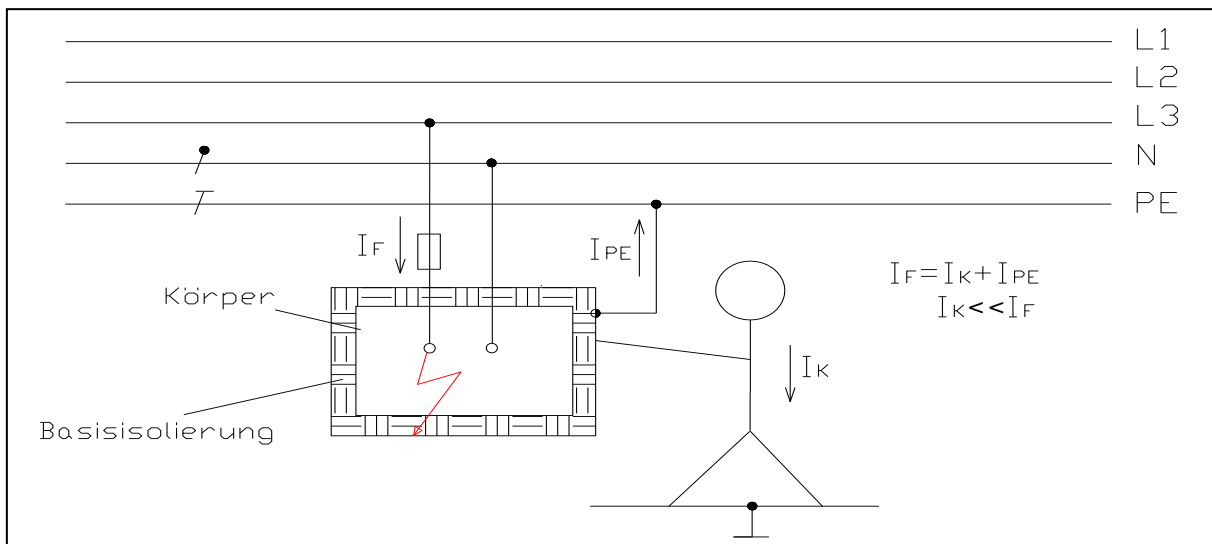


Abbildung 26: Schutz gegen indirektes Berühren [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack, geändert]

Es gibt eine große Anzahl von Maßnahmen zum Schutz bei indirektem Berühren, einige davon können immer angewendet werden, andere können nur unter spezifischen Bedingungen angewendet werden. Die Schutzmaßnahme Nullung ist eine Maßnahme gegen Personenschäden bei indirektem Berühren. Die elektrischen Gehäuse von Betriebsmitteln werden mit einem Schutzleiter verbunden. Schutzisolierung – Schutz durch Verwendung von Betriebsmitteln der Schutzklasse II – ist bei hoher thermischer und/oder mechanischer Beanspruchung der Betriebsmittel nicht geeignet. Die Schutztrennung ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht, ein eigener Trenntransformator oder Motorgenerator wird für jedes Betriebsmittel einzeln gebraucht, nicht immer umsetzbar. Nichtleitende Räume fordern isolierte Wände und Fußböden, was nur in Sonderfällen realisierbar ist. Damit ist eine Abschaltung als allgemeine Schutzmaßnahme für alle Netzsysteme sicherzustellen [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack].

In der nächsten Abbildung 27 ist ersichtlich, wie die Schutzmaßnahme „Abschaltung“ in verschiedenen Netzsystemen angewendet wird.

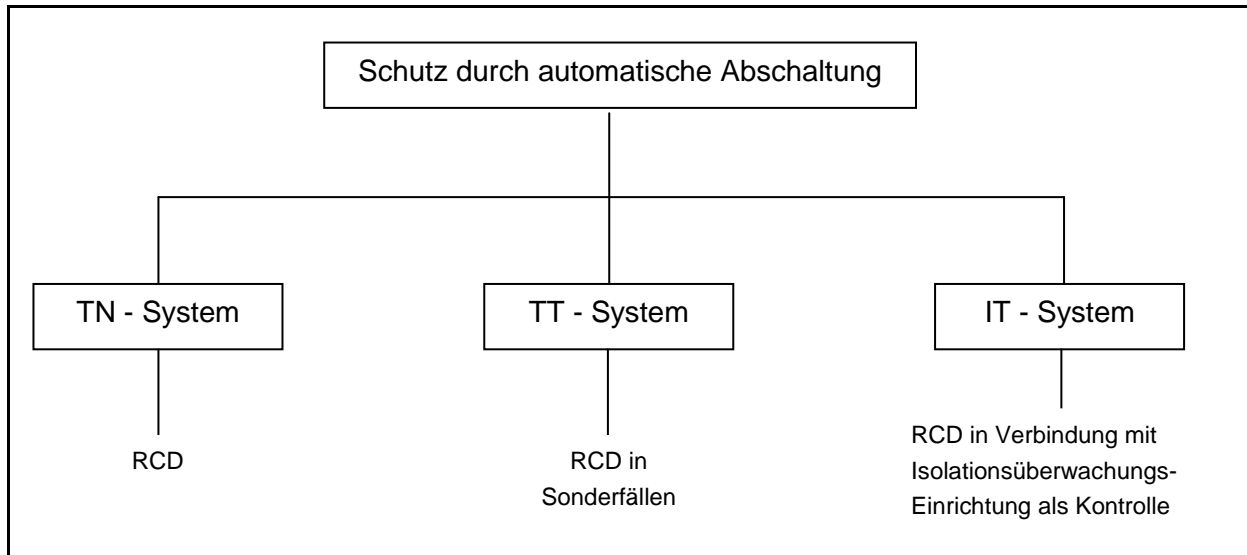


Abbildung 27: Schutz durch automatische Abschaltung [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack, geändert]

Schutz durch Kleinspannung

Durch die Anwendung der Kleinspannungs-Systeme SELV (*Safety Extra Low Voltage*) und PELV (*Protective Extra Low Voltage*) kann nach der Norm DIN VDE 0100-410 sowohl Schutz gegen direktes Berühren als auch Schutz bei indirektem Berühren erreicht werden.

Unter Kleinspannung versteht man Wechselspannungen $\leq 50V$ und Gleichspannung $\leq 120V$. Eine zusätzliche Anforderung an die Kleinspannung SELV ist neben der sicheren Trennung der Stromkreise, dass weder Geräte noch aktive Teile geerdet werden dürfen.

Die Erdung der Kleinspannung FELV (*Functional Extra Low Voltage*) ist wie bei der Kleinspannung PELV zugelassen, die Kleinspannung FELV wird aus einer Stromquelle ohne sichere Trennung gespeist. Bei kleinen Leiterquerschnitten sind die Kleinspannung SELV und PELV zu empfehlen, da keine weiteren Maßnahmen erforderlich sind. Eine konsequente und sichere Trennung im gesamten Stromkreis muss sichergestellt werden [Schaltanlagen, ABB].

In der folgenden Abbildung 28 sind die Schutzmaßnahmen noch einmal auf einem Blick zusammengefasst.

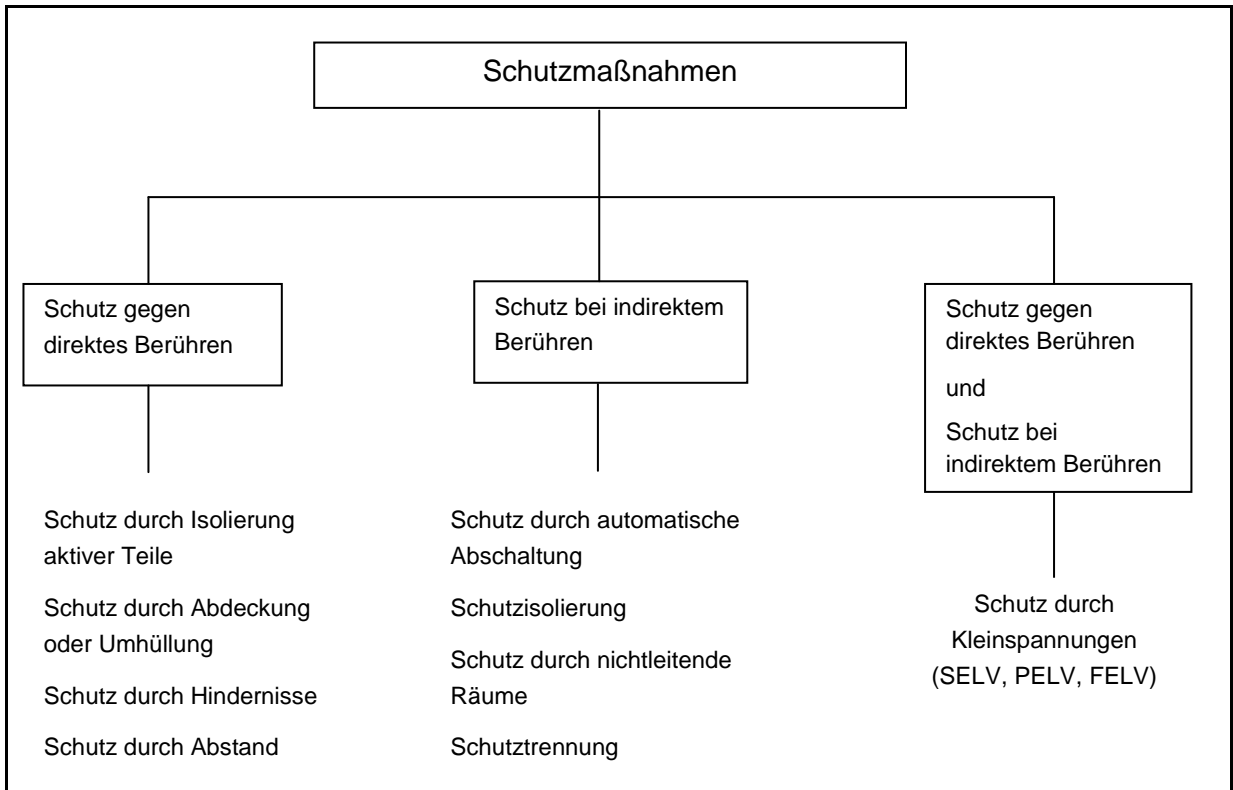


Abbildung 28: Schutzmaßnahmen nach der Norm DIN VDE 364-4-41

3.2 Schutzkonzepte und Anforderungen an Anlagen-Schutzeinrichtungen

Die Literatur für die Anforderungen an Schutzeinrichtungen und Schutzkonzepte bei elektrischen Anlagen stammt aus dem Lehrbehelf „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme“ von Prof. Fickert (Institut für Elektrische Anlagen).

Der Schutztechniker ist zu 100 % für den Betrieb (Netzverhalten, Kraftwerksverhalten, Anlagenverhalten) verantwortlich. Er trägt die Verantwortung einerseits für die Menschen, die in den elektrischen Anlagen arbeiten und andererseits für die elektrischen Betriebsmittel einer Anlage.

Die Schutzeinrichtungen haben die Aufgabe die Bestandteile (Generator, Leitung, Sammelschiene, Transformator und Verbraucher) zu schützen. Treten Fehler auf, so sollten diese erkannt, selektiv und schnell abgeschaltet werden, damit die Fehlerauswirkungen so klein wie möglich gehalten werden. Durch diese Ansprüche ergeben sich folgende Anforderungen an eine Schutzeinrichtung:

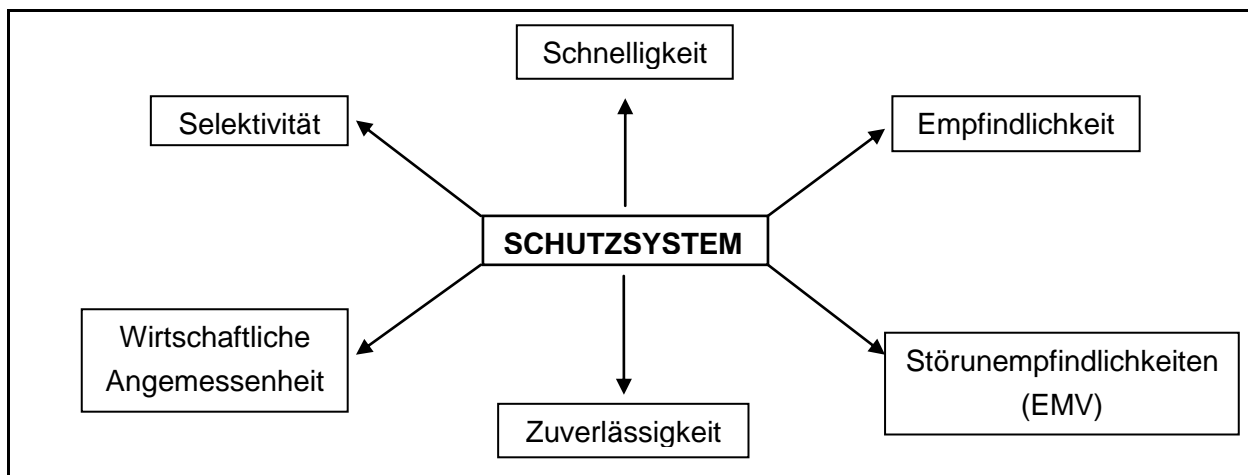


Abbildung 29 : Anforderungen an Schutzeinrichtungen

Je **schneller** die Abschaltung eines Fehlers geschieht, umso geringer ist der Umfang der Schadensauswirkung. Die Dauer des Gefährdungszustandes beträgt zwischen einigen Millisekunden (Geräte mit strombegrenzender Wirkung) bis einigen Minuten (Überlastschutz). Die **Empfindlichkeit** bzw. die Unempfindlichkeit erfolgt über die Einstellungen (Betriebswert bzw. Fehlerwert \pm Sicherheitsabstand) der Betriebsmittel.

Die **Genauigkeit** ist definiert als die Einhaltung der eingestellten Parameter innerhalb festgelegter Fehlergrenzen. Unter **Zuverlässigkeit** eines Schutzsystems versteht man, wenn weder Überfunktionen noch Unterfunktionen auftreten und die definierten Bedingungen erfüllt werden. Die Einwirkung von Starkstromanlagen auf Mess- bzw. Schutzeinrichtungen und Menschen muss verhindert bzw. auf ein Minimum begrenzt werden.

Nachfolgende Begriffe sind im Manuskript zur Vorlesung „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesystem“ wie folgt definiert:

Unter **Primärschutz** versteht man den Schutz im Nieder- und Mittelspannungsnetzen durch Sicherungen und Einrichtungen, welche direkt (ohne Wandler) durch eine Erregungsgröße in einem Hauptstromkreis angeregt werden (Beispiel: Schmelzsicherung).

Beim **Sekundärschutz** hingegen versteht man den Schutz des Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzes unter der Zuhilfenahme von Wandler, Sensoren oder binären Signalen (Beispiel: Relais).

Stromwandler und **Spannungswandler** sind Spezialtransformatoren, die Ströme und Spannungen auf "bequem messbare", vereinheitlichte Bereiche transformieren. Bei den Stromwandlern unterscheidet man grundsätzlich zwischen nichtkonventionellen (magneto – optischen Wandler) und konventionellen Stromwandler (Rogowski Spule). Bei den Spannungswandlern gibt es prinzipiell induktive und kapazitive Wandler.

Anmerkung: Aus Kostengründen werden ab einer Spannung $U_{NENN} = 110$ kV vorwiegend kapazitive Spannungswandler verwendet.

Das **Überstromzeitrelais** wird als unabhängiges Maximalstromzeitrelais (UMZ) oder als abhängiges Maximalstromzeitrelais (AMZ) ausgeführt. Diese Relais können in allen Spannungsebenen und unabhängig von der Sternpunktbehandlung eingesetzt werden.

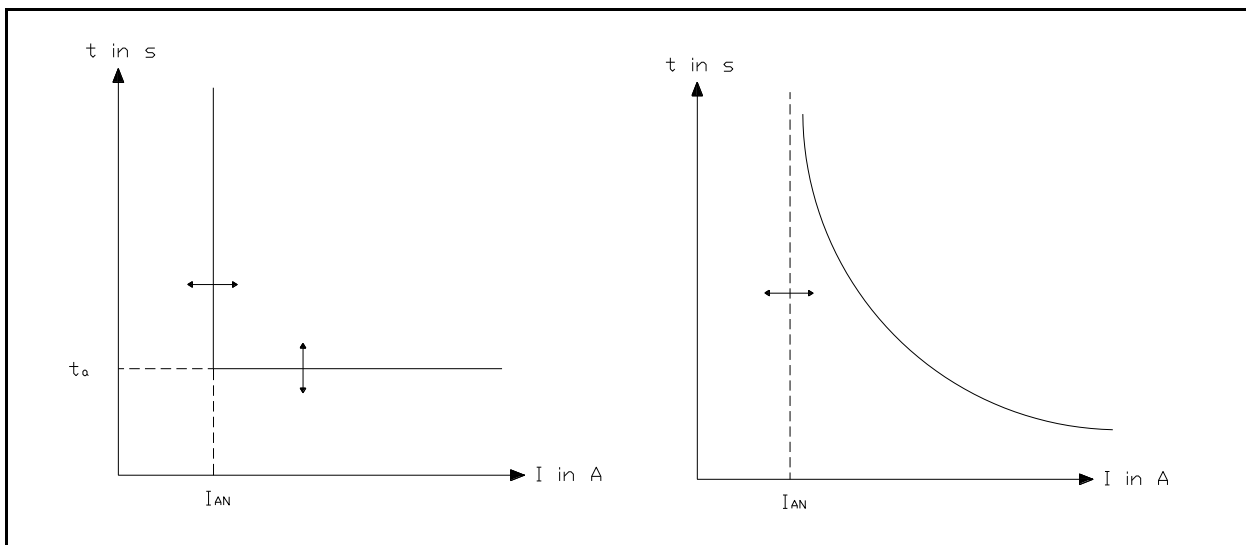


Abbildung 30: Kennlinien der UMZ und AMZ

Wird beim UMZ – linkes Bild - ein bestimmter Stromwert (I_{AN}) überschritten, so wird ein Zeitrelais in Gang gesetzt und der Schutz schaltet nach der Zeit t_a ab, unabhängig, wie groß der Überstrom tatsächlich war. Die Kennlinie des AMZ – rechtes Bild – entspricht der einer Sicherung. Die Auslösezeit t_a ist abhängig von der Größe des Überstromes.

Das **Differentialrelais** ist einfach aufgebaut, sehr schnell in der Auslösung und vergleicht die Ströme der OS - und US – Seite des Transformators. Es gibt jedoch keine Reservefunktion und zusätzlich müssen die Rush – Effekte beim Einschalten der Transformatoren beachtet werden. Der Schutzbereich für das Schutzobjekt ist durch mindestens zwei Stromwandler festgelegt. Das Relais funktioniert nach dem Prinzip des 1. Kirchhoffschen Gesetzes (Knotenpunktsatz), wenn die Stromdifferenz Null ist, war die Stromübertragung funktionsgemäß und es herrscht der Normalbetrieb. Im Störbetrieb ist die Differenz ungleich Null und der Schutz wird ausgelöst.

Das Differentialrelais wird zum Schutz von Leitungen, Transformatoren, Generatoren und Sammelschienen angewendet.

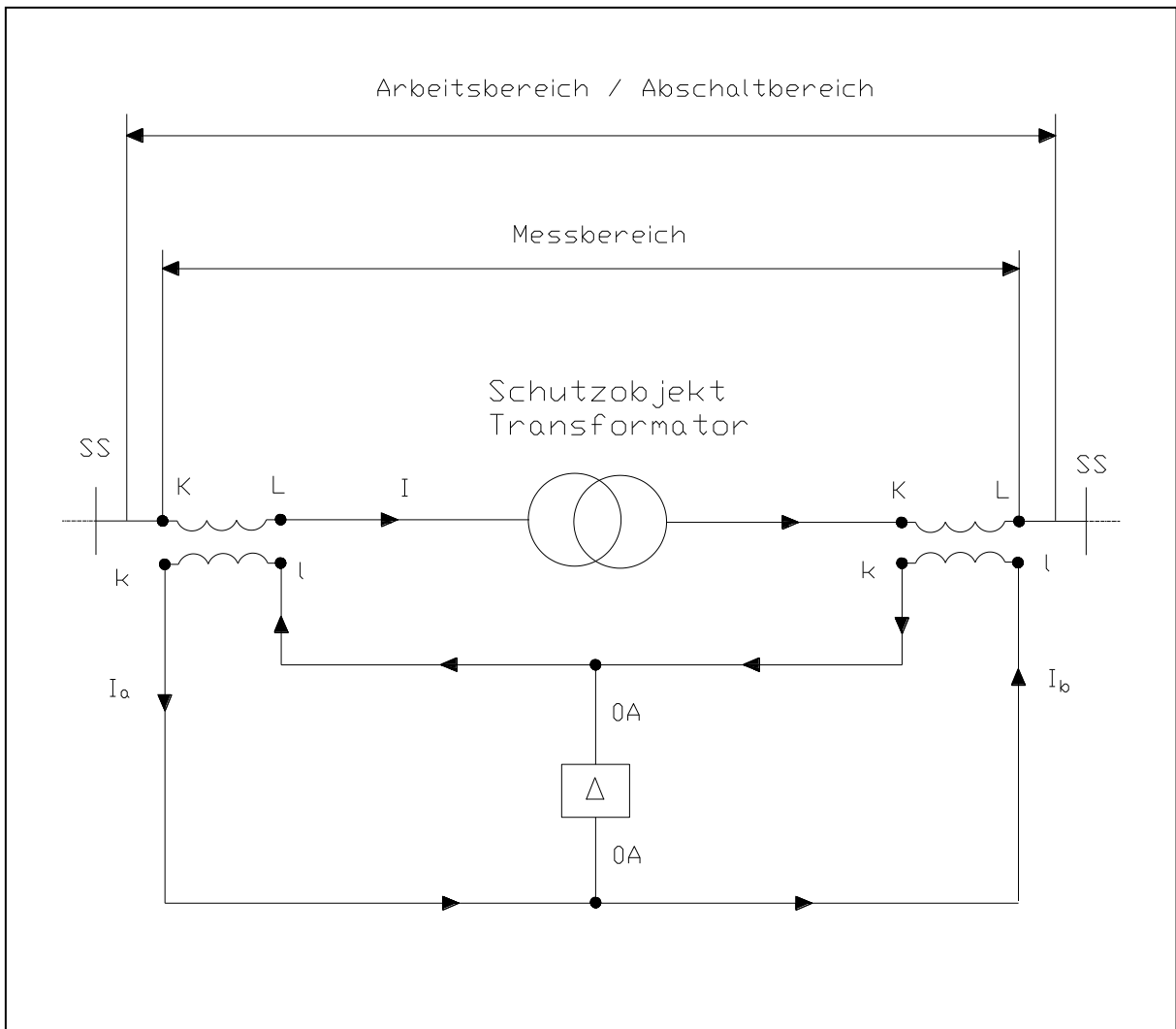


Abbildung 31: Ersatzschaltbild eines Transformator-Differentialrelais [Schutz elektrischer Energiesysteme – Fickert, geändert]

Die Ermittlung der Fehlerentfernung bei einem **Distanzschutz** erfolgt über eine Widerstandsmessung aus Kurzschlussstrom und Kurzschlussspannung. Gemäß der einstellbaren Entfernung-Zeit-Kennlinie löst das Distanzrelais den zugehörigen Leistungsschalter aus. Diese Relais funktionieren ohne Hilfsverbindung selektiv innerhalb kürzester Auslösezeiten (1/10 sec.). Dieser Schutz findet für Freileitungen, Kabeln, Generatoren/Motoren, Transformatoren in Höchst-, Hoch und Mittelspannungsnetzen seine Anwendung [Schaltanlagen - ABB].

Automatische Wiedereinschaltung (AWE) ist eine schnelle Wiedereinschaltung – mit einstellbaren Unterbrechungen von ca. 200 ms bis 300 ms – die durch die Abschaltung eines Fehlers in Freileitungsnetz verursacht wurde. In der Regel erfolgt zuerst eine 1phasige Unterbrechung, besteht der Fehler nach der ersten Wiedereinschaltung noch immer, so folgt eine endgültige 3phasige Abschaltung. Die AWE wird in allen Netzformen und in alle Spannungsebenen eingesetzt.

Der **Überlastschutz** verhindert eine außerordentliche thermische Beanspruchung der Isolation sowie vorzeitiges Altern der Betriebsmittel. Diese thermische Beanspruchung wird durch variable Belastungen hervorgerufen. Werden die eingestellten Temperaturgrenzwerte erreicht, so werden Melde- und/oder Auslösesignale abgegeben. Der Überlastschutz wird bei thermisch gefährdeten Maschinen, Transformatoren und Motoren eingesetzt.

Die Sammelschiene ist der wichtigste Anlagenteil der gesamten Energieverteilung. Unter Sammelschiene werden sämtliche Schaltelemente von Trenner, Erdungstrenner bis zum Leistungsschalter und Messwandler verstanden. Um die Stabilität des Netzbetriebes zu ermöglichen und Sicherheit bei Sammelschienenfehler zu gewährleisten wird der **Sammelschienenenschutz** verwendet. Es ist eine sehr schnelle Abschaltung (1/10 sec.) des aufgetretenen Fehlers notwendig. Distanzschutzrelais und UMZ-Relais können Sammelschienen-Fehler wegen der Selektivität nur mit einer Zeitverzögerung abschalten, deswegen ist ein Sammelschienenenschutz notwendig.

V. Crastan erläutert in seinem Buch „Elektrische Energieversorgung 1“ den **Generatorschutz** folgend: „Der Ständer, der Läufer und der Antrieb des Generators müssen, gegen innere und äußere Fehler, geschützt werden“. Der Schutz gegen äußere Fehler übernimmt in vielen Fällen die Funktion eines Reserveschutzes, damit greift er demzufolge mit Verzögerung ein. Beim Auftreten eines Fehlers wird der Generator abgeschaltet und die Entregung wird durchgeführt. Teilt man die möglichen Fehler nach Fehlerorten ein, so ergibt sich untere Tabelle.

Innere Fehler	Äußere Fehler
<ul style="list-style-type: none"> • Wicklungskurzschluss • Windungsschluss • Statorerdschluss • Rotorerdschluss • Rotordoppelerdschluss 	<ul style="list-style-type: none"> • Überlast und äußerer Kurzschluss • Unsymmetrische Last (Schieflast) • Ausfall der Erregung • Ausfall der mechanischen Leistung • Spannungssteigerungen

Unter Windungsschluss versteht man den Kurzschluss von Windungen innerhalb einer Wicklung. Für den **Windungsschlusschutz** gilt die erfasste Nullspannung als Messkriterium, die mit einem Spannungswandler gemessen wird. Dieser Schutz ist notwendig, da der Differentialschutz nicht anspricht, weil die entsprechenden Kreisströme von den Stromwandlern nicht gemessen werden können.

Bei Schiefllast ist eine starke Unsymmetrie des Belastungsstromsystems vorhanden, dadurch wird der Rotor zusätzlich erwärmt. Die Schiefllast wird mit Hilfe der Phasenströme (I_a , I_b , I_c) bestimmt. Überschreitet der Gegenstrom den eingestellten höchstzulässigen Wert, so spricht der **Schiefllastschutz** an und es kommt zu einer Abschaltung.

Wie man tatsächlich den Generator (Ständer, Läufer) und den dazugehörigen Antrieb des Generators schützen kann bzw. mit welchen Maßnahmen dieser Schutz möglich ist, wird in nachfolgender Abbildung 32 dargestellt.

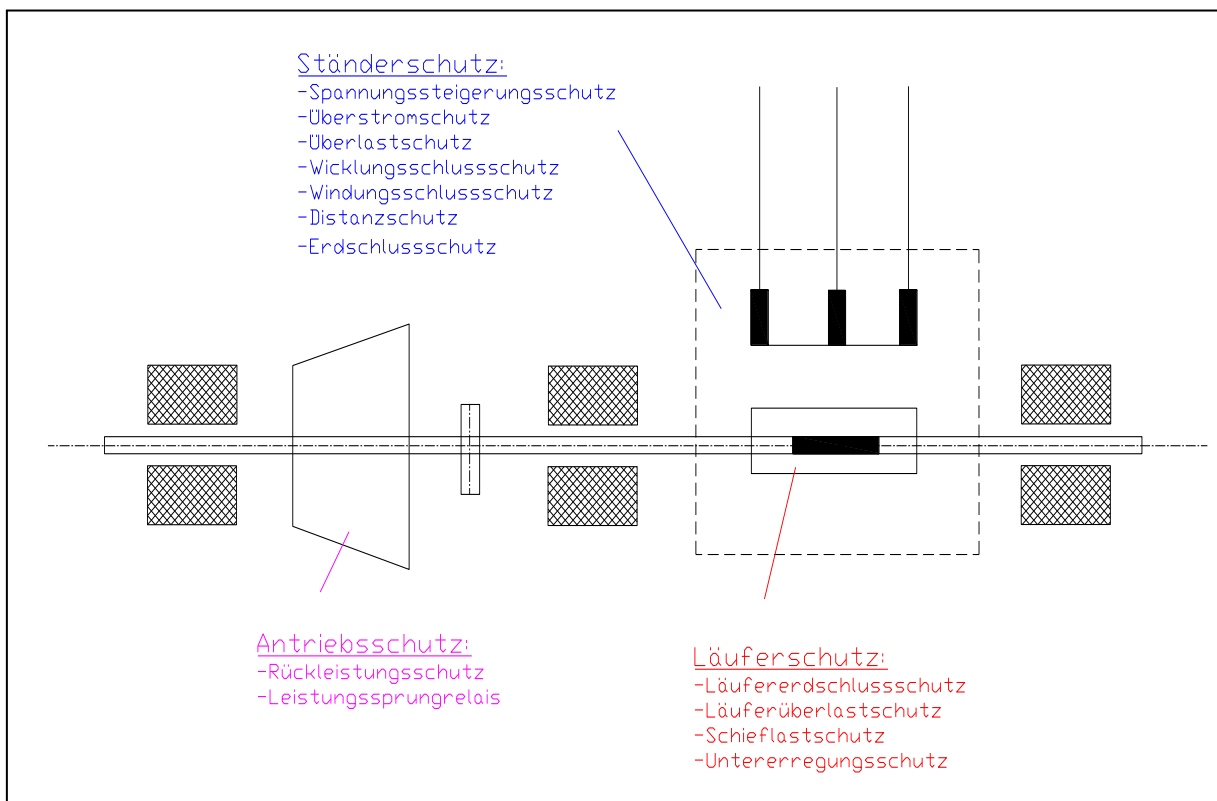


Abbildung 32: Generator-Blockschutz [Schutz elektrischer Energiesysteme – Fickert, geändert]

Beim **Statorerdschlusschutz** wird oft die Nullspannung gegen Erde als Messkriterium verwendet. Der Statorerdschlusschutz ist ein ganz wichtiger Schutz, weil mit ihm Isolationsfehler entdeckt werden können.

In Kapitel 5 wird näher auf den Ständererdschlusschutz (Statorerdschlusschutz) eingegangen.

3.3 Leittechnik in Kraftwerken

Vor 100 Jahren als mit dem Bau der ersten großen Wasserkraftwerke angefangen wurde, wurden die Steuerungs- und Regelungsaufgaben überwiegend mechanisch geregelt. In der heutigen Zeit ist es so, dass es zusätzlich zu der Vor-Ort-Bedienung eine Leitzentrale gibt, die Aufgaben wie Steuerung, Regelung und Überwachung der Wasserkraftanlagen übernimmt und Messdaten (Wasserstand, Temperatur, Druck, Maschinendaten, Transformatordaten u.v.m.) erfasst. Durch die Leittechnik in Wasserkraftwerken soll ein sicherer Betrieb von den Anlagen gewährleistet werden und die möglichen Risiken unterschiedlicher Arten minimiert werden. Jede Anlage ist hinsichtlich des Aufbaus, Funktionsweise etwas verschieden, deswegen muss die Leittechnik individuell angepasst werden. In den heutigen Wasserkraftanlagen wird eine Menge von Messgrößen angefordert, abgearbeitet und weitergeleitet. Diese Größen müssen an die richtigen Stellen und zu den richtigen Zeitpunkten übermittelt werden, dabei kann eine funktionelle Unterteilung in einzelne Prozessabschnitte sinnvoll sein.

Es wird eine übergeordnete Leitebene erschaffen, wo an erster Stelle die Datenerfassung, Steuerung und Regelung der Systeme steht. Heutzutage wird in dieser Ebene auch eine Diagnose, Analyse, Optimierung und Simulation des Systems durchgeführt. Um diese realisieren zu können, wird oft die FUZZY – Logik angewendet.

Zusätzlich gibt es eine Vor-Ort-Steuerebene in der die Steuerung und Regelung direkt an den einzelnen Komponenten erfolgt.

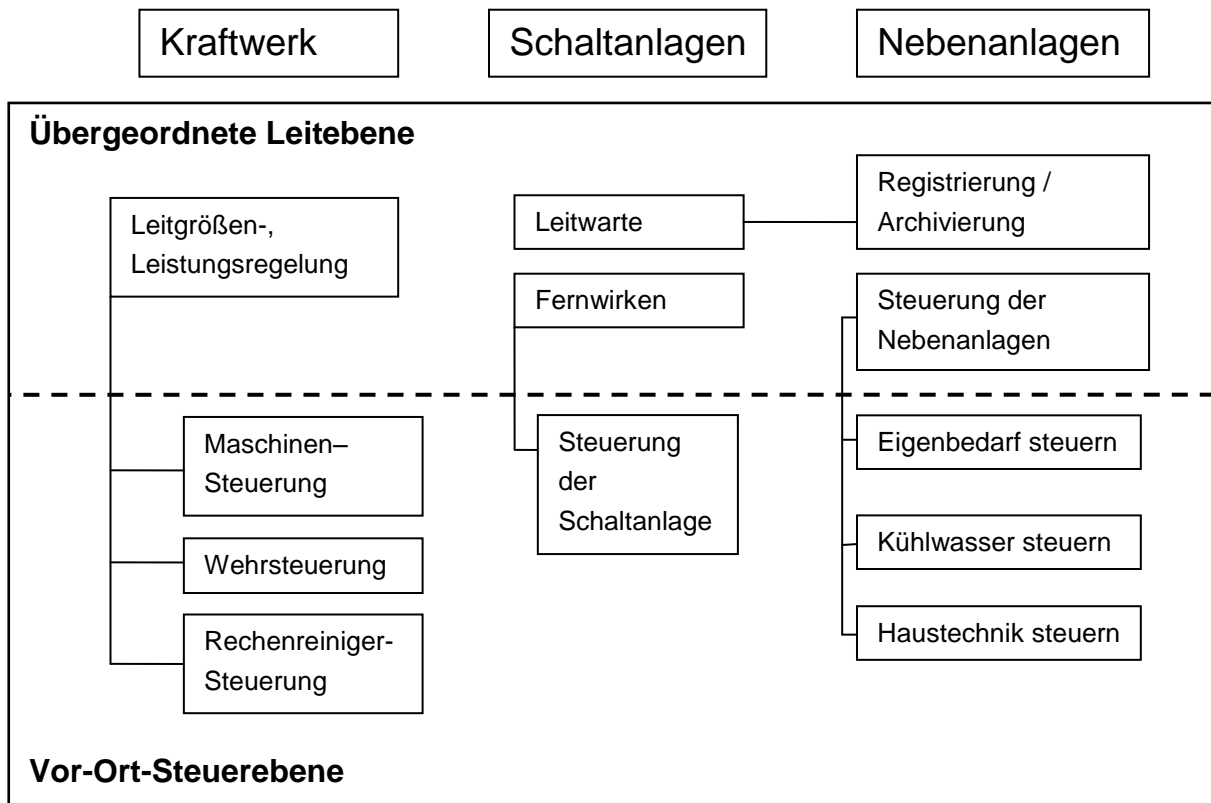


Abbildung 33: Schema der Leittechnik bei Wasserkraftanlagen [Wasserkraftwerke – Giesecke, Mosonyi]

Wie die Leittechnik in einem Pumpspeicherkraftwerk aufgebaut werden kann wird in der unteren Abbildung 34 dargestellt. Die Meldungen werden zusammengefasst, protokolliert und nach Außen übertragen.

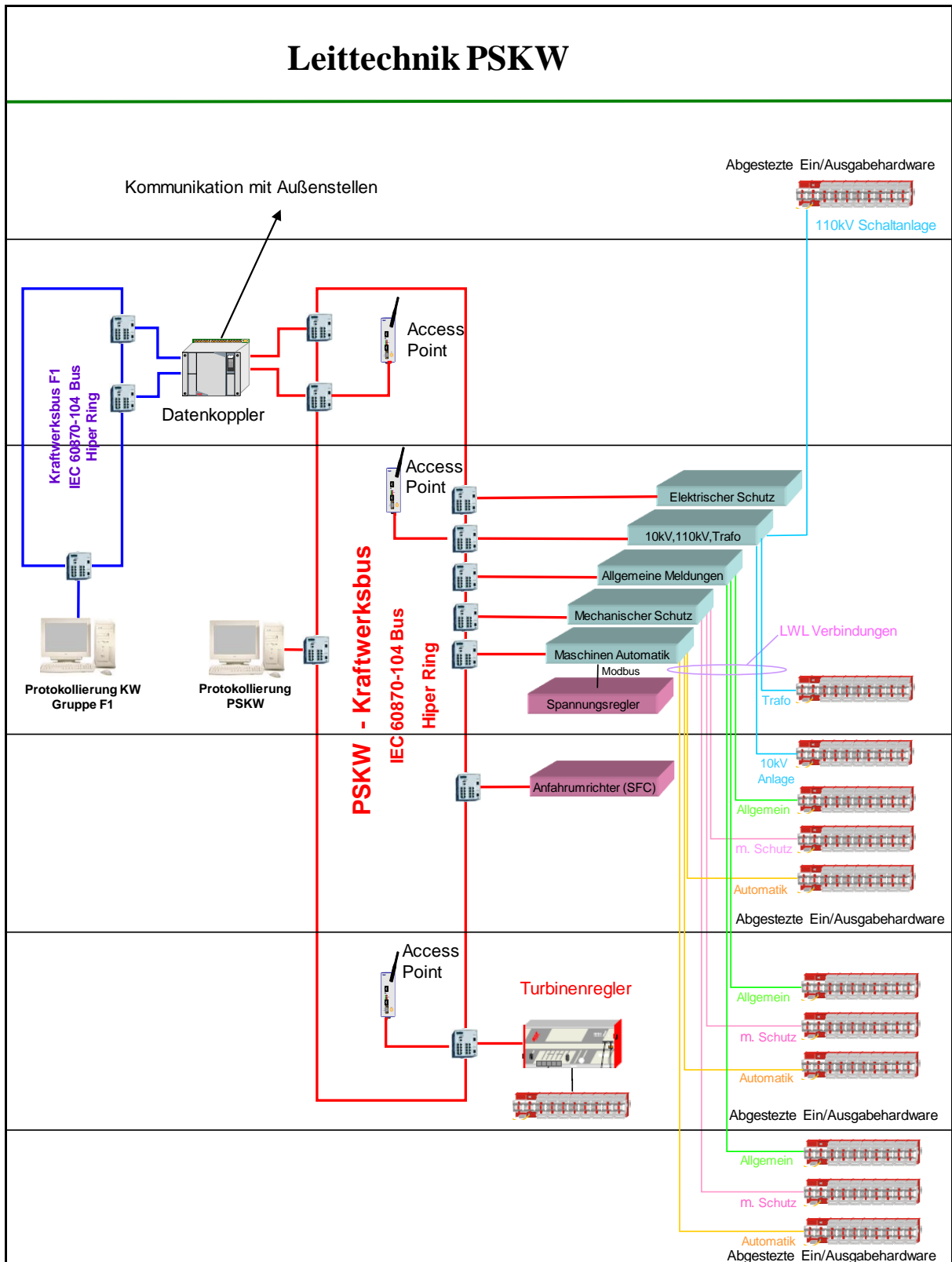


Abbildung 34: Leittechnik in einem PSKW

4 Berechnung von Kraftwerksverlusten

In der unteren Darstellung sind die Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeichieranlage übersichtsmäßig abgebildet. Der Gesamtwirkungsgrad neuer Pumpspeicherkraftwerke kann bei Minimierung der Verluste der Einzelkomponenten – Transformator, Generator, Turbine, Pumpe von bis 80 % erreichen. Bei den in 4.1, 4.2 und 4.3 angeführten Verlusten, handelt es sich um theoretische Größen. Diese sind nur exemplarisch angeführt, da diese nur durch neue Technologien und/oder durch bautechnische Maßnahmen verändert werden können. Aus diesem Grund wird das Hauptaugenmerk auf die Transformatorverluste gelegt.

Im praktischen Teil (Kapitel 5.3.1) werden die Leerlaufverluste eines Blocktransformators über einen definierten Zeitraum berechnet.

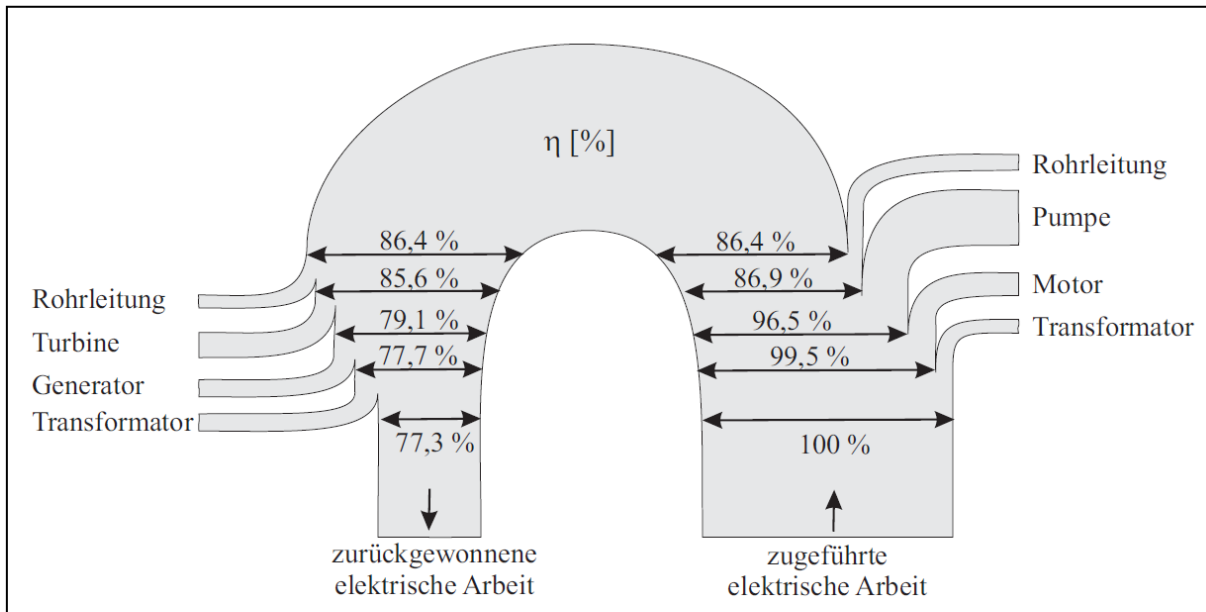


Abbildung 35: Gesamtwirkungsgrad eines PSKW [Wasserkraftanlagen - Giesecke, Mosonyi]

4.1 Turbinenverluste

Die Leistung einer Wasserturbine lässt sich gemäß der nachfolgenden Formel berechnen:

$$P_{Turbine} = \eta_{Turbine} \cdot \rho \cdot Q \cdot g \cdot H$$

Gleichung IV

Somit hängt die Leistung von der Wasserdichte ρ in kg/dm^3 , der Durchflussmengen Q in m^3/s , der Erdbeschleunigung g in m/s^2 und der Nettofallhöhe H in m ab.

Es kann nicht die ganze kinetische bzw. potentielle Energie des Wassers umgewandelt werden, da Verluste auftreten. In der Turbine treten vor allem Reibungsverluste auf. Bei einer Aktionsturbine (also z.B. Pelton - Turbine) muss zusätzlich zu den Reibungsverlusten in Düse und Laufrad, die Strahlgeschwindigkeit (Düsengeschwindigkeit) berücksichtigt werden. Bei einer Reaktionsturbine (Francis - Turbine, Kaplan - Turbine) müssen Strömungsverluste im Saugrohr (Diffusor) und Reibungsverluste in hydraulisch benetzten Querschnitt der Turbine berücksichtigt werden.

4.2 Generatorverluste

Die Gesamtverluste eines Generators ergeben sich aus der Differenz zwischen der mechanisch aufgenommenen Leistung und der elektrisch abgegebenen Leistung. Die Generatorverluste setzen sich aus den Hysteres- und Stromwärmeverlusten sowie den Reibungsverluste zusammen. Die mechanische Leistung P_{mech} ist an der Welle des Generators verfügbar, die elektrische Leistung P_{el} wird wie folgt berechnet:

$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{außenleiter}} \cdot I_{\text{außenleiter}} \cdot \cos \varphi$$

Gleichung V

4.3 Transformatorverluste

Die Gesamtverluste P_V eines Transformators setzen sich aus den Leerlaufverlusten P_0 – bestehend aus den Hystereseverlusten im Eisen, Wirbelstromverlusten im Eisen und den Ableitungsverlusten im Dielektrikum sowie den Kurzschlussverlusten P_K , bestehend aus den Stromwärmeverlusten in den Wicklungen zusammen. Stromwärmeverluste werden durch einen Spannungsabfall hervorgerufen, den der fließende Strom in einer Wicklung am ohmschen Widerstand (Ohmscher Widerstand der Wicklungen) verursacht. Die in den Wicklungen umgesetzte Verlustleistung ist auch bekannt als Kupferverlustleistung da die Wicklungen in der Regel aus Kupfer bestehen. Die Kupferverlustleistung ist belastungsabhängig und steigt mit dem Quadrat des Stromes an.

Die Eisenverlustleistung (Leerlaufverlustleistung) ist hingegen belastungsunabhängig. Der Wirkungsgrad η_{Trafo} eines Transformators für beliebige Lastverhältnisse hängt von der Bemessungsleistung S_r des Transformators, dem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ und der Belastung $a (=S/S_r)$ ab. Die Beziehung wird in der nachfolgenden Gleichung angeführt [Schaltanlagen, ABB]:

$$\eta_{\text{Trafo}} = \frac{P_0 + a^2 \cdot P_K}{a \cdot S_r \cdot \cos\varphi + P_0}$$

Gleichung VI

Eine detaillierte Betrachtung der Transformatorverluste wird im nachfolgenden Kapitel 5 durchgeführt.

4.4 Stromwärmeverluste von Leitungsanlagen

Beim Transport von elektrischem Strom durch einen elektrischen Leiter entstehen Verluste. Diese Verluste werden als Stromwärmeverluste bezeichnet und bestehen aus

- den Verlusten in den Phasenleitern bei symmetrischer Last,
- den Verlusten durch unsymmetrische Last im Neutralleiter,
- den Verlusten durch Blindleistungstransport,
- den Verlusten durch Oberschwingungen und
- den Verlusten durch Proximity- und Skin-Effekt.

Da sich der Energietransport innerhalb eines PSKW in Grenzen hält (kleine Leitungs- und Kabellängen) wird bei der Ermittlung der Verluste nicht näher auf die Stromwärmeverluste eingegangen.

4.5 Druckrohrleitungsverluste

Die Gesamtleitungsverluste setzen sich zusammen aus der Summe der Rauheitsverluste und der örtlichen Verluste. Zu den Letztgenannten gehören Umlenk- bzw. Krümmungsverluste, Verluste an Verzweigungen, Verluste an Querschnittsänderungen, Einlaufverluste und Verluste von Verschlussorganen [Wasserkraftanlagen–Giesecke, Mosonyi].

4.6 Zusatzverluste

Zusätzlich zu den vorher genannten Verlusten müssen die **Umrichter-Verluste** (zwei bis drei Prozent der Nennleistung) und Verluste in den **Schaltanlagen** beachtet werden.

5 Pumpspeicherkraftwerk K1

In diesem Kapitel wird ein ausgewähltes Pumpspeicherkraftwerk praktisch analysiert. Anfangs werden die Funktionsweise des PSKW erläutert, dann werden die Spezifikationen der Anlage dargestellt und schlussendlich erfolgt die Analyse des Wasserkraftwerks K1 hinsichtlich der Transformatorverluste, des Schutzschemas und den transienten Überspannungen von I_S -Begrenzer.

5.1 Allgemeines und Betriebsweise der Anlage

Das Krafthaus des Speicherkraftwerks K1 befindet sich neben der Drau in der Marktgemeinde Lavamünd. 735 Höhenmeter über der Drau liegt der 3.000 m lange Speichersee S1 der Anlage, welcher über einen Nutzinhalt von rund 16,2 Mio. m³ verfügt und somit das Kernstück des Spitzenstromkraftwerkes darstellt. Der natürliche See hat einen Speicher-Zufluss von 50,2 Mio. m³ im Regeljahr. In der unteren Abbildung 36 ist der Speichersee abgebildet.



Abbildung 36: Wasserspeicher der Anlage

Im Jahr 1981 konnte die wasserrechtliche Bewilligung für das Vorhaben erlangt werden. Nach einer dreijährigen Bauzeit wurde das Kraftwerk im Jahr 1990 in Betrieb genommen.

Die derzeitige Betriebsweise (Speicherkraftwerk) geht von einem Winterspeicher aus, welcher im Sommer den Charakter eines Kurzzeitspeichers hat. Der Speicher ist in dem Zeitraum vom 15. Juni bis zum 31. Oktober innerhalb eines Spiegelschwankungsbereiches von 1 m auf Stauziel (1080 Meter über Adria) zu halten, um so für den Fremdenverkehr den Eindruck eines Natursees zu vermitteln. Innerhalb dieser 4,5 Monate muss der Speicher in Abhängigkeit der hydrologischen Bedingungen (Zufluss) bewirtschaftet werden.

Auch in den restlichen 7,5 Monaten ist es notwendig, den Betrieb des Speicher-Kraftwerkes vorausschauend zu betreiben, so dass der geforderte Wasserstand des Speichers bis zum 15. Juni gewährleistet ist. Diese Einschränkungen bedingen trotz optimal angepasster Betriebsweise erhebliche Erlöseinbußen aufgrund der verminderten Einsatzmöglichkeiten, welche abhängig von der Hydrologie bis zu 10 % erreichen können.

Dieses Kraftwerk hat bei der bisherigen Betriebsweise etwa 2.500 bis 2.800 Betriebsstunden im Teillastbetrieb verrichtet, das entspricht in etwa 1.800 Vollaststunden. Mit einer Engpassleistung von 50 MW beträgt somit die theoretische Jahreserzeugung $W_{\text{theoretisch}}$:

$$W_{\text{theoretisch}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{Volllast}}$$

$$W_{\text{theoretisch}} = 50[\text{MW}] \cdot 1800[\text{h}]$$

$$\underline{W_{\text{theoretisch}} = 90[\text{GWh}]}$$

Um die Betriebsflexibilität des Kraftwerks K1 zu erhöhen, findet derzeit die Installierung einer Pumpe mit einem Durchfluss von 4,4 m³/s und einer Leistung von 36 MW statt, damit wird es möglich sein das Wasser aus dem Fluss in den Speicher zu pumpen, wenn die Energiekosten am geringsten sind. Die neue Anlage sollte 56 Pumpstunden und somit 31 zusätzliche Turbinenstunden (des bestehenden Maschinensatzes) in einer Woche aufweisen. Somit ergibt sich eine zusätzliche Jahreserzeugung der bestehenden Turbine von:

$$W_{\text{zusätzlich}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{zusätzlich}}$$

$$W_{\text{theoretisch}} = 50[\text{MW}] \cdot 31 \left[\frac{\text{h}}{\text{Woche}} \right] \cdot 52[\text{Wochen}]$$

$$\underline{W_{\text{theoretisch}} = 80,6[\text{GWh}]}$$

Somit ergibt sich eine **theoretische Gesamt-Jahreserzeugung** (ohne Berücksichtigung der Verluste und Wirkungsgrade) von **170,6 GWh**. Zu den Niedertarifzeiten in der Nacht bzw. an den Wochenenden soll der Pumpbetrieb in Anspruch genommen werden und zu Hochtarifzeiten am Tag soll Turbinenbetrieb gefahren werden. Durch den Zubau der Pumpe soll einerseits die tägliche Verlagerung (Niedertarifstunden - Hochtarifstunden) und andererseits die saisonale Verlagerung von Turbinenstunden in das 1. Quartal (Hochtarifsegment) bzw. Pumpstunden in das 2. Quartal (Niedertarifsegment) erfolgen.

Das Wasser aus dem Fluss erreicht die Pumpe über das neu errichtete Einlaufbauwerk und wird mit dieser Pumpe einerseits in den Speichersee S1 befördert oder andererseits im sogenannten „hydraulischen Kurzschluss“ über die bestehende Anlage turbiniert. Der Lageplan der derzeitigen und der geplanten Anlage ist in der folgenden Abbildung 37 dargestellt.

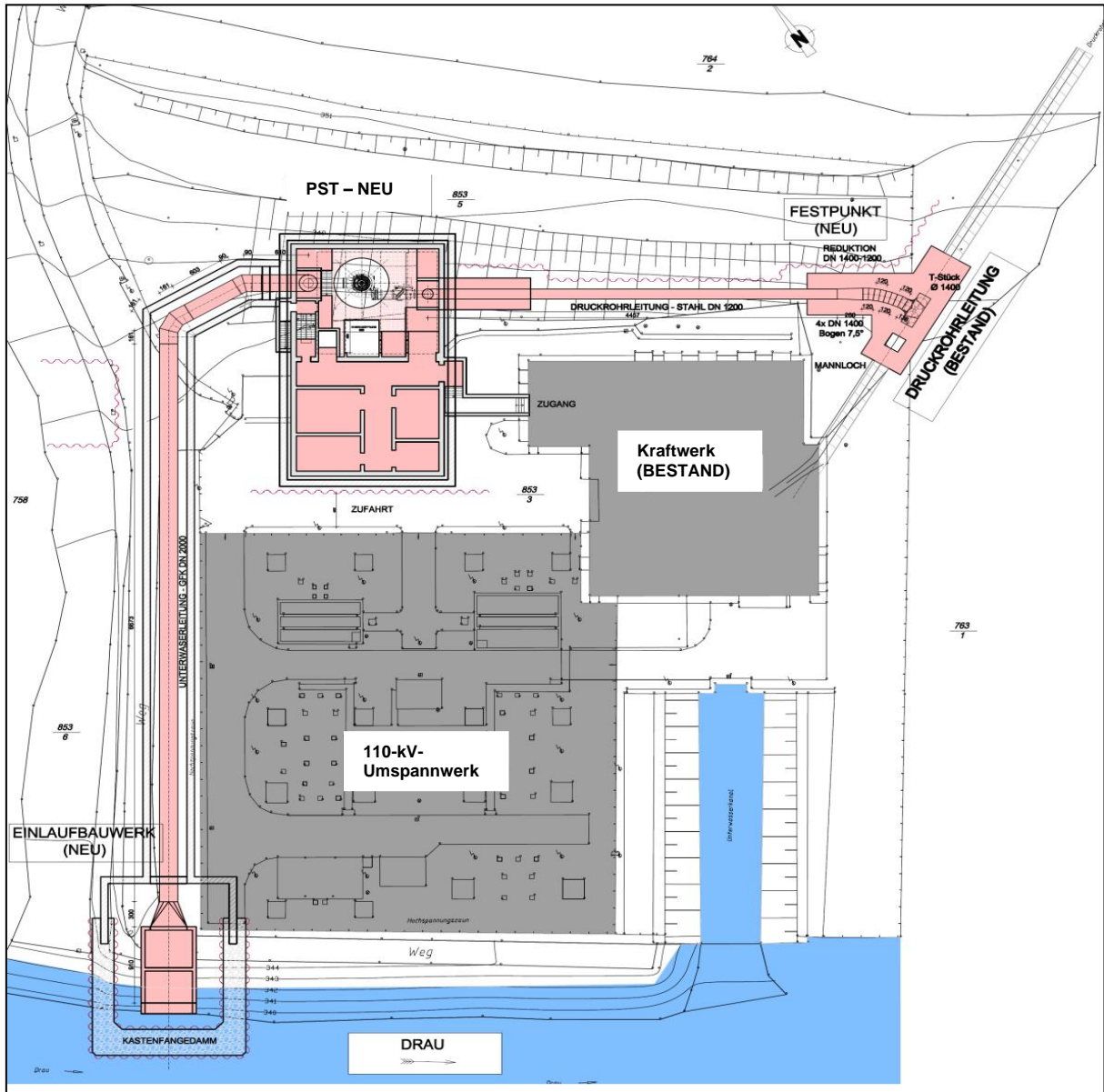


Abbildung 37: Kraftwerk K1-Lageplan [Rosa: Neu errichtete Anlagenteile; Grau: Bestehende Anlagenteile]

Bisher gelang das Wasser aus dem Speicher über die Turbine und den Unterwasserkanal in die Drau. Der einzige Eingriffsfaktor im Fluss, ist jener der Zeitverzögerung. Für den Pumpbetrieb wird das Wasser aus der Drau entnommen, beim Turbinenbetrieb gelangt das Wasser mit der zeitverzögerten Rückgabe wieder zurück. Bei einer koordinierten Betriebsweise des Kraftwerkes ergibt sich ein energiewirtschaftlicher Vorteil durch die bereits erwähnten täglichen bzw. saisonalen Verlagerungseffekte.

Der Speichersee S1 liegt auf einer Meereshöhe von 1070 m, die Meereshöhe der Drau in der Gemeinde Lavamünd liegt bei 335 m. Das Stau- bzw. Absenckziel des Speichers betragen 1080 bzw. 1053,5 m. Der Druckstollen hat eine Länge von 4987 m und die Druckrohrleitung weist eine Länge von 3117 m auf. Ein Übersichtsplan ist in der nachfolgenden Abbildung 38 dargestellt.

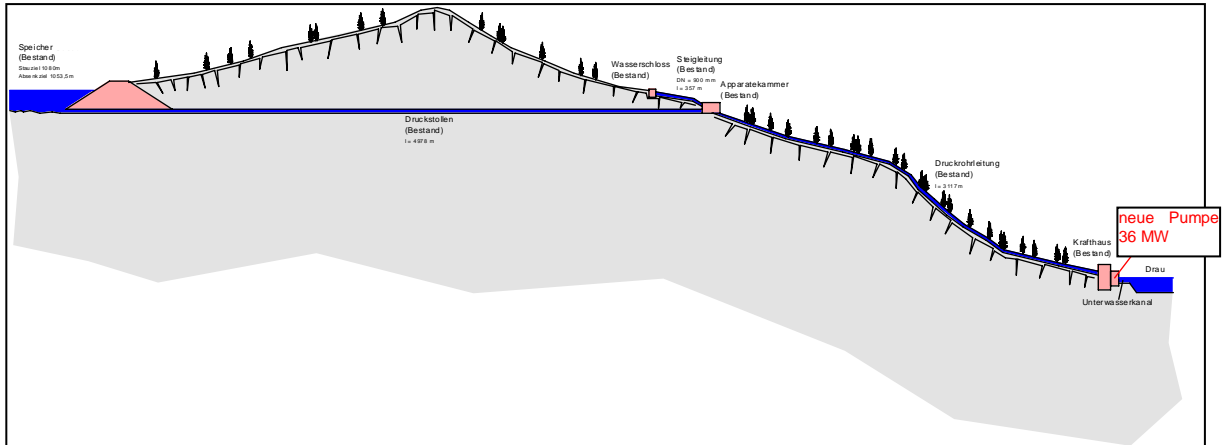


Abbildung 38: Kraftwerk K1 - Übersichtslängenschnitt

Nachfolgende Abbildung 39 dient der besseren Veranschaulichung. Rechts im Bild ist das alte bestehende Kraftwerk und links sind die neuen Anlagenteile die den Pumpbetrieb ermöglichen, ersichtlich.

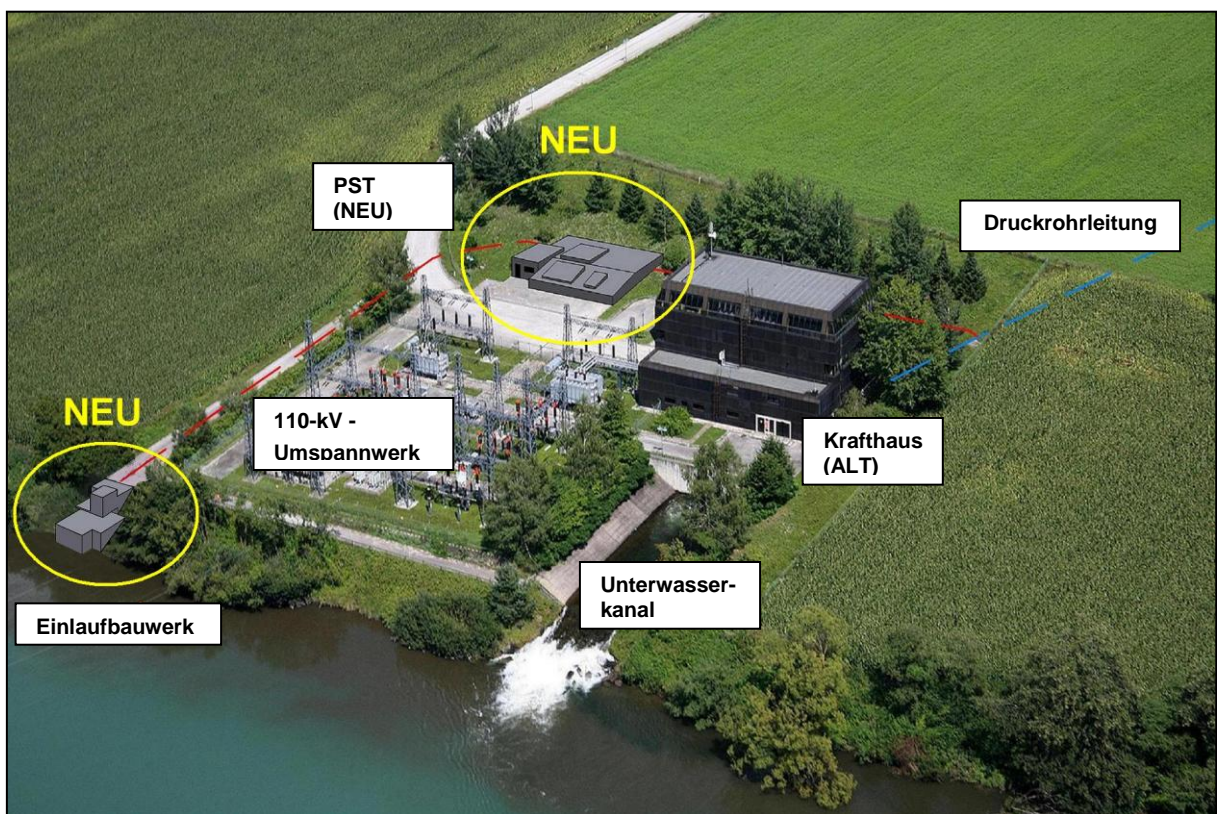


Abbildung 39: Luftbild der Anlage K1

Die Rahmenbedingungen haben sich seit den 90iger Jahren insofern verändert, dass neue rechtliche, umwelttechnische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen die Installation der Pumpe und die damit verbundenen Betriebsflexibilität erfordern. Diese neuen Rahmenbedingungen sind dem „Technischen Bericht der Anlage“ entnommen:

- Liberalisierung des Strommarktes (Stromhandel an der Börse)
- Steigender Strombedarf in Kärnten, um 2 % im Jahr (Stand 2009: 3,956 TW/h)
- Überalterter Kraftwerkspark sowie diverse Atom-Ausstiegsszenarien in Europa, haben in den nächsten Jahrzehnten einen Versorgungsengpass zur Folge
- Vermehrter Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa, z.B. Windkraft und Photovoltaik mit fluktuierender Erzeugung erfordert einen verstärkten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken zu Ausgleichs- und Reservezwecken.
- Zunehmendes Ost-/Westgefälle in Österreich (Erzeugung - Verbrauch), wird durch die Stilllegung von einigen Kohlekraftwerken (St. Andrä, Voitsberg) verstärkt.
- Verbesserte Wasserqualität der Drau durch die Schließung der Zellstoffwerke im Oberlauf
- Hydrologische Verhältnisse im Bereich der Anlage, in Verbindung mit der naturschutzrechtlichen Auflage der maximalen Pegelschwankung von 1 m in den Sommermonaten haben eine massive Betriebseinschränkung zur Folge.

5.2 Spezifikation der Anlagenkomponenten

In diesem Abschnitt werden die Spezifikationen sowie die maschinellen und elektrotechnischen Erfordernisse der Anlage aufgelistet.

Tabelle 2: Technische Daten des bestehenden Kraftwerkes K1

Bruttofallhöhe	735,5 m
Turbinendurchfluss	8,0 m ³ /s
installierte Leistung	50 MW
Jahreserzeugung	83,5 GWh
Stauziel Speichersee S1	1080 m
Absenkziel Speichersee S1	1053,5 m
Nutzhalt Speichersee S1	16,2 Mio. hm ³

Tabelle 3: Technische Daten der Pumpe

Pumpendurchfluss	4,4	m ³ /s
Pumpleistung	36	MW
Zusätzliche Jahreserzeugung der bestehenden Turbine	80,6	GWh/a

Die zusätzliche Jahreserzeugung der bestehenden Turbine kommt dadurch zustande, da durch den Pumpbetrieb mehr Wasser im Speicher zur Verfügung steht und somit mehr Volllaststunden der Turbinen erreichbar sind.

Maschinelle Erfordernisse

Als Pumpe wird eine vertikalachsige, 1-flutige, 3- stufige Speicherpumpe mit einem Wirkleistungsbedarf von 36 MW eingesetzt die von einem Synchronmotor angetrieben wird. Als Absperrorgane für den Betrieb dienen einerseits ein Kugelschieber (oberwasserseitig) und andererseits ein Einlaufschütz (unterwasserseitig). Das Anfahren der Pumpe erfolgt bei ausgeblasener Spirale mittels statischen Frequenzumrichter (SFC).

Nachdem die Pumpe mit dem Netz synchronisiert ist, öffnet sich der Kugelschieber und die eingeblassene Luft entweicht über eigens an der Spirale vorgesehene Entlüftungsventile.

Der Kugelschieber dient, wie schon oben genannt, als druckseitiges Absperrorgan der Pumpe hin zur Druckrohrleitung. Das Öffnen des Kugelschiebers erfolgt hydraulisch, triebwassergesteuert, über einen entsprechenden Servomotoren. Das Schließen des Kugelschiebers erfolgt ebenfalls wassergesteuert mit Hilfe des Servomotors.

Als saugseitiges Absperrorgan dient ein Rollschütz. Das Heben erfolgt mit Hilfe eines ölhydraulischen Servomotors, das Schließen erfolgt öldruckgedämpft durch das Eigengewicht des Schützes.

Zur Kühlung der Stator- und Rotorwicklung des Synchronmotors sowie der Lager wird aus dem bestehenden Kühlwasserhochbehälter Kühlwasser entnommen bzw. die notwendigen Absperrrichtungen in das Kühlwassersystem der bestehenden Turbinenanlage integriert.

Tabelle 4: Spezifikationen von Pumpe und Motor

Pumpe (Typ: Francis)		
Art:		vertikalachsige, 1-flutige, 3-stufige Speicherpumpe
Förderhöhe:	720	m
Förderstrom:	4,4	m ³ /s
Drehzahl:	1000	1/min
Leistungsaufnahme Pumpe:	36	MW

Motor:		
	Synchronmotorleistung:	40 MVA
	Nenndrehzahl:	1000 1/min
	Nennspannung:	10,5 kV

Elektrotechnische Erfordernisse

Die Schaltanlage, die Netzeinbindung, die Steuerungs- und Regelungseinheit und der Eigenbedarf mit der Notstromversorgung sind Teile der elektrotechnischen Erfordernisse.

10,5-kV-Schaltanlage:

Die 10,5-kV-Schaltanlage ist als 8-zellige, vollgekapselte, luftisolierte Anlage in Zellenbauweise errichtet. Es sind Leistungsschalterabgänge für den Synchronmotor, den Anfahrumschalter, sowie für die Erregung und die Verbindung zur bestehenden Anlage enthalten.

Netzeinbindung:

Die Einbindung des Pumpmaschinensatzes in die Energieversorgung erfolgt im 10,5-kV-Schienenangab der bestehenden Kraftwerksanlage, wobei dieser durch drei Schaltelemente (ein Leistungsschalter, ein Trenner und ein I_S -Begrenzer) ergänzt wird.

Die benötigte Energie für den Synchronmotor wird über den bestehenden 110/10,5-kV-Blocktransformator aus dem 110-kV-Netz entnommen.

Steuerung:

Die Steuerung des Pumpmaschinensatzes ist als autarkes, speicherprogrammierbares Steuerungssystem (SPS) mit allen erforderlichen Funktionen und Zusatzkomponenten, wie z.B. Anfahr- und Stillsetzautomatik, digital-elektrischer Motorschutz, mechanischer Schutz, Gefahrenmelde- und Protokollier-Anlage mit Fernwirkchnittstelle, Synchronisier-Einrichtung, Maschinenleitstand ausgeführt. Die Fernsteuerung des Pumpmaschinensatzes erfolgt von der Hauptschaltleitung in der Zentrale.

Eigenbedarfsanlage:

Der Eigenbedarf (AC) wird von der Eigenbedarfsanlage der bestehenden Turbinenanlage entnommen. Eine Eigenbedarfsanlage (DC) mit Gleichspannungsverteilung ist realisiert. Die Gleichspannungsanspeisung erfolgt von der in der bestehenden Anlage vorhandenen Gleichrichter- und Akkuanlage (110 V), sowie über eine neu installierte 24 V Gleichrichter- und Akkuanlage in der Pumpstation. Die Notstromversorgung im bestehenden Kraftwerk erfolgt über einen Diesel-Notstromaggregat.

5.3 Ausgewählte Detailanalysen der Anlage

In diesem Abschnitt erfolgt eine kurze technische Betrachtung der Anlage. Dabei werden die Transformatorverluste, der 3-polige Kurzschluss, der Stator-Erdschlussschutz und transiente Überspannungen in Zusammenhang mit dem I_S -Begrenzer näher untersucht. Zusätzlich werden mögliche Alternativen und dessen wirtschaftliche Aspekte angeführt.

Um den Aufbau verständlicher zu machen, wurde das einpolige Ersatzschaltbild vereinfacht und in der unteren Abbildung 40 dargestellt.

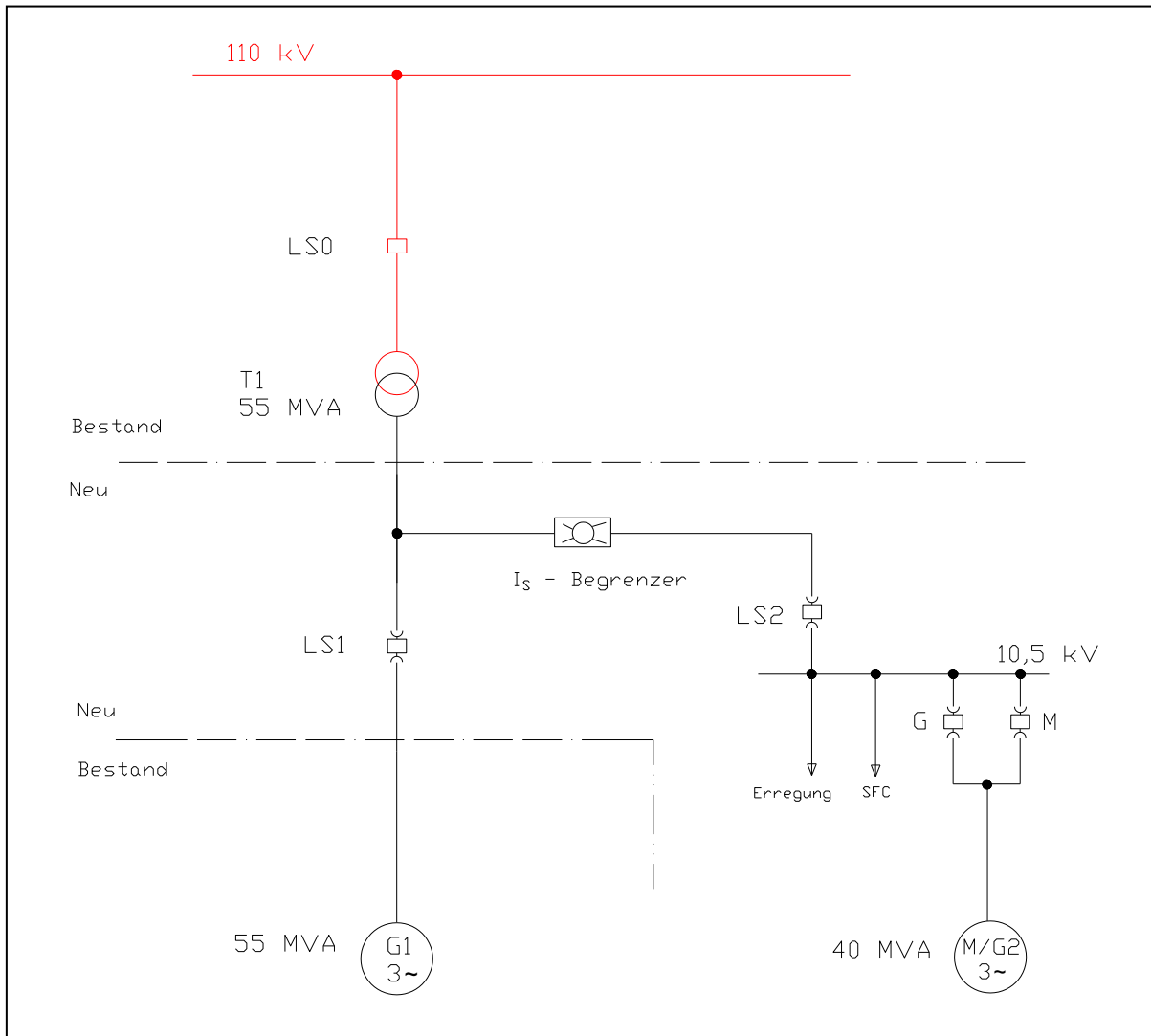


Abbildung 40: Vereinfachter einpoliger Schaltplan

Das Kraftwerk speist in die 110-kV-Spannungsebene ein, der Netzkuppeltransformator, der noch näher beschrieben wird, transformiert die Spannung von 10,5-kV-Generatorspannung auf die 110-kV-Netzspannung. Neue Anlagenteile sind der I_S -Begrenzer, der SFC, der Motorgenerator und die vertikalachsiges Speicherpumpe.

5.3.1 Transformatorverluste vs. Leistungsschalter-Schaltspiele

In diesem Kapitel der Arbeit soll einerseits untersucht werden, wie sich die Leerlaufverluste des bestehenden Transformators auf die Energiekosten auswirken und andererseits sollen Überlegungen stattfinden, ob es sinnvoll ist den 110-kV-Leistungsschalter bei jeder Umschaltung (Pumpbetrieb/Turbinenbetrieb/Anlage außer Betrieb) vom Netz zu trennen. Zu den Überlegungen ob der Transformator abgeschaltet werden soll, gibt es zwei Varianten:

Variante 1: Die Warte gibt die Meldung, dass die Anlage in den nächsten Stunden nicht in Betrieb gehen wird, dann wird der Leistungsschalter LS0 vom Netz getrennt. Dadurch entstehen während den Stillstand der Anlage keine Leerlaufverluste am Transformator T1, die Schalthäufigkeiten des Leistungsschalters LS0 sind jedoch hoch. Bei dieser Variante erfolgt der ganze Vorgang entweder automatisch oder manuell.

Variante 2: Bei dieser Variante ist der Transformator immer am Netz. Dadurch werden die Schalthäufigkeiten des Leistungsschalters LS0 verringert, die Leerlaufverluste des Transformators sind jedoch auch beim Stillstand der Anlage vorhanden.

An dieser Stelle werden die Transformatorverluste und die Schaltspiele des Leistungsschalters LS0 ausführlich behandelt und die gegenseitigen Auswirkungen betrachtet. Um die Verlustleistungen detaillierter betrachten zu können, wurden zuerst die dafür notwendigen Spezifikationen des Transformators ermittelt.

Der bestehende 115/10,5-kV-Drehstrom-Öl-Transformator wurde im Jahr 1990 installiert und weist Hauptabmessungen von einer Länge $L = 6,8$ m, einer Breite $B = 4,2$ m und einer Höhe $H = 5,93$ m auf. Der Netzkuppltransformator speist oberspannungsseitig über einen 110-kV-Leistungsschalter (Vakuum oder Öl-isoliert) auf eine 110-kV-Sammelschiene, US-seitig auf eine 10,5-kV-Sammelschiene. Die Hauptdaten des Drehstrom-Transformators sind in der nachstehenden Tabelle angeführt.

Hersteller	ENERGOINVEST Slowenien (ETRA33)		
Typ	BT 55 MVA		
Betriebsart	Dauerbetrieb S1		
Nennleistung	55	MVA	
Nennspannung	OS	115	kV
	US	10,5	kV
Nennfrequenz	50	Hz	
Schaltung	YNd5		
Nennkurzschlussspannung	12,5	%	

Die Hauptdaten des 110-kV-Leistungsschalters lauten:

Kosten Leistungsschalter	~ 30.000	€
Austausch nach max.	30	Jahren
Austausch nach max.	10.000	Schaltspielen

Verluste (Bei Nennfrequenz und Nennspannung)

• Leerlaufverluste	26 kW
• Kurzschlussverluste	160 kW
• Gesamtverluste	186 kW

Nachfolgende Berechnungen und Diagramme werden erstellt um die Kosten für die Leerlaufverluste und die Auswirkungen auf die Schaltspiele des Leistungsschalters darzustellen.

Bei der bisherigen Betriebsart (Blockschaltung) hat man den 110-kV-Leistungsschalter LS0 immer von Netz getrennt, wenn der Generator nicht in Betrieb war, somit waren keine weiteren Überlegungen im Hinblick auf Transformatorverluste notwendig.

Wie schon im vorigen Kapitel 4 erwähnt, werden die Betriebsstunden der Anlage durch die Installation der Pumpe erhöht (Umbau von Blockschaltung auf Konfiguration als Netzkuppeltransformator). Theoretisch kann der hydraulische Kurzschluss (Pumpe und Turbine in Betrieb) realisiert werden, jedoch wurde der hydraulische Kurzschluss für diese Betrachtung nicht herangezogen.

Die geplanten Betriebsstunden sind in der Tabelle 5 zu finden.

Tabelle 5: Betriebsstunden der Anlage

Betriebsstunden				
Betriebsstunden Turbine	4223,05	h/Jahr	11,57	h/Tag
Betriebsstunden Pumpe	2920,00	h/Jahr	8,00	h/Tag
Anlage nicht in Betrieb	1616,95	h/Jahr	4,43	h/Tag

Aus Tabelle 5 ist ersichtlich, dass die Betriebsstunden sich in 81 h/Woche Turbinenbetrieb und 56 h/Woche Pumpbetrieb aufteilen. Die Anlage ist circa 4,43 h am Tag nicht in Betrieb, über ein Jahr gesehen entspricht das in etwa 1600 h.

Anhand der Stunden in welchen das Kraftwerk nicht in Betrieb ist, können die Leerlaufverluste des Transformators errechnet werden. Aus den Energieverlusten und dem Energiepreis, die Berechnung basiert auf 6 Cent/kWh, erhält man die Energiekosten pro Tag bzw. pro Jahr. Unter Energiekosten fallen jene Kosten an, die der Transformator im Leerlauf verursacht. Diese Kosten entstehen nur dann, wenn der Transformator am Netz ist – d.h. der Leistungsschalter LS0 eingeschaltet ist und die Anlage nicht in Betrieb ist.

Tabelle 6: Energiekosten durch Leerlaufverluste

Energieverluste am Transformator	115,18	kWh
Energiekosten pro kWh	6,00	Cent/kWh
Energiekosten pro Tag in €	6,91	€/Tag
Energiekosten pro Jahr in €	2522,44	€/Jahr

Die Energiekosten für die Leerlaufverluste betragen über 2.500 Euro (K_0) pro Jahr. Bei einer Aufzinsung mit einem Kalkulationszinssatz p über eine Periode n von 18 Jahren ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Kosten. Die Kosten wurden mit folgender Formel bestimmt:

$$K_n = (1 + p)^n \cdot K_0$$

Gleichung VII

Tabelle 7: Jahres – Energiekosten bei einem Kalkulationszinssatz $p = 0,02$

	Kosten in €/Jahr	Kosten in €/Jahr, kumuliert
Energiekosten im 1. Jahr	2522,44	2522,44
Energiekosten im 2. Jahr	2572,89	5095,33
Energiekosten im 3. Jahr	2624,35	7719,68
Energiekosten im 4. Jahr	2676,84	10396,52
Energiekosten im 5. Jahr	2730,37	13126,89
Energiekosten im 6. Jahr	2784,98	15911,87
Energiekosten im 7. Jahr	2840,68	18752,55
Energiekosten im 8. Jahr	2897,49	21650,04
Energiekosten im 9. Jahr	2955,44	24605,48
Energiekosten im 10. Jahr	3014,55	27620,04
Energiekosten im 11. Jahr	3074,84	30694,88
Energiekosten im 12. Jahr	3136,34	33831,22
Energiekosten im 13. Jahr	3199,07	37030,28
Energiekosten im 14. Jahr	3263,05	40293,33
Energiekosten im 15. Jahr	3328,31	43621,64
Energiekosten im 16. Jahr	3394,87	47016,52
Energiekosten im 17. Jahr	3462,77	50479,29
Energiekosten im 18. Jahr	3532,03	54011,32

Bei einem Kalkulationszinssatz von 2 % ergeben sich somit in 18.Jahren kumulierte Energiekosten von über 54.000 €.

Tabelle 8: Jahres – Energiekosten bei einem Kalkulationszinssatz $p = 0,03$

	Kosten in €/Jahr	Kosten in €/Jahr, kumuliert
Energiekosten im 1. Jahr	2522,44	2522,44
Energiekosten im 2. Jahr	2598,12	5120,56
Energiekosten im 3. Jahr	2676,06	7796,62
Energiekosten im 4. Jahr	2756,34	10552,96
Energiekosten im 5. Jahr	2839,03	13391,99
Energiekosten im 6. Jahr	2924,20	16316,19
Energiekosten im 7. Jahr	3011,93	19328,12
Energiekosten im 8. Jahr	3102,29	22430,40
Energiekosten im 9. Jahr	3195,35	25625,76
Energiekosten im 10. Jahr	3291,21	28916,97
Energiekosten im 11. Jahr	3389,95	32306,92
Energiekosten im 12. Jahr	3491,65	35798,57
Energiekosten im 13. Jahr	3596,40	39394,97
Energiekosten im 14. Jahr	3704,29	43099,26
Energiekosten im 15. Jahr	3815,42	46914,68
Energiekosten im 16. Jahr	3929,88	50844,56
Energiekosten im 17. Jahr	4047,78	54892,34
Energiekosten im 18. Jahr	4169,21	59061,56

Bei einem Kalkulationszinssatz von 3 % ergeben sich somit nach 18 Jahren kumulierte Energiekosten im Bereich von 60.000 €.

Aus den Tabellen 7 und 8 wurde zur Veranschaulichung die Darstellung in Abbildung 41 erstellt. In dieser Graphik sind die jährlichen Energiekosten über die Nutzungsdauer aufgetragen.

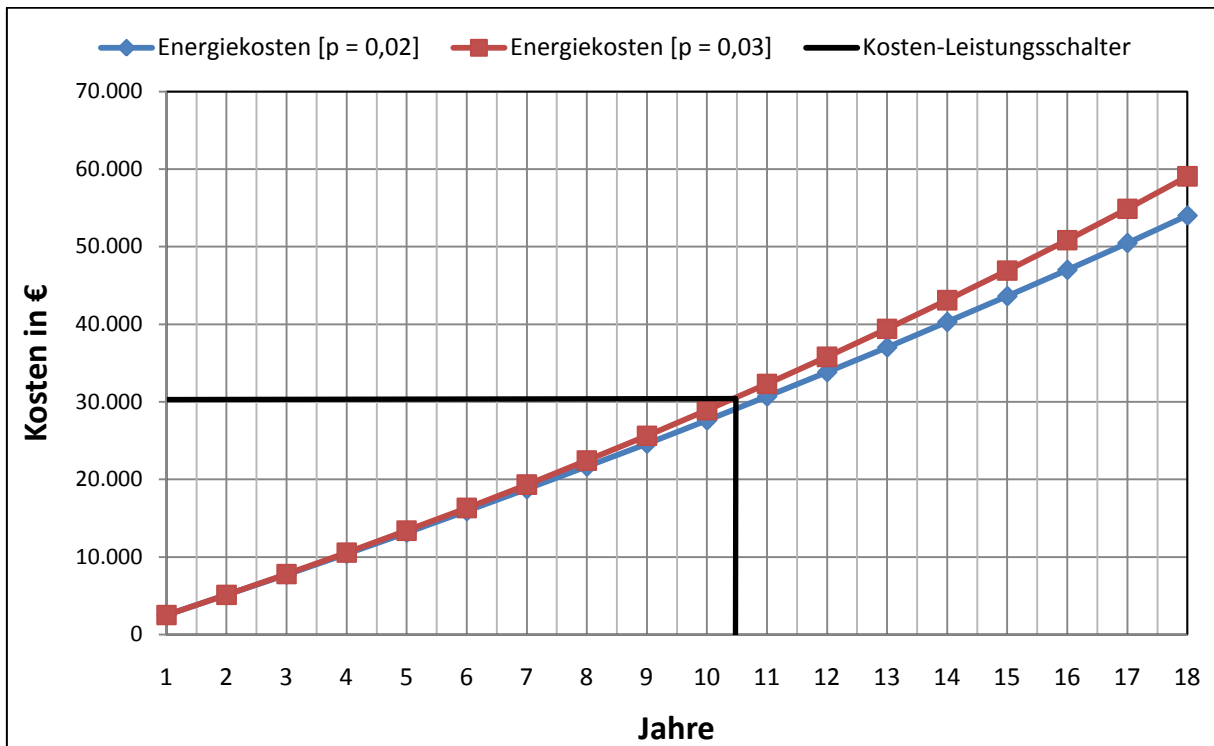


Abbildung 41: Verlauf der Energiekosten des Transformators im Leerlaufbetrieb über die Nutzungsdauer

Den Leerlaufverlusten des Transformators sind die Kosten des Leistungsschalters gegenüberzustellen. Der Nettopreis eines 110-kV-Leistungsschalters (3-polig) beträgt circa 30.000 €. Laut Hersteller wird eine gründliche Überprüfung nach 30 Jahren oder 10.000 Schaltspielen empfohlen. Für die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde gemäß Leistungsschalter-Datenblatt ein Austausch des 110-kV-LS nach 10.000 Schaltspielen bzw. 30 Jahren angenommen. Das Hauptaugenmerk wird hier auf die Lastspiele des 110-kV-Leistungsschalters gelegt. Die Durchführung des Austausches erfolgt anhand der Schaltspiele des Leistungsschalters.

Tabelle 9: LS - Schaltspiele 1,5-mal pro Tag

ANNAHMEN		
Schaltspiele Leistungsschalter	1,5	pro Tag
	548	pro Jahr
Geforderter Austausch nach max.	10.000	Schaltspielen
Geforderter Austausch nach max.	30	Jahren
Kosten Leistungsschalter	30.000	€
Austausch nach	18,3	Jahren

Bei einer Schalthäufigkeit des Leistungsschalter von 1,5-mal pro Tag, erhält man eine Anzahl von 548 Schaltspielen pro Jahr (hier wurde mit 365 Tagen gerechnet). Dividiert man die 10.000 Schaltspiele (geforderter Austausch) durch die 548 Schaltspiele, so ergibt sich ein erforderlicher Austausch nach 18,3 Jahren.

Aus der Abbildung 41 ist ersichtlich, dass die Energiekosten von 30.000 € nach circa 10,5 Jahren erreicht werden, somit liegt man bei einer Annahme von 1,5 Schaltspielen pro Tag **darüber**, d.h. wenn die Schaltspiele im Bereich von 548 pro Jahr liegen, ist es sinnvoll den **Transformator vom Netz zu trennen**.

Tabelle 10: LS - Schaltspiele 2-mal pro Tag

ANNAHMEN		
Schaltspiele Leistungsschalter	2	pro Tag
	730	pro Jahr
Geforderter Austausch nach max.	10.000	Schaltspielen
Geforderter Austausch nach max.	30	Jahren
Kosten Leistungsschalter	30.000	€
Austausch nach	13,7	Jahren

Bei einer Schalthäufigkeit des Leistungsschalters von 2-mal pro Tag, erhält man eine Anzahl von 730 Schaltspielen pro Jahr. Dividiert man die 10.000 Schaltspiele durch die 730 Schaltspiele, so ergibt sich ein erforderlicher Austausch nach 13,7 Jahren.

Aus der Abbildung 41 ist ersichtlich, dass die Energiekosten von 30.000 € nach circa 10,5 Jahren erreicht werden, somit liegt man bei einer Annahme von 2 Schaltspielen pro Tag **darüber**, d.h. wenn die Schaltspiele im Bereich von 730 pro Jahr liegen, ist es sinnvoll den **Transformator vom Netz zu trennen**.

Bei diesen zwei Varianten (der Leistungsschalter LS0 wird vom Netz getrennt) muss der Leistungsschalter LS2 aus der Abbildung 40 mitberücksichtigt werden. Der Leistungsschalter LS2 ist mit einer Unterspannungs-Auslösung ausgelegt, d.h. dass der LS2 automatisch weg geschaltet wird, wenn der LS0 geöffnet wird.

Tabelle 11: LS - Schaltspiele 3-mal pro Tag

ANNAHMEN		
Schaltspiele Leistungsschalter	3	pro Tag
	1095	pro Jahr
Geforderter Austausch nach max.	10.000	Schaltspielen
Geforderter Austausch nach max.	30	Jahren
Kosten Leistungsschalter	30.000	€
Austausch nach	9,1	Jahren

Bei einer Schalthäufigkeit des Leistungsschalters von 3-mal pro Tag, erhält man eine Anzahl von 1095 Schaltspielen pro Jahr. Dividiert man die 10.000 Schaltspiele durch die 1095 Schaltspiele, so ergibt sich ein erforderlicher Austausch nach 9,1 Jahren.

Aus der Abbildung 41 ist ersichtlich, dass die Energiekosten von 30.000 € nach circa 10,5 Jahren erreicht werden, somit liegt man bei einer Annahme von 3 Schaltspielen pro Tag **darunter**, d.h. wenn die Schaltspiele im Bereich von 1095 pro Jahr liegen, ist es sinnvoll den **Transformator am Netz zu lassen**. Damit nimmt man die Leerlaufverluste des Transformators und die dabei entstehende Energiekosten in Kauf.

Tabelle 12: LS - Schaltspiele 4-mal pro Tag

ANNAHMEN		
Schaltspiele Leistungsschalter	4	pro Tag
	1460	pro Jahr
Geforderter Austausch nach max.	10.000	Schaltspielen
Geforderter Austausch nach max.	30	Jahren
Kosten Leistungsschalter	30.000	€
Austausch nach	6,8	Jahren

Bei einer Schalthäufigkeit des Leistungsschalters von 4-mal pro Tag, erhält man eine Anzahl von 1460 Schaltspielen pro Jahr. Dividiert man die 10.000 Schaltspiele (geforderter Austausch) durch die 1460 Schaltspiele, so ergibt sich ein erforderlicher Austausch nach 6,8 Jahren.

Aus der Abbildung 41 ist ersichtlich, dass die Energiekosten von 30.000 € nach circa 10,5 Jahren erreicht werden, somit liegt man bei einer Annahme von 4 Schaltspielen pro Tag **darunter**, d.h. wenn die Schaltspiele im Bereich von 1460 pro Jahr liegen, ist es sinnvoll den **Transformator am Netz zu lassen**. Damit nimmt man die Leerlaufverluste des Transformators und die dabei entstehende Energiekosten in Kauf.

Weiteres ist zu bemerken, dass die tatsächlichen Schalthäufigkeiten des Leistungsschalters LS0 noch nicht bekannt sind. Es handelt sich hier um angenommene Werte, die Anlage, sprich die Pumpe ist noch in Testbetrieb und die tatsächlichen Betriebsstunden der Anlage hängen von vielen Faktoren ab, vor allem vom Energiebedarf bzw. vom Energiehandel.

Nicht vergessen darf man jedoch, dass es nicht immer sinnvoll ist den Transformator abzuschalten, da die Lebensdauer des Umformers dadurch verkürzt wird. Zusätzlich müssen auch das Einschalt- und Ausschaltverhalten bzw. die Einschalt- und Ausschalteffekte berücksichtigt werden, darunter fällt z.B. der Rush-Effekt eines Transformators.

Zusammenfassung der Ergebnisse:

Die Leerlaufverlustleistung des Transformators beträgt 26 kW, bei angenommenen Leerlaufbetriebsstunden von 4,43 Stunden pro Tag ergibt sich eine Verlustenergie von 115,18 kWh/Tag, das entspricht dem $625 \cdot 10^{-6}$ -fachen der theoretischen erzeugten Jahresenergie (190,6 GWh) des Kraftwerkes. Mit einem Energiepreis von 6 Cent/kWh ergeben sich damit Energiekosten von 2.522 Euro pro Jahr.

Wenn die tatsächlichen Schalthäufigkeiten bekannt sind und diese Schaltspiele größer als 3-mal pro Tag sind, sollten erneute Überlegungen zur Abschaltung des Netzkuppeltransformators im Leerlauf stattfinden.

5.3.2 Kurzschlussberechnung

In der Norm DIN VDE 0102 ist der Kurzschluss definiert als eine zufällige oder beabsichtigte Verbindung über eine niedrige Resistanz oder Impedanz zwischen zwei oder mehr Punkten eines Stromkreises. Diese Punkte des Stromkreises weisen üblicherweise unterschiedliche Spannung auf. Bei einem Kurzschluss treten Überströme (Kurzschlussströme) auf, die zu thermischen und mechanischen Beanspruchungen führen. Aus diesen Gründen müssen Kurzschlüsse sehr schnell abgeschaltet werden.

Für die Bemessung und Auswahl von Anlagenteilen ist die Kenntnis des Kurzschlussstromes oder der Kurzschlussleistung erforderlich. Bei der Ermittlung des Kurzschlussstromes und der Kurzschlussleistung wird vom 3-poligen Kurzschluss ausgegangen. Er tritt selten auf, stellt jedoch den schlimmsten Fall dar.

In diesem Kapitel werden verschiedene Kurzschlussberechnungen durchgeführt. Einführend werden einige Begriffe und Beziehungen erläutert, diese sind der Norm DIN VDE 0102 entnommen.

Kurzschlussstrom

Der Strom in einem elektrischen Stromkreis, in dem der Kurzschluss eintritt.

Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{KS}

Der Effektivwert der symmetrischen Wechselstromkomponente eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts, wenn die Kurzschlussimpedanz ihre Größe zum Zeitpunkt Null beibehält.

Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S''_{KS}

Fiktive Größe, die aus dem Produkt des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{KS} , der Nennspannung U_N und dem Faktor $\sqrt{3}$, berechnet wird.

Ersatzspannungsquelle U_{KS}

Die Spannung einer idealen Quelle, die an der Kurzschlussstelle im Mitsystem als einzige wirksame Spannung des Netzes eingeführt wird. Diese Spannung wird zur Berechnung der Kurzschlussströme mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle am Fehlerort verwendet.

Kurzschlussimpedanz Z

Impedanz an der Kurzschlussstelle in Richtung Netzeinspeisung bzw. übergeordnetes Netz.

Für die Berechnung der Kurzschlussleistung und des Kurzschlussstromes in Drehstromnetzen gelten folgende Beziehungen:

$$S''_{KS} = \frac{U^2}{Z} \quad \text{und} \quad I''_{KS} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

Gleichung VIII

mit: S''_{KS} Kurzschlussleistung
 I''_{KS} Kurzschlussstrom
 U verkettete Spannung
 Z Gesamtimpedanz

Die Gesamtimpedanz setzt sich aus der Impedanz des übergeordneten Netzes, Impedanzen von Transformatoren, Leitungen bzw. Kabeln sowie den Impedanzen der Generatoren zusammen. Die Kapazitäten und Ableitwiderstände können für den 3-poligen Kurzschluss vernachlässigt werden.

Impedanz des übergeordneten Netzes

Die Impedanz des übergeordneten Netzes ist das Verhältnis zwischen der verketteten Betriebsspannung des übergeordneten Netzes $U_{ÜN}$ und der Kurzschlussleistung S''_{KS} .

$$Z_{ÜN} = \frac{U_{ÜN}^2}{S''_{KS}}$$

Gleichung IX

Da der ohmsche Anteil der Impedanz des Hochspannungsnetzes sehr gering ist, kann dieser vernachlässigt werden. Somit kann folgende Beziehung aufgestellt werden:

$$X_{ÜN} \approx Z_{ÜN}$$

Gleichung X

Transformatorimpedanz

Um die Impedanzen von Transformatoren berechnen zu können, muss die relative Kurzschlussspannung (sowohl die Wirkkomponente als auch die Blindkomponente der Spannung) bekannt sein.

$$u_r = \frac{P_K \cdot 100}{S_T}$$

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2}$$

Gleichung XI

mit: u_k relative Kurzschlussspannung in Prozent
 u_r Wirkkomponente von u_k
 u_x Blindkomponente von u_k
 P_K Kurzschlussverluste des Transformators

Sind die Transformator­daten bekannt, so kann die Impedanz des Transformators aus folgenden Beziehungen berechnet werden.

$$R_T = \frac{U_T^2}{S_T} \cdot \frac{u_r}{100} \qquad X_T = \frac{U_T^2}{S_T} \cdot \frac{u_x}{100}$$

$$\underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T$$

Gleichung XII

mit: U_T Nennspannung des Transformators (Unterspannungsseitig)
 S_T Nennleistung des Transformators
 Z_T Impedanz des Transformators

Leitungs- oder Kabelimpedanz

Diese Impedanzen sind vom Material, Querschnitt, Kabelaufbau, Mastkonfiguration und der Länge der Verbindung abhängig. Sind diese Werte nicht bekannt, können diese aus der gebräuchlichen Literaturquelle z.B. dem Handbuch „Schaltanlagen“ von ABB, entnommen werden.

$$R_L = r'_L \cdot l \qquad X_L = x'_L \cdot l$$

$$\underline{Z}_L = R_L + j \cdot X_L$$

Gleichung XIII

mit: l Länge der Verbindung in km
 Z_L Impedanz der Leitung/Kabel
 r'_L Ohmscher Anteil der Impedanz pro km
 x'_L Induktiver Anteil der Impedanz pro km

Generatorimpedanz eines Synchron­generators

Die Impedanz des Generators errechnet sich aus der Generatorspannung U , der Generatorleistung S_G und der subtransienten Reaktanz x''_d einer Synchronmaschine.

$$\underline{Z}_G = j \cdot x''_d \cdot \frac{U^2}{S_G}$$

Gleichung XIV

Gesamtimpedanz

Wenn man über verschiedene Spannungsebenen rechnet, müssen alle Teilimpedanzen auf eine Spannungsseite (auf die Spannungsebene der KS-Betrachtung) bezogen werden. Die resultierenden Netzimpedanzen sind in folgender Beziehung dargestellt.

$$R_{Ges} = \sum R \qquad X_{Ges} = \sum X$$

Somit lässt sich die Gesamtimpedanz berechnen:

$$\underline{Z}_{Ges} = R_{Ges} + j \cdot X_{Ges}$$

Gleichung XV

Im betrachteten Pumpspeicherkraftwerk K1 können folgende Fehlerfälle eintreten:

Tabelle 13: Mögliche Kurzschlussfälle

	Fehlerfall F0	Fehlerfall F1	Fehlerfall F2	Fehlerfall F3
Generator 1 (alt)	0	1	0	1
Generator 2 (neu)	0	0	1	1

Tatsächlich berechnet werden der Fehlerfall F1 und der Fehlerfall F3. Die Kurzschlussfälle F0 und F2 können aus F1 und F3 abgeleitet werden.

Der KS-Fehlerfall F1 entspricht dem Speicher-Kraftwerk (SpKW) K1 „BESTAND“. Als „BESTAND“ wird das Kraftwerk vor der Installation der Pumpe definiert.

Die Berechnung wurde einerseits händisch durchgeführt und andererseits mit der Software MatLab (Version R2009b) überprüft, der verwendete MatLab-Code ist im Anhang (Kapitel 11) zu finden.

Die Schaltung, anhand der die Berechnung durchgeführt wurde, ist in der unteren Abbildung 42 dargestellt.

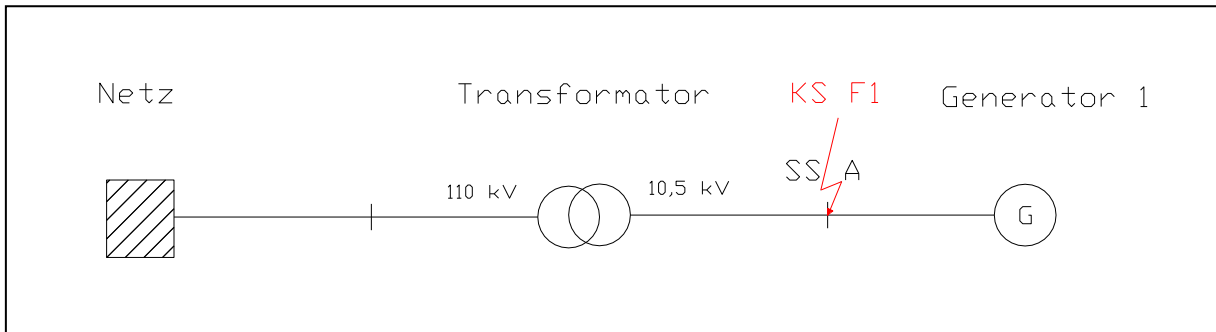


Abbildung 42: Schaltung beim KS - SpKW K1 "BESTAND", Fehlerfall F1

Folgende Werte sind bekannt:

Netz Q	Transformator T	Generator G
$U_{\text{ÜN}} = 110 \text{ kV}$	$U_{\text{T}} = 115/10,5 \text{ kV}$	$S_{\text{G}} = 55 \text{ MVA}$
$S_{\text{KS}} = 6 \text{ GVA}$	$S_{\text{T}} = 55 \text{ MVA}$	$U_{\text{G}} = 10,5 \text{ kV}$
	$P_{\text{K}} = 160 \text{ kW}$	$x_{\text{d}}'' = 12,4 \%$
	$u_{\text{K}} = 12,5 \%$	

Das Ersatzschaltbild für den Kurzschlussfall ist in der Abbildung 43 dargestellt, in der linken Bildhälfte sind die Impedanzen dargestellt, rechts sind die ohmschen und induktiven Anteile dargestellt.

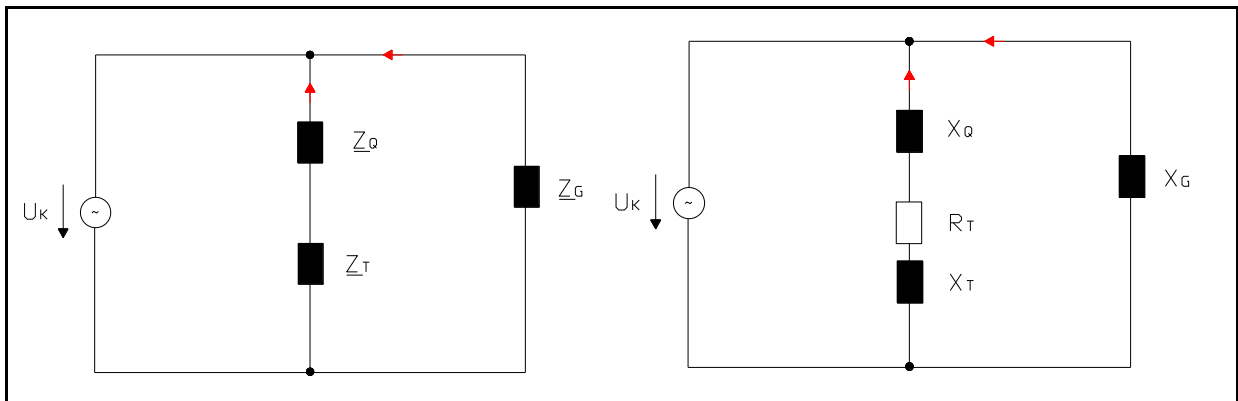


Abbildung 43: Ersatzschaltbild beim KS – SpKW K1 "BESTAND", Fehlerfall F1

Die Gesamtimpedanz der Schaltung kann nun für den Fehlerfall F1 folgend errechnet werden:

$$\underline{Z}_{Ges} = (\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) \parallel \underline{Z}_G$$

Übersetzungsverhältnis von 110 kV auf 10,5 kV:

$$\ddot{u} = \frac{U_{primär}}{U_{sekundär}} = \frac{110 \text{ kV}}{10,5 \text{ kV}} = 10,48$$

Netz Q:

$$X_Q = \frac{U_{\ddot{U}N}^2}{S_{KS}''} \cdot \frac{1}{\ddot{u}^2} = \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{6 \cdot 10^6} \cdot \frac{1}{\left(\frac{110}{10,5}\right)^2} = 0,0184 \Omega$$

$$\underline{Z}_Q = R_Q + j \cdot X_Q = j \cdot 0,0184 \Omega$$

Transformator:

$$u_r = \frac{P_K \cdot 100}{S_T} = \frac{160 \cdot 10^3 \cdot 100}{55 \cdot 10^6} = 0,29 \%$$

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} = \sqrt{12,5^2 - 0,29^2} = 12,49 \%$$

$$R_T = \frac{U_T^2}{S_T} \cdot \frac{u_r}{100} \cdot \frac{1}{\ddot{u}^2} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{55 \cdot 10^6} \cdot \frac{0,29}{100} \cdot \frac{1}{\ddot{u}^2} = 0,0058 \Omega$$

$$X_T = \frac{U_T^2}{S_T} \cdot \frac{u_x}{100} \cdot \frac{1}{\ddot{u}^2} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{55 \cdot 10^6} \cdot \frac{12,49}{100} \cdot \frac{1}{\ddot{u}^2} = 0,2505 \Omega$$

$$\underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T = (0,0058 + j \cdot 0,2505) \Omega$$

Generator:

$$\underline{Z}_G = j \cdot x_d'' \cdot \frac{U^2}{S_G} = j \cdot \frac{12,4}{100} \cdot \frac{10500^2}{55 \cdot 10^6} = j \cdot 0,2486 \Omega$$

Gesamtimpedanz:

$$\underline{Z}_{Ges} = (\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) \parallel \underline{Z}_G$$

$$\underline{Z}_{Ges} = \frac{(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) \cdot \underline{Z}_G}{(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) + \underline{Z}_G}$$

$$\underline{Z}_{Ges} = 0,0029 + j \cdot 0,1297 = 1,1297 \angle 88,71^\circ$$

Kurzschlussstrom:

$$I''_{KS} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{Ges}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 0,1297} = 46,735 \text{ kA}$$

Kurzschlussleistung:

$$S''_{KS} = \frac{U^2}{Z_{Ges}} = \frac{10500^2}{0,1297} = 849,94 \text{ MVA}$$

In der Abbildung 44 ist das Ersatzschaltbild, mit den errechneten Werten für den 3-poligen Kurzschlussfall F1 zwischen Transformator und Generator, dargestellt.

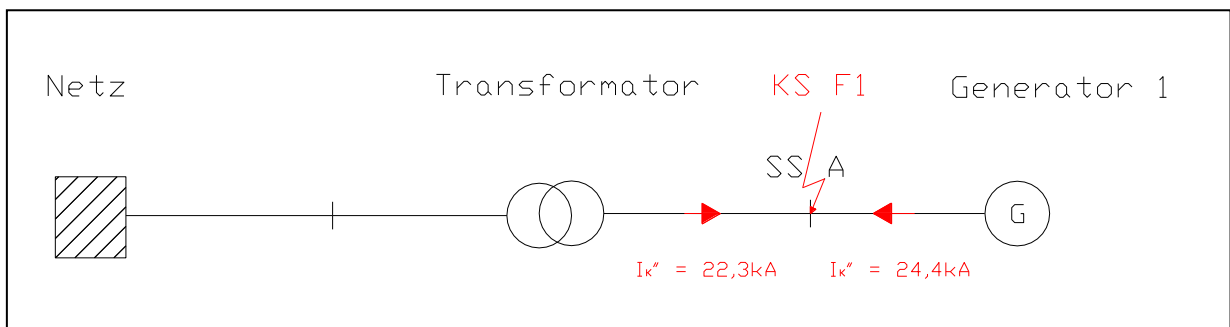


Abbildung 44: Schaltung beim KS - PSKW K1 "BESTAND" mit Kurzschlussströme, Fehlerfall F1

Der Fehlerfall F3 entspricht dem PSKW K1 „NEU“. Als „NEU“ wird das Kraftwerk mit Pumpe definiert. Bei diesem Fehlerfall wird zwischen Fall A (Kurzschluss zwischen Transformator und Generator 1) und Fall B (Kurzschluss an der Sammelschiene B) unterschieden.

Die Schaltung, anhand die Berechnung durchgeführt wurde, ist in der Abbildung 45 dargestellt.

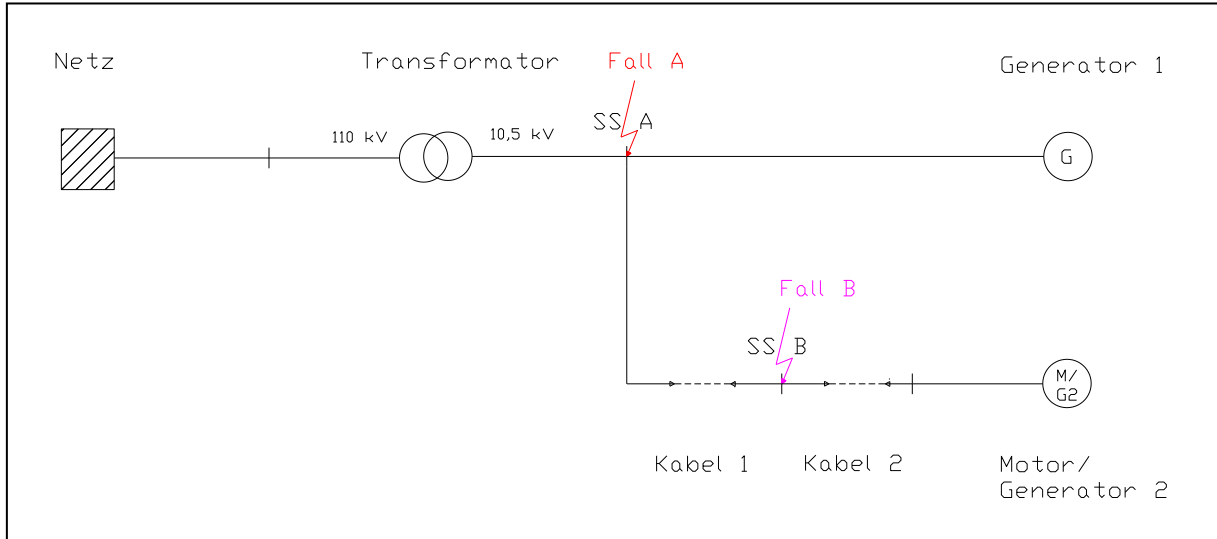


Abbildung 45: Schaltung beim KS - PSKW K1 "NEU", Fehlerfall F3 (Fall A)

Folgende Werte sind bekannt:

Netz Q	Transformator T	Generator G1
$U_{\text{ÜN}} = 110 \text{ kV}$ $S''_{\text{KS}} = 6 \text{ GVA}$	$U_{\text{T}} = 115/10,5 \text{ kV}$ $S_{\text{T}} = 55 \text{ MVA}$ $P_{\text{K}} = 160 \text{ kW}$ $u_{\text{K}} = 12,5 \%$	$S''_{\text{G1}} = 55 \text{ MVA}$ $U_{\text{G1}} = 10,5 \text{ kV}$ $x''_{\text{d1}} = 12,4 \%$
Kabel K1	Kabel K2	Motor/Generator G2
$R'_{\text{K1}} = 0,056 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X'_{\text{K1}} = 0,099 \text{ } \Omega/\text{km}$ $l_1 = 0,070 \text{ km}$	$R'_{\text{K2}} = 0,067 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X'_{\text{K2}} = 0,102 \text{ } \Omega/\text{km}$ $l_2 = 0,030 \text{ km}$	$S''_{\text{G2}} = 40 \text{ MVA}$ $U_{\text{G2}} = 10,5 \text{ kV}$ $x''_{\text{d2}} = 13 \%$

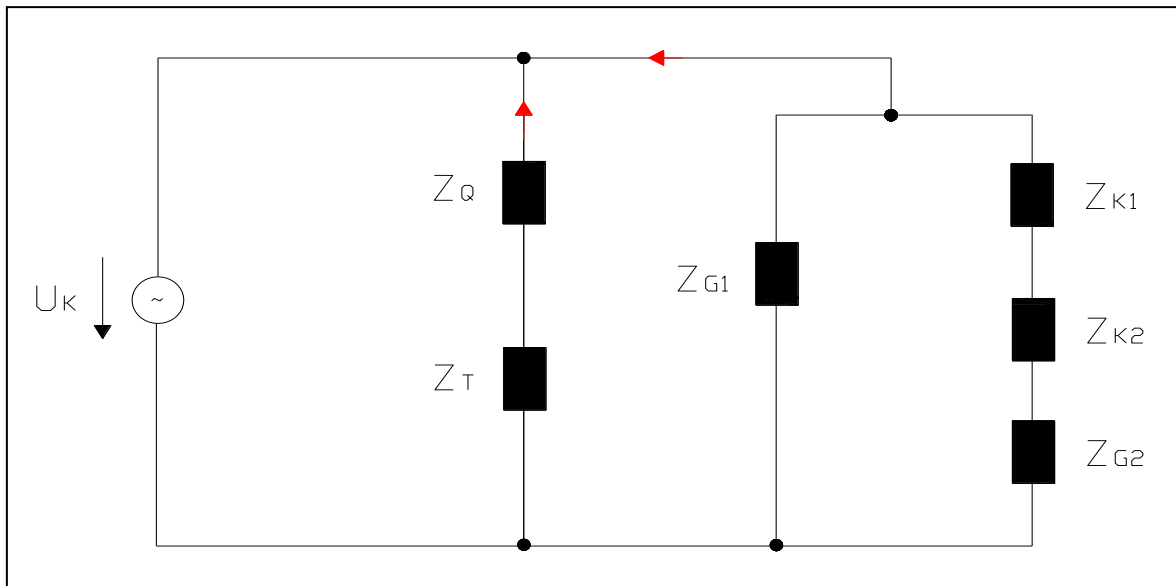


Abbildung 46: Ersatzschaltbild beim KS - PSKW K1 "NEU", Fehlerfall F3 (Fall A)

Für den Fall A kann die Gesamtimpedanz aus folgender Beziehung ausgerechnet werden.

$$\underline{Z}_{Ges} = \frac{1}{\frac{1}{(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T)} + \frac{1}{\underline{Z}_{G1}} + \frac{1}{(\underline{Z}_{K1} + \underline{Z}_{K2} + \underline{Z}_{G2})}}$$

Netz Q:

$$X_Q = \frac{U^2_{\dot{U}N}}{S''_{KS}} \cdot \frac{1}{\dot{u}^2} = \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{6 \cdot 10^6} \cdot \frac{1}{\left(\frac{110}{10,5}\right)^2} = 0,0184 \Omega$$

$$\underline{Z}_Q = R_Q + j \cdot X_Q = j \cdot 0,0184 \Omega$$

Transformator:

$$u_r = \frac{P_k \cdot 100}{S_T} = \frac{160 \cdot 10^3 \cdot 100}{55 \cdot 10^6} = 0,29 \%$$

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} = \sqrt{12,5^2 - 0,29^2} = 12,49 \%$$

$$R_T = \frac{U^2_T}{S_T} \cdot \frac{u_r}{100} \cdot \frac{1}{\dot{u}^2} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{55 \cdot 10^6} \cdot \frac{0,29}{100} \cdot \frac{1}{\dot{u}^2} = 0,0058 \Omega$$

$$X_T = \frac{U^2_T}{S_T} \cdot \frac{u_x}{100} \cdot \frac{1}{\dot{u}^2} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{55 \cdot 10^6} \cdot \frac{12,49}{100} \cdot \frac{1}{\dot{u}^2} = 0,2505 \Omega$$

$$\underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T = (0,0058 + j \cdot 0,2505) \Omega$$

Generator 1:

$$\underline{Z}_{G1} = j \cdot x''_{d1} \cdot \frac{U_{G1}^2}{S_{G1}} = j \cdot \frac{12,4}{100} \cdot \frac{10500^2}{55 \cdot 10^6} = j \cdot 0,2486 \, \Omega$$

Generator 2:

$$\underline{Z}_{G2} = j \cdot x''_{d2} \cdot \frac{U_{G2}^2}{S_{G2}} = j \cdot \frac{13}{100} \cdot \frac{10500^2}{40 \cdot 10^6} = j \cdot 0,3583 \, \Omega$$

Kabel 1:

$$R_{K1} = r'_1 \cdot l_1 = 0,056 \cdot 0,070 = 0,0039 \, \Omega$$

$$X_{K1} = x'_1 \cdot l_1 = 0,099 \cdot 0,070 = 0,0007 \, \Omega$$

$$\underline{Z}_{K1} = R_{K1} + j \cdot X_{K1} = (0,0039 + j \cdot 0,0007) \, \Omega$$

Kabel 2:

$$R_{K2} = r'_2 \cdot l_2 = 0,067 \cdot 0,030 = 0,0020 \, \Omega$$

$$X_{K2} = x'_2 \cdot l_2 = 0,102 \cdot 0,030 = 0,0031 \, \Omega$$

$$\underline{Z}_{K2} = R_{K2} + j \cdot X_{K2} = (0,0020 + j \cdot 0,0031) \, \Omega$$

Gesamtimpedanz:

$$\underline{Z}_{Ges} = (\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T) \parallel \underline{Z}_{G1} \parallel (\underline{Z}_{K1} + \underline{Z}_{K2} + \underline{Z}_{G2})$$

$$\underline{Z}_{Ges} = \frac{1}{\frac{1}{(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T)} + \frac{1}{\underline{Z}_{G1}} + \frac{1}{(\underline{Z}_{K1} + \underline{Z}_{K2} + \underline{Z}_{G2})}}$$

$$\underline{Z}_{Ges} = 0,0011 + j \cdot 0,0952 = 0,0952 \angle 89,31^\circ$$

Kurzschlussstrom:

$$I''_{KS} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{Ges}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 0,0952} = 63,668 \, \text{kA}$$

Kurzschlussleistung:

$$S''_{KS} = \frac{U^2}{Z_{Ges}} = \frac{10500^2}{0,0955} = 1,158 \text{ GVA}$$

In der Abbildung 47 ist das Ersatzschaltbild mit den errechneten Werten für den 3-poligen Kurzschlussfall F3 (Fall A), dargestellt.

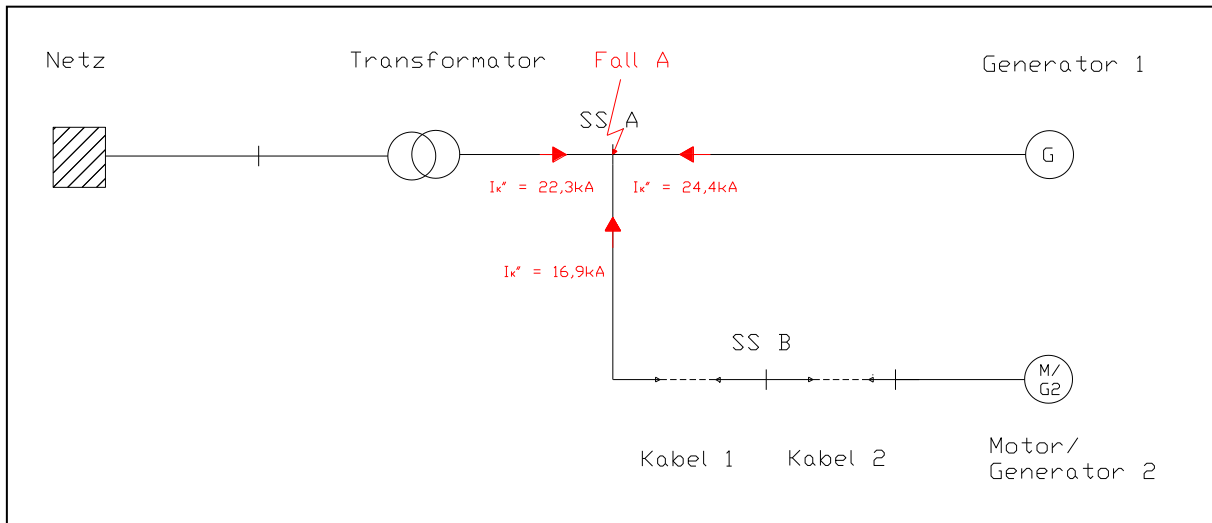


Abbildung 47: Schaltung beim KS - PSKW K1 "NEU" mit Kurzschlussströme, Fehlerfall F3 (Fall A)

Im Fehlerfall F3 (Fall B) ergibt sich das untere Ersatzschaltbild woraus die Gesamtimpedanz folgender Beziehung berechnet werden kann.

$$\underline{Z}_{Ges} = \left\{ \left[\left(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T \right) \parallel \underline{Z}_{G1} \right] + \underline{Z}_{K1} \right\} \parallel \left(\underline{Z}_{K2} + \underline{Z}_{G2} \right)$$

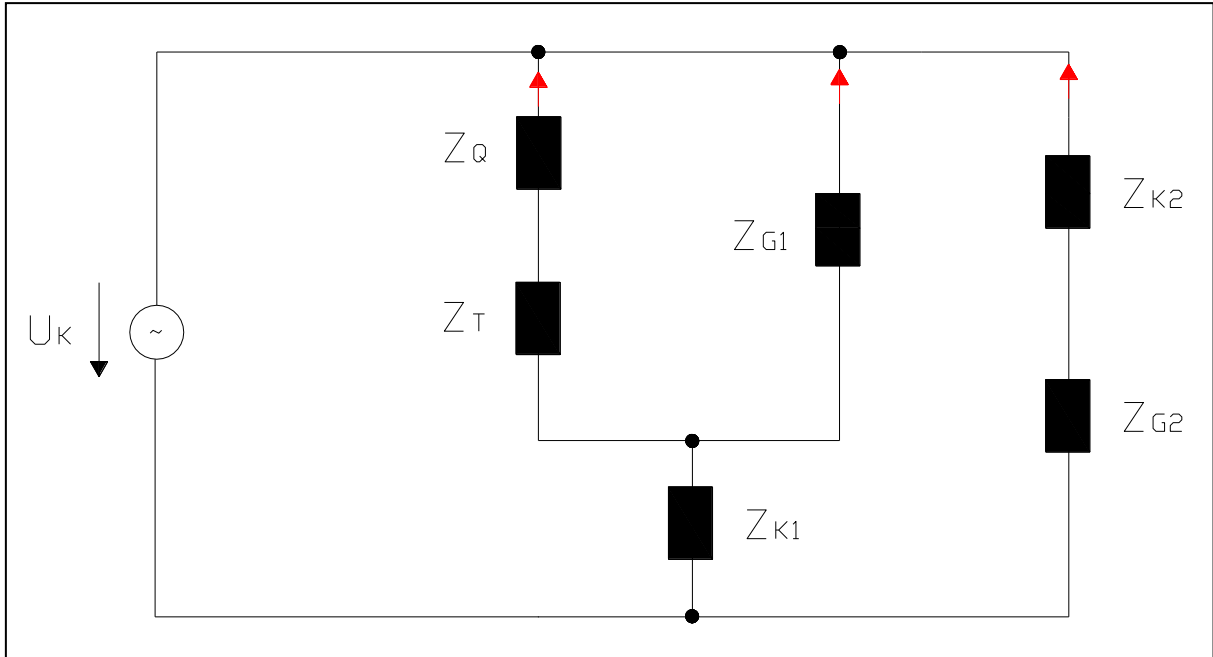


Abbildung 48: Ersatzschaltbild beim KS - PSKW K1 "NEU", Fehlerfall F3 (Fall B)

Für den Fall A wurden die einzelnen Impedanzen ermittelt:

<p><u>Netz Q:</u></p> $\underline{Z}_Q = R_Q + j \cdot X_Q = j \cdot 0,0184 \Omega$	<p><u>Transformator:</u></p> $\underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T = (0,0058 + j \cdot 0,2505) \Omega$
<p><u>Generator 1:</u></p> $\underline{Z}_{G1} = R_{G1} + j \cdot X_{G1} = j \cdot 0,2486 \Omega$	<p><u>Generator 2:</u></p> $\underline{Z}_{G2} = R_{G1} + j \cdot X_{G1} = j \cdot 0,3583 \Omega$
<p><u>Kabel 1:</u></p> $\underline{Z}_{K1} = R_{K1} + j \cdot X_{K1} = (0,0039 + j \cdot 0,0007) \Omega$	<p><u>Kabel 2:</u></p> $\underline{Z}_{K2} = R_{K2} + j \cdot X_{K2} = (0,002 + j \cdot 0,0031) \Omega$

Gesamtimpedanz:

$$\underline{Z}_{Ges} = \left\{ \left[\left(\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T \right) \parallel \underline{Z}_{G1} \right] + \underline{Z}_{K1} \right\} \parallel \left(\underline{Z}_{K2} + \underline{Z}_{G2} \right)$$

$$\underline{Z}_{Ges} = 0,0030 + j \cdot 0,0956 = 0,0956 \angle 88,2^\circ$$

Kurzschlussstrom:

$$I''_{KS} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{Ges}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 0,0956} = 63,409 \text{ kA}$$

Kurzschlussleistung:

$$S''_{KS} = \frac{U^2}{Z_{Ges}} = \frac{10500^2}{0,0956} = 1,153 \text{ GVA}$$

In der Abbildung 49 ist das Ersatzschaltbild mit den errechneten Werten für den 3-poligen Kurzschluss F3 (Fall B), dargestellt.

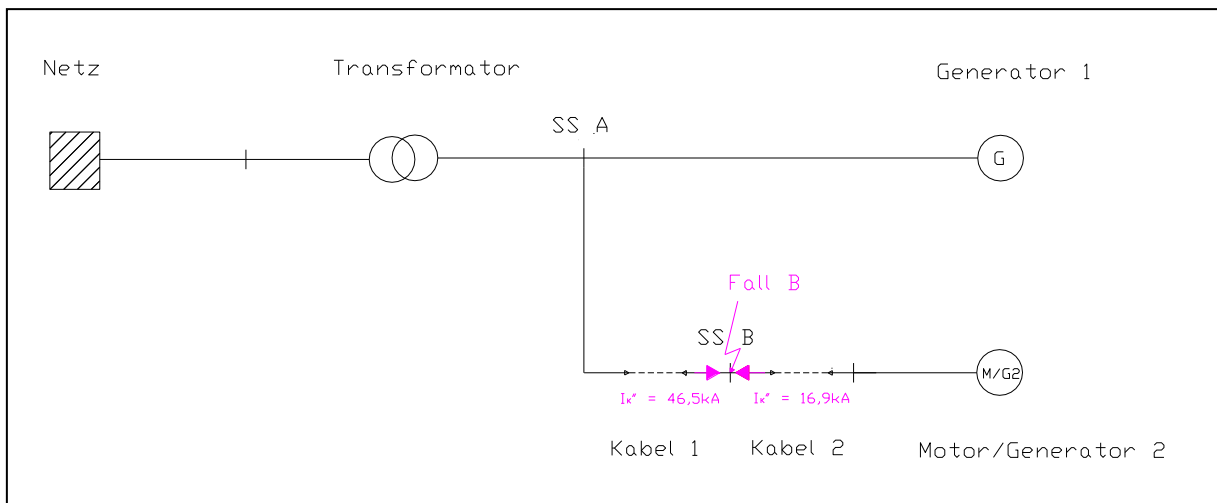


Abbildung 49: Schaltung beim KS - PSKW K1 "NEU" mit Kurzschlussströme, Fehlerfall F3 (Fall B)

Der kleine Unterschied der Werte zwischen Fall A und Fall B ist darauf zurückzuführen, dass die Kabelverbindung zwischen SS A und SS B sehr kurz ist und die Dämpfung daher sehr gering ist.

Zusammenfassung der Ergebnisse:

Um die Ergebnisse besser vergleichen zu können, werden diese kurz zusammengefasst.

Tabelle 14: Zusammenfassung der KS - Ergebnisse

	„BESTAND“	„NEU“ Fall A	„NEU“ Fall B
Kurzschlussstrom I''_{KS} in kA	46,74	63,67	63,41
Kurzschlussleistung S''_{KS} in GVA	0,85	1,16	1,15

5.3.3 Ständererdschlussschutz (Statorerdschlussschutz)

Der Ständer des Generators wird hauptsächlich elektrisch, durch Kurzschlüsse thermisch und mechanisch beansprucht. Ein Schutzsystem hat die Aufgabe, die mit dem fehlerbehafteten Zustand verbundenen Schadensauswirkungen zu begrenzen bzw. dafür zu sorgen, dass ein potentieller Gefährdungszustand nicht zum Schaden führt. Die Art und die Anzahl an Schutzeinrichtungen (einfach oder doppelt) sind von der Nennleistung, der konstruktiven Ausführung, der Betriebsweise des Generators sowie dessen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit abhängig.

Im folgenden Abschnitt wird der Ständererdschlussschutz oder auch Statorerdschlussschutz genannt näher beschrieben. Die Theorie zum Ständererdschlussschutz ist dem Buch „Schutztechnik in Elektroenergiesystemen“ von H. Clemens und K. Rothe entnommen.

Fehlerauswirkungen und Schutzstrategie

Die häufigsten im Generator auftretenden Fehler sind Erdschlüsse. Diese Erdfehler treten insbesondere bei Generatoren größerer Leistung ($P_{\text{NENN}} \geq 200 \text{ MW}$) auf, hauptverantwortlich ist dafür meistens eine mechanische Beschädigung der Isolation zwischen den Leitern und den Eisenteilen.

Der bei einem Erdschluss fließende Fehlerstrom ist verglichen mit dem 3-poligen Kurzschlussstrom gering, kann jedoch Lichtbogen-Erdschlüsse, Wicklungsschlüsse usw. verursachen. Aus diesen Gründen muss ein Erdschluss im Ständer sehr rasch erfasst und abgeschaltet werden.

Die Auswirkungen eines Ständererdschlusses auf die Spannungsverhältnisse in Abhängigkeit von der vom Sternpunkt N des Generators aus gezählt relativen Fehlerentfernung α , wird in folgender Abbildung 50 ($\alpha=0$: Erdschluss am Sternpunkt; $\alpha=1$: Erdschluss an der Klemme) dargestellt. Die Größe des Erdschlussstroms hängt sowohl vom Fehlerort als auch von der Art der Sternpunktbehandlung des Generators ab.

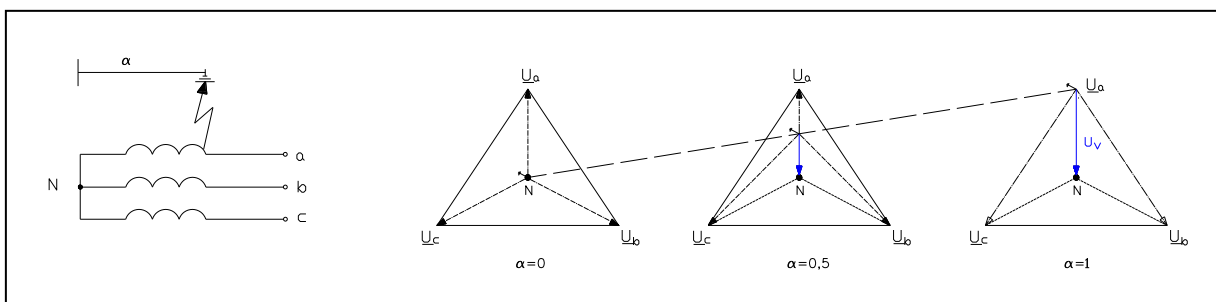


Abbildung 50: Spannungsverhältnisse beim Ständererdschluss des Generators [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert]

Schutzlösungen

Der Sternpunkt eines Generators ist im Normalfall spannungslos, damit kann ein Fehler in der Nähe des Sternpunktes nur dann erfasst werden, wenn eine Spannungsdifferenz zwischen den Leitern und dem Erdpotential existiert.

Für die Erfassung der Erdschlüsse stehen die Verlagerungsspannung U_V , bekannt als Sternpunkt (N)-Erde(E)-Verlagerungsspannung U_{NE} und der Erdschlussstrom I_E zur Verfügung.

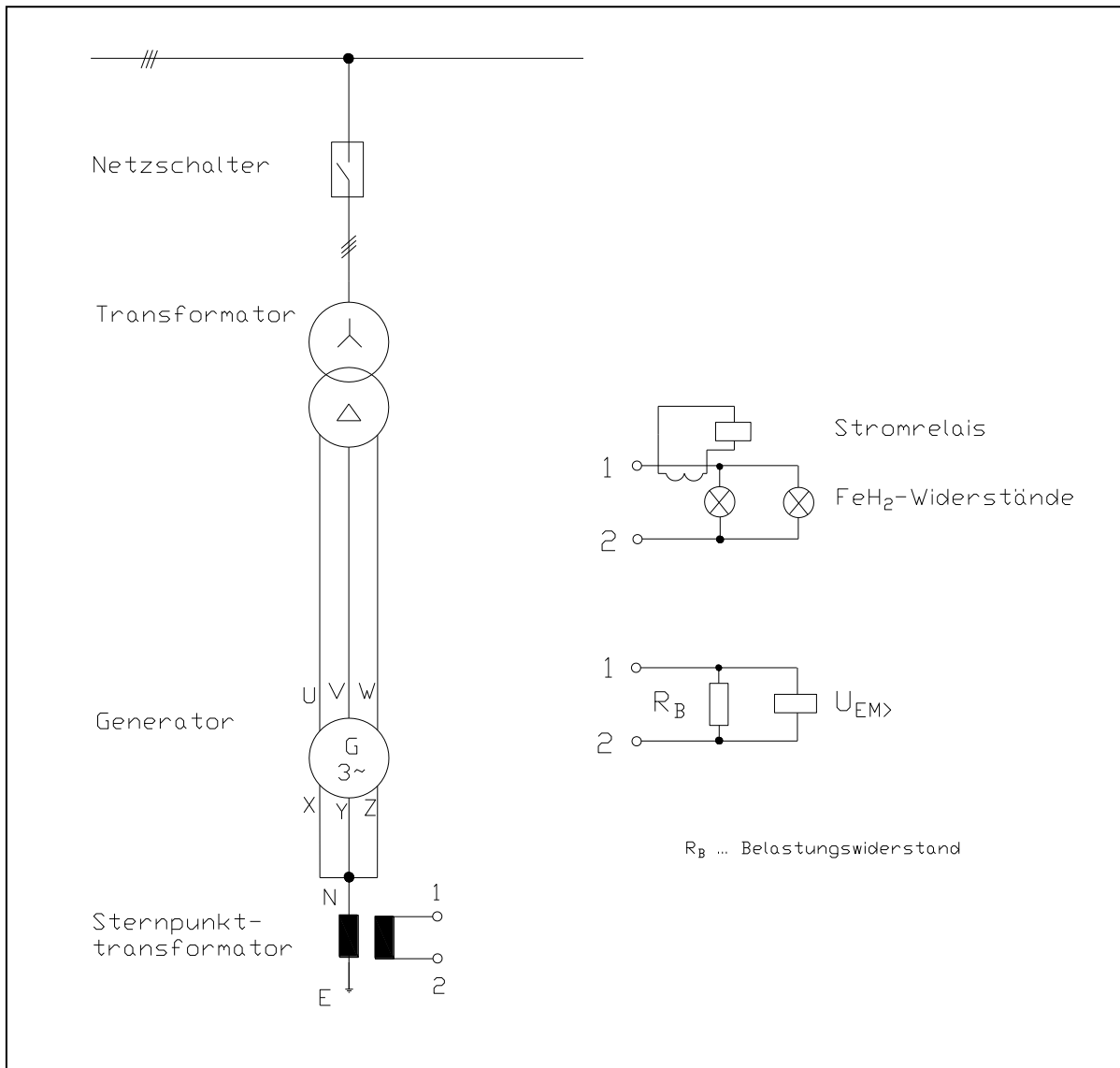


Abbildung 51: Ständererdschlusschutz [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert]

Die sekundäre Beschaltung des Sternpunkttransformators erfolgt entweder zur unmittelbaren Messung der transformierten Sternpunkt-Erde-Verlagerungsspannung mit Hilfe eines Überspannungsrelais oder des von ihr verursachten Stromes, durch spannungsabhängige Eisenwasserstoff-Widerstände mittels Überstromrelais.

Die Idee stromabhängige Widerstände zur Erhöhung der Empfindlichkeit des Erdschlussschutzes bei Fehlern in Nähe des Generatorsternpunktes zu verwenden stammt von W. Bütow (AEG) aus dem Jahr 1926.

Dabei ist die Sekundärwicklung der drei Einphasentransformatoren in einer offenen Dreieckswicklung, mit einem (linearen oder nichtlinearen) Widerstand, in Serie geschaltet. Die Sekundärwicklung ist mit einer Anzapfung bei 60 %, 75 % und bei 100 % ausgestattet. Diese Asymmetrie der Primärseite hat zur Folge, dass sich damit der Generatorsternpunkt in Richtung Nullpotential verschiebt. Durch diesen Umstand können Erdschlüsse in der Ständerwicklung überall erkannt werden.

Mit Hilfe des Widerstands, dessen Kennlinie in der unteren Abbildung 52 dargestellt ist, kann die Anpassung der durch den Erdschluss hervorgerufene Spannung bzw. Stromes an den Klemmen des Überstromrelais erreicht werden. Die Anpassung erfolgt bei der Projektierung des Ständererdschlussschutzes durch eine Berechnung.

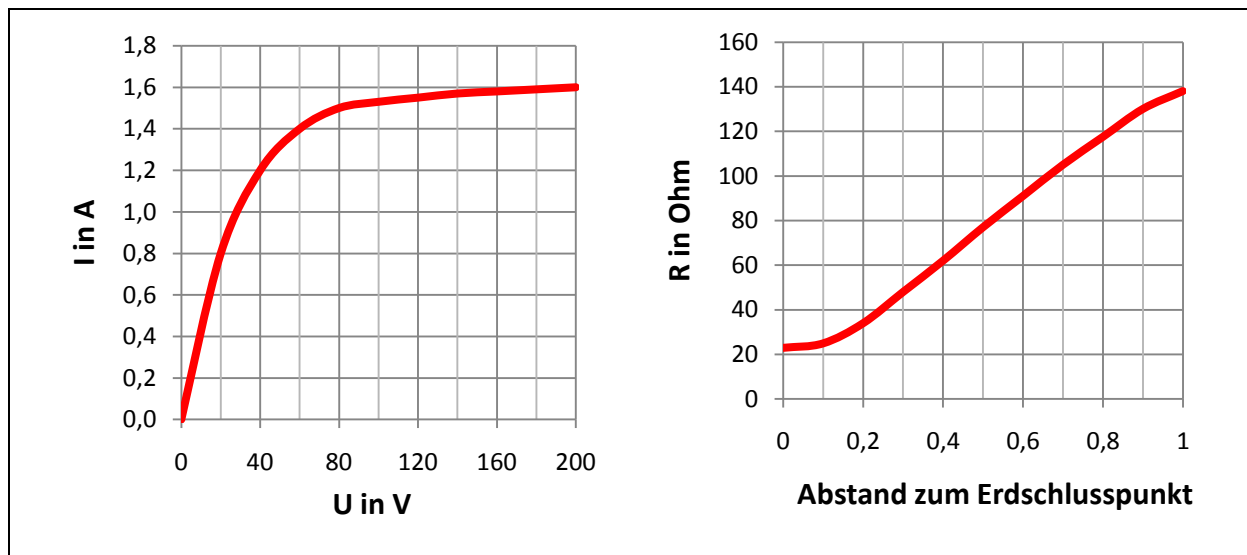


Abbildung 52: Kennlinie eines Eisenwasserwiderstands

Durch die Kapazität C_T zwischen Oberspannungs- und Unterspannungswicklung des Transformators fließt bei einem Erdschluss im Netz ein Erdschlussstrom über den Transformatorsternpunkt. Dieser Strom verursacht eine Sternpunkt-Erde-Verlagerungsspannung U_{NE} , die zum Ansprechen der Ständererdschlussschutzeinrichtung führen kann. Bei der Berechnung des Ansprechwertes der Schutzeinrichtung wird zuerst der über den Sternpunkttransformator fließende Erdschlussstrom I_E unter Vernachlässigung aller Reaktanzen berechnet.

$$I_e = \frac{U_{Nn}}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_T;$$

Gleichung XVI

Durch entsprechende Bemessung der Schaltung ist ein von den Generatorklemmen aus gerechneter Schutzbereich von 90...95-% erzielbar. Für Generatoren großer Leistungen ist diese Schutzschaltung **nicht ausreichend**. Für diese Generatoren wird ein **100%-Ständererdschlussschutz** gefordert.

Durch die internationale Schutzpraxis haben sich für den 100%-Ständererdschlussschutz vier verschiedene Lösungen durchgesetzt (Variante 1 - 4). Es wird entweder zwischen dem Generatorsternpunkt N und der Erde E eine Zusatzspannung angelegt, oder die 3. Oberschwingung der Generatorstrangspannung ausgenutzt. Damit führt jeder Ständererdschluss im Sternpunkt und dessen Nähe zu einem Überschreiten des Ansprechwertes der Schutzeinrichtung wodurch der Schutzbereich erweitert werden kann.

Variante 1: 50-Hz-Wechselspannung als Zusatzspannung

Bei dieser Variante wird das Sternpunktpotential mit Hilfe einer der drei Strangspannungen gegenüber dem Erdpotential angehoben.

Dem Vorteil einer schaltungstechnisch relativ einfachen Lösung bei Verwendung einer betriebsfrequenten Zusatzspannung steht ein großer Nachteil gegenüber. Die Zusatzspannung muss 10...15 % der Leiterspannung betragen, um die Schaltung gegen Netzerdschlüsse zu stabilisieren. Dadurch entsteht eine nicht zu vernachlässigende Erhöhung der Spannungsbeanspruchung in jedem Strang der Ständerwicklungsisolierung [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen – H. Clemens, K. Rothe].

Variante 2: Gleichspannung als Zusatzspannung

Dem Sternpunkt N wird gegenüber Erde E eine Gleichspannung überlagert, die im ständererschlussfreien Betrieb keinen Strom zur Folge hat.

Ein Ständererdschluss im Sternpunkt bewirkt einen Gleichstrom im Hauptstromkreis, der zu einer Stromaufnahme eines Übertragers führt, der wiederum ein Spannungsrelais zum Ansprechen bringt.

Zur Realisierung der Funktionsweise reicht eine Zusatzspannung, zwischen Sternpunkt und Erde, von 500 ... 600 V aus [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen – H. Clemens, K. Rothe].

Variante 3: 20-Hz-(betriebsfrequenzfremde) Wechselspannung als Zusatzspannung

Eine weitere Möglichkeit wird in der unteren Abbildung 53 dargestellt. Eine 20-Hz-Wechselspannung wird dem Generator über einen Spannungswandlerersatz zwischen Sternpunkt und Erde überlagert. Der im ständererdschlussfreien Betrieb fließende, auf der Auslösesseite A wirksam werdende Strom I_{E20} mit der Frequenz von 20 Hz wird durch den als Haltekomponente H wirkenden Strom I_{Komp} kompensiert.

Bei einem Ständererdschluss im Sternpunkt vergrößert sich auch der 20-Hz-Erdschlussstrom im Hauptstromkreis, damit auch I_{E20} der Schutzschaltung wodurch das Messglied anspricht.

Der Vorteil dieser Schaltung gegenüber der 1. Variante besteht darin, dass durch die Verwendung einer betriebsfrequenzfremden Zusatzspannung Einflüsse von Netzerdschlüssen auf die Schutzeinrichtung eliminiert werden. Dadurch wird einerseits eine höhere Empfindlichkeit gewährleistet und andererseits ist der Einsatz bei Maschinen mit großen Erdkapazitäten (große Wasserkraftgeneratoren) möglich. Die Höhe der Zusatzspannung beträgt 1...3 % der Leiterspannung des Generators als Sternpunkt-Erde-Zusatzspannung. Somit wird die Spannungsbeanspruchung der Ständerwicklungsisolierung nur in vernachlässigbar geringem Maß erhöht [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen – H. Clemens, K. Rothe].

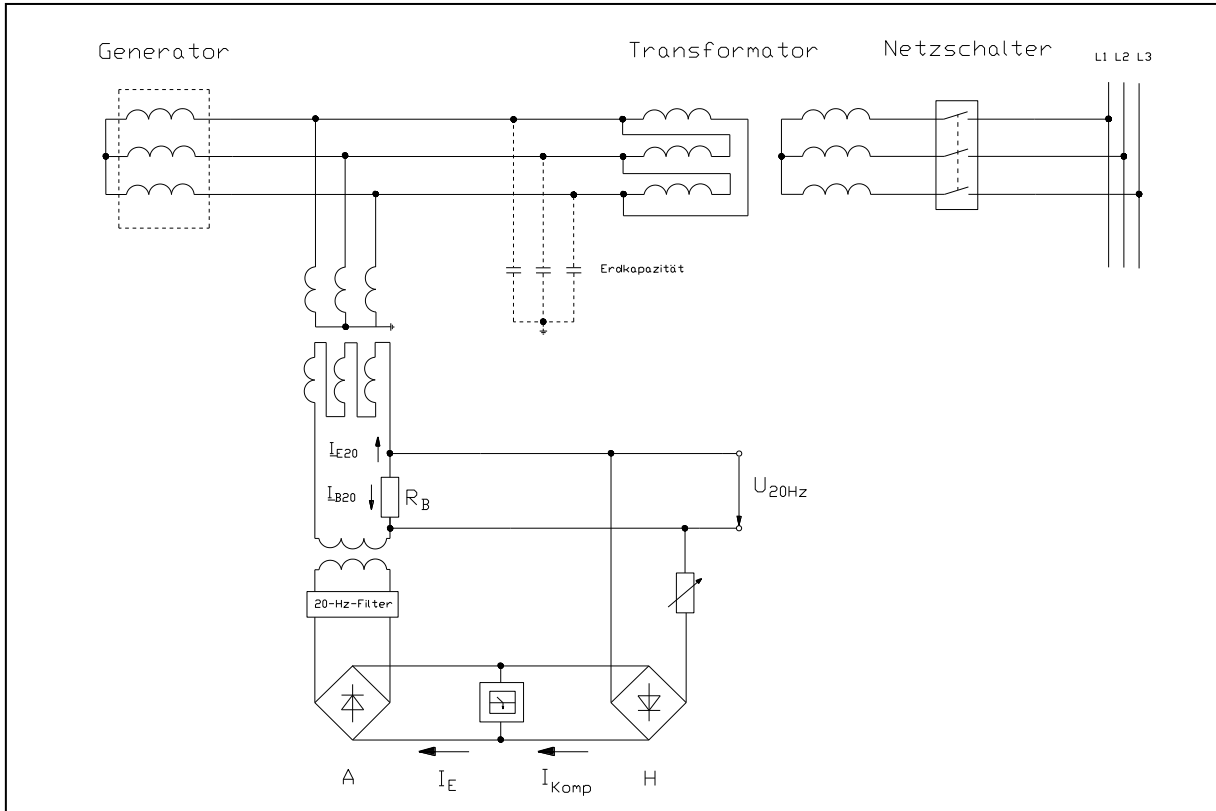


Abbildung 53: 100%-Ständererdschlussschutz mit einer 20-Hz-Zusatzspannung [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert]

Variante 4: Messung der 3. Oberschwingung

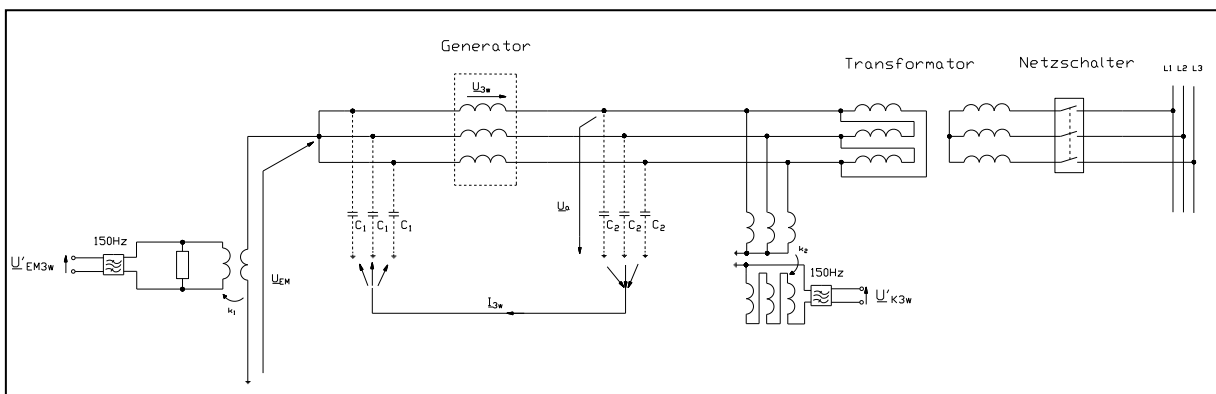


Abbildung 54: Ständererdschlussschutz unter Ausnutzung der 3. Oberschwingung [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert]

Im erdschlussfreien Betriebsfall zeigt sich der in der Leiterspannung der Generator-Ständerwicklung vorhandene Anteil der 3.Oberschwingung sowohl am Messort zwischen Sternpunkt und Erde nach Filterung als $\underline{U}'_{EM3\omega}$ als auch an den Generatorklemmen nach Filterung als $\underline{U}'_{K3\omega}$. Unter Berücksichtigung der Leiter-Erde-Kapazitäten (C_1, C_2) entsteht ein Strom der 3. Oberschwingung $\underline{I}_{3\omega}$. Es besteht ein Zusammenhang zwischen der generatorinternen Spannung der 3. Oberschwingung $\underline{U}_{3\omega}$ und den Spannungen an den beiden Messorten $\underline{U}'_{K3\omega}$ (3. Oberschwingung in der primärseitigen dreifachen Nullspannung ($\underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c$) am Messort der Generatorklemme) und $\underline{U}'_{EM3\omega}$ (3. Oberschwingung in der primärseitigen Sternpunkt-Erde-Verlagerungsspannung \underline{U}_{NE}).

Im erdschlussfreien Betriebsfall entsteht ein Teilnetz, welches vom übrigen Netz galvanisch getrennt ist, gebildet durch Generator-Ständerwicklung, Transformator und eine Balance der Spannung an den beiden Messorten. Tritt ein Erdschluss in Sternpunktnähe auf (in einem definierten Bereich) wird das Ziel 100-%-Schutz erfüllt. Theoretisch gilt diese Aussage unabhängig vom absoluten Wert der generatorinternen Spannung der 3. Oberschwingung $U_{3\omega}$, praktisch setzt jedoch ihr Absolutbetrag eine Grenzen, da das Relais zur Überwachung der beiden Spannungen einen unteren Ansprechwert besitzt [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen – H. Clemens, K. Rothe].

Elektronischer, stabilisierter Ständererdschlusschutz der alten Anlage (Generator 1)

Von der Messwicklung des Ständererdschlusschutz-Transformators (BÜTOW) wird ein zusätzlicher frequenzabhängiger Spannungseinfluss berücksichtigt, dieser trägt zum stabilisierten Ständererdschlusschutz bei.

Das Messsystem verfügt über eine reine Spannungserfassung der Dreiecks-Wicklung. Weiteres ist eine Spannungserfassung der Stern-Wicklung vorgesehen, die über einen Kondensator an das Messsystem angekoppelt ist und gegenüber dem Spannungseingang der Dreiecks-Wicklung subtrahierend wirkt. Sein Einfluss ist dem Produkt aus Frequenz mal Spannung proportional und ist mit einem Potentiometer einstellbar. Dieses Potentiometer dient zur Einstellung des Stabilisierungsfaktors K . Der Gesamtansprechwert bei Nennspannung und Nennfrequenz ist daher die Summe der beiden Potentiometereinstellungen $U_A = U_E (1+K)$ [Dokumentation KW K1 – Fa. Elin].

In der Abbildung 55 ist die Ersatzschaltung des stabilisierten Ständererdschlusschutzes dargestellt.

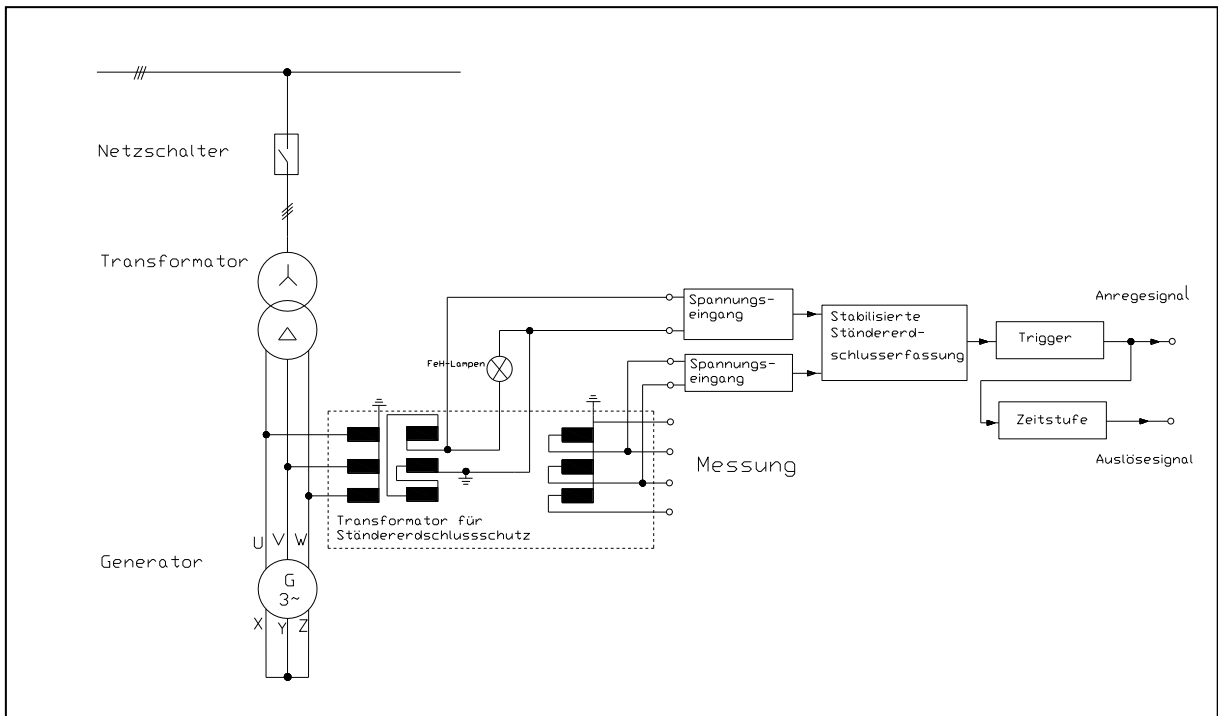


Abbildung 55: Stabilisierter Ständererd-schlussschutz [Dokumentation KW K1 – Fa. Elin]

Ständererd-schlussschutz der neuen Anlage (Motor/Generator 2)

Der Motor/Generator 2 der untersuchten Anlage wird durch zwei redundante Schutzsysteme geschützt, das Prinzipschaltbild ist in der unteren Abbildung dargestellt. Die Schutzsysteme sind sehr ähnlich aufgebaut. Beim Schutzsystem auf der linken Seite der Abbildung wird der Ständererd-schlussschutz unter Auswertung der 3. Oberschwingung realisiert. Beim zweiten Schutzsystem erfolgt die Realisierung des Ständererd-schlussschutzes durch eine 20-Hz-Zusatzspannung.

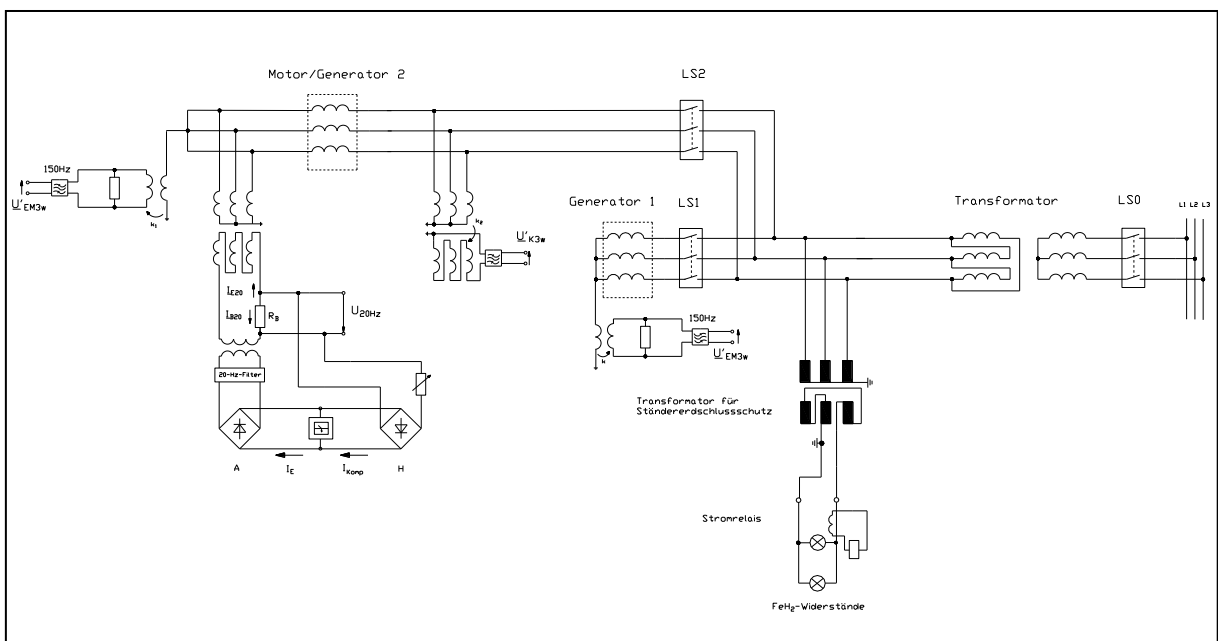


Abbildung 56: Ständererd-schlussschutz des PSKW

ANMERKUNG: Beim hydraulischen Kurzschluss und beim Back-to-Back-Verfahren muss die 20-Hz-Einspeisung weggeschaltet werden, da sich der BÜTOW-Transformator und die 20-Hz-Einspeisung gegenseitig negativ beeinflussen. Somit ist der Schutz bei Statorerdschlüssen in den zwei Fällen durch den BÜTOW-Transformator und der Auswertung die 3. Oberschwingung gewährleistet.

Beim hydraulischen Kurzschluss und beim Back-to-Back-Verfahren würde sich folgende Schutzschaltung für den Ständererdschluss ergeben.

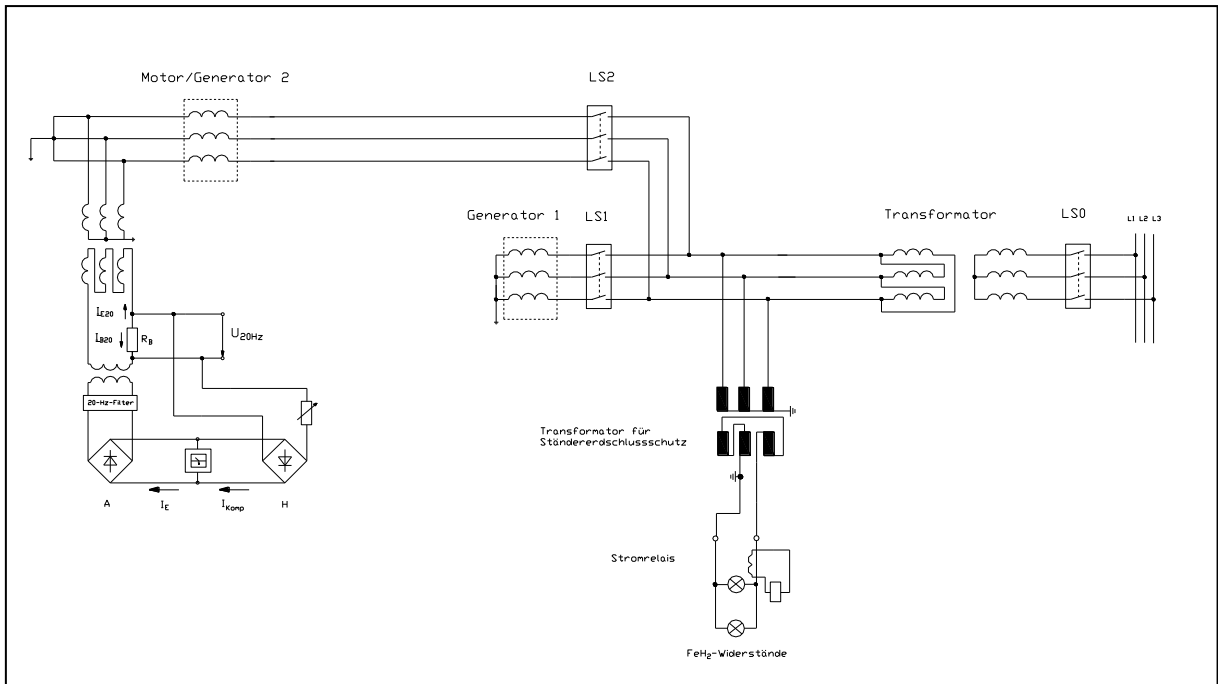


Abbildung 57: Ständererdschlussschutz mit BÜTOW-Transformator und 20-Hz-Zusatzspannung

Aus energietechnischer Sicht ist der BÜTOW-Transformator (63 kVA) leistungsmäßig um ein Vielfaches stärker als die 20-Hz-Einspeisung.

Durch die energietechnisch schwache 20-Hz-Zusatzspannung ist nicht gewährleistet, dass alle Ständererdschlüsse in den beiden Generatoren detektiert werden und als Erdschlüsse erkannt werden.

Aus diesem Grund wird, wie anfangs erwähnt, beim hydraulischen Kurzschluss und beim Back-to-Back-Verfahren die 20-Hz-Zusatzspannung entkoppelt, wodurch die Maschinensätze einerseits durch den BÜTOW-Transformator und andererseits durch die Ausnutzung der 3. Oberschwingung geschützt sind.

5.3.4 Transiente Überspannungen

Zu Beginn dieses Kapitels werden Begriffsdefinitionen gemäß VDE 0110 -1 EN 60664-1 angeführt.

Transiente Überspannungen sind kurzzeitige Überspannung mit einer Dauer von einigen Millisekunden.

Bei **Schaltüberspannungen** handelt es sich um transiente Überspannungen an einem beliebigen Punkt des Systems, bewirkt durch einen bestimmten Schaltvorgang oder einen Fehler.

Blitzüberspannungen sind definiert als transiente Überspannung an einem beliebigen Punkt des Systems, bewirkt durch eine bestimmte Blitzentladung.

Überspannungen führen entweder zu einem Störfall oder zu einem Fehlerfall. Es kann hier grundsätzlich unterschieden werden:

- Symmetrischen Überspannungen (zwischen zwei Leitern) und
- Unsymmetrischen Überspannungen (zwischen einem Leiter und der Erde).

Die angeführten Kenngrößen und die Ursachen von Überspannungen sind aus dem Lehrbehelf zur Vorlesung „Transiente Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel“ von Prof. Pack, Technische Universität Graz, entnommen.

Kenngrößen von transienten Überspannungen sind:

- a) Scheitelwert (Überspannungsfaktor)
- b) Frequenzbereich
- c) Anstiegszeit
- d) Kurvenform
- e) Beanspruchungsdauer

Zu a) und b)

Tabelle 15: Scheitelwerte und Frequenzbereich transienter Überspannungen [Transiente Überspannungen - Pack, geändert]

Überspannungskategorie	Spannungsart	Scheitelwerte	Frequenzbereich
Langsam ansteigende Überspannung	Schaltspannungen in Freiluft- oder Innenraumanlagen	1,0 p.u. bis 2,5 p.u.	bis 20 kHz
Schnell ansteigende Überspannung	Atmosphärische Überspannungen	1,0 p.u. bis 5,0 p.u.	20 kHz bis 5MHz
Sehr schnell ansteigende Überspannung	Schaltspannungen in gasisolierten Schaltanlagen	0,5 p.u. bis 2,0 p.u.	100 kHz bis 300 MHz

Zu c)

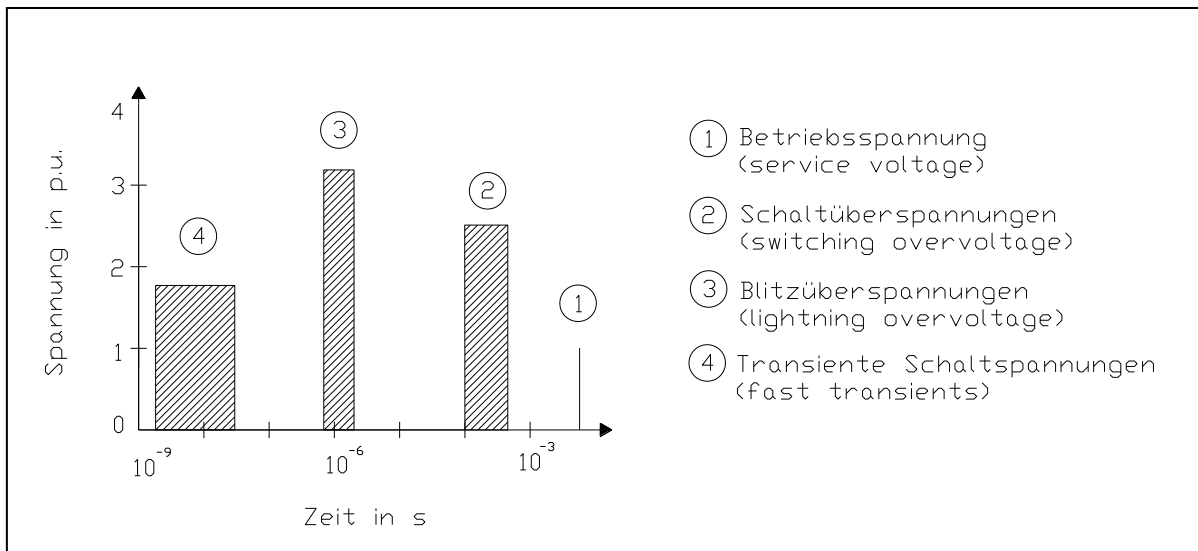


Abbildung 58: Anstiegszeiten von Überspannungen

Zu e)

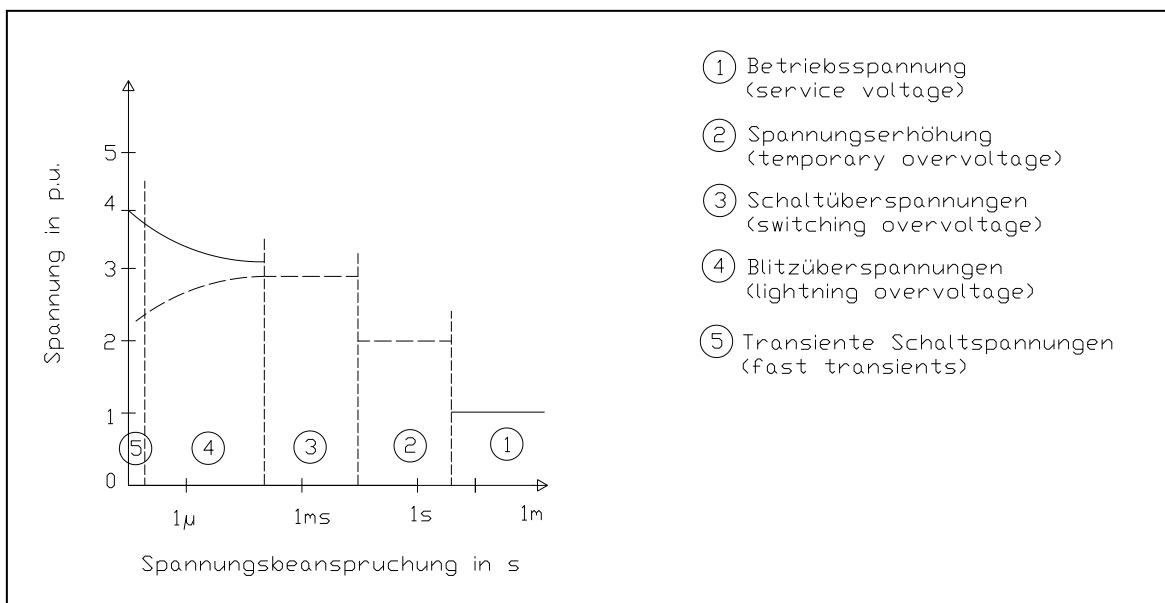


Abbildung 59: Spannungsbeanspruchung, CBEMA-Kurve

In der folgenden Tabelle 16 sind mögliche Ursachen von transienten Überspannungen angeführt.

Tabelle 16: Ursachen transienter Überspannungen [Transiente Überspannungen - Pack, geändert]

Ursache	Frequenzspektrum
Lastabschaltung	bis 3 kHz
Eintritt eines Fehlers, Einschalten und Wiederzuschalten von Leitungen	bis 20 kHz
Abschalten eines Fehlers	bis 3 kHz

Einschwingen bei Stationskurzschlüssen	bis 20 kHz
Einschwingen bei Abstandkurzschlüssen	bis 100 kHz
Mehrfaches Wiederzünden in Leistungsschaltern	10 kHz bis 1 MHz
Fehler in Schaltanlagen	10 kHz bis 3 MHz
Atmosphärische Überspannungen	10 kHz bis 1 MHz
Atmosphärische Überspannungen mit nachfolgendem Spannungszusammenbruch	10 kHz bis 5 MHz
Schaltspannungen mit Vakuumschaltern	10 kHz bis 10 MHz
Schalthandlungen oder Fehler in gasisolierten Schaltanlagen	100 kHz bis 300 MHz

Transientenrelevante Anlagenkomponenten sind sowohl **Schaltgeräte** (Leistungsschalter, Trennschalter etc.), **Leitungen** (Freileitungen, Kabel, Sammelschienen) als auch **Transformatoren, Wandler** und **Überspannungsableiter**.

Die oben genannten Anlagenkomponenten sind die wesentlichen Bestandteile eines Wasserkraftwerkes. Aus diesem Grund müssen transiente Überspannungen berücksichtigt werden. Das Hauptaugenmerk soll dabei auf den I_s -Begrenzer gelegt werden.

Da es sich im gegenständlichen Fall um sehr kurze Verbindungen (Kabelverbindungen von 30 bis 70 m) handelt, können die Leitungen als transientenrelevante Anlagenkomponenten vernachlässigt werden.

Die Funktionsweise des I_S -Begrenzers ist in dem vorigen Kapitel 2.4 beschrieben. Es bleibt die Frage offen, welche Überspannungen durch die plötzliche Unterbrechung der Strombahn auftreten.

Nach der plötzlichen Trennung des Hauptstrompfades fließt der Strom über die Sicherung, die den Fehlerstrom ausschaltet. Der genaue Stromverlauf ist in der unteren Abbildung 60 dargestellt.

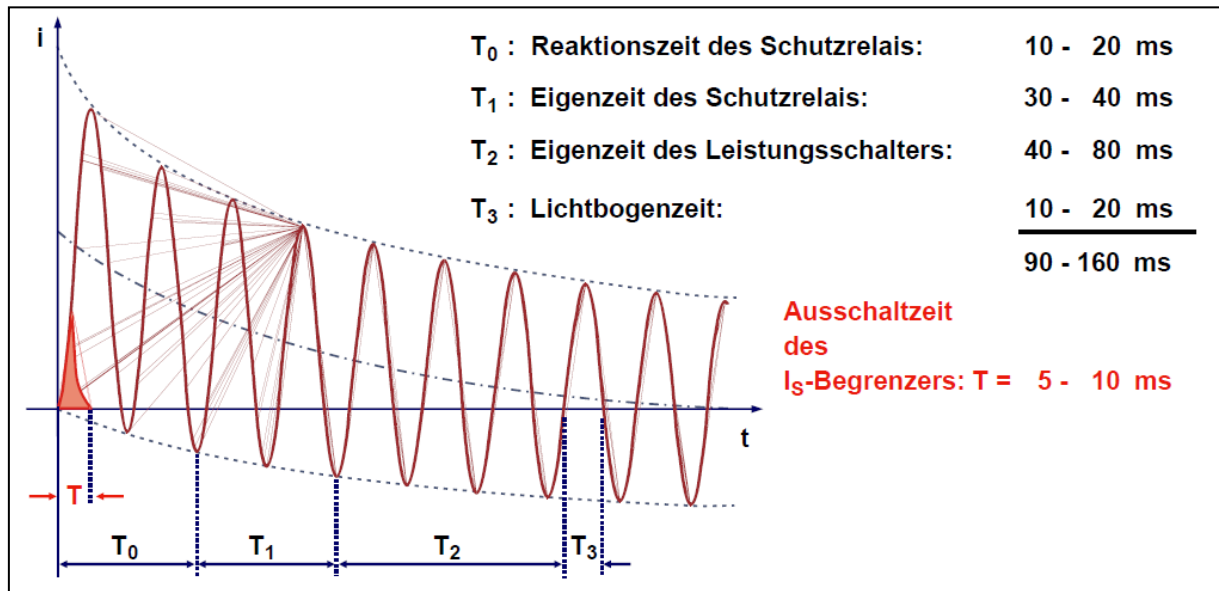


Abbildung 60: Vergleich I_S -Begrenzer – Leistungsschalter [ABB - Betriebsanleitung SFC]

Die dabei auftretenden Überspannungen müssen unter den Werten der Norm IEC 828-1/VDE 0670 liegen.

Aufgrund der in Kapitel 2 beschriebenen Funktionsweise des I_S -Begrenzers ist gewährleistet, dass durch eine Auslösung des Begrenzers **keine zusätzlichen transiente Überspannungen** auftreten können.

Falls es dennoch zu Überspannungen kommt (durch Blitzeinschläge, Lastabschaltung, Einschwingvorgänge etc.), sind die Anlagenteile des Wasserkraftwerkes mit Überspannungsableitern geschützt.

5.3.5 Alternativen und wirtschaftliche Aspekte

Bei einer genauen Betrachtung des einpoligen Ersatzschaltbildes des PSKW K1, kann man einige Alternativen zu bestehenden Anlagenteilen erwähnen. Hier werden einige Optionen genannt, näher betrachtet und der ökonomische Aufwand berücksichtigt.

Bei der 1. Variante erfolgt die Phasenumschaltung für Motor-, Generatorbetrieb mit zwei Leistungsschaltern (LS „Motor“ und LS „Generator“), die Synchronisierung erfolgt mit dem entsperren Leistungsschalter. Wenn nur Leistungsschalter in Verwendung sind, wird die Realisierung kostengünstiger und ein zusätzlicher Vorteil ist der geringe Platzbedarf der Leistungsschalter.

Bei der 2. Variante erfolgt die Phasenumschaltung für Motor-, Generatorbetrieb mit einem Phasenumkehrtrenner. Die Synchronisierung erfolgt sowohl im Motor-, als auch im Generatorbetrieb mit dem gleichen Leistungsschalter. Der Platzbedarf ist verglichen mit der ersten Variante viel größer und der ökonomische Aspekt spricht hier eindeutig für die Verwendung von Leistungsschaltern. In der unteren Abbildung 61 sind beide Varianten dargestellt.

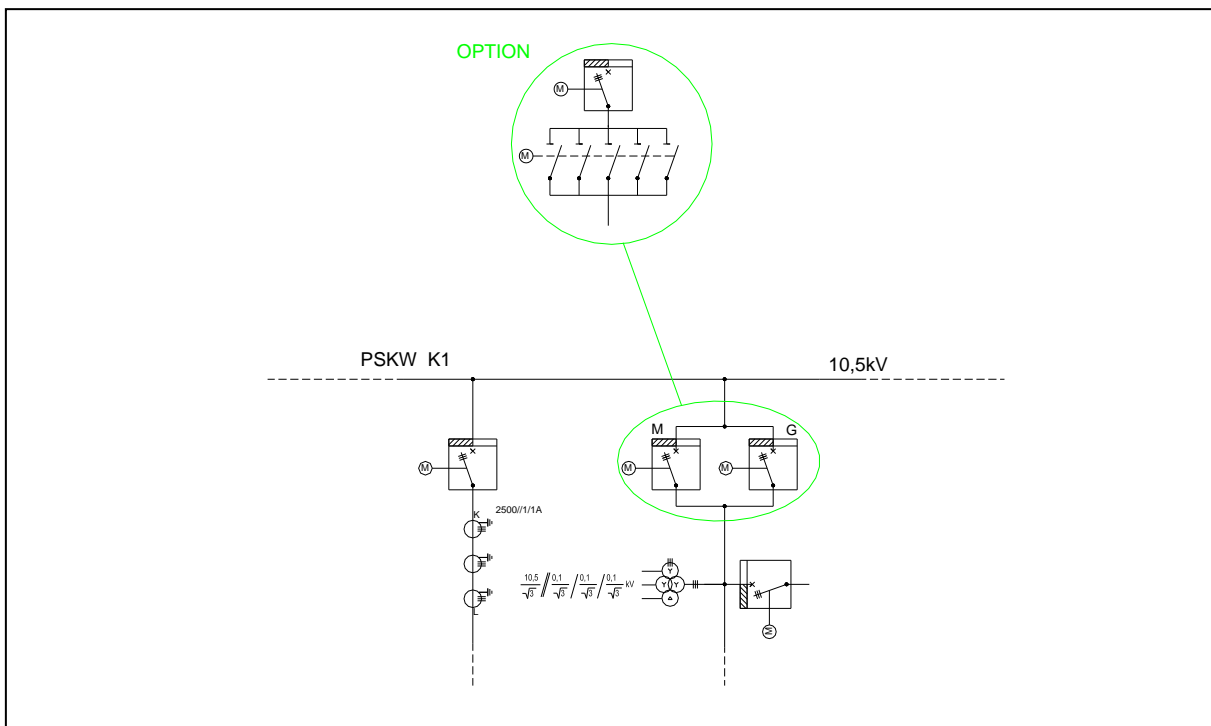


Abbildung 61: Leistungsschalter Option

Der Abgang (Erreger) ist mit der 10,5-kV-Ebene verbunden. Der Schalter (Sicherungslasttrennschalter) war Bestand der alten Anlage, musste jedoch aufgrund der mechanischen Alterung erneuert werden. Aus dieser Sicht können folgende Alternativen angeführt werden.

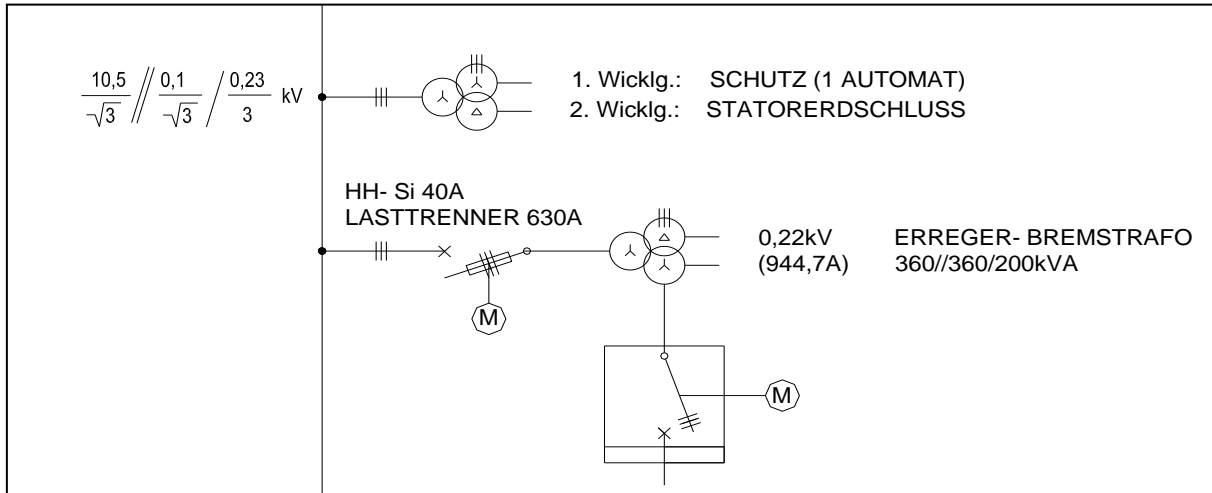


Abbildung 62: Sicherung-Lasttrennschalter

Bei den Überlegungen welchen Schalter man für den Abgang zur Erreger-Bremstransformator verwenden könnte, werden nun kurz zwei Möglichkeiten erläutert.

Variante 1: Man verwendet einen Sicherungs-Lasttrennschalter. Bei dieser Variante werden keine zusätzlichen Wandler benötigt, da die Sicherung bei einem Fehler auslöst und die sichere Abschaltung gewährleistet ist. Diese Alternative wurde umgesetzt, in der Abbildung 62 dargestellt.

Variante 2: Man verwendet anstelle des Sicherungs-Lasttrennschalters einen Leistungsschalter. Bei dieser Alternative werden jedoch zusätzliche Stromwandler benötigt. Zusätzlich zu den Wandlern erfordert diese Variante ein Schutzrelais, damit ein möglicher Fehler erkannt wird und dementsprechend durch den LS abgeschaltet wird. Diese Variante ist aus wirtschaftlicher Sicht mit höheren Kosten verbunden ist.

Die Anbindung des neu installierten Motor/Generators kann auf verschiedene Arten erfolgen, es werden nun drei Varianten vorgestellt.

Variante 1: Die erste Möglichkeit bietet eine Kabelverbindung. Die Kabelverbindung ist die günstigste der drei Varianten, fordert jedoch eine große Anzahl an Kabelmaterial pro Phase. Ein weiterer Nachteil sind die Biegeradien der Kabelverbindungen.

Variante 2: Man könnte auch ein vollisoliertes Stromschienensystem verwenden, dabei würde nur eine Schiene pro Phase benötigt. Dagegen sprechen jedoch die extremen Kosten in der Anschaffung von solchen Systemen.

Variante 3: Die Verwendung von blanken Stromschienensystemen würde auch nur eine Schiene pro Phase vorsehen und ist um ein vielfaches billiger in der Anschaffung als das vollisoliertes Stromschienensystem. Der Nachteil ist, dass zusätzliche Einrichtungen benötigt werden um den Personen- und Anlagenschutz gewährleisten zu können. Es müssen zusätzliche Sicherheitsgitter vorgesehen werden, Sicherheitsabstände eingehalten werden etc.

Im Normalfall erfolgt die Einspeisung der Erregung über die 10,5-kV-Schaltanlage in der Pumpstation.

Beim Ausfall des Erregertransformators, bei einem defekt des Leistungsschalters und im Back-to-Back Betrieb wird die Erregung über die 20-kV-Anlage und dem Not-Erregertransformator versorgt. In der Abbildung 63 ist eine vereinfachte Darstellung zu sehen.

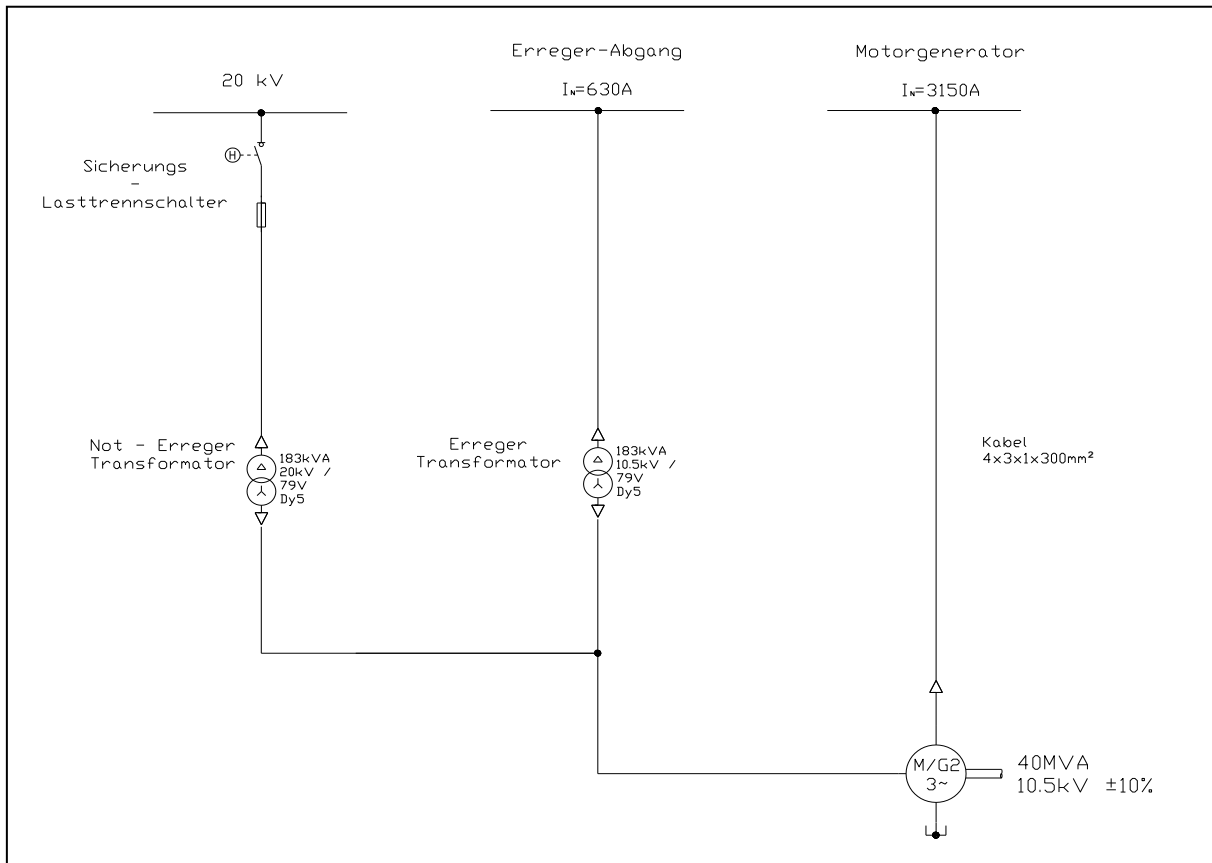


Abbildung 63: 20-kV-Einspeisung

Beim Hochfahren des Motor/Generators entstehen **Netzurückwirkungen**, diese werden durch die SFC-Anlage begrenzt. Die Grenzwerte aus den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (**TOR**, www.e-control.at/tor) sind entsprechend einzuhalten. Sind die Werte dennoch zu hoch, ist eine andere Schaltart des SFC's, z.B. statt einer 6,6-pulsigen Schaltung eine 6,12-pulsige oder 12,12-pulsige Beschaltung, zu wählen.

Die wohl größte Überlegung gab es jedoch bei der Wahl der Komponenten für die Erweiterung der bestehenden Generatorleistung. Zwischen dem Blocktransformator und dem Synchrongenerator der alten Anlage wurde die neue Pumpe installiert, nun werden die Varianten der möglichen Erweiterung näher betrachtet.

- Variante 1: Eine Drossel wird zwischen Kraftwerk und der Pumpstation verwendet um den Kurzschlussstrom zu begrenzen. Die Verwendung einer HS-Drossel hat einen wirtschaftlichen Vorteil. Ein großer Vorteil ist jedoch, dass die Kosten der Schaltanlagen, durch niedrigere Kurzschlussströme, um ein vielfaches reduziert werden. Die Funktionalität ist plausibel und sehr einfach verglichen mit den anderen Varianten. Ein Nachteil ist der große Platzbedarf, es werden drei Drosseln verwendet. Die Verluste die an den Drosseln entstehen, müssen auch berücksichtigt werden.
- Variante 2: Bei dieser Variante wird ein I_S -Begrenzer verwendet. Die Funktionalität des Strombegrenzers ist in Kapitel 2 genauer beschrieben. Zu den Vorteilen gehören einerseits die schnelle und sichere Abschaltung im Kurzschlussfall und andererseits der geringere Platzbedarf, der Begrenzer weist Abmessungen mit einer Breite von $B = 600$ mm, einer Höhe von $H = 1450$ mm und einer Tiefe von $T = 300$ mm auf. Ein großer Vorteil ist jedoch, dass die Kosten der Schaltanlagen, durch niedrigere Kurzschlussströme, um ein vielfaches reduziert werden. Zu den Nachteilen gehören die hohen Investitionskosten und die zusätzlichen Kosten die anfallen, wenn es im System zu einem Kurzschluss und daraufhin zu einer Auslösung des I_S -Begrenzers kommt. Nach einer Auslösung müssen alle drei Kapseln inkl. Sicherung Kapseln erneuert werden.
- Variante 3: Bei dieser Alternative wird eine Hochspannungsdrossel verwendet, jedoch nur vor dem Erreger-Abgang und dem SFC-Abgang. Bei dieser Variante müssten dadurch alle anderen Schaltzellen für einen Kurzschlussstrom von 63 kA ausgelegt werden (siehe Kapitel 5.3.2 Kurzschlussberechnung). Es gibt Schaltanlagen, die für einen Kurzschlussstrom von 63 kA ausgelegt sind, diese sind jedoch sehr kostenintensiv und haben einen enormen Platzbedarf.

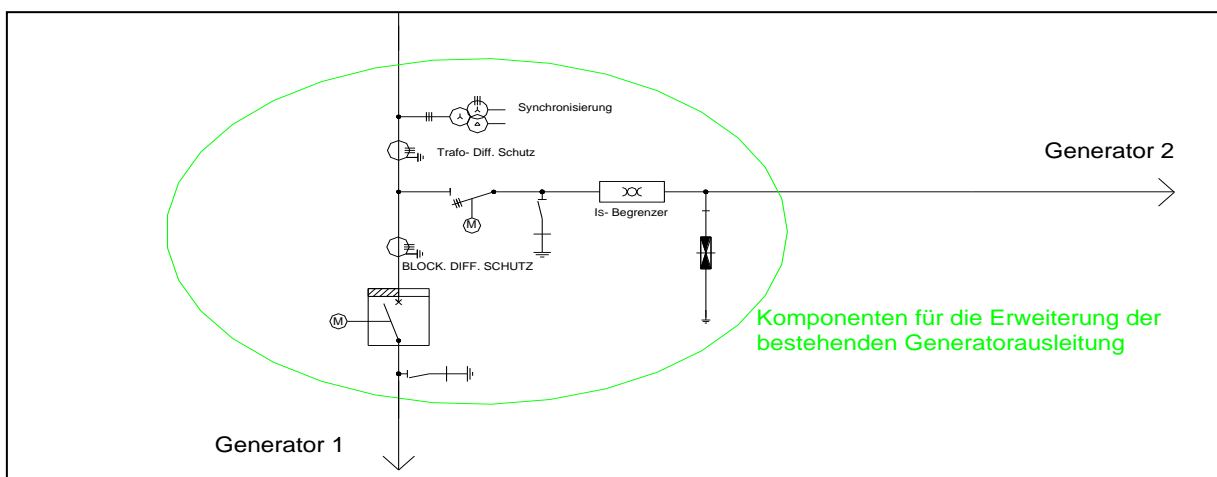


Abbildung 64: Eingebauter I_S - Begrenzer

In der Tabelle 17 werden die schaltungstechnischen Alternativen unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten zusammengefasst. Die tatsächlich verwendete Variante ist gekennzeichnet.

Tabelle 17: Alternativen und wirtschaftliche Aspekte

<u>Anwendung</u>	<u>Varianten</u>	<u>(Technische) Vorteile</u>	<u>(Technische) Nachteile</u>	<u>Wirtschaftlichkeit</u>	<u>Auswahl</u>
<i>Phasenumschaltung</i>	Zwei Leistungsschalter	- Geringer Platzbedarf - Nur LS werden verwendet	- Schalterstellung beim Anfahren nicht sichtbar	Kostengünstige Realisierung	X
	Ein LS mit Phasenumkehrrenner	- Schalterstellung beim Anfahren sichtbar	- Großer Platzbedarf	Teuer in der Anschaffung	
<i>Erneuerung des Erreger-Abgangs (KW K1)</i>	Sicherungs – Lasttrennschalter	- Benötigt keine zusätzliche Wandler und Schutzgeräte	- Bei Auslösung Tausch der Sicherung notwendig	Kostengünstige Variante	X
	Leistungsschalter	- Wiedereinschaltbereitschaft nach Auslösung sofort wieder gegeben	- Erfordert ein Schutzrelais für KW Abgang	Höhere Kosten in der Anschaffung	
<i>Energieausleitung M/G2 auf 10,5-kV-SA</i>	Kabelverbindung	- Keine blanken unter Spannung stehende Teile	- Mehrere Kabel pro Phase - Biegeradien	Kostengünstigste Variante	X
	Vollisoliertes Stromschienensystem	- Nur eine Schiene pro Phase - geringer Platzbedarf	- genaue Vorplanung notwendig - Unflexibel bei Montageabweichungen	Sehr hohe Kosten in der Anschaffung	
	Blankes Stromschienensystem	Nur eine Schiene pro Phase	Zusätzliche Sicherheitsgitter, Sicherheitsabstände	Günstiger als vollisoliertes Stromschienensystem	
<i>KS - Strombegrenzung</i>	Drossel zwischen Kraftwerk und Pumpstation	- Einfaches Prinzip (Luftspule), - Wartungsfrei, - I_{KS} in der PST max. 25 kA - kein Umbau der 10,5-kV-Schaltanlage in KW notwendig	- Großer Platzbedarf, - drei Drosseln werden benötigt, - verlustbehaftet, - EMV Belastung	Günstiger als Drossel vor Erreger- und SFC-Abgang (Drossel teuer, jedoch SA billiger)	
	I_S -Begrenzer zwischen Kraftwerk und Pumpstation	- schnelle und sichere Abschaltung, - geringer Platzbedarf, - I_{KS} in der PST max. 25 kA - kein Umbau der 10,5-kV-SA in KW notwendig	Zusätzliche Kosten durch Erneuern der Kapseln bei Auslösung	Hohe Investitionskosten	X
	Drossel vor Erreger- und SFC-Abgang in der Pumpstation	- Einfaches Prinzip, (Luftspule), - Wartungsfrei	- Auslegung der neuen SA vor der Drossel auf I_{KS} - Umbau der alten 10,5-kV-SA im KW	Kostengünstig in der Anschaffung	

6 Zusammenfassung

Nach einer umfangreichen Literatur- und Internetrecherche werden in dieser Arbeit die Grundelemente einer Wasserkraftanlage näher beschrieben. Es werden verschiedene Turbinenarten gegenübergestellt und Synchron- mit Asynchrongeneratoren verglichen. Weiteres wird das Grundprinzip eines Transformators dargestellt und die Elemente einer Schaltanlage werden erläutert.

Ein wesentliches Kapitel dient der Abhandlung von Schutzeinrichtungen und der Leittechnik in Kraftwerken. Dort werden verschiedene Schutzkonzepte und Anforderungen an Schutzeinrichtungen beschrieben. Der Personenschutz in elektrischen Anlagen wird kurz dargestellt. Die Aufteilung bzw. die Berechnung von möglichen Kraftwerksverlusten werden näher betrachtet.

Aufgrund der ausgearbeiteten Grundlagen über Wasserkraftwerke werden ausgewählte Spezialeinrichtungen näher behandelt. Es wird ein ausgewähltes Pumpspeicherkraftwerk, seine Betriebsweise und die Spezifikationen der Anlagenkomponenten beschrieben.

Bei den Auswirkungen der Leerlaufverluste des bestehenden Netzkuppeltransformators und den damit verbundenen Energiekosten der Umschaltung (Pumpbetrieb/Turbinenbetrieb/ Anlage außer Betrieb) des 110-kV-Leistungsschalters, stellt man fest, dass die Energiekosten des Transformators ab 3 Schaltspielen pro Tag in Kauf genommen werden sollten.

Die Kurzschlussberechnung ist für die Auslegung der Betriebsmittel innerhalb eines Kraftwerkes von Bedeutung. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse findet man in der unteren Tabelle.

	„BESTAND“	„NEU“ Fall A	„NEU“ Fall B
Kurzschlussstrom I''_{KS} in kA	46,74	63,67	63,41
Kurzschlussleistung S''_{KS} in GVA	0,85	1,16	1,15

Der Ständererdschlusschutz der Generatoren wird in verschiedenen Varianten realisiert. Der untersuchte Generator 1 ist mit einem BÜTOW-Transformator und Eisenwasserstoff-Widerständen geschützt. Der Schutz des untersuchten Generators 2 wird mit Hilfe der Verlagerungsspannung, einer Zusatzspannung und der Messung der 3.Oberschwingung gewährleistet.

Die Sicherung, welche parallel zum I_S -Begrenzer geschaltet ist, gewährleistet, dass durch eine plötzliche Stromunterbrechung keine zusätzlichen transienten Überspannungen im Kraftwerk entstehen.

Es gibt eine Menge an schaltungstechnischen Alternativen die technisch einfach realisierbar sind, jedoch kann gezeigt werden, dass nicht jede Alternative wirtschaftlich ist.

7 Diskussion und Ausblick

Diese Masterarbeit stellt eine Grundlage für weiterführende Untersuchungen im Bereich der Analyse von Transformatorverlusten im Bezug auf die Leistungsschalter-Schaltspiele dar. Im Ausblick auf tatsächliche, zukünftige Betriebsstunden sollten erneute Überlegungen zur Abschaltung des Netzkuppeltransformators im Leerlauf stattfinden.

Verluste die in einem Kraftwerk auftreten, werden im Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks berücksichtigt und nicht zu den Netzverlusten gezählt (siehe Gleichung I).

Durch die Verwendung eines I_S -Begrenzers ist gewährleistet, dass bei einem plötzlichen Stromabriss keine zusätzlichen transienten Überspannungen entstehen. Ob jedoch kleine Spannungsanhebungen entstehen bzw. in welcher Höhe Spannungsanhebungen entstehen können, ist nicht bekannt.

Bei der Energieausleitung (Motor/Generator 2 auf 10,5-kV-Sammelschiene) wurden verschiedene Varianten in Betracht gezogen. Eine weitere Alternative zur bestehenden Kabelverbindung oder zu den isolierten Stromschienensystemen könnte eine Supraleitung darstellen.

8 Literaturverzeichnis und Internetquellen

8.1 Literaturverzeichnis

Bundesamt für Konjunkturfragen: „Dimensionierung von Kleinwasserkraftwerken“, Abschnitt Wasserturbinen, Bern, 1995 ISBN 3-905232-54-5

Bundesamt für Konjunkturfragen: „Dimensionierung von Kleinwasserkraftwerken“, Abschnitt Generator, Bern, 1995 ISBN 3-905232-54-5

D. Oeding, B.R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer, Berlin-Heidelberg, 2004 ISBN 3-540-00863-2

E. Spring: „Elektrische Maschinen – Eine Einführung“, Springer, Berlin-Heidelberg, 2009 ISBN 978-3-642-00884-9

H. Gremmel: „ABB - Schaltanlagen“, Cornelsen Verlag, Berlin, 1999 ISBN 3-464-48235-9

J. Giesecke, E. Mosonyi: „Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb“, Springer, Heidelberg, 2009 ISBN 978-3-540-88988-5

Kärntner Landesregierung: „Energiebericht für Kärnten“, Abt. 15.Umwelt, Klagenfurt, 2009

L. Fickert: „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme“, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2009

M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese: „Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“, Springer, Berlin-Heidelberg, 2006 ISBN 3-540-28204-1

R. Flosdorff, G. Hilgarth: „Elektrische Energieverteilung“, B.G. Teubner, Stuttgart, 1979 ISBN 3-519-26411-0

S. Pack: „Transiente Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel“, Skriptum zur Vorlesung, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2009

V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik“, Springer, Berlin-Heidelberg, 2006 ISBN 978-3-540-69439-7

V. Crastan: „Elektrische Energieversorgung 2 - Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung“, Springer, Berlin-Heidelberg, 2009 ISBN 978-3-540-70877-3

VEÖ, FNN: „Leitfaden für Schutzsysteme“, Entwurf vom 15. August 2008, 2008

W. Knies, K. Schierack: „Elektrische Anlagentechnik – Kraftwerke, Netze, Schaltanlagen, Schutzeinrichtungen“, Hanser Verlag, München, 2006 ISBN 3-446-40574-7

H. Clemens, K. Rothe: „Schutztechnik in Elektroenergiesystemen“, vde Verlag, Berlin, 1991 ISBN 3-8007-1659-3

8.2 Internetquellen

<http://e-control.at/de/konsumenten/energie-sparen/thema-energieverbrauch> [10.03.2011]

http://www.energyagency.at/fileadmin/aea/image/Energie_in_Zahlen/brennstoffe-197
[10.03.2011]

[http://www05.abb.com/global/scot/scot216.nsf/veritydisplay/f9b0f3ac02954125c125736400343dab/\\$file/megadrive_lci_de_reva.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot216.nsf/veritydisplay/f9b0f3ac02954125c125736400343dab/$file/megadrive_lci_de_reva.pdf) [23.03.2011]

[http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/15cdf2ed69290abbc1257720003ea43e/\\$file/2243%20is-begrenzer_de.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/15cdf2ed69290abbc1257720003ea43e/$file/2243%20is-begrenzer_de.pdf) [24.03.2011]

http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=573342&dstid=0&titel=%C3%96kostromausbau,erfordert,leistungsf%C3%A4hige,Netze,und,flexible,Pumpspeicher [29.03.2011]

<http://www.hgaechter.ch/elmaschinen/asynmotor.htm> [04.04.2011]

http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7UM62x/Catalog/7UM62x_Katalogblatt.pdf
[04.05.2011]

9 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

9.1 Abbildungen

Abbildung 1: Blockschaltbild WKA [Dimensionierung Wasserturbinen - Pacer].....	10
Abbildung 2: Energieumwandlungskette Wasserkraft [Erneuerbare Energien – Kaltschmitt, Streicher, Wiese]	11
Abbildung 3: Kette der Umwandlungsverluste eines Wasserkraftwerkes [Erneuerbare Energien – Kaltschmitt, Streicher, Wiese].....	12
Abbildung 4: Varianten der Zusammenwirkung von Komponenten einer Wasserkraftanlage [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi].....	13
Abbildung 5: Aufstellung der Bestandteile einer Wasserkraftanlage [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi].	14
Abbildung 6: Betriebsarten eines Pumpspeicherkraftwerkes [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi]	14
Abbildung 7: Aufbau eines 6/6-pulsigen SFC-Umrichters	15
Abbildung 8: Pelton-Turbine [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi].....	17
Abbildung 9: Francis-Turbine [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi].....	17
Abbildung 10: Kaplan-Turbine [Wasserkraftanlagen – Giesecke, Mosonyi].....	18
Abbildung 11: Leistungsfeld der Turbinen [Erneuerbare Energien – Kaltschmitt, Streicher, Wiese].....	19
Abbildung 12: ESB - Synchrongenerator	20
Abbildung 13: ESB - Asynchrongenerator [Elektrische Maschinen - Spring, geändert].....	21
Abbildung 14: Anfahren eines Synchrongenerators im Inselbetrieb.....	23
Abbildung 15: Anfahren eines Asynchrongenerators im Inselbetrieb.....	23
Abbildung 16: Einphasiges T - ESB des Transformators	25
Abbildung 17: Schaltgruppen von Transformatoren [Elektrische Energieversorgung 1 - Crastan]	26
Abbildung 18: Schaltkurzzeichen von Schalteinrichtungen in Hoch-, und Mittelspannung	27
Abbildung 19: I _S - Begrenzer [Betriebsanleitung - ABB].....	29
Abbildung 20: Erkennung des Kurzschlussstromes [Betriebsanleitung - ABB].....	30
Abbildung 21: Auslösungszeiten des I _S -Begrenzers [Betriebsanleitung - ABB]	30
Abbildung 22: Schaltplan für den Eigenbedarf [Elektrische Kraftwerke und Netze – Oeding, Oswald, geändert]..	31
Abbildung 23: Notstromversorgung eines Kraftwerks [Elektrische Kraftwerke und Netze – Oeding, Oswald, geändert].....	33
Abbildung 24: Reserveversorgung des Eigenbedarfs [Elektrische Kraftwerke und Netze – Oeding, Oswald, geändert].....	34
Abbildung 25: Schutz gegen direktes Berühren [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack, geändert]	35
Abbildung 26: Schutz gegen indirektes Berühren [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack, geändert].....	36
Abbildung 27: Schutz durch automatische Abschaltung [Elektrische Anlagentechnik – Knies, Schierack, geändert]	37
Abbildung 28: Schutzmaßnahmen nach der Norm DIN VDE 364-4-41.....	38
Abbildung 29 : Anforderungen an Schutzeinrichtungen	39
Abbildung 30: Kennlinien der UMZ und AMZ.....	40
Abbildung 31: Ersatzschaltbild eines Transformator-Differenzialrelais [Schutz elektrischer Energiesysteme – Fickert, geändert]	41
Abbildung 32: Generator-Blockschutz [Schutz elektrischer Energiesysteme – Fickert, geändert].....	43
Abbildung 33: Schema der Leittechnik bei Wasserkraftanlagen [Wasserkraftwerke – Giesecke, Mosonyi]	44
Abbildung 34: Leittechnik in einem PSKW	45
Abbildung 35: Gesamtwirkungsgrad eines PSKW [Wasserkraftanlagen - Giesecke, Mosonyi].....	46
Abbildung 36: Wasserspeicher der Anlage	49
Abbildung 37: Kraftwerk K1-Lageplan [Rosa: Neu errichtete Anlagenteile; Grau: Bestehende Anlagenteile].....	51
Abbildung 38: Kraftwerk K1 - Übersichtslängenschnitt	52
Abbildung 39: Luftbild der Anlage K1.....	52
Abbildung 40: Vereinfachter einpoliger Schaltplan.....	56

Abbildung 41: Verlauf der Energiekosten des Transformators im Leerlaufbetrieb über die Nutzungsdauer	60
Abbildung 42: Schaltung beim KS - SpKW K1 "BESTAND", Fehlerfall F1.....	66
Abbildung 43: Ersatzschaltbild beim KS – SpKW K1 "BESTAND", Fehlerfall F1.....	67
Abbildung 44: Schaltung beim KS - PSKW K1 "BESTAND" mit Kurzschlussströme, Fehlerfall F1	68
Abbildung 45: Schaltung beim KS - PSKW K1 "NEU", Fehlerfall F3 (Fall A).....	69
Abbildung 46: Ersatzschaltbild beim KS - PSKW K1 "NEU", Fehlerfall F3 (Fall A).....	70
Abbildung 47: Schaltung beim KS - PSKW K1 "NEU" mit Kurzschlussströme, Fehlerfall F3 (Fall A)	72
Abbildung 48: Ersatzschaltbild beim KS - PSKW K1 "NEU", Fehlerfall F3 (Fall B).....	73
Abbildung 49: Schaltung beim KS - PSKW K1 "NEU" mit Kurzschlussströme, Fehlerfall F3 (Fall B)	74
Abbildung 50: Spannungsverhältnisse beim Ständererdschluss des Generators [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert].....	75
Abbildung 51: Ständererdschlusschutz [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert]	76
Abbildung 52: Kennlinie eins Eisenwasserwiderstands	77
Abbildung 53: 100%-Ständererdschlusschutz mit einer 20-Hz-Zusatzspannung [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert].....	79
Abbildung 54: Ständererdschlusschutz unter Ausnutzung der 3. Oberschwingung [Schutztechnik in Elektroenergiesystemen - Clemens, Rothe, geändert].....	79
Abbildung 55: Stabilisierter Ständererdschlusschutz [Dokumentation KW K1 – Fa. Elin]	81
Abbildung 56: Ständererdschlusschutz des PSKW.....	81
Abbildung 57: Ständererdschlusschutz mit BÜTOW-Transformator und 20-Hz-Zusatzspannung	82
Abbildung 58: Anstiegszeiten von Überspannungen.....	84
Abbildung 59: Spannungsbeanspruchung, CBEMA-Kurve	84
Abbildung 60: Vergleich I_S -Begrenzer – Leistungsschalter [ABB - Betriebsanleitung SFC].....	86
Abbildung 61: Leistungsschalter Option.....	87
Abbildung 62: Sicherung-Lasttrennschalter	88
Abbildung 63: 20-kV-Einspeisung	89
Abbildung 64: Eingebauter I_S - Begrenzer	90

9.2 Tabellen

Tabelle 1: Einteilung nach Fallhöhe und Wasserstrom	18
Tabelle 2: Technische Daten des bestehenden Kraftwerkes K1.....	53
Tabelle 3: Technische Daten der Pumpe.....	54
Tabelle 4: Spezifikationen von Pumpe und Motor.....	54
Tabelle 5: Betriebsstunden der Anlage	58
Tabelle 6: Energiekosten durch Leerlaufverluste.....	58
Tabelle 7: Jahres – Energiekosten bei einem Kalkulationszinssatz $p = 0,02$	59
Tabelle 8: Jahres – Energiekosten bei einem Kalkulationszinssatz $p = 0,03$	59
Tabelle 9: LS - Schaltspiele 1,5-mal pro Tag.....	60
Tabelle 10: LS - Schaltspiele 2-mal pro Tag.....	61
Tabelle 11: LS - Schaltspiele 3-mal pro Tag.....	61
Tabelle 12: LS - Schaltspiele 4-mal pro Tag.....	62
Tabelle 13: Mögliche Kurzschlussfälle	66
Tabelle 14: Zusammenfassung der KS - Ergebnisse.....	74
Tabelle 15: Scheitelwerte und Frequenzbereich transienter Überspannungen [Transiente Überspannungen - Pack, geändert].....	83
Tabelle 16: Ursachen transienter Überspannungen [Transiente Überspannungen - Pack, geändert]	84
Tabelle 17: Alternativen und wirtschaftliche Aspekte	91

10 Anhang

```

%% KS - Berechnung "ALT" Angaben
%% Angaben Netz
Un = 110000;           % V
Sk = 6000000000;     % VA
ue = (110/10.5)^2;   % Übersetzung

%% Angaben Transformator
Ut = 115000;         % V
St = 55000000;      % VA
Pk = 160000;        % W
uk = 12.5;          % Prozent

%% Angaben Generator
Sg = 55000000;      % VA
Ug = 10500;         % V
xd = 12.4;          % Prozent

%% Berechnungen
% Berechnung Netz
Xq = (Un^2/Sk)*1/ue;
Rq = 0;
Zq = Rq + i * Xq;    % Netzimpedanz

% Berechnung Transformator
ur = (Pk*100)/St;
ux = sqrt(uk^2-ur^2);

Rt = (Ut^2/St)*(ur/100)*(1/(115/10.5)^2);
Xt = (Ut^2/St)*(ux/100)*(1/(115/10.5)^2);
Zt = Rt + i * Xt;    % Transformatorimpedanz

% Berechnung Generator
Xg = xd/100*(Ug^2/St);
Rg = 0;
Zg = Rg + i * Xg;    % Generatorimpedanz

% Berechnung Gesamtimpedanz
Zges = par ([Zq + Zt] Zt);
Z = abs (Zges);
Phi = angle (Zges)*180/pi(); % Gesamtimpedanz

% Berechnung Kurzschlussstrom
Iks = Ug / (sqrt(3)*Z);

% Berechnung Kurzschlussleistung
Sks = Ug^2 / Z;

```

```

%% KS - Berechnung "NEU" Fall A Angaben
%% Angaben Netz
Un = 110000;           % V
Sk = 6000000000;     % VA
ue = (110/10.5)^2;   % Übersetzung

%% Angaben Transformator
Ut = 115000;         % V
St = 55000000;      % VA
Pk = 160000;        % W
uk = 12.5;          % Prozent

%% Angaben Generator 1
Sg1 = 55000000;      % VA
Ug1 = 10500;         % V
xd1 = 12.4;          % Prozent

```

```

%% Angaben Generator 2
Sg2 = 40000000;           % VA
Ug2 = 10500;             % V
xd2 = 13;                % Prozent

%% Angabe Kabel 1
r1 = 0.056;              % Ohm/km
x1 = 0.0099;            % Ohm/km
l1 = 0.070;              % km

%% Angabe Kabel 2
r2 = 0.067;              % Ohm/km
x2 = 0.102;             % Ohm/km
l2 = 0.030;              % km

%% Berechnungen
% Berechnung Netz
Xq = (Un^2/Sk)*1/ue;
Rq = 0;
Zq = Rq + i * Xq;        % Netzimpedanz

% Berechnung Transformator
ur = (Pk*100)/St;
ux = sqrt(uk^2-ur^2);
Rt = (Ut^2/St)*(ur/100)*(1/(115/10.5)^2);
Xt = (Ut^2/St)*(ux/100)*(1/(115/10.5)^2);
Zt = Rt + 1i * Xt;      % Transformatorimpedanz

% Berechnung Generator 1
Xg1 = xd1/100*(Ug1^2/Sg1);
Rg1 = 0;
Zg1 = Rg1 + 1i * Xg1;   % Generatorimpedanz

% Berechnung Generator 2
Xg2 = xd2/100*(Ug2^2/Sg2);
Rg2 = 0;
Zg2 = Rg2 + 1i * Xg2;   % Generatorimpedanz

% Berechnung Kabel 1
Rk1 = r1*l1;
Xk1 = x1*l1;
Zk1= Rk1 + 1i * Xk1;    % Kabelimpedanz

% Berechnung Kabel 2
Rk2 = r2*l2;
Xk2 = x2*l2;
Zk2= Rk2 + 1i * Xk2;    % Kabelimpedanz

% Berechnung Gesamtimpedanz
Zges = par ([(Zq + Zt) Zg1 (Zk1+Zk2+Zg2)]);
Z = abs (Zges);
Phi = angle (Zges)*180/pi(); % Gesamtimpedanz

% Berechnung Kurzschlussstrom
Iks = Ug1 / (sqrt(3)*Z);

% Berechnung Kurzschlussleistung
Sks = Ug1^2 / Z;



---


%% KS - Berechnung "NEU" Fall B Angaben
%% Angaben Netz
Un = 110000;             % V
Sk = 6000000000;        % VA
ue = (110/10.5)^2;      % Übersetzung

%% Angaben Transformator
Ut = 115000;            % V
St = 55000000;          % VA

```

```

Pk = 160000;           % W
uk = 12.5;            % Prozent

%% Angaben Generator 1
Sg1 = 55000000;       % VA
Ug1 = 10500;         % V
xd1 = 12.4;          % Prozent

%% Angaben Generator 2
Sg2 = 40000000;       % VA
Ug2 = 10500;         % V
xd2 = 13;            % Prozent

%% Angabe Kabel 1
r1 = 0.056;           % Ohm/km
x1 = 0.0099;         % Ohm/km
l1 = 0.070;          % km

%% Angabe Kabel 2
r2 = 0.067;           % Ohm/km
x2 = 0.102;         % Ohm/km
l2 = 0.030;          % km

%% Berechnungen
% Berechnung Netz
Xq = (Un^2/Sk)*1/ue;
Rq = 0;
Zq = Rq + 1i * Xq;    % Netzimpedanz

% Berechnung Transformator
ur = (Pk*100)/St;
ux = sqrt(uk^2-ur^2);

Rt = (Ut^2/St)*(ur/100)*(1/(115/10.5)^2);
Xt = (Ut^2/St)*(ux/100)*(1/(115/10.5)^2);
Zt = Rt + 1i * Xt;   % Transformatorimpedanz

% Berechnung Generator 1
Xg1 = xd1/100*(Ug1^2/Sg1);
Rg1 = 0;
Zg1 = Rg1 + 1i * Xg1; % Generatorimpedanz

% Berechnung Generator 2
Xg2 = xd2/100*(Ug2^2/Sg2);
Rg2 = 0;
Zg2 = Rg2 + 1i * Xg2; % Generatorimpedanz

% Berechnung Kabel 1
Rk1 = r1*l1;
Xk1 = x1*l1;
Zk1= Rk1 + 1i * Xk1; % Kabelimpedanz

% Berechnung Kabel 2
Rk2 = r2*l2;
Xk2 = x2*l2;
Zk2= Rk2 + 1i * Xk2; % Kabelimpedanz

% Berechnung Gesamtimpedanz
Zges1 = par ([Zq + Zt] Zg1);
Zges2 = Zges1 + Zk1;
Zges = par ([Zges2 (Zk2+Zg2)]);
Z = abs (Zges);
Phi = angle (Zges)*180/pi(); % Gesamtimpedanz

% Berechnung Kurzschlussstrom
Iks = Ug1 / (sqrt(3)*Z);

% Berechnung Kurzschlussleistung
Sks = Ug1^2 / Z;
    
```