
Schutztechnik in einem Stromnetzabschnitt mit hohem Anteil an Dezentralen Anlagen

DIPLOMARBEIT

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von
Univ.-Prof. Dr. Ing. Wolfgang Gawlik
Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer

eingereicht an der
Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Tolga SOKULLUOĞLU, Bsc.
1090 Wien

Wien, im Februar 2014

Arbeitsgruppe für Elektrische Anlagen

A-1040 Wien, Gußhausstr. 25/370-1, Internet: <http://www.ea.tuwien.ac.at>

KURZFASSUNG

Als Alternative zu konventionellen Kraftwerken, wie Kohle- und Kernkraftwerken, werden heute vermehrt nachhaltige Energieerzeugungsanlagen, wie Windkraft-, PV- und Bioenergieanlagen in das Stromnetz integriert.

Um diesen Entwicklungen gerecht zu werden, untersucht vorliegende Arbeit die schutztechnischen Maßnahmen in Niederspannungsnetzen an die solche Dezentrale Anlagen (DEAs) angeschlossen sind. Hierbei wird die Frage gestellt, wie sich das Netz bei Kurzschlussfällen verhalten wird, wenn DEAs zugeschaltet sind. In anderen Worten sollen die Einflüsse der DEAs bei möglichen Kurzschlussfällen beobachtet werden.

Es werden in einem Niederspannungsnetz, mit unterschiedlichen Erzeugungssituationen der lokalen Erzeuger, Kurzschlüsse untersucht. Danach werden diese Simulationen, in Abhängigkeit von den Phänomenen Vergrößerung, Verkleinerung und unselektives Mitauslösen analysiert. Abschließend wird dieses Modellnetz mit Schmelzsicherungen versehen und die Auswirkungen der DEAs auf diese betrachtet.

ABSTRACT

Nowadays, renewable energy generation facilities, which get their sources from wind, solar and bio energy, are increasingly integrated into the power grid as an alternative to conventional power plants, such as coal or nuclear power plants.

To respond to these developments, this thesis aims to examine protection systems in low voltage networks to which such distributed generation systems (which take their power mostly from renewable energy sources) are connected. The main focus will be on how the network reacts if distributed generators are connected. In other words, the influences of distributed generators are to be monitored for possible short circuit cases.

There will be an examination of short circuits when different distributed generation systems are connected to a low-voltage network. Afterwards, these simulations will be analyzed with regards to the phenomena magnification, blinding and sympathetic tripping. Finally, this model network will be provided with fuses and the impact of distributed generators on those fuses will be observed.

DANKSAGUNG

Als erstes sind meine Betreuer, Univ.-Prof. Dr. Ing. Wolfgang Gawlik, sowie Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer zu nennen, die während meines Schreibens jederzeit für mich da waren und mir mit Rat und Tat zur Seite gestanden sind. Diese Treffen waren sehr fruchtbar und haben mich auf meinem Weg bestärkt. Ich bedanke mich vielmals für all die Zeit, die sie für mich aufgewendet haben.

Ein herzlicher Dank gilt auch der Arbeitsgruppe Elektrische Anlagen am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe an der Technischen Universität Wien, für ihre Bereitstellung an allen notwendigen Hilfsmitteln, wie Arbeitsraum, Simulationssoftware, Unterlagen und vieles mehr.

Tausend Dank auch an meine große Liebe Ingrid für ihre seelische Unterstützung und ihr Verständnis während meines Studiums, sowie während des Schreibens der Diplomarbeit. Hier nochmals tausend Dank für das Korrekturlesen.

Auch möchte ich hier die Gelegenheit nutzen und meinem bereits verstorbenen Onkel Musti, Mustafa Bariş Sokulluoğlu, für die ganz tolle Zeit, die wir in meiner Jugend miteinander verbracht haben und die für mein Leben immer noch vorbildhaft ist, danken.

Ganz besonders möchte ich mich auch bei meiner verstorbenen Großmutter/Babaanne, Frau Bülent Sefika Sokullu, bedanken, da sie mein Studium finanziell unterstützt hat und immer an mich geglaubt hat.

Ein weiterer liebevoller Dank gilt meiner Omi, Edith Johannsen, die immer für mich da ist, sowie meinem verstorbenen Opa, Peter Johannsen, der in seiner Lebensweise immer ein großes Vorbild für mich sein wird.

Natürlich möchte ich hier auch meiner Schwester, Tamilla Sokullu, MBA und ihrem Sohn Can, für ihr Verständnis und all die Freude, die sie in mein Leben gebracht haben, danken.

Schließlich geht ein ganz besonderer Dank an meine Eltern, Christel und Dipl. Ing. Ahmet Sokulluoğlu, für ihre finanzielle, emotionale und vor allem liebevolle Unterstützung in all den Jahren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Eigene Motivation	2
1.2	Ziel der Arbeit.....	2
1.3	Gliederung der Arbeit	3
2	Kurzschlussstrom	4
2.1	Vorgehensweise bei der Kurzschlussstromberechnung	7
2.1.1	Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung	8
2.1.2	Kurzschlussimpedanz des Transformators	8
2.1.3	Kurzschlussimpedanz des Generators	8
2.2	Symmetrischer Kurzschluss.....	9
2.3	2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung.....	12
2.4	1-poliger Kurzschluss im starr geerdeten Netz	14
3	Auftretende Phänomene bei Kurzschlüssen in der Schutztechnik mit dezentraler Energieerzeugung	16
3.1	Vergrößerung	16
3.2	Abschwächung (Blinding).....	21
3.3	Unselektives Mitauslösen	23
4	Netzschutztechnik mit Schmelzsicherungen	25
4.1	Anforderungen der Schutzeinrichtungen	25
4.2	Sicherungen.....	25
5	Modellierung des Strahlennetzes.....	29
5.1	Modellierung des Netzes	31
5.1.1	Netzeinspeisung.....	31
5.1.2	Zweiwicklungs-Transformator	31
5.1.3	Leitungen.....	32
5.1.4	Dezentrale Stromerzeugungsanlagen	33
5.1.5	Lasten	34
6	Simulation.....	35
6.1	Unterschiedliche Kurzschlussleistungen des übergeordneten Netzes	35
6.2	Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse im starken und schwachen Netz ohne DEA	36

6.3	Verschiedene Erzeugungssituationen mit DEA.....	38
6.4	Interpretation der verschiedenen Untersuchungen.....	41
6.4.1	Vergrößerungseffekte.....	42
6.4.2	Abschwächungseffekt.....	45
6.4.3	Rückspeisung der DEAs zur Fehlerstelle.....	46
6.5	Überstromschutzeinrichtungen.....	47
6.5.1	Überstromschutzeinrichtungen ohne DEAs mit schwachem oder starkem Netz.....	47
6.5.2	Überstromschutzeinrichtungen mit DEAs im schwachen und starken Netz.....	55
7	Zusammenfassung.....	62
7.1	Untersuchung der Phänomene Vergrößerung, Abschwächung und Unselektives Mitauslösen im Niederspannungsmodellnetz.....	62
7.2	Simulationen mit Sicherungen.....	63
7.3	Ausblick.....	64
I.	ANHANG.....	66
I.I.	Vergrößerung am Knoten.....	66
I.II.	Vergrößerungseffekt der durch die Leitung fließenden Ströme.....	73
I.III.	Abschwächung.....	78
II.	Abkürzungen.....	81
III.	Formelzeichen.....	82
IV.	Abbildungsverzeichnis.....	83
V.	Tabellenverzeichnis.....	86
VI.	Literaturverzeichnis.....	87

1 Einleitung

Durch umweltpolitische Überlegungen wird die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen, die durch Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Bioenergieanlagen generiert wird, immer wichtiger. Ein Blick auf die Zahlen zeigt, dass die Anzahl von Photovoltaik (PV) Anlagen stetig wächst. Im Jahr 2000 betrug die globale PV-Kapazität 1 GW und steigerte sich bis zum Jahr 2011 auf 67 GW. Alleine 2011 wurde die PV-Kapazität um 30 % erhöht, wobei diese Steigerung zu etwa 60 % in Deutschland und in Italien stattfand, so dass Ende des Jahres 2011 in Deutschland insgesamt 25 GW und in Italien 13 GW installierte PV-Kapazitäten vorhanden waren.¹

In Abbildung 1.1 ist eine Zukunftsprognose des Anteils der elektrischen Energieerzeugung mit erneuerbaren Energieanlagen dargestellt. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass der Anteil der PV-Stromerzeugung (gelb) 2010 eher gering ist, jedoch bis 2035 stark wachsen wird. Es ist auch zu erkennen, dass die elektrische Stromerzeugung der EU im Jahr 2035 voraussichtlich aus über 40 % durch erneuerbare Energiequellen bereitgestellt werden wird. Diese Entwicklung bedeutet ein hohes Stromerzeugungswachstum durch Wind-, Bioenergie- und PV- Anlagen.

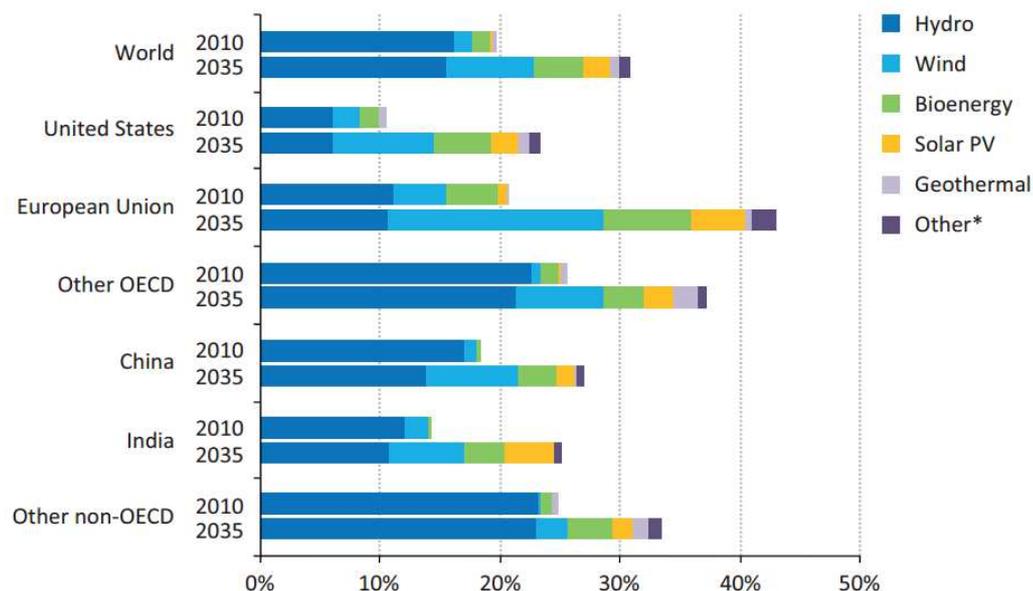


Abbildung 1.1: Zukunftsprognose des Anteils an elektrischer Stromerzeugung mit erneuerbaren Energieanlagen pro Region unter dem anzunehmenden, energiepolitischen Szenario bis 2035²

¹ Vgl. [IEA] S.228

² Vgl. [IEA] S.192

Wie im oben dargestellten Szenario ersichtlich ist, wächst der Anteil an erneuerbaren Energieanlagen schnell. Dieses Wachstum verändert auch die Netzstruktur im Niederspannungsbereich. Vor einigen Jahren noch waren im Niederspannungsbereich nur Verbraucher angeschlossen. Heute sind die Verbraucher, mit dem Anstieg an Dezentralen Stromerzeugungsanlagen (DEAs), auch dezentrale Erzeuger geworden. Im Alltagsleben kann dies z.B. durch das Vorhandensein von PV-Anlagen an Dächern und Fassaden, so wie an Biomasseanlagen beobachtet werden.

Das traditionelle Stromnetz wird in der Regel so betrieben, dass Verbraucher im Niederspannungsnetz, durch ein übergeordnetes Netz, von großen Kraftwerken versorgt werden. Das bedeutet, dass die Verteilungsrichtung einseitig ist, nämlich immer vom Produzenten zu den Verbrauchern. Die Schutzgeräte im Niederspannungsnetz dieses Verteilungssystems, wie z.B. Sicherungen, sind so konzipiert, dass diese keine Stromflussrichtungen erkennen können, denn diese Unterscheidung war für das ursprüngliche System irrelevant. Durch das Zuschalten von DEAs hat sich die unidirektionale Stromversorgungsstruktur jedoch verändert, da die Verbraucher auch Strom erzeugen und in das Netz einspeisen können³. Dadurch werden bei Fehlerfällen, genauer bei Kurzschlüssen, in den Niederspannungsnetzen mit DEAs neue Situationen beobachtet.

1.1 Eigene Motivation

Heutzutage ist Nachhaltigkeit in unserer Gesellschaft ein wichtiges Thema und wird stark befürwortet. Hier geht es um ein nachhaltiges Konsumieren, aber auch Produzieren. Gerade der Energiesektor mit seinen konventionellen, thermischen Kraftwerken belastet die Umwelt stark. Kraftwerke, wie Kohlekraftwerke oder Kernkraftwerke, setzen große Umweltverschmutzungen frei und besonders Kernkraftwerke können bei einem Unfall sehr belastend sein, wie die Katastrophen von Tschernobyl und Fukushima gezeigt haben. Als Alternative zu diesen konventionellen Kraftwerken werden vermehrt nachhaltige Energieerzeugungsanlagen, wie Windkraft-, PV- und Bioenergieanlagen, verwendet.

Wenn diese nachhaltigen Energieerzeugungsanlagen in der Nähe der Verbraucher installiert werden, dann werden die Verbraucher direkt vor Ort versorgt und die Übertragungsnetze nicht belastet. Zusätzlich kann die Abwärme der BHKWs genutzt werden. DEAs haben somit eine ganz wichtige Stellung für eine effiziente und umweltschonende Stromversorgung.

Um den Zuwachs von DEAs zu unterstützen, ist es auch notwendig den Netzschutz entsprechend anzupassen.

1.2 Ziel der Arbeit

Vorliegende Arbeit untersucht schutztechnische Maßnahmen in Niederspannungsnetzen in denen DEAs angeschlossen sind. Hierbei wird die Frage gestellt, wie sich das Netz bei Kurzschlussfällen verhalten wird, wenn DEAs vorhanden sind. Mit anderen Worten sollen die Einflüsse der DEAs bei möglichen Kurzschlussfällen analysiert werden. Bei den Simulationen werden jeweils unterschiedliche DEAs betrachtet und das jeweilige Netzverhalten detailliert beschrieben werden.

³ Vgl. [KAU] S.315

1.3 Gliederung der Arbeit

In Kapitel 2 werden einpolige, zweipolige und dreipolige Kurzschlussströme beschrieben, da diese für die Simulationen essentiell sind. Besonders wichtig sind hier Kurzschlussfälle mit mehreren Einspeisequellen und deren Untersuchungen.

Kapitel 3 behandelt die Veränderungen von Kurzschlussströmen, wenn DEAs im Niederspannungsnetz vorhanden sind. Hier werden die Phänomene Vergrößerung, Abschwächung und unselektives Mitauslösen in einem Beispielnetz untersucht.

In Kapitel 4 werden Schmelzsicherungen genauer beschrieben, da diese im Niederspannungsnetz am häufigsten verwendet werden.

In Kapitel 5 wird ein Niederspannungsnetz modelliert und dessen Parameter dargestellt.

In Kapitel 6 werden, mit unterschiedlichen Erzeugungssituationen, Simulationen mit dem in Kapitel 5 beschriebenen Modell durchgeführt. Danach werden diese Simulationen, in Abhängigkeit von den Phänomenen Vergrößerung, Verkleinerung und unselektives Mitauslösen, analysiert. Abschließend wird das Modellnetz des Niederspannungsnetzes mit Schmelzsicherungen versehen und mit einem hohen Anteil an DEAs simuliert.

Schließlich werden in Kapitel 7 die Aussagen vorliegender Arbeit zusammengefasst.

2 Kurzschlussstrom

Kurz- und Erdschlüsse entstehen durch das Isolationsversagen, das sich zwischen Phasen oder zwischen Phase und Erde ergibt. In Abbildung 2.1 sind möglich auftretende Fehlerfälle zu sehen. Fehlerarten sind:⁴

- Dreipoliger Kurzschluss
- Zweipoliger Kurzschluss
- Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung
- Einpoliger Erdschluss
- Abstandskurzschluss
- Einpoliger Erdschluss mit Leiterunterbrechung (Leiterseil reißt und fällt zu Boden)

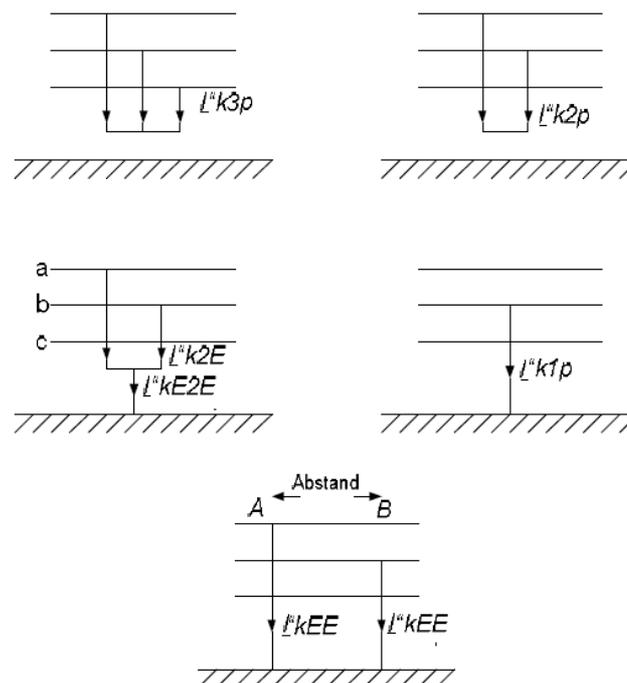


Abbildung 2.1: Dargestellte Fehlerfälle, Definition gemäß VDE 0102⁵

In Abbildung 2.2 ist der zeitliche Ablauf eines generatornahen Kurzschlussstroms dargestellt $i_K(t)$. Der Kurzschlussstromverlauf wird in transienten, nichtsinusförmigen Vorgängen dargestellt. Der Grund dafür liegt in den elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen der Synchrongeneratoren und

⁴Vgl. [GAW] S.254

⁵ Vgl. [GAW] S.254

des Netzes, die sich in Ersatzschaltbildern bzw. in Modellierungen in Form nichtlinearer, zeitvarianter Impedanzen auswirken⁶.

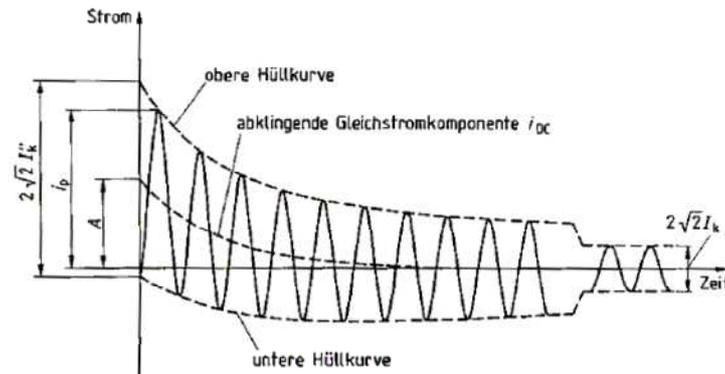


Abbildung 2.2: Zeitlicher Stromverlauf bei einem generatornahen Kurzschluss, Definition gemäß nach DIN VDE 0102⁷

Der Anfangskurzschlussstrom I_K'' ist der Effektivwert des Kurzschlusswechselstroms zum Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts⁸, der von der gestrichelten Mittellinie A ausgeht. Die obere Hüllkurve wird zum Zeitnullpunkt 0 des ersten Maximums betrachtet.

Der Stoßkurzschlussstrom i_p ist der höchstmögliche Augenblickswert des Stroms nach Eintritt des Kurzschlusses⁸. Der Wert des Stoßkurzschlussstroms hängt von dem Schaltwinkel ab. Er kann große Stromkräfte in Wicklungen von Maschinen und Transformatoren, an stromführenden Schienen und in Schaltern bewirken. Dadurch können hier große Schäden auftreten.

Für das Herleiten vom zeitabhängigen Kurzschlussstromverlauf wird ein vereinfachtes Modell verwendet, siehe Abbildung 2.3. Dieses Ersatzschaltbild hat eine ideale Spannungsquelle und die Gesamtimpedanz ist überwiegend ohmsch induktiv. Der Kurzschlussvorgang wird durch Schließen des Schalters zum Zeitpunkt $t=0$ beim Schaltwinkel α der Wechselspannung eingeleitet. Die Generatorspannung nach der Schließung des Schalters wird für dieses Modell mit folgender Differentialgleichung dargestellt⁹:

$$\sqrt{2} \cdot U \sin(\omega \cdot t + \alpha) = L \cdot \frac{di_K(t)}{dt} + R \cdot i_K(t) \quad (2.1)$$

⁶ Vgl. [SCH] S.775

⁷ Vgl. [GAW] S.257

⁸ Vgl. [ROE] S.15

⁹ Vgl. [GAW] S.254 ff.

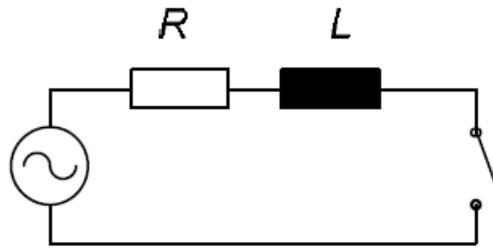


Abbildung 2.3: Modell eines einphasigen Wechselstromsystems für Kurzschlussvorgänge⁹

Wie in Abbildung 2.2 zu sehen ist, ist beim Zeitpunkt $t=0$ der Kurzschlussstrom null $i_K(t=0) = 0$. Dieser Wert gibt die Anfangsbedingung für die Differentialgleichung an (2.1). Mit Hilfe von der Laplace Transformation ergibt der Kurzschlussstrom folgende Gleichung¹⁰:

$$i_K(t) = \frac{\sqrt{2} \cdot U}{\sqrt{R^2 + (\omega \cdot L)^2}} \left(\sin(\omega \cdot t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) \cdot e^{-\frac{t}{T}} \right) \quad (2.2)$$

$$\text{Abklingzeitkonstanten:} \quad T = L/R \quad (2.3)$$

$$\text{Winkel der Netzkurzschlussimpedanz:} \quad \varphi = \arctan\left(\frac{\omega \cdot L}{R}\right) \quad (2.4)$$

Wenn die Gleichung (2.2) genauer betrachtet wird, stellt der erste Teil dieser Gleichung einen stationären Wechselstrom und der zweite Teil ein abklingendes Gleichstromglied dar. Deshalb kann man sich die Kurzschlussstromgleichung auch mit Wechselanteil und mit einem abklingenden Gleichstromanteil vorstellen. Der Zeitpunkt des Abschaltens bestimmt den Schaltwinkel α .

Gemäß nach Norm DIN VDE0102 bzw. IEC 60909 wird der zeitabhängige Kurzschlussstrom $i_K(t)$ mathematisch nicht exakt durch das Lösen des Differentialgleichungssystems ermittelt. Die Berechnung erfolgt nach der heuristischen Weise. Diese berechnet zunächst einen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_K'' der wie folgt definiert wird:

„...Effektivwert einer harmonisch angenommenen Wechselstromkomponente des zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts¹¹.“

Dieser Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_K'' gibt die praxisrelevanten Größen, falls der Anfangs-kurzschlusswechselstrom mit entsprechenden Faktoren multipliziert wird.

¹⁰ Vgl. [GAW] S.255

¹¹ Vgl. [SCH] S.775

2.1 Vorgehensweise bei der Kurzschlussstromberechnung

Kurzschlussstromberechnungen werden gemacht, damit die Schutzeinrichtungen und Anlagen richtig dimensioniert werden können. Kurzschlussberechnungen sind wichtig für eine sichere Behandlung von Störungen. Um die Kurzschlussstromberechnungen durchführen zu können, werden die folgenden vereinfachten Annahmen gemacht¹²:

- Es wird angenommen, dass in allen drei Phasen gleichzeitig das größtmögliche Gleichstromglied auftritt. Dies ist zwar physikalisch nicht möglich, aber dient einer sicheren Dimensionierung.
- Es wird nur der anfängliche (subtransiente) Vorgang mit dem größten Wechselstrom betrachtet. Das Abklingen des Wechselstroms wird vernachlässigt.
- Es wird vorausgesetzt, dass alle Generatoren die gleiche innere treibende Spannung haben. Es wird für eine sichere Dimensionierung vorausgesetzt, dass die inneren Spannungen der Generatoren im Hochspannungsnetz einheitlich sind. Im Hochspannungsnetz wird eine um 10 % höhere Spannung für eine sichere Dimensionierung angenommen (Sicherheitsfaktor c). Bei dem Mittelspannungs- und Hochspannungsnetz ist $c = 1,1$ und im Niederspannungsnetz ist $c = 1,05$ bzw. $c = 1,1$.
- Die Lastimpedanzen werden vernachlässigt.
- Beim 3-poligen Kurzschluss entsprechen die Innenimpedanzen den Mitimpedanzen.

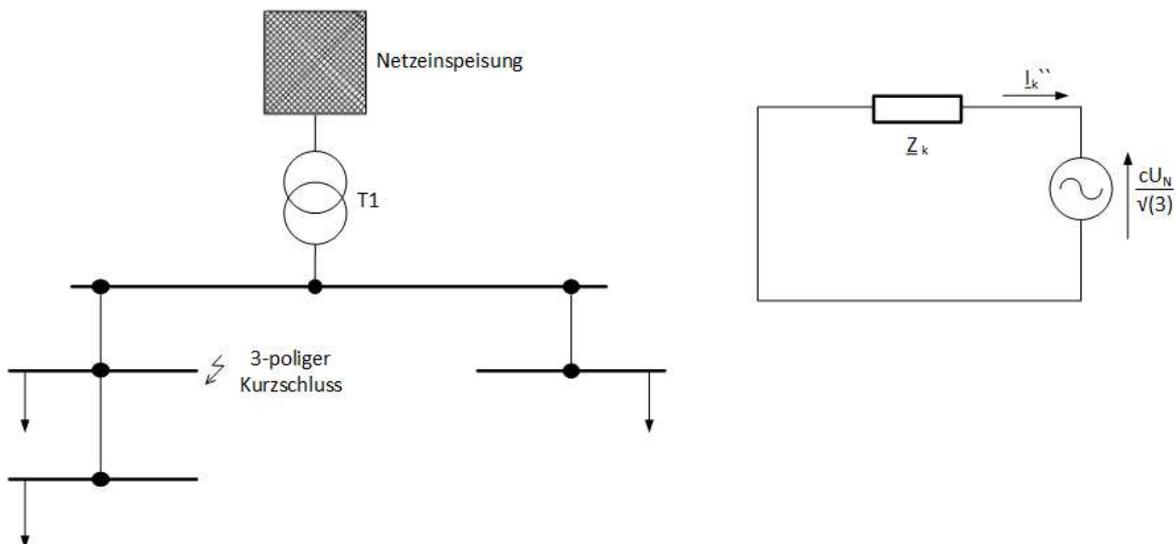


Abbildung 2.4: Links Modellnetz und rechts Ersatzschaltbild für den Kurzschlussfall

Bei der Vorgehensweise zur Berechnung des 3-poligen Kurzschlussstroms werden alle Spannungsquellen kurzgeschlossen und an der Fehlerstelle wird eine Spannungsquelle angenommen, siehe Abbildung 2.4. Mit dieser angenommenen Spannungsquelle wird der Fehlerstrom an der Fehlerstelle dargestellt. Diese angenommene Spannungsquelle ist eine theoretische Spannungsquelle, denn damit wird es möglich, Fehlerströme vereinfacht zu berechnen. Um den maximalen Fehler-

¹² Vgl. [GAW] S.259

strom darzustellen, wird die kleinstmögliche Impedanz des Netzes verwendet. Umgekehrt wird, um den minimalen Fehlerstrom zu berechnen, die größtmögliche Impedanz verwendet¹³.

Der 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom wird wie folgt berechnet:

$$I''_{k3p} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * Z_K} \quad (2.5)$$

Die Kurzschlussimpedanz Z_K ist eine Ersatzimpedanz, welche mit Reihen- und Parallelschaltung der Impedanzen der einzelnen Betriebsmittel (Transformator, Netzeinspeisung, Kabel, Leitung etc.), die im Pfad des Kurzschlussstromes liegen, berechnet wird. Eine Herleitung des 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms wird in Kapitel 2.2 behandelt.

2.1.1 Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung

Die Kurzschlussimpedanz des Netzes wird mit der Kurzschlussleistung S''_k , der Nennspannung U_N und mit dem Faktor c berechnet¹³:

$$Z_Q = c_{S''_k} * \frac{U_Q^2}{S''_{kQ}} \quad (2.6)$$

2.1.2 Kurzschlussimpedanz des Transformators

Die Kurzschlussimpedanz des Transformators lässt sich aus seinen Betriebsdaten, der relativen Kurzschlussspannung u_k , der Nennspannung U_N und der Nennscheinleistung S_T herleiten. Die Nennspannung U_N wird, je nachdem auf welcher Seite der Kurzschluss auftritt, ausgewählt. Der Betrag der Impedanz des Transformators, sowie der reale und imaginäre Teil werden folgendermaßen bestimmt¹⁴:

$$Z_T = \frac{u_k * U_N^2}{100\% * S_T} \quad R_T = \frac{u_R * U_N^2}{100\% * S_T} \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (2.7)$$

2.1.3 Kurzschlussimpedanz des Generators

Für die Berechnung der Kurzschlussimpedanz des Generators wird die bezogene subtransiente Reaktanz x''_d , die Nennspannung und die Leistung des Generators verwendet. Der imaginäre Teil der Generatorimpedanz wird wie folgt bestimmt:

$$X_G = \frac{x''_d * U_{N,G}^2}{100\% * S_{N,G}} \quad (2.8)$$

¹³ Vgl. [GAW] S.260

¹⁴ Vgl. [SCH] S.810

Die Impedanz des Generators ergibt sich aus dem realen und imaginären Teil:

$$\underline{Z}_G = R_G + j * X_G \quad (2.9)$$

Der Realteil der Generatorimpedanz ist durch Abhängigkeit aus der Spannung und Leistung in Tabelle 2.1 bestimmt.

Tabelle 2.1: Wirksamer ohmscher Generatorwiderstand R_G nach DIN VDE 0102¹⁵

$U_G \leq 1kV$		$R_G = 0,15 * X_d''$
$U_G \geq 1kV$	$S_G \leq 100 MVA$	$R_G = 0,07 * X_d''$
$U_G \leq 1kV$	$S_G \geq 100 MVA$	$R_G = 0,005 * X_d''$

2.2 Symmetrischer Kurzschluss

Bei einem symmetrischen Kurzschluss sind alle Phasen des Netzes miteinander verbunden. Dieser Kurzschlussstrom wird 3-poliger Kurzschlussstrom genannt. In Abbildung 2.5 ist zu sehen, dass die Phasen a, b und c miteinander verbunden sind, ohne eine Erdberührung. Bei einem symmetrisch eingespeisten Netz verursacht der 3 polige Kurzschluss folgende symmetrische Kurzschlussströme der Phasen a, b und c, somit werden die symmetrischen Komponenten hergeleitet:

$$\underline{I}_a = \underline{I}_{k3p} \quad \underline{I}_b = \underline{a}^2 * \underline{I}_a \quad \underline{I}_c = \underline{a} * \underline{I}_a \quad (2.10)$$

$$\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c = \underline{I}_a (1 + \underline{a}^2 + \underline{a}) = 0 \quad (2.11)$$

$$\underline{I}_{(0)} = \frac{1}{3} [\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c] = \frac{1}{3} [1 + \underline{a} + \underline{a}^2] * \underline{I}_a = 0 \quad (2.12)$$

$$\underline{I}_{(1)} = \frac{1}{3} [\underline{I}_a + \underline{a} * \underline{I}_b + \underline{a}^2 * \underline{I}_c] = \frac{1}{3} [1 + \underline{a}^3 + \underline{a}^3] * \underline{I}_a = \underline{I}_a \quad (2.13)$$

$$\underline{I}_{(2)} = \frac{1}{3} [\underline{I}_a + \underline{a}^2 * \underline{I}_b + \underline{a} * \underline{I}_c] = \frac{1}{3} [1 + \underline{a} + \underline{a}^2] * \underline{I}_a = 0 \quad (2.14)$$

¹⁵ Vgl. [SCH] S.807

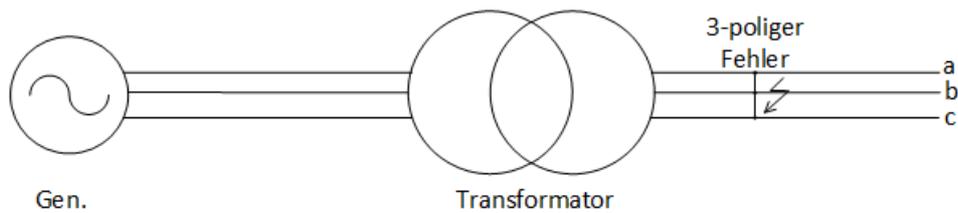


Abbildung 2.5: Dreipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Die Phasenspannungen und deren symmetrische Komponenten sind folgende:

$$\underline{U}_a = \underline{U}_b = \underline{U}_c \quad (2.15)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \frac{1}{3} [\underline{U}_a + \underline{a} * \underline{U}_b + \underline{a}^2 * \underline{U}_c] = \frac{1}{3} [1 + \underline{a} + \underline{a}^2] * \underline{U}_a = 0 \quad (2.16)$$

$$\underline{U}_{(2)} = \frac{1}{3} [\underline{U}_a + \underline{a}^2 * \underline{U}_b + \underline{a} * \underline{U}_c] = \frac{1}{3} [1 + \underline{a}^2 + \underline{a}] * \underline{U}_a = 0 \quad (2.17)$$

In Abbildung 2.6 wird das Komponentensystem des 3-poligen Kurzschlusses ohne Erdberührung dargestellt. Durch die Zusammensetzung der Spannungen von Systemkomponenten und Strömen in Abhängigkeit von der Schaltung, ergeben sich folgende Erkenntnisse:

$$\underline{U}_{(0)} = -\underline{Z}_{(0)} * \underline{I}_{(0)} \quad (2.18)$$

$$\underline{U}_{(1)} = \underline{E}_{(1)} - \underline{Z}_{(1)} * \underline{I}_{(1)} = 0 \quad \underline{I}_{(1)} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{(1)}} \quad (2.19)$$

$$\underline{U}_{(2)} = -\underline{Z}_{(2)} * \underline{I}_{(2)} = 0 \quad (2.20)$$

Das Gegen- und Nullsystem ist bei dem symmetrischen Fehler nicht wirksam. Der 3-polige Anfangskurzschlusswechselstrom ergibt sich aus folgender Gleichung¹⁶:

$$\underline{I}''_{k3p} = \underline{I}_{(1)} = \frac{\underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{(1)}} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * \underline{Z}_{(1)}} \quad (2.21)$$

¹⁶ Vgl. [GAW] S.266

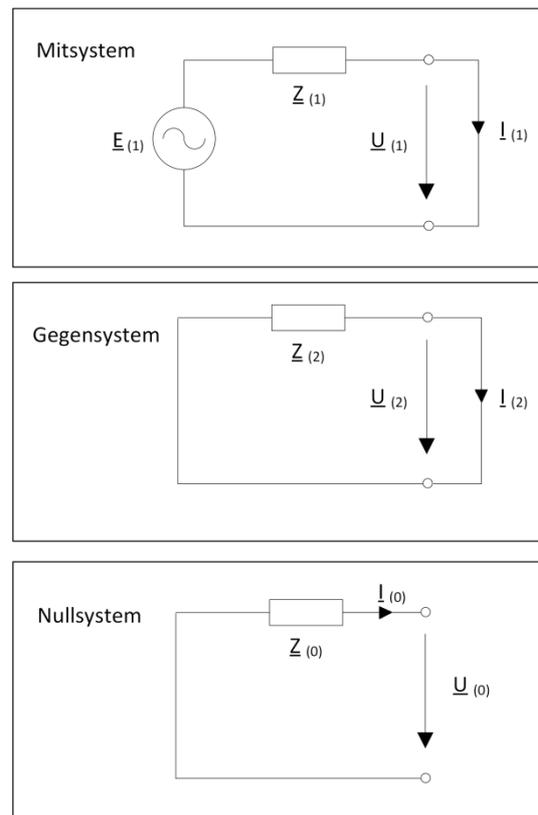


Abbildung 2.6: Symmetrische Komponenten für den 3-poligen Kurzschluss

Der oben dargestellte, 3-polige Kurzschluss wurde für die einseitige Einspeisung vom übergeordneten Netz dargestellt. Nun soll untersucht werden, wie sich der Kurzschlussstrom im Netz ändert, falls es mehrere Einspeisungen gibt. In Abbildung 2.7 wurde daher ein Netz mit einer Netzeinspeisungsstelle und einem Generator dargestellt. Der Generator ist eine dezentrale Erzeugungsanlage. Aus Vereinfachungsgründen wurde das Thevenin-Theorem verwendet. Dieses besagt, dass alle Spannungsquellen (die den Kurzschluss speisen) kurzgeschlossen werden und dazu wird an der Fehlerstelle eine Spannungsquelle angenommen, die den Fehlerstrom verursacht. Die Kurzschlussimpedanz ist die Ersatzimpedanz der ganzen Systemimpedanz von Seiten der Kurzschlussstelle aus betrachtet. Hier müssen die Leitungsimpedanzen, die Kurzschlussimpedanz des Generators, und die Kurzschlussimpedanz des Transformators berücksichtigt werden. Auch müssen alle Impedanzen auf die Spannungsebene bezogen werden, welche abhängig vom Fehlerbereich ist¹⁷.

¹⁷ Vgl. [SCH] S.790

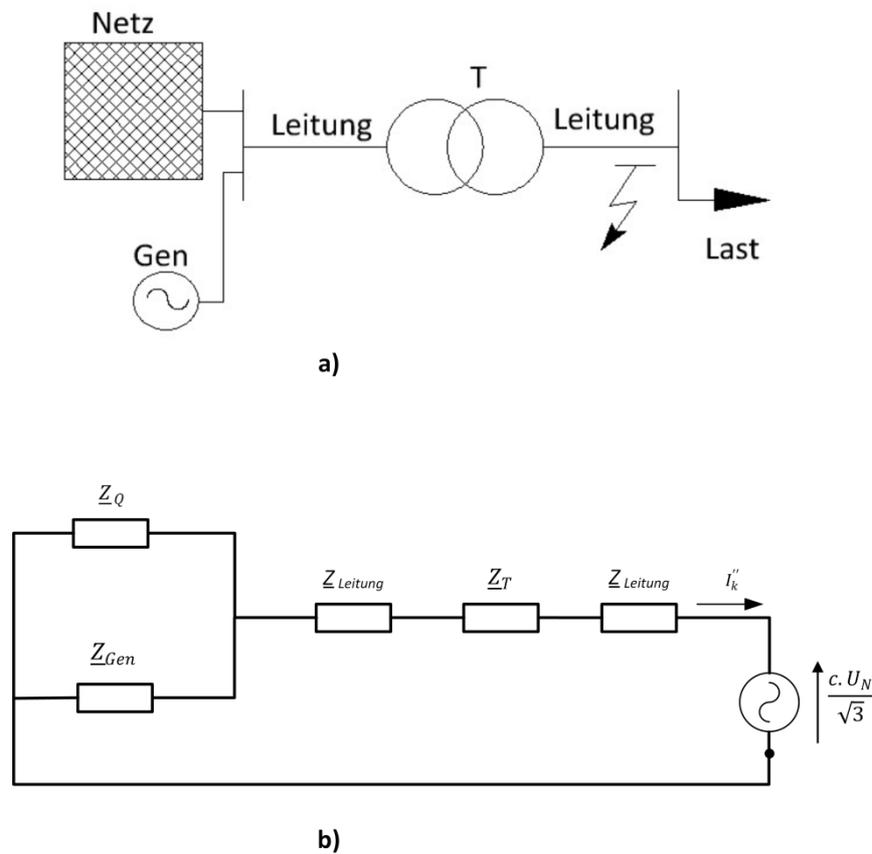


Abbildung 2.7: Darstellung eines Strahlennetzes mit einem Generator. a) Netzschaltplan mit Betriebsmittelsymbolen, b) Ersatzschaltbild mit Kurzschlussstrom

2.3 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung

In diesem Abschnitt werden die zwei Phasen b und c ohne Erdberührung kurzgeschlossen, somit kann in der nicht-kurzgeschlossenen Phase (hier Phase a) kein Strom fließen, siehe Abbildung 2.8.

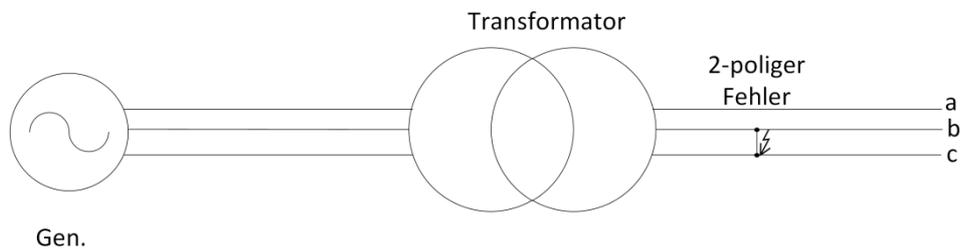


Abbildung 2.8: Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Die Fehlerbedingungen sind folgende:

$$\underline{U}_b = \underline{U}_c = 0 \quad (2.22)$$

$$\underline{I}_b + \underline{I}_c = 0 \quad (2.23)$$

$$\underline{I}_a = 0 \quad (2.24)$$

Somit ergeben sich folgende symmetrische Komponenten:

$$\underline{U}_{(1)} = \underline{U}_{(2)} \quad (2.25)$$

$$\underline{I}_{(2)} = -\underline{I}_{(1)} \quad (2.26)$$

$$\underline{I}_{(0)} = 0 \quad (2.27)$$

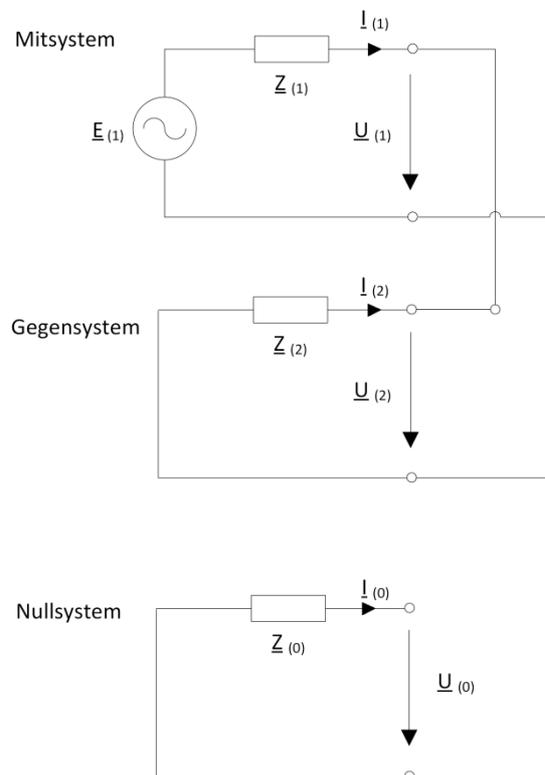


Abbildung 2.9: Symmetrische Komponenten mit Erdberührung

Die Darstellung der symmetrischen Komponenten des 2-poligen Kurzschlusses ohne Erdberührung ist in Abbildung 2.9 zu sehen und der Fehlerstrom ergibt sich wie folgt:

$$\underline{I}_{(1)} = \frac{\underline{E}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3} * (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)} = -\underline{I}_{(2)} \quad (2.28)$$

Die Rücktransformation der symmetrischen Komponenten in Phasengrößen ergibt sich wie folgt:

$$\underline{I}_b = (\underline{I}_{(0)} + \underline{a}^2 * \underline{I}_{(1)} + \underline{a} * \underline{I}_{(2)}) = (\underline{a}^2 - \underline{a}) * \underline{I}_{(1)} = -j\sqrt{3} * \underline{I}_{(1)} = -\underline{I}_c \quad (2.29)$$

Der 2-polige Kurzschlussstrom ohne Erdberührung und dessen Betrag ergibt sich¹⁸:

$$\underline{I}''_{k2p} = -j * \frac{c * U_n}{(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)} = \underline{I}_b = -\underline{I}_c \quad (2.30)$$

$$|\underline{I}''_{k2p}| = I''_{k2p} = \frac{c * U_n}{|\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2|} \quad (2.31)$$

2.4 1-poliger Kurzschluss im starr geerdeten Netz

1-polige-Kurzschlüsse treten beim direkten Kurzschließen eines Leiters mit der Erde oder beim Isolationsversagen auf. Es ist die häufigste Fehlerart, die in Erscheinung treten kann. In Abbildung 2.10 wurde ein Fall mit dem 1-poligen Kurzschluss im starr geerdeten Netz dargestellt. Hier wurde die Phase a 1-polig geerdet und somit gibt es bei Phase b und c keinen Kurzschlussstrom und bei Phase a keine Spannung.

$$\underline{I}_b = 0 \quad \underline{I}_c = 0 \quad \underline{U}_a = 0 \quad (2.32)$$

Die symmetrischen Komponenten werden in folgender Gleichung beschrieben:

$$\underline{U}_{(0)} + \underline{U}_{(1)} + \underline{U}_{(2)} = 0 \quad \underline{I}_{(0)} = \underline{I}_{(1)} = \underline{I}_{(2)} \quad (2.33)$$

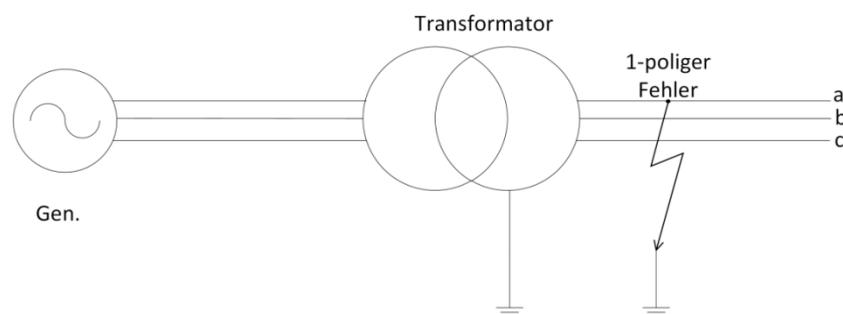


Abbildung 2.10: 1-poliger Kurzschluss im starr geerdeten Netz

¹⁸ Vgl. [GAW] S.268

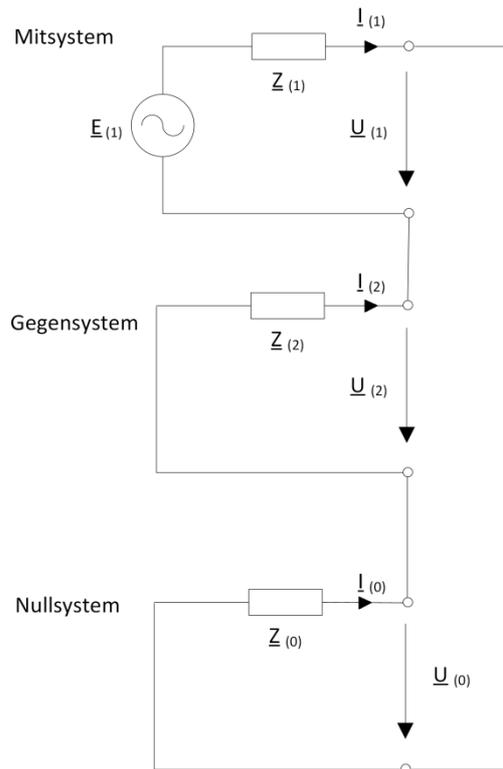


Abbildung 2.11: Darstellung der symmetrischen Komponenten mit starr geerdetem, 1-poligem Kurzschluss

In Abbildung 2.11 wurden die symmetrischen Komponenten mit starr geerdetem, 1-poligem Kurzschluss dargestellt. Der Fehlerstrom im Komponentensystem ist folgender:

$$I_{(0)} = I_{(1)} = I_{(2)} = \frac{\underline{E}_1}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} \quad (2.34)$$

Der Phasenstrom \underline{I}_a ergibt sich durch die Rücktransformation des Komponentensystems wie folgt:

$$\underline{I}_a = \underline{I}_{(0)} + \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} = \frac{3 * \underline{E}_1}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} \quad (2.35)$$

Der Anfangs-Kurzschlussstrom laut VDE0102 mit Nennspannung wird wie folgt ausgedrückt¹⁹:

$$I''_{k1p} = \frac{\sqrt{3} * c * U_N}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2|} \quad (2.36)$$

¹⁹ Vgl. [GAW] S.270

3 Auftretende Phänomene bei Kurzschlüssen in der Schutztechnik mit dezentraler Energieerzeugung

Die Niederspannungsnetze werden in der Regel als Strahlennetze betrieben, die über einen Transformator Strom zu den Verbrauchern liefern. Somit ist die Energieversorgung einseitig. Die einseitige Einspeisung ergibt eine einfache Netzstruktur und dadurch einen geringen Schutzaufwand. Diese Betriebsweise verändert sich jedoch, wenn in den Niederspannungsnetzen Dezentrale Anlagen (DEAs) angeschlossen werden. Dadurch wird nicht mehr einseitig, sondern von mehreren Quellen in das Netz eingespeist.

Mit anderen Worten wird bei einem Stromnetz mit DEAs ein unterschiedlicher Kurzschlussstrom eintreten, als bei einem Stromnetz ohne DEAs. In diesem Kapitel werden diese Phänomene untersucht, welche als Vergrößerung, Verkleinerung und unselektives Mitauslösen beschrieben sind.

3.1 Vergrößerung

In Abbildung 3.1 ist das Simulationsergebnis eines 3-poligen Kurzschlusses, welcher am Knoten N4 auftritt, dargestellt. Wie in der Abbildung deutlich zu erkennen ist, wird die Fehlerstelle nur aus dem übergeordneten Netz versorgt, da der Schalter der dezentralen Stromversorgungsanlage offen ist. Die Parameter des Netzelementes für diese Kurzschlussimulation werden in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Netzparameter für die Kurzschlussuntersuchung

Netz	
$S''_k = 20 \text{ MVA}$	$U_{\text{Netz}} = 20 \text{ kV}$
Freileitung	
$r'_{\text{FL}} = 0,3 \text{ } \Omega/\text{km}$	$x'_{\text{FL}} = 0,4 \text{ } \Omega/\text{km}$
$l = 11 \text{ km}$	
Transformator	
$U_{\text{N1}} = 20 \text{ kV}$	$U_{\text{N2}} = 0,4 \text{ kV}$
$S_{\text{N}} = 0,4 \text{ MVA}$	$u_{\text{k}} = 6 \text{ } \%$
Schaltgruppe: Dyn5	$u_{\text{R}} = 1,0 \text{ } \%$
Kabel	
$r'_k = 0,075 \text{ } \Omega/\text{km}$	$x'_k = 0,08 \text{ } \Omega/\text{km}$
$l = 0,1 \text{ km}$	
Dezentrale Stromerzeugungsanlage (DEA)	
$S_{\text{n}} = 0,4 \text{ MVA}$	$U_{\text{N,DEA}} = 0,4 \text{ kV}$
$R_{\text{DEA}}/X_{\text{DEA}} = 0,15$	$x''_{\text{d,sat}} = 14 \text{ } \%$

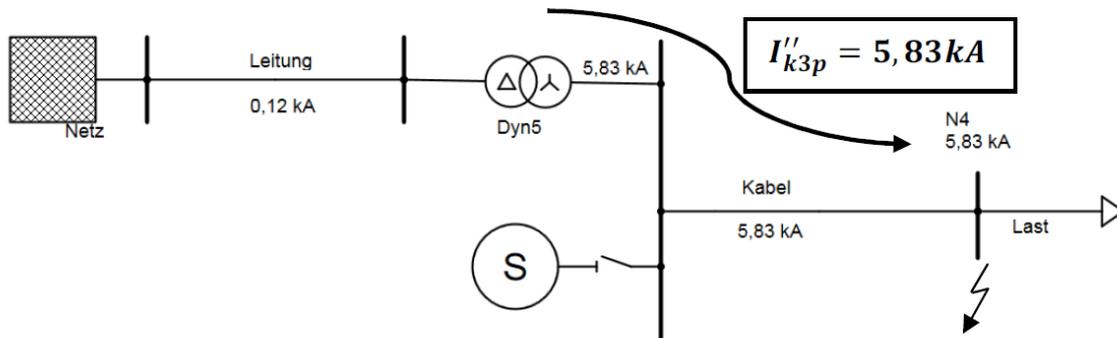


Abbildung 3.1: 3-Poliger Kurzschluss beim Knoten N4 ohne DEAs

Beim 3-poligen Kurzschlussfall wird der 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom wie schon im Kapitel 2.2 beschrieben, folgendermaßen berechnet:

$$I''_{k3p} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * \underline{Z}_K} \tag{3.1}$$

Die Nennspannung im Niederspannungsnetz ist 0,4 V. Die Kurzschlussimpedanz wird aus dem Ersatzschaltbild berechnet, siehe Abbildung 3.2. Die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung, die Impedanz der Freileitung, die Kurzschlussimpedanz des Transformators und die Impedanz des Kabels werden seriell dargestellt. Der 3-polige Kurzschlusswechselstrom ergibt sich wie folgt:

$$I''_{k3p} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * |\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fl} + \underline{Z}_T + \underline{Z}_{Kabel}|} \tag{3.2}$$

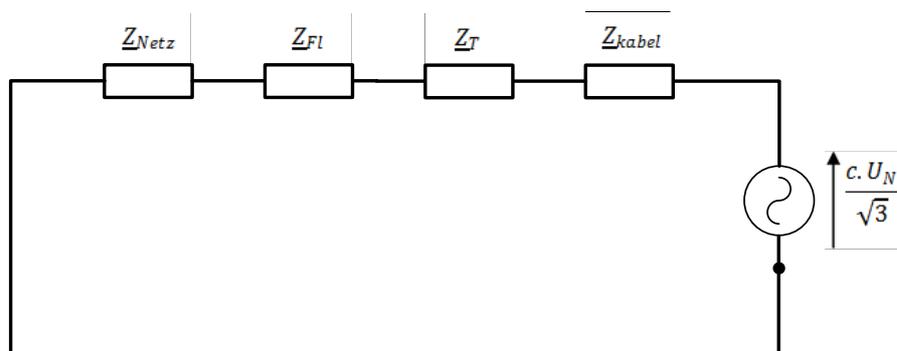


Abbildung 3.2: Ersatzschaltbild des 3-poligen Kurzschlusses ohne DEAs

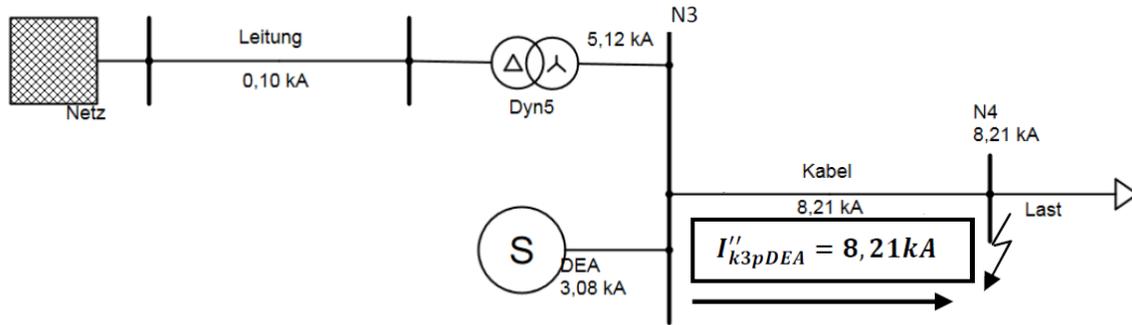


Abbildung 3.3: Simulation eines 3-poligen Kurzschlusses im Knoten N4 mit DEAs

Speist die dezentrale Erzeugungsanlage (mittels Synchrongenerator) in das Niederspannungsnetz ein, kommt es zu veränderten Kurzschlussströmen. Der simulierte 3-polige Kurzschluss befindet sich wiederum am Knoten N4, siehe Abbildung 3.3. Es ist eindeutig zu sehen, dass der 3-polige Kurzschlusswechselstrom mit DEA I''_{k3pDEA} größer ist als ohne DEA I''_{k3p} . Dieser, durch die einspeisende DEA, erhöhte Kurzschlussstrom wird Vergrößerung genannt.

Durch die Simulation kann das Vergrößerungsphänomen dargestellt werden. Um diesen Unterschied klar aufzeigen zu können, wird der 3 polige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom im Netz mit DEA berechnet. Die Kurzschlussimpedanz wird durch die DEA verändert. Das Ersatzschaltbild des 3 poligen Kurzschlusses mit DEA wird in Abbildung 3.4 dargestellt. Die Impedanz von der DEA wird parallel mit der Summe der Impedanzen von der Netzeinspeisung, von der Freileitung und von dem Transformator geschaltet, danach wird diese seriell mit dem Kabel angebinden. Dadurch ergibt sich die Kurzschlussimpedanz mit DEA:

$$Z_{K,DEA} = \left((Z_{Netz} + Z_{Fl} + Z_T) \parallel Z_{DEA} \right) + Z_{kabel} \tag{3.3}$$

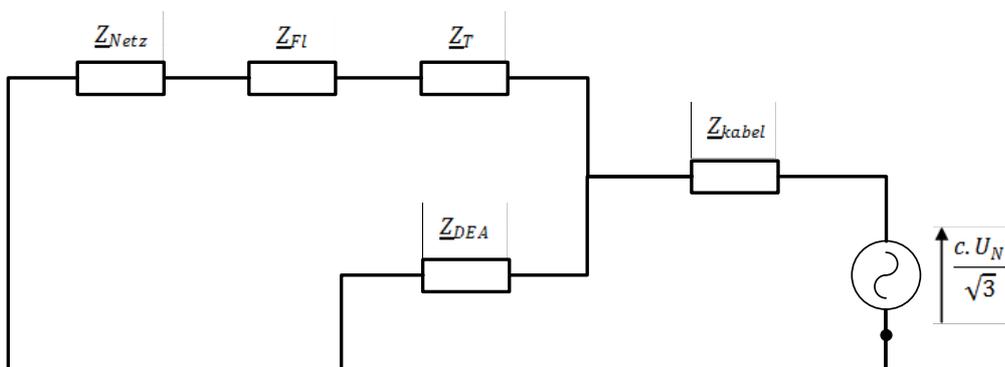


Abbildung 3.4: Ersatzschaltbild eines 3-poligen Kurzschlusses mit DEA

Die Summe der Impedanzen von der Netzeinspeisung, der Freileitung und von dem Transformator ist mit der Ersatzimpedanz \underline{Z}_{Ersatz} dargestellt.

$$\underline{Z}_{Ersatz} = \underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fl} + \underline{Z}_T \quad (3.4)$$

Im Allgemeinen wird die Impedanz der DEA höher sein, als die Impedanz eines starken Netzes. Man kann die Impedanz der DEA im Kurzschlussfall als ein Vielfaches der Impedanz des Netzes bezeichnen²⁰.

$$\underline{Z}_{DEA} = \underline{k} * \underline{Z}_{Ersatz} \quad |\underline{k}| > 1 \quad (3.5)$$

Mit Berücksichtigung der DEA wird der 3-polige Anfangskurzschlusswechselstrom folgendermaßen berechnet:

$$I''_{k3pDEA} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * \left| \frac{\underline{Z}_{Ersatz} * \underline{Z}_{DEA}}{\underline{Z}_{Ersatz} + \underline{Z}_{DEA}} + \underline{Z}_{Kabel} \right|} \quad (3.6)$$

Durch Einfügen der Gleichung (3.5) in Gleichung (3.6) ergibt sich

$$I''_{k3pDEA} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * \left| \frac{\underline{Z}_{Ersatz} * \underline{k} * \underline{Z}_{Ersatz}}{\underline{Z}_{Ersatz} + \underline{k} * \underline{Z}_{Ersatz}} + \underline{Z}_{Kabel} \right|} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * \left| \frac{\underline{Z}_{Ersatz} * \underline{k}}{1 + \underline{k}} + \underline{Z}_{Kabel} \right|} \quad (3.7)$$

Aus der vorangegangenen Simulation ist ersichtlich, dass die angeschlossene dezentrale Anlage den 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom eindeutig erhöht. Die Impedanz einer DEA ist in der Regel höher als eine Kurzschlussimpedanz des Netzes. Dies wird auch in Gleichung (3.5) dargestellt. In Gleichung (3.7) wird die Ersatzimpedanz immer mit einer Zahl multipliziert, welche kleiner als 1 ist, da \underline{k} , dividiert mit \underline{k} plus 1, immer kleiner als 1 ist, siehe Gleichung (3.8). Dadurch steigt auch der Kurzschlussstrom²¹.

$$\frac{\underline{k}}{\underline{k} + 1} < 1 \quad (3.8)$$

²⁰Vgl. [SHU] S.48 ff.

²¹ Vgl. [SHU] S.49.

Um die Vergrößerung darzustellen, werden die Werte der vorangegangenen Simulationen mit DEA und ohne DEA verglichen. Folgender Ausdruck wird verwendet²⁰:

$$\text{Vergrößerung [\%]} = \frac{I''_{k3pDEA}}{I''_{k3p}} \cdot 100[\%] \quad (3.9)$$

Bei den Simulationen, die in Abbildung 3.1 und Abbildung 3.3 zu sehen sind, findet folgende Vergrößerung statt:

$$\text{Vergrößerung [\%]} = \frac{I''_{k3pDEA}}{I''_{k3p}} [\%] = \frac{8,21 \text{ kA}}{5,83 \text{ kA}} \cdot 100 [\%] = 140,8[\%] \quad (3.10)$$

Um das Verständnis zur Vergrößerung in Abhängigkeit von der DEA-Leistung und der Kurzschlussleistung der Netzeinspeisung zu verdeutlichen, wird folgendes Gedankenexperiment durchgeführt. Stellt man sich vor, dass bei Abbildung 3.3 die Kurzschlussstelle nicht am Knoten N4, sondern direkt bei der Sammelschiene, also dort wo der Transformator und die DEA zusammenschaltet werden (N3), simuliert wird, dann muss die Impedanz des Kabels nicht berücksichtigt werden. Das Ersatzschaltbild des Kurzschlusses würde ähnlich wie bei Abbildung 3.4 ausschauen. Die Kabelimpedanz würde hier nicht auftreten. Die Ersatzimpedanz, welche in Gleichung (3.4) definiert ist, wird mit der Impedanz des Generators parallel geschaltet, und dadurch lautet die Kurzschlussimpedanz mit DEA wie folgt:

$$\underline{Z}_{K,DEA} = (\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fl} + \underline{Z}_T) \parallel \underline{Z}_{DEA} = \underline{Z}_{ERSATZ} \parallel \underline{Z}_{DEA} = \frac{\underline{Z}_{ERSATZ} * \underline{Z}_{DEA}}{\underline{Z}_{ERSATZ} + \underline{Z}_{DEA}} \quad (3.11)$$

Bei derselben Kurzschlussstelle wird die Kurzschlussimpedanz ohne DEA folgendermaßen berechnet:

$$\underline{Z}_K = \underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fl} + \underline{Z}_T = \underline{Z}_{ERSATZ} \quad (3.12)$$

Das Vergrößerungsphänomen wird folgendermaßen dargestellt:

$$\text{Vergrößerung [\%]} = \frac{I''_{k3pDEA}}{I''_{k3p}} [\%] = \frac{\underline{Z}_{ERSATZ} + \underline{Z}_{DEA}}{\underline{Z}_{DEA}} = \frac{\underline{Z}_{ERSATZ}}{\underline{Z}_{DEA}} + 1 \quad (3.13)$$

Das Vergrößerungsphänomen ist also abhängig von der Impedanz der DEA, der Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung, der Impedanz des Transformators und der Impedanz der Freileitungen.

Die Impedanzen des Transformators und der Leitung werden in einem Netz immer gleich bleiben, aber durch das Ändern der Leistung der DEA-Anlage ändert sich dessen Kurzschlussimpedanz. Die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung ist auch abhängig von der Kurzschlussleistung des Netzes. Dadurch wird die Kurzschlussimpedanz der Einspeisung in einem starken Netz anders sein, als in einem schwachen Netz.

3.2 Abschwächung (Blinding)

Ein anderes Phänomen welches aufgrund von dezentralen Erzeugern in einem Netz auftritt ist die Abschwächung, auf Englisch auch „Blinding“ genannt. In diesem Phänomen wird der Kurzschlussstrom, der von dem übergeordneten Netz eingespeist wird, reduziert, wenn die DEA und die Netzeinspeisung die Fehlerstelle parallel versorgen²².

Der Abschwächungseffekt ist schon in den vorherigen Kurzschlussimulationen (Abbildung 3.1 und Abbildung 3.3) aufgetreten, aber er wurde nicht erwähnt, da bei der Simulation auf das Phänomen der Vergrößerung fokussiert wurde. Wenn man die 3-polige Kurzschlussimulation ohne DEA in Abbildung 3.1 betrachtet, sieht man, dass der 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{k3p} , der nach dem Transformator bis zur Kurzschlussstelle auftritt, gleich bleibt ($I''_{k3p} = 5,83 \text{ kA}$). Dies wurde wie folgt ausgerechnet:

$$I''_{k3p} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * |\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Fl} + \underline{Z}_T + \underline{Z}_{Kabel}|} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * |\underline{Z}_{Ersatz} + \underline{Z}_{Kabel}|} \quad (3.14)$$

Wenn die Simulation mit der DEA betrachtet wird, siehe Abbildung 3.3, hat der 3-polige Anfangs-kurzschlussstrom mit der DEA eine schwächere Stromstärke zwischen Transformator und Knoten N4 als der 3-polige Anfangskurzschlussstrom ohne DEA. Der Kurzschlussstrom mit der DEA zwischen dem Transformator und dem Knoten N3 ist als $I''_{k3pDEATrafo}$ dargestellt. Bei dieser Simulation, die mit den Parametern von Tabelle 3.1 berechnet wurde, nimmt dieser Kurzschlussstrom den Wert $I''_{k3pDEATrafo} = 5,12 \text{ kA}$ an, siehe Abbildung 3.5. Dieses Abschwächungsphänomen könnte während des Kurzschlussstroms längere Auslösezeiten bei den Schutzgeräten verursachen, oder im schlimmsten Fall zu einem Fehlverhalten der Schutzgeräte führen.

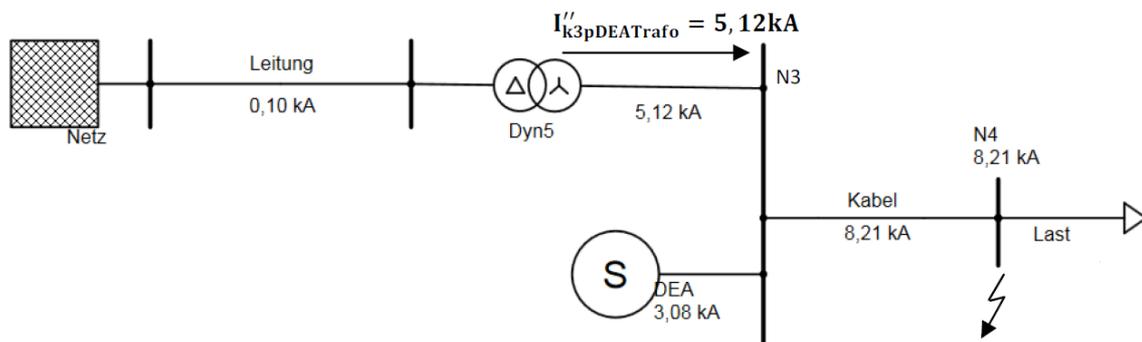


Abbildung 3.5: Simulierung des 3-poligen Kurzschlusswechselstroms mit DEA

Der Grund für das Abschwächungsphänomen wird mit dem Ersatzschaltbild in der Abbildung 2.6 verdeutlicht. Die Impedanz der DEA wird hier parallel mit den Kurzschlussimpedanzen der Netzeinspeisung, der Freileitung und des Transformators geschaltet²³. Durch das Parallelschalten der

²² Vgl. [MAK] S.378

²³ Vgl. [KAU] S.316

DEA teilt sich der gesamte 3-polige Kurzschlusswechselstrom zwischen diesen Zweigen auf. Da die Impedanz der DEA größer als die Impedanz des übergeordneten Netzes ist, fließt ein großer Anteil des Kurzschlussstroms durch das übergeordnete Netz.

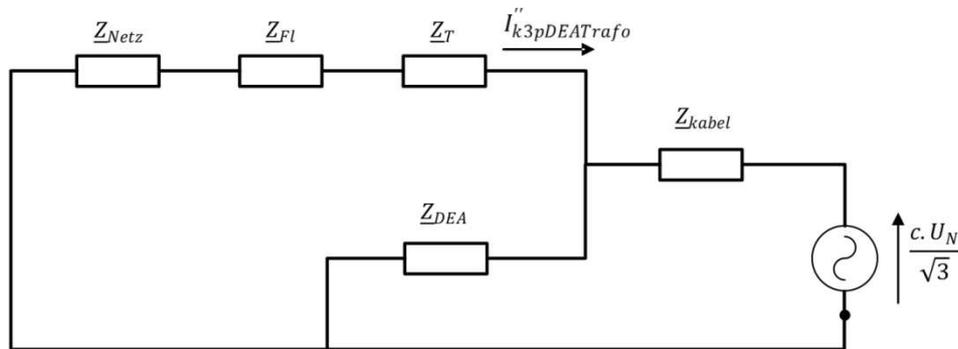


Abbildung 3.6: Ersatzschaltbild für den 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom

Der 3-polige Anfangskurzschlusswechselstrom zwischen Trafo und Knoten N3 $I''_{k3pDEATrafo}$ wird wie folgt berechnet:

$$I''_{k3pDEATrafo} = \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * \left| \frac{Z_{ERSATZ} * Z_{DEA}}{Z_{ERSATZ} + Z_{DEA}} + Z_{Kabel} \right|} * \left| \frac{Z_{DEA}}{Z_{ERSATZ} + Z_{DEA}} \right| \quad (3.15)$$

$$= \frac{c * U_N}{\sqrt{3} * \left| Z_{ERSATZ} + Z_{Kabel} + \frac{Z_{Kabel} * Z_{ERSATZ}}{Z_{DEA}} \right|}$$

Die Abschwächung (Blinding) wird wie folgt ausgedrückt²⁴:

$$Abschwächung [\%] = \frac{I''_{k3pDEATrafo}}{I''_{k3p}} * 100 [\%] \quad (3.16)$$

Für die Beispielmodelle mit und ohne einer DEA, siehe Abbildung 3.1 und Abbildung 3.3, zeigt sich die Abschwächung folgendermaßen:

$$Abschwächung [\%] = \frac{I''_{k3pDEATrafo}}{I''_{k3p}} * 100 [\%] = \frac{5,12 \text{ kA}}{5,83 \text{ kA}} * 100 [\%] = 87,8 [\%] \quad (3.17)$$

²⁴ Vgl. [SHU] S.52

Das Abschwächungsphänomen in Abhängigkeit von der Impedanz der DEA \underline{Z}_{DEA} , der Ersatzimpedanz \underline{Z}_{Ersatz} und der Kabelimpedanz \underline{Z}_{Kabel} zeigt sich folgendermaßen²⁵:

$$\begin{aligned}
 \text{Abschwächung [\%]} &= \frac{I''_{k3pDEATrafo}}{I''_{k3p}} * 100[\%] \\
 &= \frac{|\underline{Z}_{Ersatz} + \underline{Z}_{Kabel}|}{\left| \underline{Z}_{ERSATZ} + \underline{Z}_{Kabel} + \frac{\underline{Z}_{Kabel} * \underline{Z}_{ERSATZ}}{\underline{Z}_{DEA}} \right|} * 100[\%] \\
 &= \frac{1}{\left| 1 + \frac{\underline{Z}_{ERSATZ}}{\left(\frac{\underline{Z}_{Ersatz} + 1}{\underline{Z}_{Kabel}} \right) * \underline{Z}_{DEA}} \right|} * 100[\%] \\
 &= \frac{1}{\left| 1 + \frac{1}{\left(\frac{1}{\underline{Z}_{Kabel}} + \frac{1}{\underline{Z}_{ERSATZ}} \right) * \underline{Z}_{DEA}} \right|} * 100[\%]
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Es ist in der Gleichung (3.18) ersichtlich, dass die Erhöhung der Kabelimpedanz bzw. der Ersatzimpedanz das Abschwächungsphänomen verstärkt. Die Verkleinerung der DEA-Impedanz, welche durch Erhöhung der Scheinleistung von der DEA möglich ist, verstärkt auch das Abschwächungsphänomen.

3.3 Unselektives Mitauslösen

Als letztes Phänomen wird das unselektive Mitauslösen, auf Englisch „Sympathetic Tripping“²⁶ bzw. „False Tripping“²⁷, untersucht. Dieses Phänomen verursacht ein unerwünschtes Abschalten des Schutzgerätes bzw. der Schutzgeräte, die bei den Schutzsystemen richtungsunabhängig konstruiert sind. Unter diesen befinden sich auch Überstromschutzeinrichtungen, wie Sicherungen. In Abbildung 3.7 wird ein Kurzschlussfall simuliert. Hier wird die Kurzschlussstelle aus zwei verschiedenen Quellen versorgt, nämlich von einer DEA und aus dem übergeordneten Netz. Die 3-polige Kurzschlussstelle, welche sich am Knoten N21 befindet, wird somit zugleich von einer DEA und aus dem übergeordneten Netz mit Kurzschlussstrom versorgt. Die Rückspeisung der DEA könnte die Schutzsysteme unerwünscht auslösen. Wie in Abbildung 3.7 gesehen werden kann, fließt der 3-polige Kurzschlussstrom aus der DEA mit dem Wert 2,36 kA. Das unselektive Mitauslösen wird meistens durch synchrone Generatoren ausgelöst²⁷, da bei einem Kurzschlussfall ein Vielfaches ihres Nennstroms in das Netz gespeist wird.

²⁵ Vgl. [SHU] S.52

²⁶ Vgl. [SHU] S.52 ff.

²⁷ Vgl. [KAU] S.317

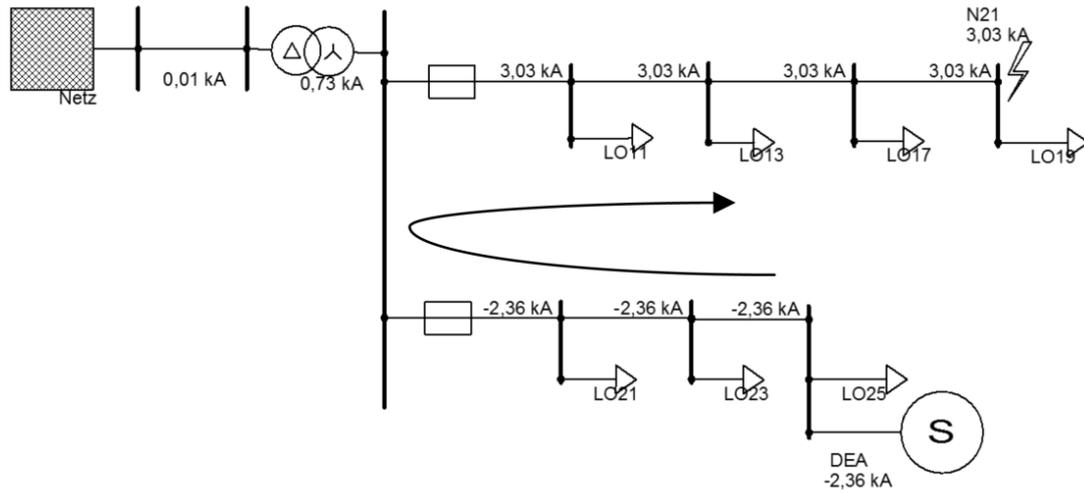


Abbildung 3.7: Prinzip für das unselektive Mitauslösen

4 Netzschutztechnik mit Schmelzsicherungen

4.1 Anforderungen der Schutzeinrichtungen

Schutzeinrichtungen müssen folgende Anforderungen aufweisen²⁸:

- **Sicherheit:** Eine Netzschutzeinrichtung muss Fehler sicher erkennen und danach zuverlässig abschalten. Zur Gewährleistung der Sicherheit wird der Schutz eines Netzes immer funktionsredundant ausgeführt, also mit einem Reserveschutz.
- **Vermeidung von Über- und Unteransprechen:** Die Schutzeinrichtung soll weder bei kurzzeitig erhöhten Betriebsströmen abschalten (Überansprechen), noch sollen Kurzschlüsse unerkannt bleiben (Unteransprechen).
- **Schnelligkeit:** Von einem Schutzsystem wird erwartet, dass ein schnelles Abschalten in einem Fehlerfall gewährleistet ist, denn eine kürzere Abschaltzeit begrenzt den Schaden des Schutzobjekts auf ein Minimum.
- **Selektivität:** Die Schutzeinrichtung soll nur die fehlerbehaftete oder schadhafte Komponente des Netzes heraustrennen. Nach einer selektiven Trennung des fehlerbehafteten Betriebsmittels, kann der restliche Teil des Netzes weiter betrieben werden.

4.2 Sicherungen

Sicherungen werden verwendet, um die Kurzschlussströme und auch die Überlastströme zu unterbrechen. Der Ausschaltvorgang wird über Schmelzen des dünnen Leiters bewirkt, darum werden sie auch Schmelzsicherungen genannt. Die Schmelzsicherungen können nur einmal auslösen bzw. schmelzen, danach müssen sie gewechselt werden²⁹. Für die Sicherungen gelten folgende Definitionen^{30 31}:

Die Bemessungsspannung U_N : Die Bemessungsspannung für eine Sicherung (sie wird auch Nennspannung genannt) ist ein Spannungswert, mit der die Sicherung bezeichnet wird. Jede Sicherung ist immer für eine bestimmte Nennspannung gebaut.

Der Bemessungsstrom I_N : Der Bemessungsstrom einer Sicherung (er wird auch Nennstrom genannt) ist die Stromstärke, mit dem die Sicherung dauernd belastet werden darf, ohne dass nachteilige, die Funktion beeinträchtigende Veränderungen zu erwarten sind.

Die Strom-Zeit-Kennlinie: Die Strom-Zeit-Kennlinie gibt für bestimmte Betriebsbedingungen die Schmelzzeit bzw. Ausschaltzeit als Funktion des unbeeinflussten Stromes an, siehe Abbildung 4.1.

²⁸ Vgl. [SCH] S.587 ff.

²⁹ Vgl. [SCH] S.532 ff.

³⁰ Vgl. [KIE] S.340 ff.

³¹ Vgl. [SEN] S.4

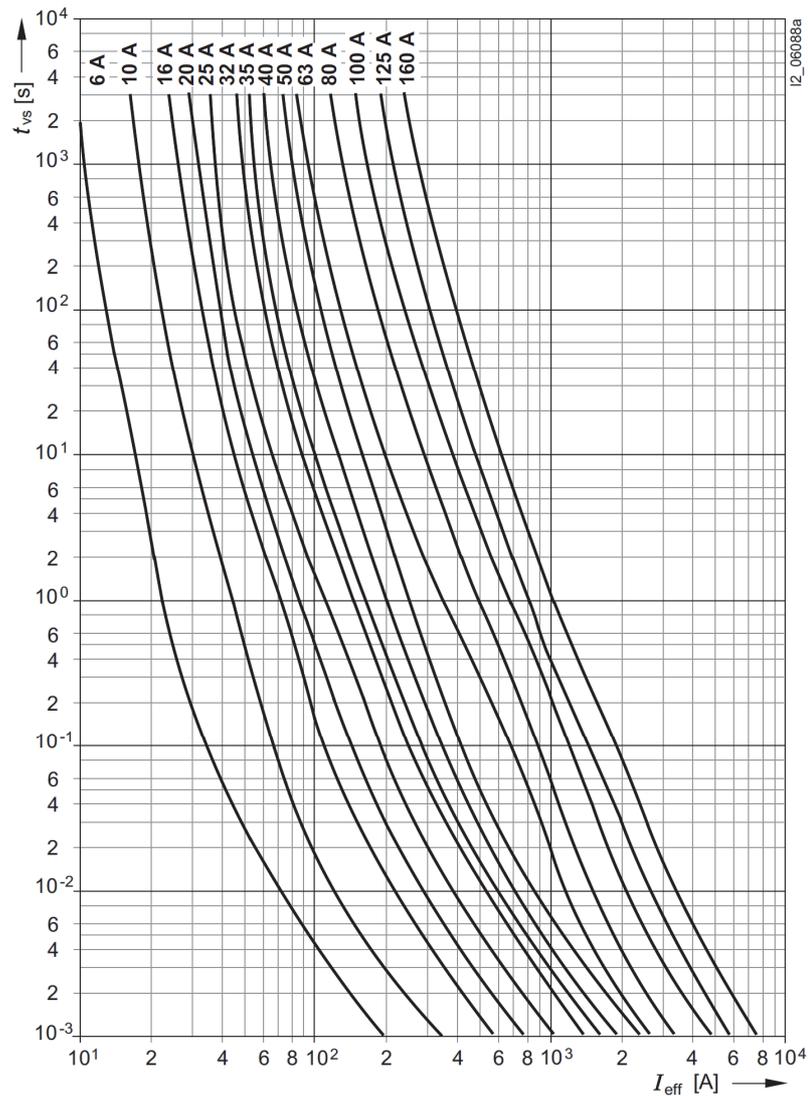


Abbildung 4.1: Strom-Zeit Kennlinie des Sicherungssystems der Baureihe 3NA3 0 NH³²

Der kleinste Schmelzstrom: Der kleinste Schmelzstrom ist der kleinste elektrische Strom, der die Schmelzleitung zum abschmelzen bringt.

Die Schmelzzeit t_s : Die Schmelzzeit (Vorlichtbogenzeit) ist die Zeitspanne zwischen dem Einsetzen des Stroms, der das Ansprechen der Sicherung bewirkt, bis zum Entstehen des Lichtbogens.

Die Löszeit t_l : Die Löszeit (Lichtbogenzeit) ist die Zeitspanne zwischen dem Entstehen des Lichtbogens und seinem endgültigen Erlöschen.

Die Ausschaltzeit t_a : Die Ausschaltzeit t_a ist die Summe aus der Schmelzzeit und der Löszeit ($t_a = t_s + t_l$), siehe Abbildung 4.2.

Der Stoßkurzschlussstrom i_p : Der Stoßkurzschlussstrom ist der Stromwert, der zum Fließen kommen würde, wenn keine Sicherung in den Stromkreis eingebaut wäre.

Der Durchlassstrom I_C : Der Durchlassstrom I_C ist der höchste Augenblickswert des elektrischen Stroms, der während des Ausschaltvorgangs eines Sicherungseinsatzes erreicht

³² Vgl. [SEN] S.48

wird, wenn dieser so ausschaltet, dass sich der anderenfalls mögliche Höchstwert des Stroms (Der Stoßkurzschlussstrom) nicht einstellen kann, siehe Abbildung 4.3.

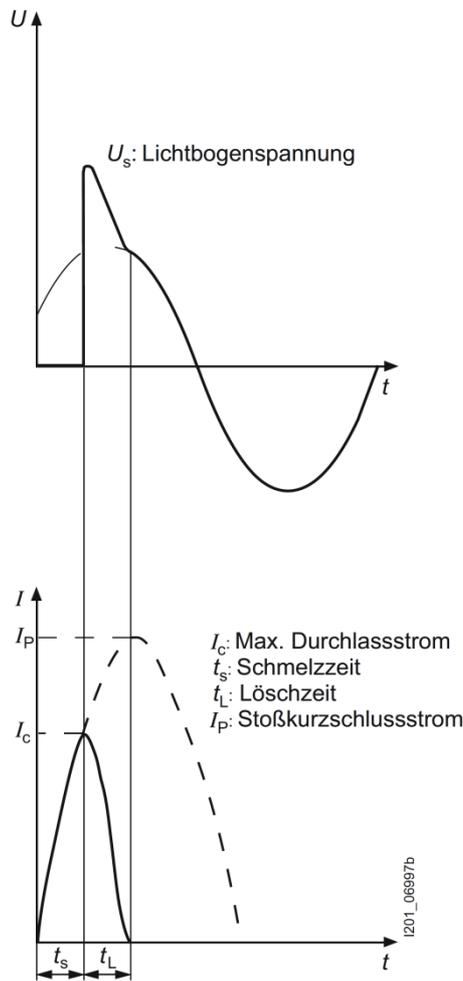


Abbildung 4.2: Oszillogramm einer Kurzschlussstrom-Abschaltung durch einen Sicherungseinsatz³³

³³ Vgl. [SEN] S.5

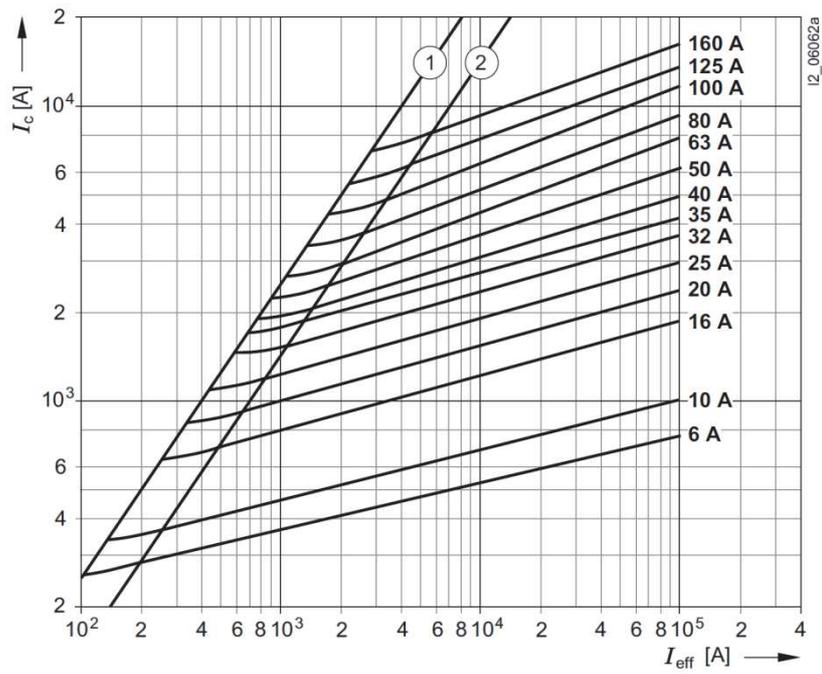


Abbildung 4.3: Strombegrenzungsdiagramm vom Sicherungssystem der Baureihe 3NA3 0 NH:
 (1) Stoßkurzschlussstrom mit größtem Gleichstromglied, (2) Stoßkurzschlussstrom ohne Gleichstromglied³⁴

³⁴ Vgl. [SEN] S.48

5 Modellierung des Strahlennetzes

In Abbildung 5.1, auf der nächsten Seite, kann das für die Simulation verwendete Niederspannungsmodellnetz, welches als Strahlennetz ausgelegt ist, gesehen werden. Es ist als Strahlennetz ausgelegt, weil Niederspannungsnetze zur Einfachheit als Strahlennetze betrieben werden.

Wie in Abbildung 5.1 ersichtlich, wird durch einen Transformator die Mittelspannung 30 kV in Niederspannung 0,42 kV transformiert. Nach diesem Transformator befindet sich die erste Sammelschiene, die als „Hauptsammelschiene“(HS) benannt ist. Von hier aus teilt sich das Niederspannungsnetz in zwei Stränge auf. Im linken Zweig werden die Knoten der Sammelschienen mit N1 bezeichnet, im rechten Zweig werden die Knoten der Sammelschienen mit N2 bezeichnet. Innerhalb eines Zweiges wird jeder Knoten noch einmal mit einer weiteren Zahl unterschieden. So steht z.B.: N1_3 für den 3. Knoten des linken Zweiges. Die Messpunkte an denen die Kurzschlussströme erfasst werden, sind durch Kreise gekennzeichnet. Die Namen der Messpunkte stehen immer in Abhängigkeit mit den unteren Knoten. So steht M1_1 für einen Messpunkt über dem Knoten N1_1 im linken Zweig. Die DEAs werden mit einem S dargestellt.

Während der Fehleruntersuchungen werden sieben verschiedene Kurzschlussstellen getestet. Diese Kurzschlussstellen werden mit den Abkürzungen KS1, KS2, KS3, KS4, KS5, KS6 und KS7 gekennzeichnet, siehe Abbildung 5.1.

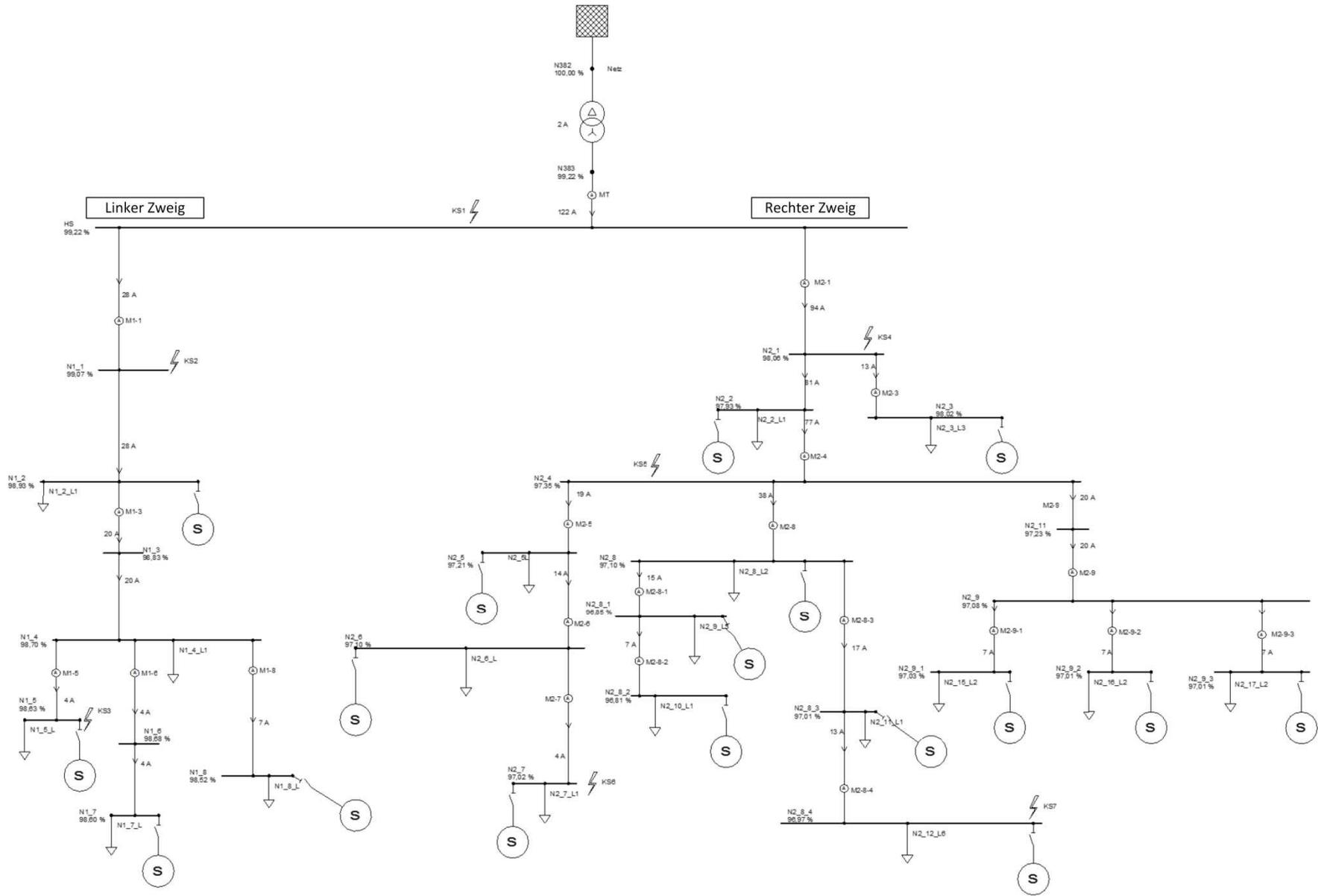


Abbildung 5.1: Niederspannungsmodellnetz

5.1 Modellierung des Netzes

In diesem Bereich werden die Parameter für das verwendete Niederspannungsmodellnetz beschrieben.

5.1.1 Netzeinspeisung

Für die Untersuchungen werden zwei verschiedene Kurzschlussleistungen des übergeordneten Mittelspannungsnetzes verwendet. Für die Kurzschlussleistung einer starken Netzeinspeisung wurde ein Wert von 200 MVA und für ein schwaches Netz ein Wert von 6,25 MVA gewählt. Das Verhältnis zwischen dem Netzwidestand und der Impedanz R/X wurde mit 0,1 festgelegt.

Tabelle 5.1: Parameter für die Netzeinspeisung

Netzeinspeisung		
Kurzschlussleistung	S_k''	Siehe Abbildung 6.5
Verhältnis	R/X	0,1

5.1.2 Zweiwicklungs-Transformator

Bei der Simulation wird ein Dyn5 Zweiwicklungs-Transformator mit einer Nennscheinleistung von 250 kVA verwendet. Dieser Transformator hat eine bezogene Kurzschlussspannung von 4 %.

Tabelle 5.2: Parameter für den Dyn5 Zweiwicklungs-Transformator

Transformatordaten		
Nennspannung Seite 1	U_{n1}	30 kV
Nennspannung Seite 2	U_{n2}	0,42 kV
Nennscheinleistung	S_n	0,25 MVA
Bez. KS-Spannung	u_k	4,0 %
Ohm. KS-Spannung	u_r	1 %
Schaltgruppe	Dyn5	
Nullsystem:		
Verh. Null-/Mitimpedanz	Z_0/Z_1	1,0
Verh. R/X im Nullsystem	R_0/X_0	1,0
Sternpunktbeh. Seite 2	Starr geerdet	

5.1.3 Leitungen

Die Kabelparameter der vorhandenen Kabel im verwendeten Niederspannungsnetz sind in der Tabelle 5.3 und in der Tabelle 5.4 angeführt. Dabei besitzt die Nullsystemimpedanz den 4-fachen Wert der Mitsystemimpedanz.

Tabelle 5.3: Kabelparameter für den linken Zweig des Modellnetzes

Anfangsknoten	Endknoten	Länge[m]	Widerstand [Ω /km]	Reaktanz [Ω /km]
HS	N1_1	33	0,308	0,29
N1_1	N1_2	32	0,308	0,29
N1_2	N1_3	32	0,308	0,29
N1_3	N1_4	45	0,308	0,29
N1_4	N1_5	26	1,37	0,34
N1_4	N1_6	22	0,308	0,29
N1_6	N1_7	41	1,114	0,09
N1_4	N1_8	46	1,87	0,34

Tabelle 5.4: Kabelparameter für den rechten Zweig des Modellnetzes

Anfangsknoten	Endknoten	Länge[m]	Widerstand [Ω /km]	Reaktanz [Ω /km]
HS	N2_1	135	0,208	0,08
N2_1	N2_2	10	0,308	0,29
N2_1	N2_3	19	0,308	0,29
N2_2	N2_4	48	0,308	0,29
N2_4	N2_5	25	0,724	0,086
N2_5	N2_6	25	0,724	0,086
N2_6	N2_7	36	1,41	0,09
N2_4	N2_8	41	0,308	0,29
N2_8	N2_8_1	59	0,594	0,32
N2_8_1	N2_8_2	26	0,594	0,32
N2_8	N2_8_3	33	0,308	0,29
N2_8_3	N2_8_4	22	0,308	0,082
N2-4	N2-13	33	0,594	0,32
N2_13	N2_9	25	0,724	0,086
N2_9	N2_9_1	27	0,724	0,086
N2_9	N2_9_2	25	1,14	0,09
N2_9	N2_9_3	25	1,14	0,09

5.1.4 Dezentrale Stromerzeugungsanlagen

Bei den Simulationen speisen dezentrale Stromerzeugungsanlagen (DEAs) in das Niederspannungsnetz ein. Dadurch hat man neben der Netzeinspeisung des übergeordneten Netzes auch andere Einspeiser im Netz. Für die Simulierung der PV Anlage mit einem Inverter wird ein Synchrongenerator so eingestellt, dass er während des Fehlerfalls die gewünschten Kurzschlussströme liefern kann. Dies wird mit der veränderten gesättigten subtransienten Reaktanz $x''_{d\ sat}$ durchgeführt. Für die normale PV-Anlage wird die gesättigte subtransiente Reaktanz mit 90 % angenommen und für das insel-fähige PV-Verhalten wird die gesättigte subtransiente Reaktanz mit 33 % angenommen. Bei den Fehlerfällen ist das Verhalten der PV-Anlagen einstellungsabhängig. In den Untersuchungen werden zwei verschiedene Situationen für PV-Anlagen angenommen. Die erste PV-Anlage speist während des Fehlerfalls den 1,1 fachen Nennstrom. Diese PV-Anlage wird als normale PV-Anlage definiert. Die zweite PV-Anlage speist während des Fehlerfalls den 3 fachen Nennstrom und wird als insel-fähige PV-Anlage definiert.

In einer weiteren Stufe der Simulationen werden, statt der PV-Anlagen, BHKWs verwendet. Die subtransiente Reaktanz der BHKWs wird nach DIN VDE 0102 mit 15 % angenommen³⁵. Während der Untersuchungen werden immer unterschiedliche Scheinleistungen der DEAs angenommen. Dies ist auch in Abbildung 6.5 zu sehen.

Tabelle 5.5: Parameter für eine DEA

Dezentrale Stromerzeugungsanlage (DEA)		
Bem. Scheinleistung	Die Scheinleistungen sind Untersuchungsabhängig, siehe Abbildung 6.5	
Bem. Spannung	U_N	0,4kV
Verhältnis R/X	R/X	0,001
Gesätt. subtr. Reaktanz	$x''_{d\ sat}$	siehe Abbildung 6.5
Bem. Leistungsfaktor	$\cos\varphi_n$	0,9

³⁵ Vgl. [SCH] S.808

5.1.5 Lasten

Die Ersatzlasten von den jeweiligen Verbrauchern, die sich im Modellnetz befinden, sind in Tabelle 5.6 zu sehen.

Tabelle 5.6: Ersatzlasten von den jeweiligen Verbrauchern

Linker Zweig		Rechter Zweig	
Elementnamen	Wirkleistung [kW]	Elementnamen	Wirkleistung [kW]
N1_2_L1	6,03	N2_10_L1	4,68
N1_4_L1	3	N2_11_L1	3
N1_5_L1	3	N2_12_L6	9
N1_7_L1	3	N2_15_L2	4,68
N1_8_L2	4,68	N2_16_L2	4,68
		N2_17_L2	4,68
		N2_2_L1	3
		N2_3_L3	6,03
		N2_5L2	3
		N2_6_L1	7,32
		N2_7_L1	3
		N2_8_L2	4,68
		N2_9_L3	6,03

6 Simulation

6.1 Unterschiedliche Kurzschlussleistungen des übergeordneten Netzes

Um die 3-poligen Anfangs-Kurzschlussströme im Niederspannungsnetz mit verschiedenen Netzkurzschlussleistungen, welche vom übergeordneten Netz eingespeist werden, zu veranschaulichen, werden im folgenden verschiedene Fehlerfälle simuliert.

Im Allgemeinen gilt, wenn die Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes größer ist, dann erhöht sich auch der Anfangs-Kurzschlussstrom. Hier können Transformatoren auch eine begrenzen- de Rolle spielen, da sie nur bestimmte Kapazitäten übertragen können. Dieses begrenzen- de Phänomen, welches die Werte der Kurzschlussströme limitiert, wird in Abbildung 6.1 und Abbil- dung 6.2 dargestellt. Es wird auch deutlich, dass bei den Kurzschlussfällen, ab einer bestimmten Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes, aufgrund der restlichen Impedanzen keine grö- ßeren Änderungen des Anfangskurzschlussstromes bewirkt werden.

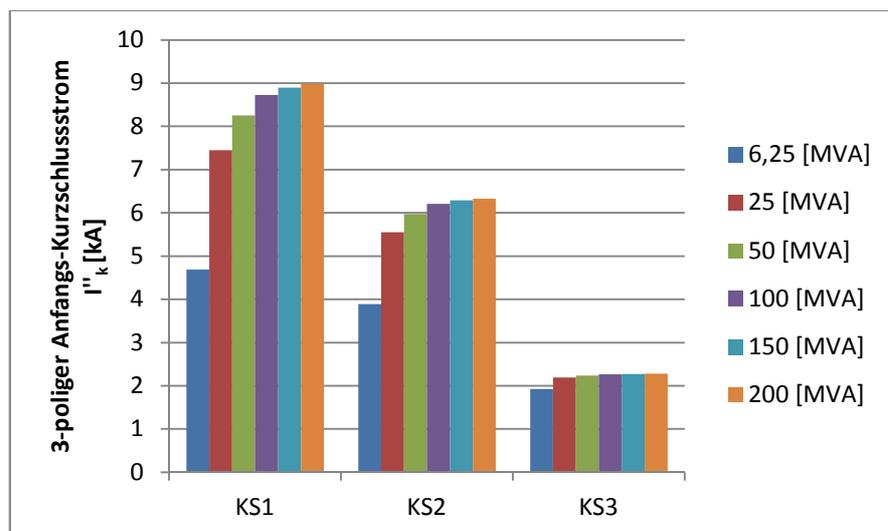


Abbildung 6.1: Dreipolige Anfangskurzschlussströme für verschiedene übergeordnete Kurzschlussleistungen für den linken Zweig. Der Sicherheitsfaktor c wird mit 1,1 angenommen

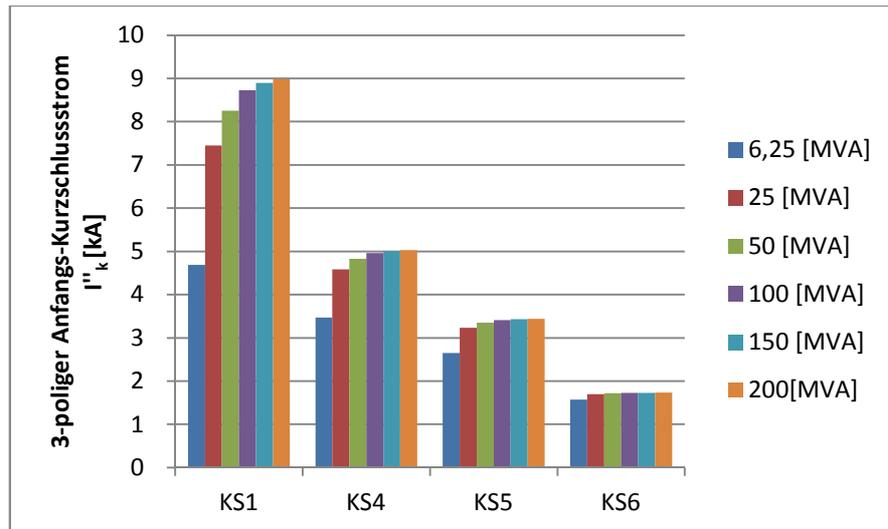


Abbildung 6.2: Dreipolige Anfangskurzschlussströme für verschiedene übergeordnete Kurzschlussleistungen für den rechten Zweig. Der Sicherheitsfaktor c wird mit 1,1 angenommen

Die Anfangs-Kurzschlussströme verkleinern sich, je weiter sie von der Netzeinspeisung entfernt sind, denn je länger die Leitungen sind, desto größer wird deren Impedanz und das führt zur Verringerung des Anfangs-Kurzschlussstroms. Dieses Phänomen ist auch für die Schutztechnik der Überstromschutzeinrichtungen (Sicherungen) ausschlaggebend, damit die Selektivität in den Niederspannungsnetzen gewährleistet ist.

6.2 Vergleich der Kurzschlussstromverhältnisse im starken und schwachen Netz ohne DEA

Mit den folgenden Simulationen wird untersucht, wie stark sich der Anfangskurzschlussstrom bei der Verwendung einer starken bzw. schwachen Netzeinspeisung verändert. Dafür wird eine Kurzschlussleistung für die starke Netzeinspeisung von 200 MVA und für die schwache Netzeinspeisung eine Kurzschlussleistung von 6,25 MVA gewählt. Diese Simulationen werden für mehrere Kurzschlussorte durchgeführt, welche in Abbildung 5.1 gesehen werden können.

Wird der Anfangs-Kurzschlussstrom des starken Netzes mit dem schwachen Netz verglichen, dann zeigt sich, dass das starke Netz aufgrund der geringeren Impedanz immer einen größeren Anfangs-Kurzschlussstrom aufweist. Es zeigt sich auch, dass sich die Unterschiede zwischen den Anfangskurzschlussströmen aufgrund der Kabelimpedanzen verkleinern, je weiter die Fehlerstelle von der Netzeinspeisung entfernt ist. In Tabelle 6.1 ist zu sehen, dass die 3-poligen Anfangskurzschlusswechselströme im starken Netz an Kurzschlussstelle 1 beinahe den doppelten Wert haben als im schwachen Netz.

Tabelle 6.1: Dreipolige Anfangs-Kurzschlussströme I''_{k3p} für verschiedene Kurzschlussstellen, für das starke und das schwache Netz, sowie deren Verhältnisse a) für den linken und b) für den rechten Zweig

a)	Kurzschlussstellen		
	KS1	KS2	KS3
Starkes Netz $I''_{k3p, \text{stark}}$	8,982 kA	6,329 kA	2,277 kA
Schwaches Netz $I''_{k3p, \text{schwach}}$	4,689 kA	3,888 kA	1,924 kA
Verhältnisse $I''_{k3p, \text{stark}} / I''_{k3p, \text{schwach}}$	192 %	163 %	118 %

b)	Kurzschlussstellen			
	KS1	KS4	KS5	KS6
Starkes Netz $I''_{k3p, \text{stark}}$	8,982 kA	5,024 kA	3,439 kA	1,731 kA
Schwaches Netz $I''_{k3p, \text{schwach}}$	4,689 kA	3,469 kA	2,651 kA	1,574 kA
Verhältnisse $I''_{k3p, \text{stark}} / I''_{k3p, \text{schwach}}$	192 %	145 %	130 %	110 %

Wie oben schon erwähnt, verändern sich die Anfangs-Kurzschlussstromverhältnisse zwischen dem starken und schwachen Netz, je weiter die Fehlerstelle von der Einspeisung entfernt liegt. In Abbildung 6.3 sind die 3-poligen Anfangs-Kurzschlussstromverhältnisse im linken Zweig des Netzes, zwischen starkem und schwachem Netz, bei den unterschiedlichen Kurzschlussstellen KS1, KS2 und KS3 dargestellt. In Abbildung 6.4 sind die Anfangs-Kurzschlussstromverhältnisse für die zwei herangezogenen, unterschiedlich eingespeisten Netzkurzschlussstromleistungen, im rechten Zweig bei den Kurzschlussstellen KS1, KS4, KS5 und KS6 dargestellt.

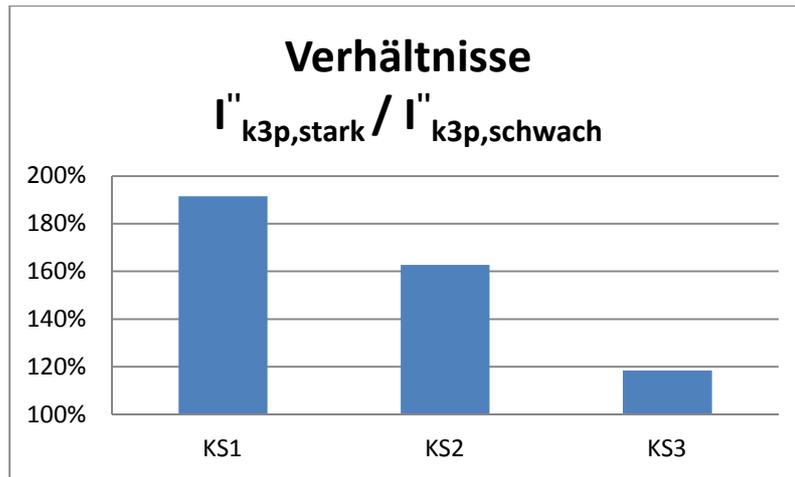


Abbildung 6.3: Dreipoliger Anfangs-Kurzschlussstromvergleich zwischen starkem und schwachem Netz für den linken Zweig

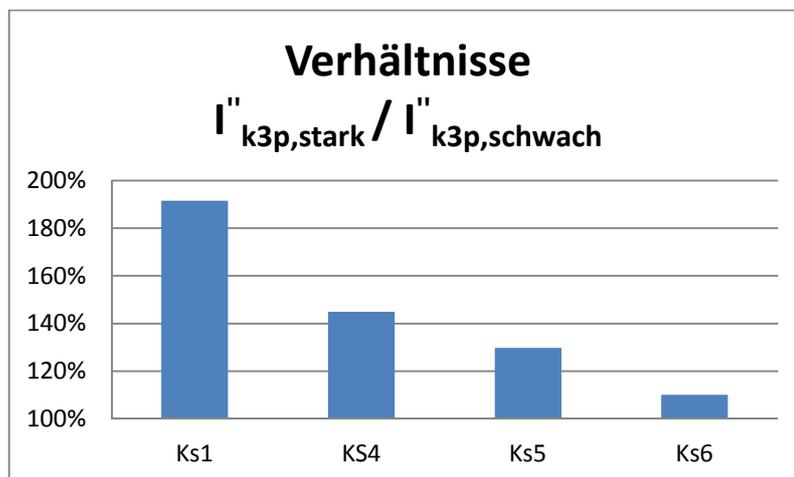


Abbildung 6.4: Dreipoliger Anfangs-Kurzschlussstromvergleich zwischen starkem und schwachem Netz für den rechten Zweig

6.3 Verschiedene Erzeugungssituationen mit DEA

Für die Untersuchungen im Netz über den Vergrößerungseffekt, die Abschwächung (Blinding) und das unselektive Mitauslösen (Sympathetic Tripping), werden verschiedene Situationen, wie die unterschiedlichen Netzeinspeisungen oder unterschiedliche dezentrale Erzeuger, mit unterschiedlichem Fehlverhalten der DEAs simuliert. In Abbildung 6.5 auf Seite 40 sind vier verschiedene Situationen für die unterschiedlichen Simulationen dargestellt. Die Simulationen sind fortlaufend mit den Buchstaben A, B, C, D und E gekennzeichnet.

Für jede Simulationsreihe (z.B.: A) werden der Typ der DEAs sowie die Kurzschlussleistung der Netzeinspeisung festgelegt. Auch die Einspeiseleistung der DEAs variiert. Es wird hier in der jeweiligen Simulationsuntersuchung mit den folgenden DEA-Leistungen simuliert: 1 kW, 2,5 kW, 5 kW, 7,5 kW und 10 kW.

Im Untersuchungsfall A werden die PV-Anlagen für die Kurzschlussfälle so eingestellt, dass während des Kurzschlussfalls die PV-Anlagen den 1,1 fachen Nennstrom I_N einspeisen. Die Netzeinspeisung wird als schwaches Netz festgelegt, welche eine Kurzschlussleistung von 6,25 MVA besitzt.

Im Untersuchungsfall B besitzt die Netzeinspeisung eine Kurzschlussleistung von 200 MVA. Die DEAs entsprechen inselfähigen PV-Anlagen und liefern einen Kurzschlussstrom, welcher dem 3-fachen Nennstrom entspricht. Auch hier variieren, wie bei Situation A, die Erzeugungsleistungen der PV-Anlagen.

Im Untersuchungsfall C sind ähnliche Einstellungen wie in Situation B zu sehen. Der einzige Unterschied ist hier, dass mit einem schwachen Einspeisenetz simuliert wird. Als Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes werden 6,25 MVA angenommen.

Im Untersuchungsfall D und E werden als dezentrale Erzeugungsanlagen keine PV-Anlagen verwendet, sondern ein BHKW (Blockheizkraftwerk) modelliert. Die Subtransiente Reaktanz x_d'' für das BHKW wird mit 15 % angenommen, dadurch entspricht der Kurzschlussstrom dem 6,7-fachen Wert des Nennstroms. Die Scheinleistung des BHKWs variiert hier auch. Die Untersuchungen D und E unterscheiden sich durch die Kurzschlussleistungen des übergeordneten Netzes.

Simulationsuntersuchung

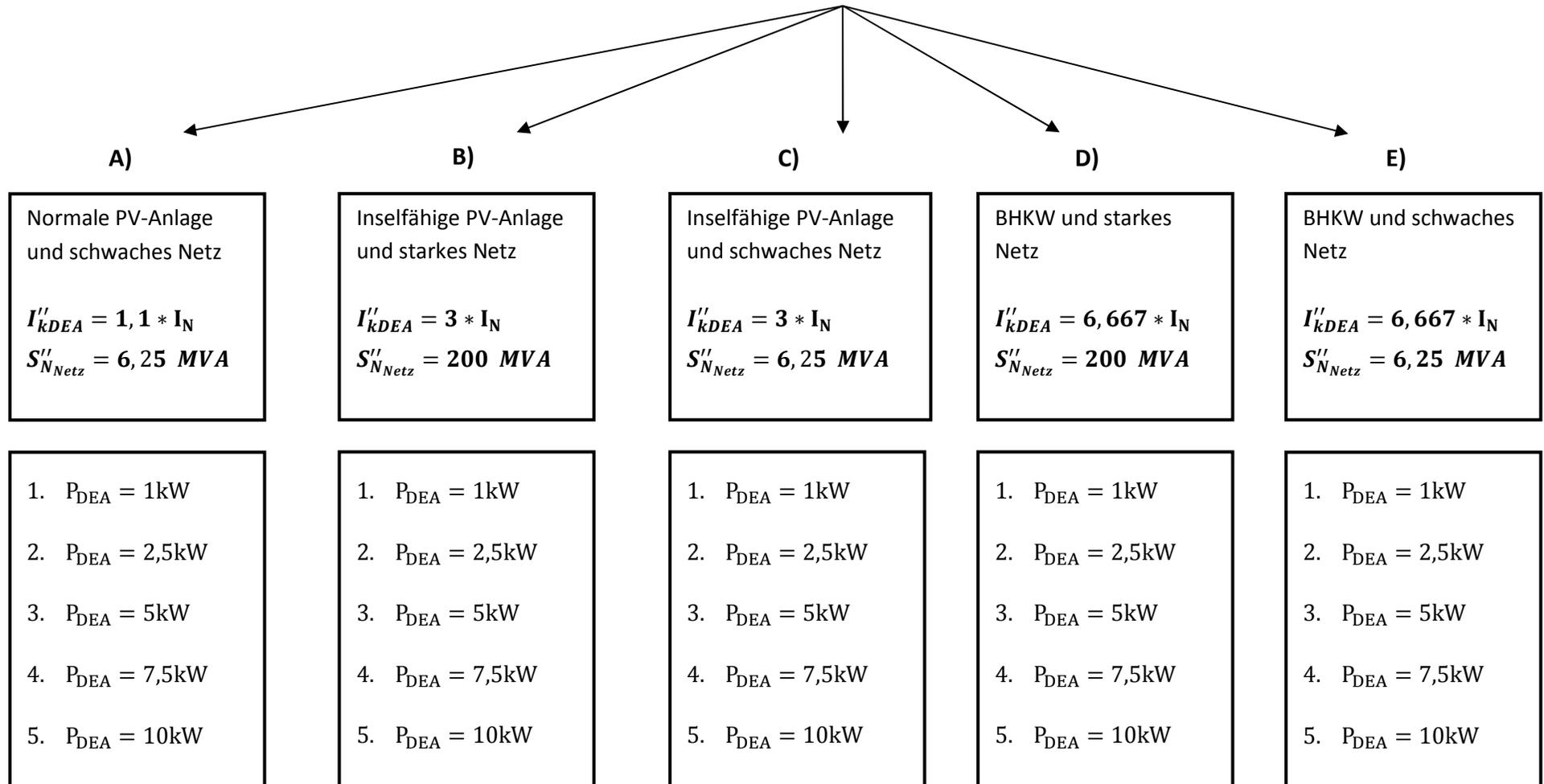


Abbildung 6.5: Simulationsuntersuchungen für verschiedene Stromversorgungen, sowie verschiedene DEAs und verschieden Kurzschlussleistungen der übergeordneten Netzeinspeisung

6.4 Interpretation der verschiedenen Untersuchungen

In den folgenden drei Punkten wird beschrieben welche Probleme für den Netzschutz auftreten können. Folgende Bedingungen sind gegeben³⁶:

- Falls der summarische Kurzschlussstrom in der Nähe von der Kurzschlussstelle größer als $\geq 120\%$ von seinem Nennwert ist, dann entsteht ein Vergrößerungseffekt, welcher Probleme im Netzschutzbereich verursachen kann.
- Wenn der Kurzschlussstrom von dem übergeordneten Netz (im Modellnetz ist dies das zwischen dem Transformator und der Hauptschiene gemessene (HS) Kabel, welches mit der Messstelle MT bezeichnet wird, siehe Abbildung 5.1) kleiner als $\leq 80\%$ vom ursprünglichen Bereich ist, dann können Probleme mit dem Netzschutz entstehen.
- Durch die dezentralen Erzeuger findet eine Rückspeisung statt. Bei manchen Fehlerfällen kann ein Kurzschlussstrombeitrag in das übergeordnete Netz fließen. Ist dieser Beitrag größer als $\geq 60\%$ seines ursprünglichen Wertes, dann können ebenfalls Netzschutzprobleme entstehen.

³⁶ Vgl. [SHU] S.43

6.4.1 Vergrößerungseffekte

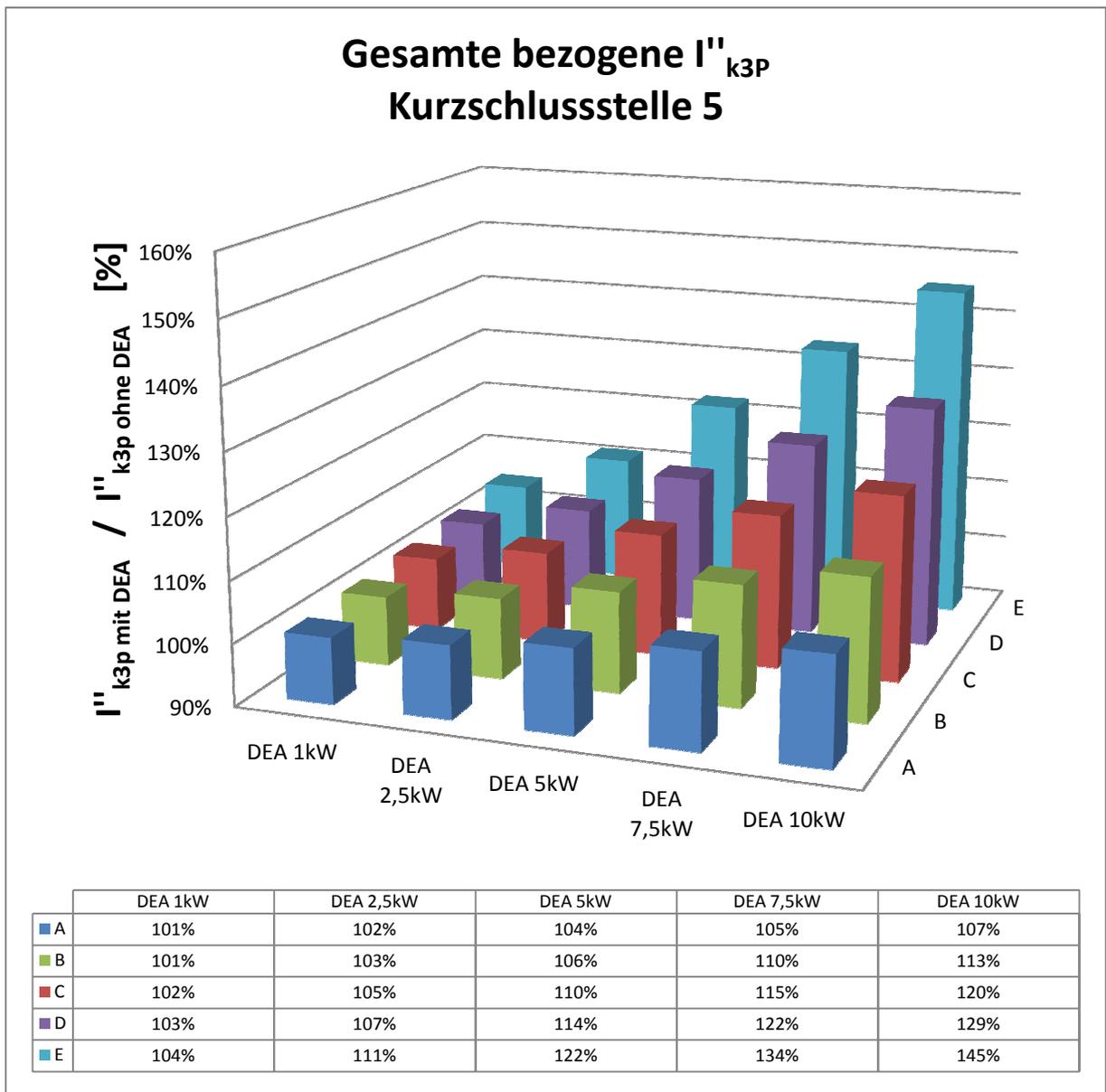


Abbildung 6.6: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3P \text{ mit DEA}} / I''_{k3P \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 5 (KS5) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

Als erstes Phänomen sind in Abbildung 6.6 die Vergrößerungseffekte für die Kurzschlussstelle 5 (KS5) zu sehen. Die gesamten 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselströme, die durch das übergeordnete Netz und die DEAs eingespeist werden, sind auf die Kurzschlussströme ohne DEAs bezogen ($I''_{k3P \text{ mit DEA}} / I''_{k3P \text{ ohne DEA}}$). In den verschiedenen Untersuchungen wird ein starkes Netz oder ein schwaches Netz angenommen, wie in Abbildung 6.5 dargestellt. Die Untersuchungsfällen B und D, die eine starke übergeordnete Netzeinspeisung besitzen (starkes Netz), werden auf die Kurzschlussströme des starken Netzes ohne DEAs bezogen. Bei den Untersuchungsfällen A, C und E, die eine schwache übergeordnete Netzeinspeisung besitzen (schwaches Netz), werden die Kurzschlussströme auf das schwache Netz ohne DEA-Einspeisung bezogen.

Der in Abbildung 6.6 dargestellte gesamte 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom ergibt sich aus allen zufließenden Kurzschlussströmen, die aus verschiedenen Erzeugungsanlagen geliefert werden (Knoten Regel³⁷). Die zufließenden Ströme zum Knoten N2_4, bei dem eine Kurzschlussstelle (KS5) angenommen wird, kommen einerseits von DEAs und andererseits von der übergeordneten Netzeinspeisung.

Wie in Abbildung 6.6 zu sehen ist, entsteht bei dem Untersuchungsfall E (mit 10 kW, 7,5 kW und 5 kW DEA Leistungen), bei dem Untersuchungsfall D (mit 10 kW und 7,5 kW DEA Leistungen) und bei dem Untersuchungsfall C (mit einer 10 kW DEA Leistung), eine über 20 %ige Vergrößerung des Anfangskurzschlussstromes, welches ein netzschutztechnisches Problem darstellen kann. Während der Simulationen mit den BHKWs werden die problematischsten Vergrößerungseffekte beobachtet. Vor allem treten diese im Untersuchungsfall E in Erscheinung, in welchem mit einem schwachen übergeordneten Netz simuliert wird.

Der Vergrößerungseffekt, der schon in Kapitel 3.1 behandelt wurde, ist abhängig von der Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes, von der Leistung und von der Kurzschlussimpedanz der DEAs. Dies ist auch in Abbildung 6.6 gut zu sehen.

Die Vergrößerungseffekte der gesamten bezogenen 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselströme für die unterschiedlichen Kurzschlussstellen, sind im Anhang unter I.I zu finden.

Die Netzschutztechnik verwendet bei den Niederspannungsnetzen meistens Schmelzsicherungen. Hier ist es wichtig, dass der Strom, der durch diese Schmelzsicherungen fließt, bewertet wird. In Abbildung 6.7 werden die einzelnen durch die Leitungen fließenden 3-poligen Kurzschlusswechselströme dargestellt.

In Abbildung 6.7 sind die Vergrößerungsphänomene im Untersuchungsfall E für verschiedene, dezentrale Anlageleistungen mit unterschiedlichen Kurzschlussstellen in der jeweils am nächsten stehenden Messstelle dargestellt. Die Benennungen der in die Tiefe gehenden Achse {M2-1 (KS4), M2-4 (KS5), M2-7 (KS6) und M2-8-4 (KS7)} bezeichnen die Messstellen und die Kurzschlussstellen. So bezeichnet M2-1 (KS4), die Messergebnisse der Messstelle M2-1, die während des Kurzschlussfalls KS4 aufgetreten sind.

Die stärksten Vergrößerungen zeigen sich in Abbildung 6.7 bei den Kurzschlussstellen 6 und 7. Der Grund dafür ist die Netztopologie, denn in der Nähe beider Kurzschlussstellen befinden sich mehrere DEAs. In Abbildung 6.8 sind im Gegensatz dazu die Vergrößerungseffekte von den Kurzschlussstellen 3, 2 und 1 nicht stark ausgeprägt, da sich wenige DEAs in der Nähe befinden.

Bei den Untersuchungsfällen A, B und C gibt es keine Vergrößerungsprobleme. Bei dem Untersuchungsfall D gibt es mit 10 kW und bei dem Untersuchungsfall E gibt es mit 7,5 kW und 10 kW ein Vergrößerungsphänomen von über 20 %. Die Abbildungen der Untersuchungsfälle A, B, C und D stehen im Anhang unter Punkt I.II.

³⁷ Vgl. [PRE] S.101

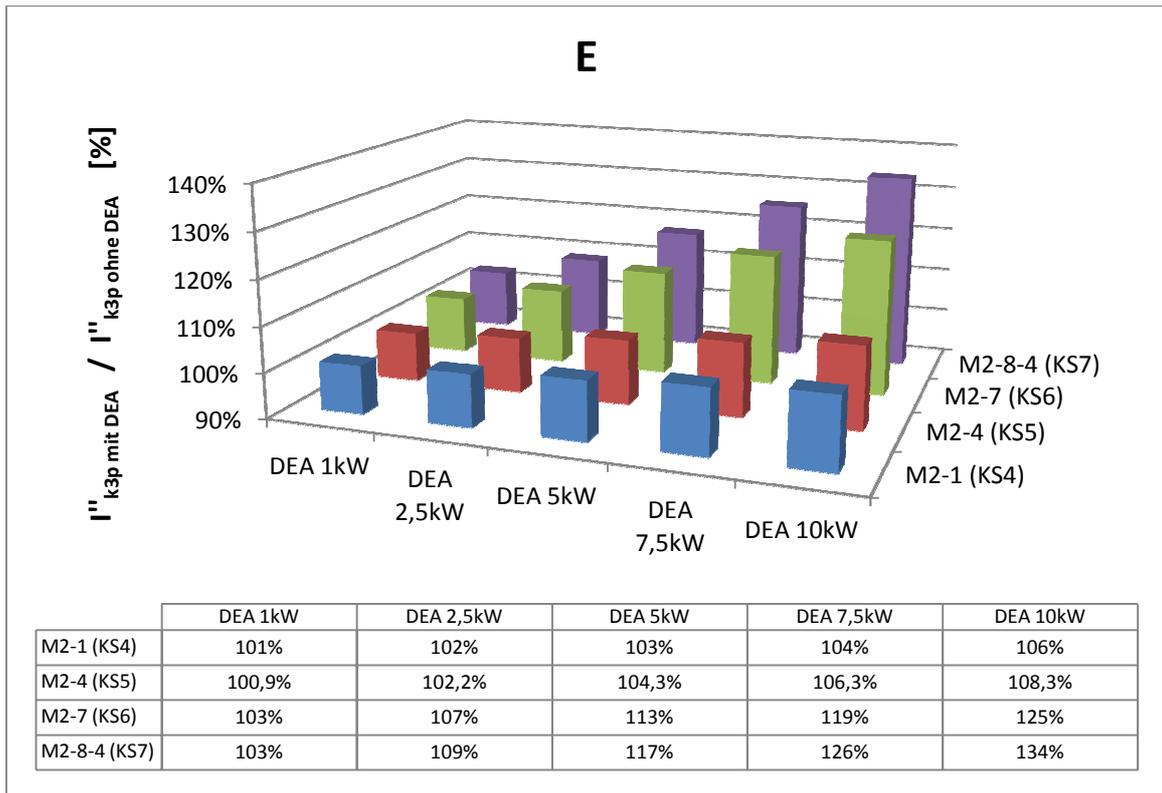


Abbildung 6.7: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen im rechten Zweig in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall E

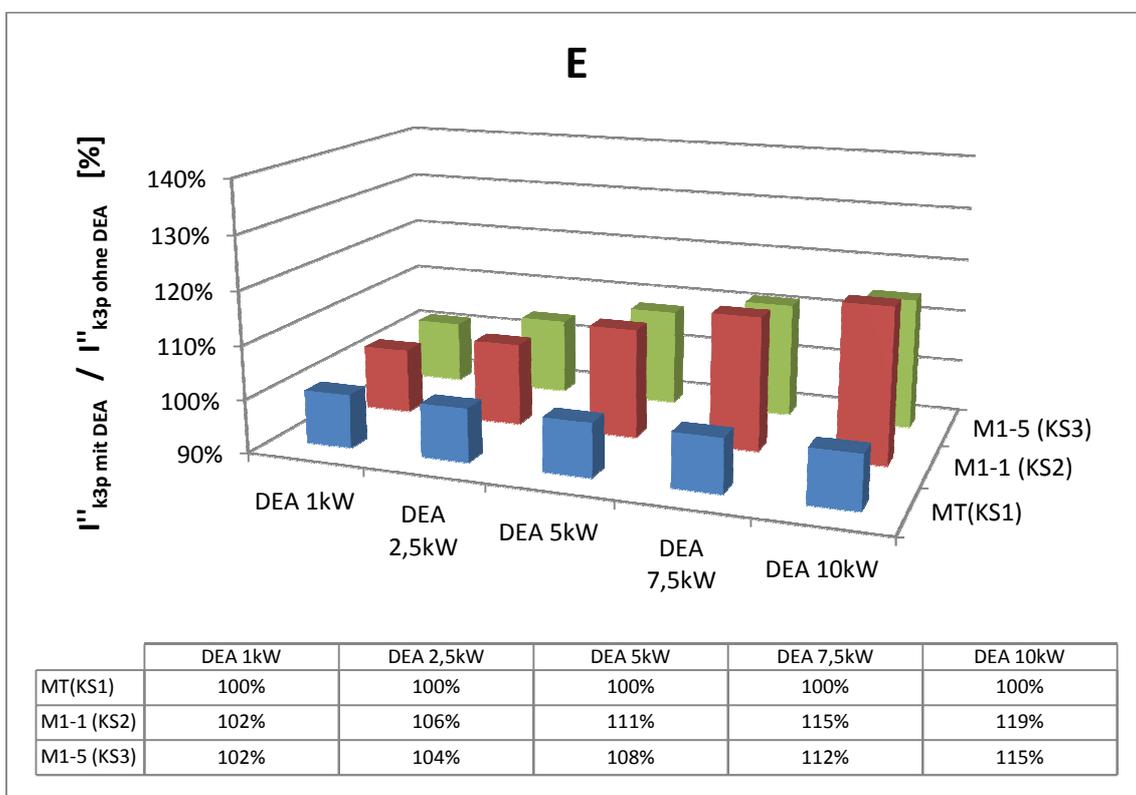


Abbildung 6.8: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen im linken Zweig in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall E

6.4.2 Abschwächungseffekt

Wenn bei den Kurzschlüssen die DEA und die Netzeinspeisung die Fehlerstelle parallel versorgen, kommt es zur Abschwächung (Blinding) des von dem übergeordneten Netz gelieferten Kurzschlussstroms. Die größten Abschwächungsphänomene werden bei der Messstelle MT, die zwischen Haupt-schiene (HS) und Transformator liegt, gemessen. Wie schon in Kapitel 3.2 analysiert wurde, kommt es durch die DEAs zu einer veränderten Einspeisesituation.

In Abbildung 6.9 sind die Abschwächungsphänomene (Blinding) an der Messstelle MT für den Untersuchungsfall A mit den unterschiedlichen DEA-Leistungen und für die Fehlerstellen KS1, KS2, KS3, KS4, KS5 und KS6 dargestellt. Wie schon erwähnt, wird das Abschwächungsphänomen problematisch, sobald es kleiner als $\leq 80\%$ vom Kurzschlussnennwert ohne DEAs ist.

Bei dem Untersuchungsfall E treten die stärksten Abschwächungen auf, siehe Abbildung 6.10. Bei dem Untersuchungsfall E wird die Grenze von 80% nicht erreicht, dadurch ergeben sich keine schutztechnischen Probleme. Bei den restlichen Untersuchungsfällen gibt es auch keine schutztechnischen Probleme bezüglich der Abschwächung. Die Ergebnisse bezüglich der Abschwächung sind in Anhang I.III zu finden.

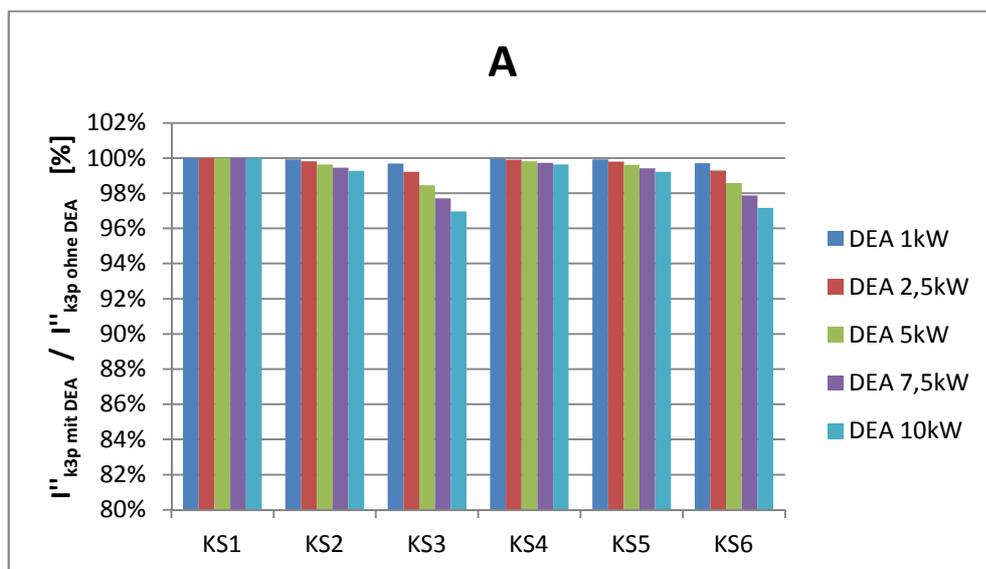


Abbildung 6.9: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall A mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

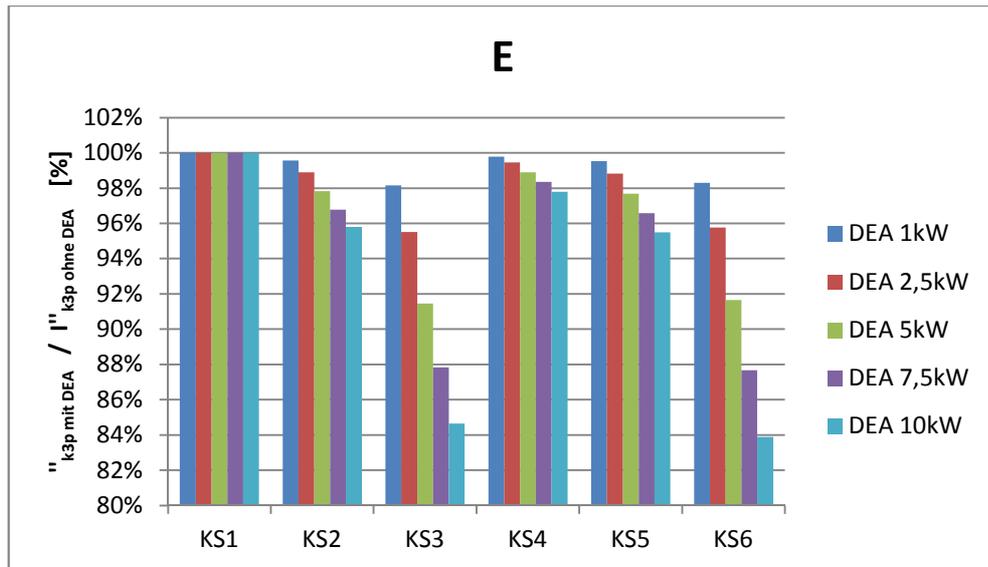


Abbildung 6.10: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall E mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

6.4.3 Rückspeisung der DEAs zur Fehlerstelle

Wenn es ein Niederspannungsnetz ohne DEAs gibt, dann findet die Versorgung von einer einzigen Quelle (Netzeinspeisung) statt. Bei dem Modellnetz wurde eine Vielzahl an DEAs verwendet. Diese DEAs können auch Strom in das Netz rückspeisen. Damit gibt es keine unidirektionale, sondern eine bidirektionale Stromversorgung. Der Kurzschlussstrom, aus den DEAs kommend, kann daher die Schutzeinrichtungen unerwünscht auslösen.

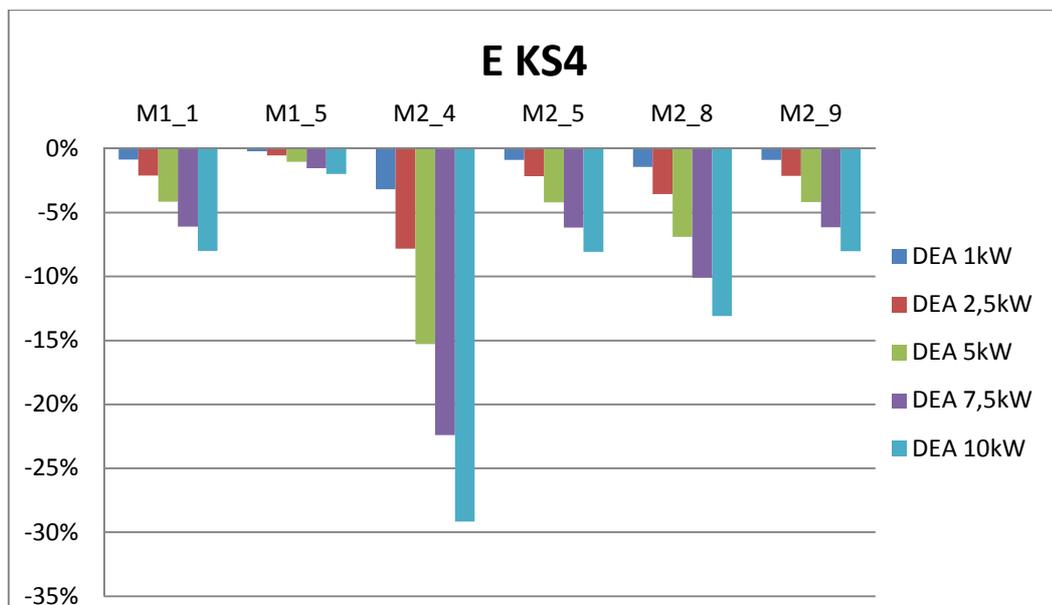


Abbildung 6.11: Rückspeisung der DEAs an die Fehlerstelle KS4 für den Untersuchungsfall E

In Abbildung 6.11 ist die Rückspeisung für die Kurzschlussstelle 4 zu sehen. Der höchste Wert liegt bei der Messstelle M2_4. Diese Abbildung ist für den Untersuchungsfall E mit den unterschiedlichen

DEA-Leistungen dargestellt. Bei Kurzschlussstelle 4 gibt es von den untersuchten Kurzschlussstellen die größte Einspeisung von den DEAs an die Fehlerstelle, welches jedoch noch kein netzschutztechnisches Problem darstellt. Bei allen anderen Untersuchungen gibt es ebenfalls keine Probleme mit dem unselektiven Mitauslösen.

6.5 Überstromschutzeinrichtungen

Bei den Niederspannungsnetzen werden meistens Schmelzsicherungen verwendet. Um die Auswirkungen der DEA-Einspeisungen im Zusammenhang mit Schutzgeräten während eines Fehlerfalls beobachten zu können, werden in das Modellnetz Schmelzsicherungen implementiert. Zuerst werden die Fälle ohne, danach mit DEAs untersucht und die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen dargestellt. Das Niederspannungsmodellnetz wird mit drei unterschiedlichen Schutzkonzepten simuliert, bei denen jeweils eine unterschiedliche Anzahl an Schmelzsicherungen platziert ist. Die unterschiedlichen Schutzkonzepte mit Schmelzsicherungen bewirken unterschiedliche Auslösezeiten und werden hier mit Stufe 1, Stufe 2 und Stufe 3 bezeichnet. Diese Stufen sollen die Selektivität im Niederspannungsmodellnetz erhöhen.

6.5.1 Überstromschutzeinrichtungen ohne DEAs mit schwachem oder starkem Netz

In Abbildung 6.12 ist die erste Positionierung von Schmelzsicherungen mit einer Stufe dargestellt, welche 1-stufige Überstromschutzeinrichtung genannt wird. Dabei sind drei Schmelzsicherungen, eine nach dem Transformator, welche mit NH-Tr bezeichnet ist und jeweils eine Schmelzsicherung für den linken und rechten Zweig, welche mit NH-1 und NH-2 bezeichnet sind, vorhanden.

Damit die Schutzeinrichtungen im normalen Betriebsfall nicht ausgelöst werden, wird der Ausschaltstrom auf den 1,6-fachen Laststrom dimensioniert. Bei dem Modellnetz wird für die Dimensionierung der Schmelzsicherungen zuerst eine Lastflussberechnung durchgeführt und danach eine Sicherung mit einem Nennstrom vom 1,6-Fachen des ermittelten Laststroms ausgewählt. Während der Untersuchungen werden NH Sicherungen des Typs 3NA3 0 des Herstellers Siemens verwendet³⁸.

³⁸ Vgl. [SEN] S.51

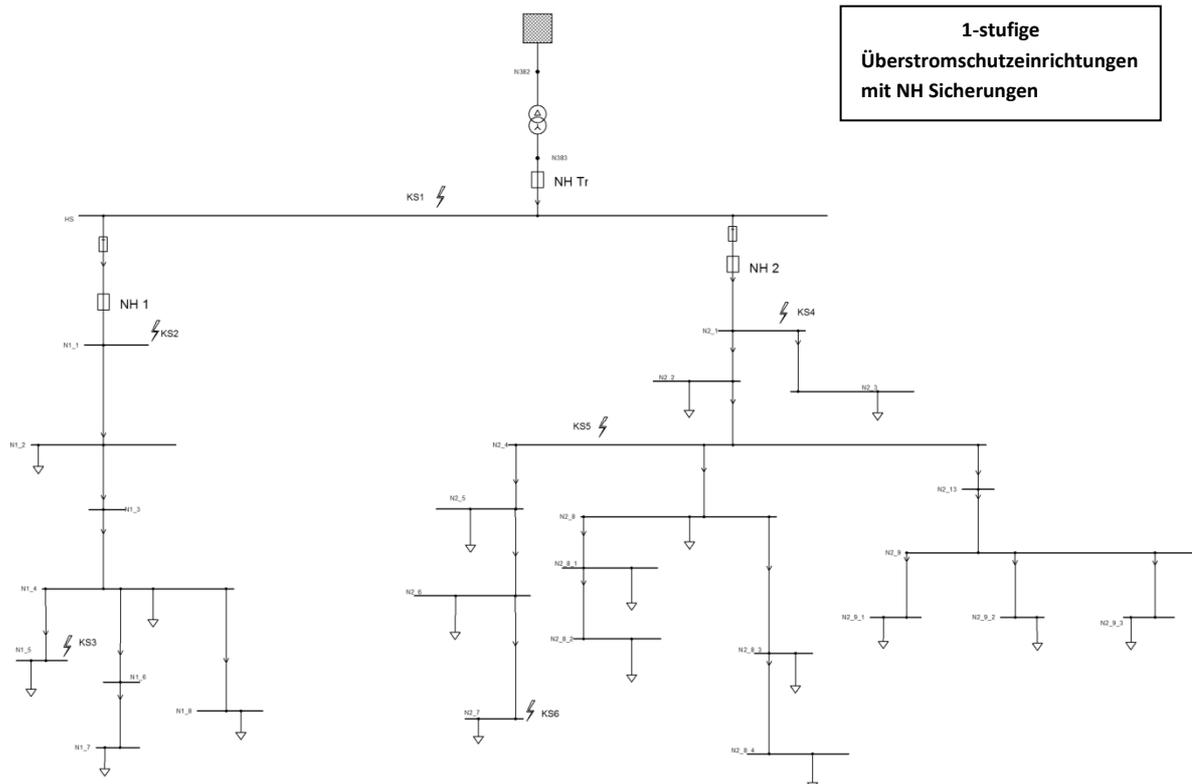


Abbildung 6.12: Modellnetz mit der 1-stufigen NH Schmelzsicherungsanordnung

Der maximale Kurzschlussstrom wird als I''_{3p} 3-poliger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom mit Sicherheitsfaktor $c = 1,1$ definiert. Es werden zwei Netzeinspeisesituationen des übergeordneten Netzes, für das schwache Netz mit 6,25 MVA Kurzschlussleistung und für das starke Netz mit 200 MVA Kurzschlussleistung, angenommen.

Die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen werden bei den jeweiligen Kurzschlussstellen durch Balken dargestellt, siehe Abbildung 6.13. Die roten Balken stellen die Ergebnisse der Auslösezeiten für eine schwache Netzeinspeisung dar und die blauen Balken stellen die Ergebnisse der Auslösezeiten für eine starke Netzeinspeisung dar. In Abbildung 6.13 ist deutlich zu sehen, dass KS2 und KS3 bei einer Auslösezeit von unter 10 ms liegen. Diese Kurzschlussstellen liegen im linken Zweig des Netzes. Im rechten Zweig, an den Kurzschlussstellen KS4, KS5 und KS6, sind die Auslösezeiten länger als im linken Zweig. Der Grund dafür liegt in einer kleineren Dimensionierung der Schmelzsicherung NH-1, da auch der Nennstrom, der durch die Schmelzsicherung NH-1 fließt, viel kleiner ist, als bei der Schmelzsicherung des rechten Zweiges (NH-2).

An der Fehlerstelle KS6 in Abbildung 6.13 ist die Auslösezeit am längsten, da diese Fehlerstelle am Ende des Zweiges liegt. Der Grund dafür liegt in dem längeren Kabel, das eine höhere Impedanz verursacht und somit den Kurzschlussstrom reduziert. Die Auslösedauer liegt in diesem Fall bei über 100 ms. Weiters ist zu beobachten, dass die unterschiedlichen Auslösezeiten zwischen starkem und schwachem Netz am Ende des Modellnetzes, aufgrund des größeren Einflusses der Kabelimpedanz, geringer werden, siehe Kurzschlussstelle KS6.

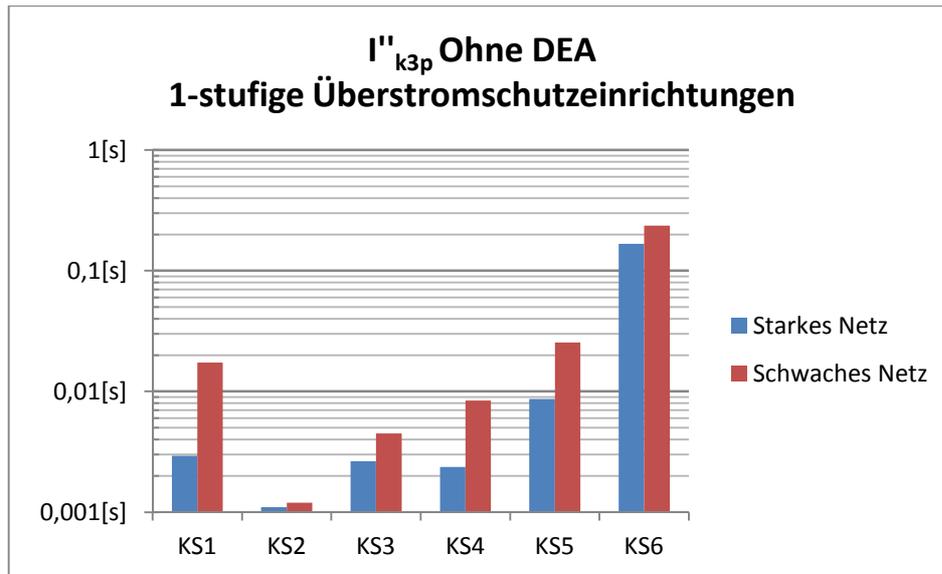


Abbildung 6.13: Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 1-stufigen Überstromschutzeinrichtung, im schwachen und starken Netz mit dem maximalen Kurzschlussstrom, welcher mit dem 3-poligen Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 1,1$ definiert wurde

In Abbildung 6.14 wird der minimale Kurzschlussstrom mit dem 1-poligen Anfangskurzschlusswechselstrom I''_{1p} und mit dem Sicherheitsfaktor $c=0,95$ angenommen. Die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen sind hier länger als bei dem 3-poligen Anfangskurzschlussstrom, da der Kurzschlussstrom bei einem 1-poligen Fehler geringer als bei einem 3-poligen Fehler ist. Bei Fehlerstelle KS5 liegt die Auslösezeit bei etwas über 100 ms. Bei Fehlerstelle KS6 liegt die Auslösezeit bei über 1 Sekunde. Der Grund dafür ist das sehr lange Kabel mit einer sehr hoch dimensionierten Schmelzsicherung. Die Schmelzsicherung des rechten Zweiges, also NH-2, wird mit 160 A dimensioniert. Diese lange Ausschaltzeit der Schmelzsicherung ist nicht optimal, da die Schnelligkeit des Schutzgerätes nicht gewährleistet werden kann.

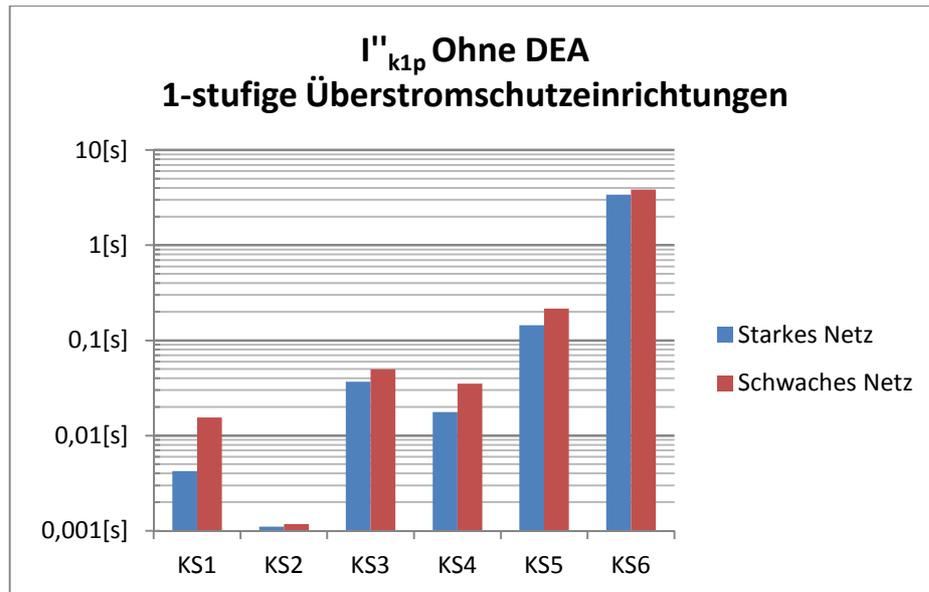


Abbildung 6.14: Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 1-stufigen Überstromschutzeinrichtung, im schwachen und starken Netz mit dem minimalen Kurzschlussstrom, welcher mit dem 1-poligen Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 0,95$ definiert wurde

Um eine bessere Selektivität der Schmelzsicherungen zu erreichen, wird das Niederspannungsnetz um eine Stufe erweitert, welche 2-stufige Überstromschutzeinrichtung genannt wird, siehe Abbildung 6.15. Im linken Zweig wird NH 1-1 und im rechten Zweig werden NH 2-2, NH 2-3 und NH 2-4 zusätzlich eingefügt. Bei der Dimensionierung der Schmelzsicherungen wird wieder, wie in der 1-stufigen Überstromschutzeinrichtung, das 1,6-Fache des Nennstroms angenommen. Die vorgelagerten Schmelzsicherungen werden mindestens zwei Stromstufen höher ausgewählt als die jeweiligen unterlagerten Schmelzsicherungen, damit bei einem Kurzschlussfall eine gleichzeitige Abschaltung vermieden werden kann³⁹. Bei der Dimensionierung des Netzes wird auf die Panzersicherungen der jeweiligen Verbraucher geachtet. Es werden im Netz Schmelzsicherungen mit einem Nennstrom von Mindestens 80 A eingefügt.

In Abbildung 6.16 werden die Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung für eine schwache und starke Netzeinspeisung dargestellt. Es wird der maximale Kurzschlusswechselstrom, also der 3-polige Kurzschlusswechselstrom, mit dem Sicherheitsfaktor $c=1,1$ betrachtet. Verglichen mit der 1-stufigen Überstromschutzeinrichtung (siehe Abbildung 6.13) werden die Auslösezeiten für die Kurzschlussstellen, die am Ende des Netzes liegen, verringert. Der Grund dafür sind die kleineren Dimensionen der Schmelzsicherungen am Ende des Netzes, die zusätzlich eingefügt wurden. Dadurch wird auch die Selektivität des Netzes erhöht. Wie in der Abbildung erkennbar ist, liegt die Auslösedauer der Sicherungen bei unter 30 ms.

In Abbildung 6.17 auf Seite 52 sind die Ergebnisse der Auslösezeiten für den 1-poligen Kurzschlusswechselstrom mit dem Sicherheitsfaktor $c= 0,95$ in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung dargestellt. Wie erwartet, werden die Auslösezeiten länger als mit dem 3-poligen Kurzschlusswechselstrom. Es zeigt sich, dass im rechten Zweig die Fehlerstellen KS5 und KS6 zu höheren Auslösezeiten

³⁹ Vgl. [GAW2] S.212

führen. Die Auslösedauer im schwachen übergeordneten Einspeisernetz beträgt für die Fehlerstelle KS5 215 ms und für die Fehlerstelle KS6 175 ms. Diese Auslösezeiten ergeben bessere Zeiten als in dem Schutzkonzept mit der 1-stufigen Überstromschutzeinrichtung.

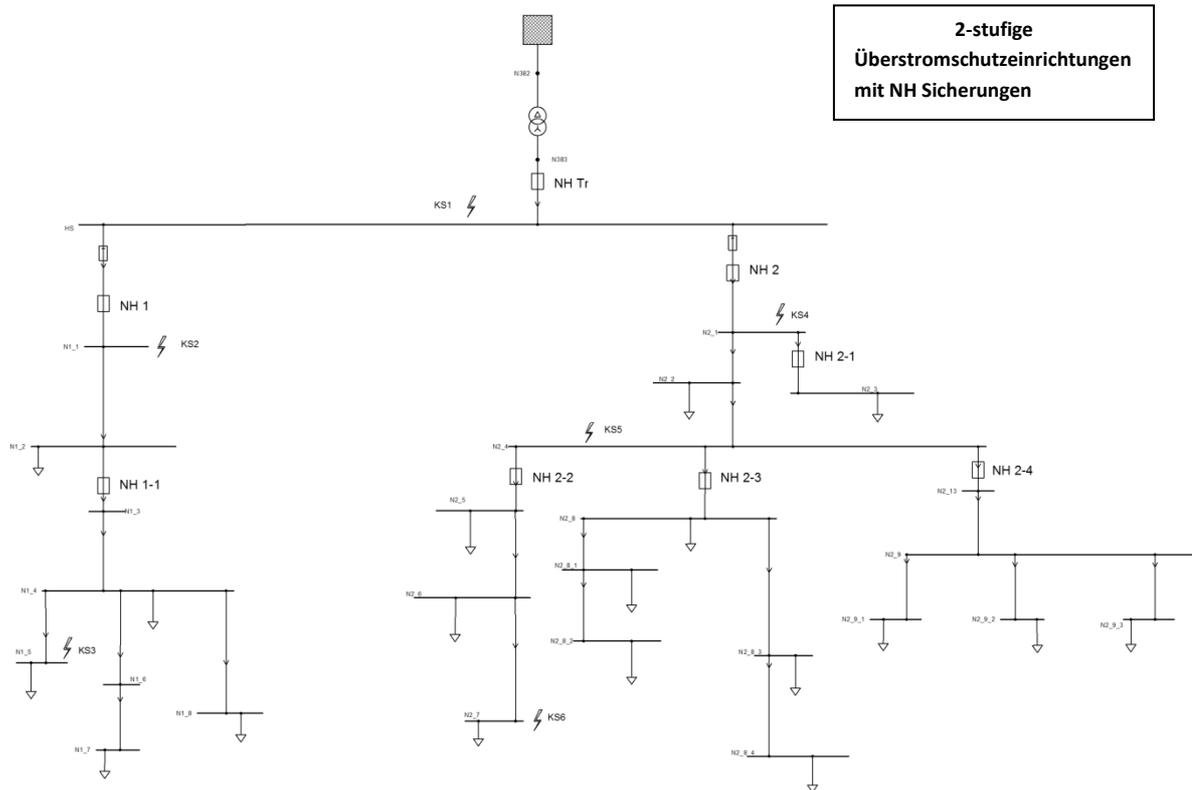


Abbildung 6.15: Modellnetz mit der 2-stufigen NH Schmelzsicherungsanordnung

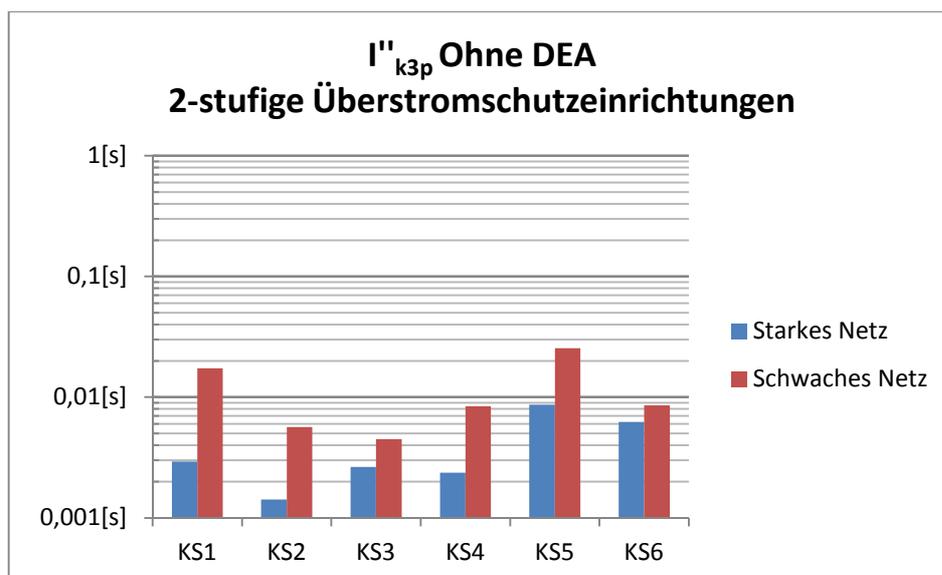


Abbildung 6.16: Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung, im schwachen und starken Netz mit dem maximalen Kurzschlussstrom, welcher mit dem 3-poligen Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 1,1$ definiert wurde

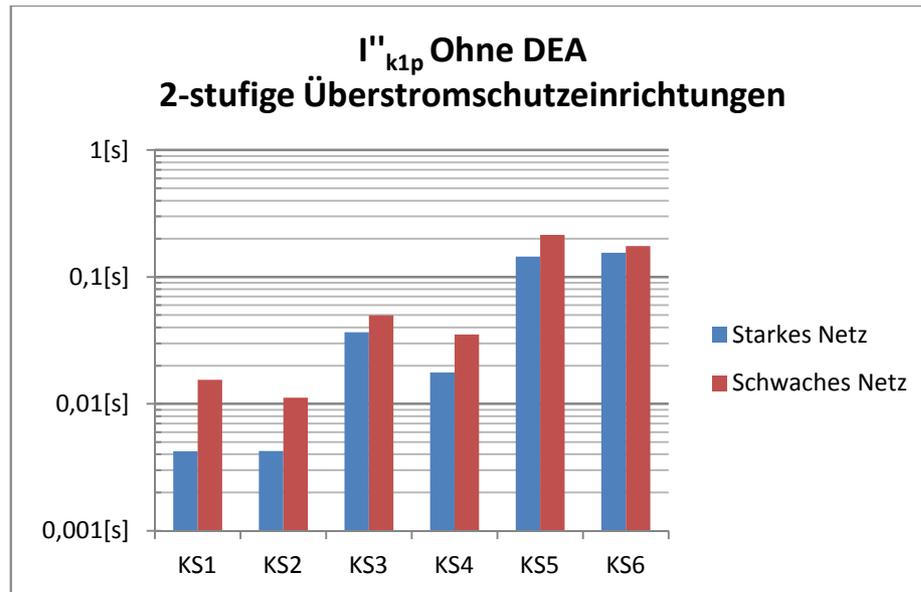


Abbildung 6.17: Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung, im schwachen und starken Netz mit dem minimalen Kurzschlussstrom, welcher mit dem 1-poligen Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 0,95$ definiert wurde

Um die Selektivität des Netzes weiter zu steigern, wird das Netz in einer 3. Stufe erweitert, welches 3-stufige Überstromschutzeinrichtung genannt wird, siehe Abbildung 6.18. Es wird immer geachtet, dass die jeweils vorgelagerten Schmelzsicherungen mindestens 2 Stromstufen höher dimensioniert sind, als die unterlagerten Schmelzsicherungen. Die Problematik der Staffelung mehrerer Schmelzsicherungen liegt jedoch in der letztlich zu hohen Dimensionierung der Schmelzsicherungen, die in der Nähe der Stromeinspeisung liegen. Dies führt zu einer längeren Auslösezeit und ist daher nicht optimal.

Bei der Dimensionierung den 3-stufigen Überstromschutzeinrichtungen wird auch auf die Panzersicherungen der jeweiligen Verbraucher geachtet. Es werden im Netz minimal 80 A Schmelzsicherungen eingefügt.

In Abbildung 6.19 werden die Auslösezeiten für die maximalen Kurzschlussströme an verschiedenen Kurzschlussstellen dargestellt. Die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen, welche näher an der Netzeinspeisung liegen, haben längere Auslösezeiten als in Stufe 2, siehe KS1, KS2, KS4 und KS5. Die Kurzschlussstellen KS3 und KS6 liegen weiter am Ende der Netzversorgung und haben dieselben Auslösezeiten wie in der 2. Stufe. Der Grund dafür liegt in der Größenanordnung der Schmelzsicherungen im Netz. Wie in Tabelle 6.2 zu sehen ist, sind die Schmelzsicherungen in den 3-stufigen Überstromschutzeinrichtungen, die am Anfang des Netzes liegen, höher dimensioniert, als in den 1-stufigen und 2-stufigen Überstromschutzeinrichtungen.

In Abbildung 6.20 werden die Auslösezeiten der NH Sicherungen mit dem minimalen 1-poligen Kurzschlusswechselstrom mit dem Sicherheitsfaktor $c=0,95$ dargestellt. Wie in der Abbildung ersichtlich ist, hat die Kurzschlussstelle 5 eine Auslösezeit von über 1 Sekunde. Die Schnelligkeit des Schutzsystems wird mit der 3-stufigen Überstromschutzeinrichtung nicht erreicht.

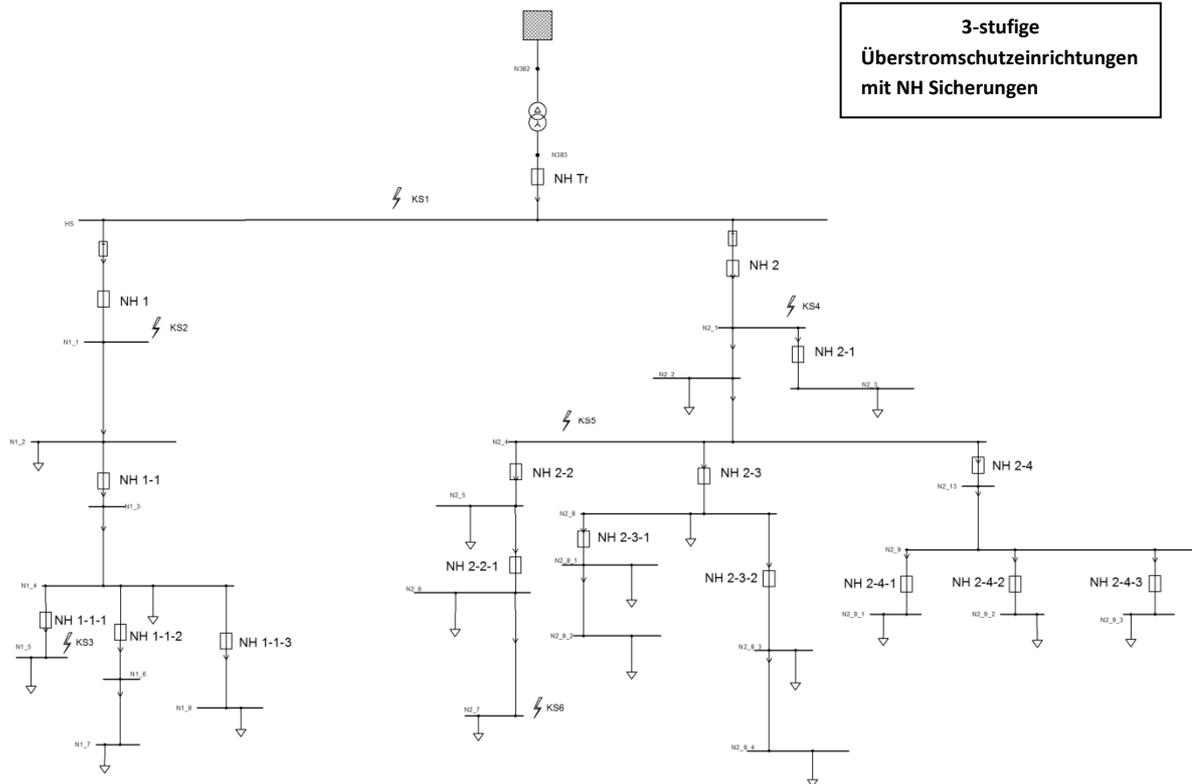


Abbildung 6.18: Modellnetz mit der 3-stufigen NH Schmelzsicherungsanordnung

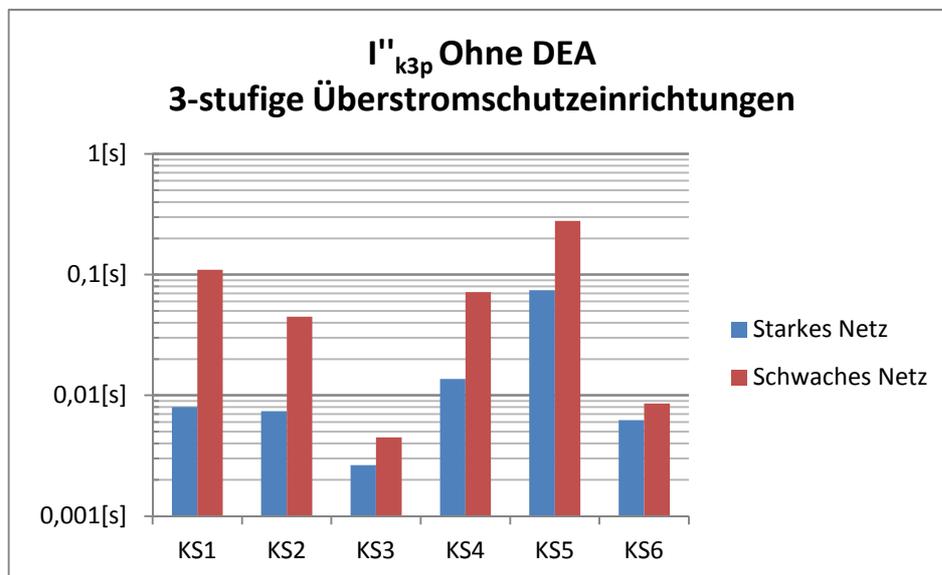


Abbildung 6.19: Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 3-stufigen Überstromschutzeinrichtung, im schwachen und starken Netz mit dem maximalen Kurzschlussstrom, welcher mit dem 3-poligen Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 1,1$ definiert wurde

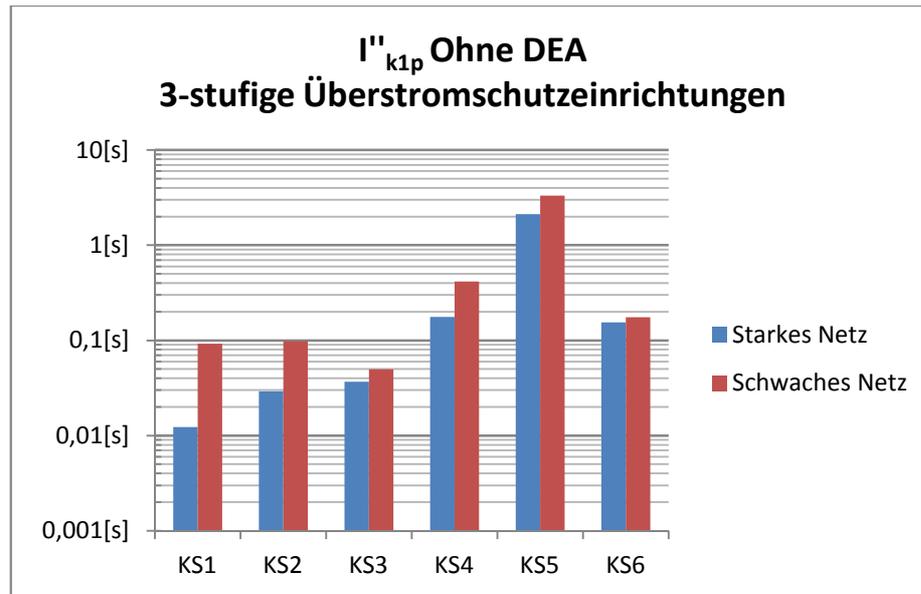


Abbildung 6.20: Auslösezeiten der NH Schmelzsicherungen in der 3-stufigen Überstromschutzrichtung, im schwachen und starken Netz, mit dem minimalen Kurzschlussstrom, welcher mit dem 1-poligen Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 0,95$ definiert wurde

Tabelle 6.2: Größenanordnungen der Schmelzsicherungen des Modellnetzes in den verschiedenen Stufen

1-stufige Überstromschutzrichtung	Bemessungsstrom	2-stufige Überstromschutzrichtung	Bemessungsstrom	3-stufige Überstromschutzrichtung	Bemessungsstrom
MT	250 A	MT	250 A	MT	355 A
M1_1	80 A	M1-1	160 A	M1-1	250 A
M2_1	160 A	M1-3	80 A	M1-3	160 A
		M2_1	160 A	M1-5	80 A
		M2-3	80 A	M1-6	80 A
		M2-5	80 A	M1-8	80 A
		M2-8	80 A	M2_1	250 A
		M2-9	80 A	M2-3	80 A
				M2-5	160 A
				M2-6	80 A
				M2-8	160 A
				M2-8-1	80 A
				M2-8-3	80 A
				M2-9	160 A
				M2-9-1	80 A
				M2-9-2	80 A
				M2-9-3	80 A

6.5.2 Überstromschutzeinrichtungen mit DEAs im schwachen und starken Netz

In diesem Kapitel werden im Modellnetz DEAs zugeschaltet. Die Last wird hier nun nicht mehr einseitig eingespeist, sondern auch die DEAs speisen in das Niederspannungsnetz ein. Bei der Dimensionierung der NH-Sicherungen im Netz mit DEAs wird darauf geachtet, dass sie nicht im normalen Betriebszustand ausgelöst werden. Sie werden für zwei Extremsituationen dimensioniert.

Zuerst wird der Nennstrom in einer Situation ohne DEAs und mit der maximalen Last der Verbraucher simuliert (Lastflussberechnung). Danach wird die Größenanordnung der Sicherungen mit dem 1,6-fachen Wert des Nennstroms bestimmt.

$$\sum P_{Last} = max \qquad \sum P_{DEA} = 0 \qquad (6.1)$$

In der zweiten Situation wird der Nennstrom bestimmt, indem alle Verbraucher abgeschaltet und die DEAs zugeschaltet werden. In diesem Zustand speisen die DEAs Strom in das übergeordnete Netz ein. Für die Bestimmung der NH Sicherungsgrößen wird der Nennstrom wieder mit dem 1,6-fachen Wert angenommen.

$$\sum P_{Last} = 0 \qquad \sum P_{DEA} = max \qquad (6.2)$$

Für die Dimensionierung der Schmelzsicherungen werden diese zwei Situationen berücksichtigt, damit kein Schmelzen der Sicherungen im normalen Betriebszustand eintreten kann. Die Sicherungen können nicht die Stromrichtung unterscheiden, weshalb sie bei einer höheren Rückspeisung der DEAs schmelzen könnten.

Mit dem Zuschalten der DEAs werden die Plätze der Schmelzsicherungen nicht verändert, sondern nur deren Bemessungsströme. Bei dem Modellnetz werden 17 DEAs zugeschaltet, die eine neue Dimensionierung der NH Sicherungen nötig machen. Die schutztechnischen Maßnahmen werden, wie im vorigen Kapitel, mit Stufe 1, Stufe 2 und Stufe 3 dargestellt, siehe Abbildung 6.12, Abbildung 6.15 und Abbildung 6.18.

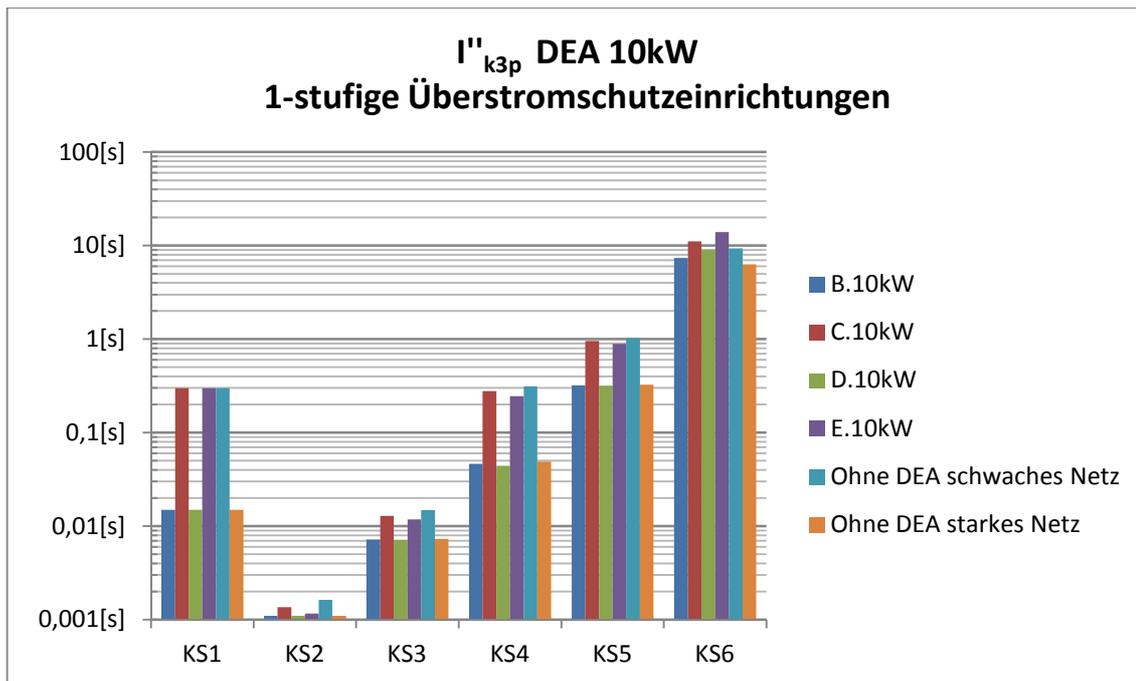


Abbildung 6.21: Auslösezeiten der NH Sicherungen in der 1-stufigen Überstromschutz einrichtung, für die Untersuchungsfälle B, C, D und E der verschiedenen Fehlerstellen, mit dem 3-poligen Anfangskurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c=1,1$

In Abbildung 6.21 werden die Auslösezeiten der Sicherungen in der 1-stufigen Überstromschutz einrichtung, in Abhängigkeit von DEAs mit einer Leistung von 10 kW, dargestellt. Hier werden die Untersuchungen für die Simulationsfälle B, C, D und E, welche im Kapitel 6.3 definiert wurden, betrachtet. Die Auslösezeiten in der Abbildung sind für den 3-poligen Kurzschlusswechselstrom mit dem Sicherheitsfaktor $c=1,1$, daher mit dem maximalen Anfangskurzschlusswechselstrom, dargestellt. Welche Sicherungen ausgelöst werden, ist in Tabelle 6.3 ersichtlich.

Tabelle 6.3: Ausgelöste Sicherungen bei den jeweiligen Kurzschlussstellen in der 1-stufigen Überstromschutz einrichtung

KS1	KS2	KS3	KS4	KS5	KS6
NH Tr	NH 1	NH 1	NH 2	NH 2	NH 2

Die Auslösezeiten der Schutzgeräte werden anders sein, wenn die DEAs abgeschaltet sind. Diese Situation kann bei z.B. den PV-Anlagen in der Nacht auftreten. Deshalb sind in Abbildung 6.21, sowie den folgenden Abbildungen die Auslösezeiten ohne DEA-Einspeisung zusätzlich dargestellt.

Wie aus Abbildung 6.21 ersichtlich ist, gibt es große Unterschiede zwischen den jeweiligen Auslösezeiten bei einer schwachen und bei einer starken Netzeinspeisung. Dies wird besonders deutlich bei den Fehlerstellen KS1, KS2 und KS4, die in der Nähe der Netzeinspeisung liegen. Hier wird auch deutlich, dass die Unterschiede zwischen den Auslösezeiten kleiner werden, je weiter die Fehlerstelle von der Netzeinspeisung entfernt liegt.

An der Fehlerstelle KS6 wird eine kürzere Auslösezeit beobachtet, wenn keine DEAs angeschlossen sind. Der Grund dafür liegt im Phänomen des Blindings, welches im Kapitel 3.2 beschrieben wurde. Wegen der Einschaltung der DEAs wird der durch die Sicherung NH-2 fließende Kurzschlussstrom verkleinert, siehe Abbildung 6.21.

Im vorherigen Kapitel 6.5.1 wurde das Netz ohne DEAs behandelt. In diesem Kapitel (Niederspannungsnetz mit DEAs) werden bei dem rechten Zweig längere Auslösezeiten beobachtet als im linken Zweig. Diese längeren Auslösezeiten sind für die Schutztechnik nicht optimal, weil Schnelligkeit in den Schutzmechanismen sehr wichtig ist. Bei der Dimensionierung mit 10 kW DEAs werden größere Sicherungen genommen. Dadurch werden noch langsamere Auslösezeiten verursacht, siehe Abbildung 6.21 und Abbildung 6.22. Bei diesen Abbildungen sind auch Abschwächungen (Blindings) zu sehen, aber keine deutlichen Vergrößerungseffekte zu erkennen. In anderen Worten müssen bei dem Zuschalten von DEAs höhere Sicherungen verwendet werden. Dadurch werden die Auslösezeiten verlängert.

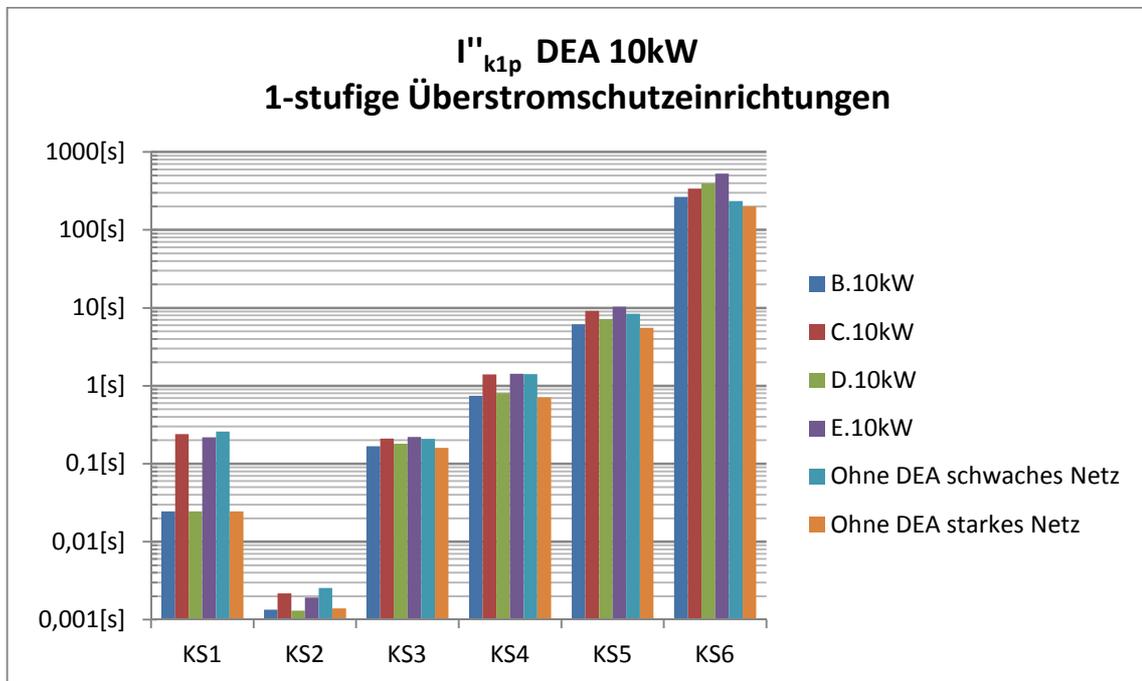


Abbildung 6.22: Auslösezeiten der NH Sicherungen in der 1-stufigen Überstromschutzeinrichtung, für die Untersuchungsfälle B, C, D und E der verschiedenen Fehlerstellen, mit dem 1-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 0,95$

In Abbildung 6.23 und Abbildung 6.24 werden die Auslösezeiten für die 2-stufige Überstromschutz-einrichtung mit dem 3-poligen und 1-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom dargestellt. Die Platzierung der NH Sicherungen ist wie in Abbildung 6.15, auf Seite 51, dargestellt. Die ausgelösten Sicherungen sind in Tabelle 6.4 ersichtlich.

Tabelle 6.4: Ausgelöste Sicherungen bei den jeweiligen Kurzschlussstellen in der 2-stufigen Überstromschutz-einrichtung

KS1	KS2	KS3	KS4	KS5	KS6
NH Tr	NH 1	NH 1-1	NH 2	NH 2	NH 2-2

In Abbildung 6.23 gibt es bei Fehlerstelle KS6 keine Abschwächung (Blinding) mehr, da in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung die Schmelzsicherung NH 2-2 eingeführt wird. Wenn man die Fehlerstelle KS6 mit dem 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom im Untersuchungsfall „ohne DEAs mit schwachem Netz“ (türkis) mit der Untersuchungssituation E (violett) vergleicht (welches das schwache Netz mit BHKW Anlagen darstellt), dann werden Vergrößerungseffekte ersichtlich. Wegen dem Vergrößerungseffekt wird der, durch die Sicherung fließende Kurzschlussstrom größer und dies verursacht kürzere Auslösezeiten. Bei den Fehlerstellen KS5, KS4, KS3 und KS2 sind auch Vergrößerungsphänomene zu sehen. Die Vergrößerungseffekte sind bei einer Stromeinspeisung von BHKWs größer, als bei einer Stromeinspeisung von PVs. Die Vergrößerungseffekte sind überdies größer im schwachen Netz als im starken Netz.

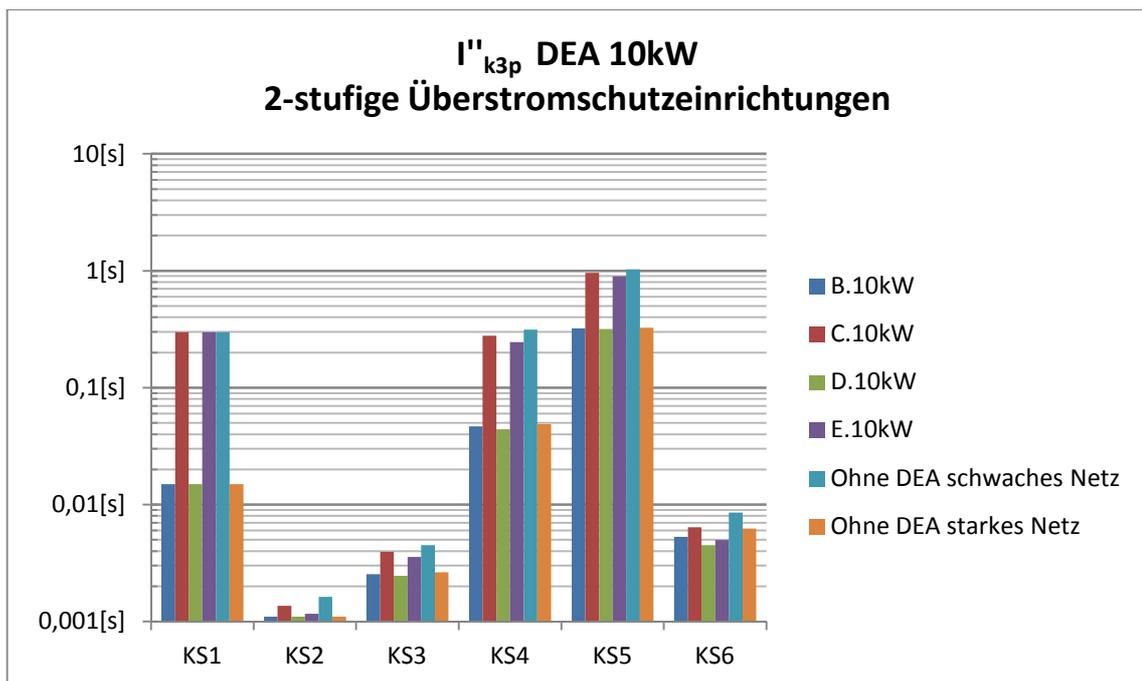


Abbildung 6.23: Auslösezeiten der NH Sicherungen in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung, für die Untersuchungsfälle B, C, D und E der verschiedenen Fehlerstellen, mit dem 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 1,1$

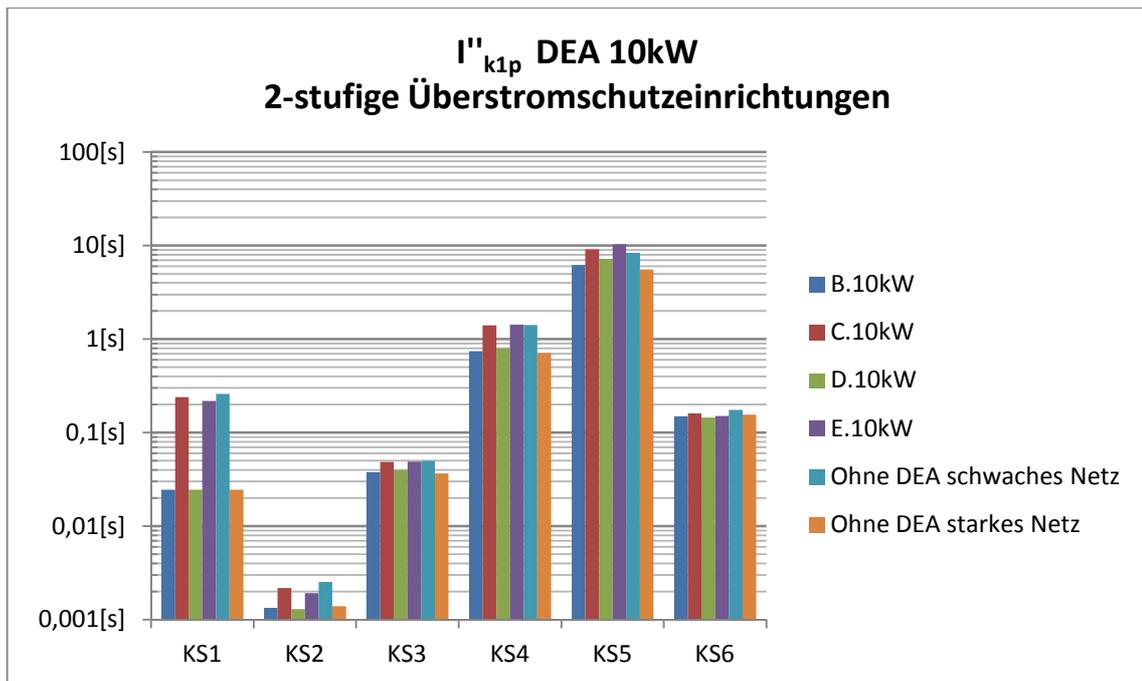


Abbildung 6.24: Auslösezeiten der NH Sicherungen in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung, für die Untersuchungsfälle B, C, D und E der verschiedenen Fehlerstellen, mit dem 1-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c=0,95$

In Abbildung 6.24 werden die Auslösezeiten mit dem 1-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom mit dem Sicherheitsfaktor $c=0,95$ dargestellt. Verglichen mit den Auslösezeiten in den 1-stufigen Überstromschutzeinrichtungen (siehe Abbildung 6.22) verkürzen sich bei Fehlerstelle KS6 die Auslösezeiten, jedoch betragen sie bei Fehlerstelle KS5 immer noch über 6 s für alle Erzeugungssituationen. Bei Untersuchungsfall E (violett) dauert die Auslösezeit am längsten, nämlich 10,3 s. Hier gibt es ein Abschwächungsphänomen. Bei dieser Simulation sind die Auslösezeiten der Fehlerstellen KS4 und KS5 für ein optimales Schutzsystem zu lange.

In Abbildung 6.25 und Abbildung 6.26 werden die Auslösezeiten für die 3-poligen und 1-poligen Kurzschlussströme in der 3-stufigen Überstromschutzeinrichtung dargestellt. Verglichen mit der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung wird in Fehlerstelle KS2 eine längere Auslösezeit beobachtet, da der Nennstrom der Schutzeinrichtung wegen der Staffelung größer wird. Die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen bleiben bei den Kurzschlussfällen KS1, KS3, KS4, KS5 und KS6 gleich wie in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung, da die Nennströme der betroffenen Sicherungen gleich bleiben. Zum Beispiel löst die Kurzschlussstelle KS6 im Netz in der 3-stufigen Überstromschutzeinrichtung die Sicherung NH2-2-1 aus, da diese eine Dimension von 80 A hat. Bei dem Netz in der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung löst die Sicherung NH2-2 aus, da auch sie eine Dimension von 80 A hat, siehe Tabelle 6.6. Dadurch kommt dieselbe Auslösezeit, wie in der 3-stufigen Überstromschutzeinrichtung zustande. Die ausgelösten Sicherungen für die 3-stufige Überstromschutzeinrichtung sind in der Tabelle 6.5 ersichtlich.

Tabelle 6.5: Ausgelöste Sicherungen bei den jeweiligen Kurzschlussstellen in der 3-stufigen Überstromschutzzeineinrichtung

KS1	KS2	KS3	KS4	KS5	KS6
NH Tr	NH 1	NH 1-1-1	NH 2	NH 2	NH 2-2-1

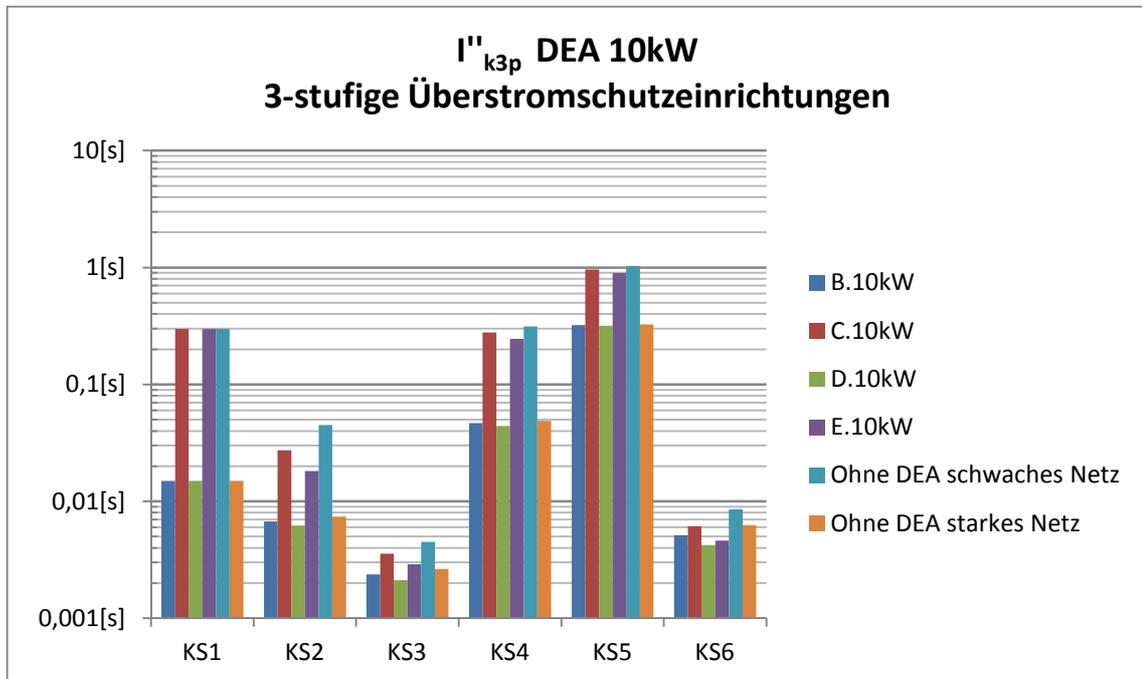


Abbildung 6.25: Auslösezeiten der NH Sicherungen in der 3-stufigen Überstromschutzzeineinrichtung, für die Untersuchungsfälle B, C, D und E der verschiedenen Fehlerstellen, mit dem 3-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 1,1$

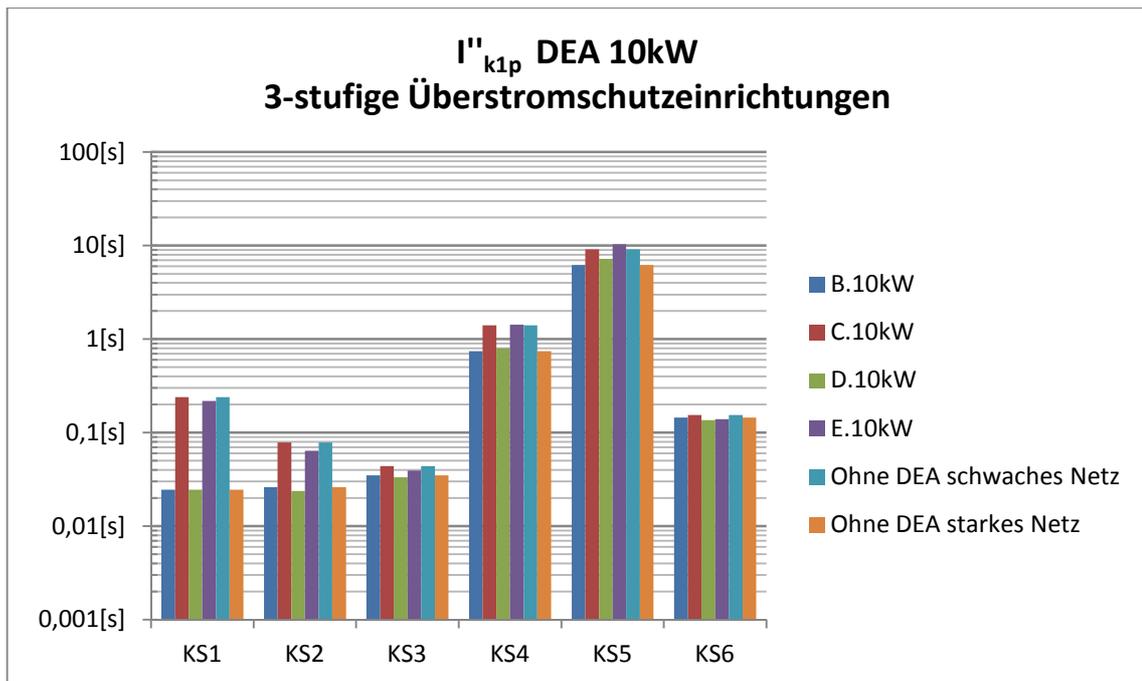


Abbildung 6.26: Auslösezeiten der NH Sicherungen in der 3-stufigen Überstromschutzanlage, für die Untersuchungsfälle B, C, D und E der verschiedenen Fehlerstellen, mit dem 1-poligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom und mit dem Sicherheitsfaktor $c = 0,95$

Tabelle 6.6: Größenanordnungen der Schmelzsicherungen des Modellnetzes mit DEAs in den verschiedenen Stufen

1-stufige Überstromschutzanlage	Bemessungsstrom	2-stufige Überstromschutzanlage	Bemessungsstrom	3-stufige Überstromschutzanlage	Bemessungsstrom
NH Tr	400 A	NH Tr	400 A	NH Tr	400 A
NH 1	100 A	NH 1	100 A	NH 1	250 A
NH 2	300 A	NH 1-1	80 A	NH 1-1	160 A
		NH 2	300 A	NH 1-1-1	80 A
		NH2-1	80 A	NH 1-1-2	80 A
		NH2-2	80 A	NH 1-1-2	80 A
		NH2-3	80 A	NH 2	300 A
		NH2-4	80 A	NH2-1	80 A
				NH2-2	160 A
				NH2-2-1	80 A
				NH2-3	160 A
				NH2-3-1	80 A
				NH2-3-2	80 A
				NH2-4	160 A
				NH2-4-1	80 A
				NH2-4-2	80 A
				NH2-4-3	80 A

7 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurden schutztechnische Maßnahmen im Niederspannungsnetz, in dem eine hohe Anzahl an DEAs vorhanden ist, untersucht. Ziel der Arbeit war es herauszufinden, wie sich die Kurzschlussströme in dem betrachteten Niederspannungsnetz durch die vorhandenen DEAs verändern. Des Weiteren wurde das Sicherungskonzept durch Schmelzsicherungen betrachtet.

Im ersten Schritt wurden verschiedene Anfangskurzschlusswechselstrom I_K'' (laut DIN VDE0102 definiert) im Niederspannungsnetz betrachtet. Dabei kann generell die Aussage getätigt werden, dass sich die Anfangskurzschlusswechselströme des Netzes, sobald dezentrale Stromerzeugungsanlagen (DEAs) an das Netz angeschlossen werden, verändern.

Für solche veränderten Kurzschlussströme sind unterschiedliche Phänomene zu erkennen, wie die Vergrößerung, die Abschwächung und das unselektive Mitauslösen. Um diese darzustellen, wurden in Kapitel 3 einfache Simulationen durchgeführt und danach eine Analyse des Ersatzschaltbildes vom jeweiligen Netz gemacht, siehe Abbildung 3.4. Bei dem Vergrößerungsphänomen hat sich gezeigt, dass sich durch das Einspeisen von einer DEA der Kurzschlussstrom erhöht hat. Der Grund dafür ist die verkleinerte Kurzschlussimpedanz und diese wurde in Abhängigkeit von der Impedanz der DEAs dargestellt. Bei dem Phänomen der Abschwächung (Blinding) wurde gesehen, dass sich die Kurzschlussströme des übergeordneten Netzes verkleinern, da hier die DEA und die Netzeinspeisung die Fehlerstelle parallel versorgen. Dieses Abschwächungsphänomen trat in Abhängigkeit von den Impedanzen des Netzes, von den DEAs und von der Leitung auf. Als letztes Phänomen wurde das unselektive Mitauslösen der Schutzgeräte untersucht. Hier speist eine DEA in die Fehlerstelle ein. Durch diese Einspeisung der DEA könnten falsche Schutzanlagen ausgelöst werden, siehe Abbildung 3.7.

Um diese Phänomene in einem Niederspannungsnetz zu untersuchen, wurde ein Niederspannungsnetz modelliert. Zuerst wurden in diesem Modellnetz (siehe Abbildung 5.1) Kurzschlussfälle ohne DEAs simuliert. Hier zeigte sich, dass Kurzschlussströme höher sind, wenn die Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes größer ist, jedoch haben Transformatoren eine begrenzte Rolle. Es wurde auch festgestellt, dass sich die Anfangskurzschlussströme, sowie die Unterschiede zwischen starkem und schwachem Netz verkleinern, je weiter die Kurzschlussstellen von der Netzeinspeisung entfernt liegen. Dies wird durch das Größerwerden der Kabelimpedanz verursacht.

7.1 Untersuchung der Phänomene Vergrößerung, Abschwächung und Unselektives Mitauslösen im Niederspannungsmodellnetz

In einem nächsten Schritt wurden verschiedene Simulationsuntersuchungen, für das Niederspannungsnetz mit einer schwachen und einer starken Netzeinspeisung, sowie für unterschiedliche Erzeugungssituationen der im Niederspannungsnetz vorhandenen DEAs durchgeführt, siehe Abbildung 6.5. Bei dem Phänomen der Vergrößerung wurde eine starke Abhängigkeit vom Typ der DEA und der

Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes festgestellt. Hier wurden die maximalen Vergrößerungen mit Blockheizkraftwerken (BHKWs) in einem schwachen Netz beobachtet, da BHKWs den größten Kurzschlussstrombeitrag liefern. Die kleinsten Vergrößerungsphänomene wurden bei einer normalen PV-Anlage gesehen, gefolgt von einer inselfähigen PV-Anlage.

Auch bei einer starken Netzeinspeisung konnten Vergrößerungseffekte beobachtet werden, jedoch waren diese immer kleiner als bei einer schwachen Netzeinspeisung.

Das größte Abschwächungsphänomen trat bei einem Kurzschluss an dem Messpunkt MT direkt nach dem Transformator auf. Bei den Fehlerfällen am Ende des Netzes wurden deutliche Abschwächung am Messpunkt MT beobachtet. Der Grund dafür ist die erhöhte Kabelimpedanz, siehe Gleichung (3.18). Ein besonders starkes Abschwächungsphänomen wurde bei dem Untersuchungsfall E, also bei der Einspeisung durch BHKWs und einer schwachen Netzeinspeisung, festgestellt. Die Verkleinerungsphänomene wurden auch bei anderen Stellen, nämlich dort wo die Teilung des Zweiges auftritt, beobachtet, jedoch waren ihre Ausprägungen nicht stark.

Als letztes Phänomen wurde das unselektive Mitauslösen behandelt. Hier konnte auch eine starke Abhängigkeit vom Typ der DEAs beobachtet werden. Je nach der Position der DEAs im betrachteten Niederspannungsnetz wurden unterschiedlich große Einspeisungen an Fehlerstellen beobachtet. Entscheidend für diese unterschiedlichen Einspeisungen ist der Abstand der jeweiligen DEA zur Fehlerstelle, denn je näher eine DEA der Fehlerstelle ist, desto kürzer ist das Kabel, umso kleiner ist die Kabelimpedanz und umso größer ist die Einspeisung des Kurzschlussstroms aus der DEA. Da hier immer kleinere DEAs mit-simuliert wurden, wurden keine Probleme mit dem unselektiven Mitauslösen beobachtet.

7.2 Simulationen mit Sicherungen

Im nächsten Schritt wurden die Schmelzsicherungen in das Modellnetz ohne DEAs eingefügt. Hier wurde in drei Versuchen jeweils eine erhöhte Anzahl an Schmelzsicherungen eingefügt, welche die Selektivität des Netzschutzes erhöhten. Die Positionierung dieser Schmelzsicherungen können in Abbildung 6.12, in Abbildung 6.15 und in Abbildung 6.18 betrachtet werden. Weil im rechten Zweig höhere Lasten vorhanden waren, mussten höher dimensionierte Sicherungen installiert werden. In Kombination mit einem langen Kabel verursachte dies längere Auslösezeiten als im linken Zweig des Modellnetzes. Die schnellsten Auslösezeiten der Sicherungen wurden in den 2-stufigen Überstromschutzeinrichtungen beobachtet, siehe Abbildung 6.16 und Abbildung 6.17.

Durch Einfügung von jeweils 10 kW DEAs in das Modellnetz, mussten die Sicherungen neu dimensioniert werden. Hier wurden zwei extreme Situationen angenommen. In der ersten Annahme wurden alle DEAs abgeschaltet und alle Verbraucher auf das Maximum eingestuft. In der zweiten Annahme wurde der umgekehrte Fall angenommen, nämlich, dass alle Verbraucher abgeschaltet sind und die DEAs maximal eingeschaltet werden. Diese Annahmen wurden gemacht, damit während des Betriebs keine Sicherungen auslösen. Bei diesem Netz kamen mit 10 kW DEAs sehr hohe Nennströme bei der Dimensionierung der Sicherungen hervor, siehe Tabelle 6.6.

Die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen des Modellnetzes waren mit 10 kW DEAs sehr lang, denn sie lagen bei der 2-stufigen Überstromschutzeinrichtung im schlimmsten Fall bei 10 Sekunden. Das Problem der langsamen Auslösezeiten konnte vor allem im rechten Zweig des Netzes bei KS4 und KS6

beobachtet werden. Dies sind keine optimalen Ergebnisse, da die Ausschaltzeit der Sicherungen zu lange war und dadurch ein schnelles Abschalten des Netzes nicht gewährleistet werden konnte.

Es gab in der Nähe der Netzeinspeisung, also bei den Kurzschlussstellen KS1, KS2 und KS4 eine sehr hohe Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung des Netzes. Damit gab es bei einer schwachen Netzeinspeisung eine längere Auslösezeit bei den betroffenen Sicherungen. Je weiter die Kurzschlussstellen von der Netzeinspeisung entfernt lagen, desto geringer wurde die Abhängigkeit von der Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes.

Unterschiedliche Erzeugungssituationen (A, B, C, D und E) haben, bei derselben Fehlerstelle, unterschiedliche Auslösezeiten der Sicherungen verursacht und es konnten die Phänomene der Vergrößerung und der Verkleinerung beobachtet werden. Sie waren jedoch zu gering und veränderten die Auslösezeiten der Schmelzsicherungen wenig. Das besondere Problem in diesem Versuch war jedoch, dass, durch das Einfügen hoch-dimensionierter Sicherungen, längere Auslösezeiten beobachtet werden konnten. Besonders im rechten Zweig des Netzes waren die Auslösezeiten zu lange und dadurch konnte die Schnelligkeit des Netzschutzes nicht gewährleistet werden.

Zusammenfassend brachte die Untersuchung im Niederspannungsnetz mit Schmelzsicherungen und mit einem hohen Anteil an DEAs folgende Ergebnisse:

- Die Kurzschlussstellen, die in der Nähe der Netzeinspeisung liegen, verursachen von der Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes abhängige Anfangskurzschlussströme. Diese Abhängigkeit wird geringer, je weiter die Kurzschlussstellen von der Netzeinspeisung entfernt liegen.
- Durch Einfügen der 10 kW DEAs an das Niederspannungsnetz wird der Nennstrom der Sicherungen erhöht. Dadurch gibt es höhere Auslösezeiten. Die Auslösezeiten des rechten Zweigs sind besonders lang, da hier höhere Lasten, sowie längere Kabel vorhanden sind.
- Die Phänomene Vergrößerung, Abschwächung (Blinding) und unselektives Mitauslösen, die in den Simulationen beobachtet werden konnten, haben beim Zuschalten von PV Anlagen und BHKWs wenig Auswirkungen auf die Auslösezeiten. Die Auswirkungen der BHKWs sind jedoch größer als bei den PV Anlagen.

7.3 Ausblick

Es wurde festgestellt, dass mit dem Zuschalten eines höheren Anteils von DEAs das aktuelle Schutzkonzept im Niederspannungsbereich Verbesserungen benötigt, damit die Anforderungen der Schutztechnik optimal erfüllt werden können.

Falls in Zukunft vermehrt DEAs mit hohen Leistungen an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden, dann wird es notwendig sein ein Schutzkonzept zu entwickeln, das auf den Zustand des Netzes flexibel reagieren kann (adaptiver Netzschutz). Dadurch könnte man in Abhängigkeit vom Netzzustand die Kurzschlussströme berechnen und einen entsprechenden Netzschutz aufbauen⁴⁰.

Im letzten Kapitel 6.5.2 wurden bei den Sicherungen sehr hohe Auslösezeiten im rechten Zweig beobachtet. Um diese Auslösezeiten zu verbessern, könnten elektronische Lösungen wie Schutzrelais

⁴⁰ Vgl.[SHU] S.121

verwendet werden. Um aber optimale Lösungen zu finden, sollten weitere Untersuchungen gemacht werden.

I. ANHANG

I.I. Vergrößerung am Knoten

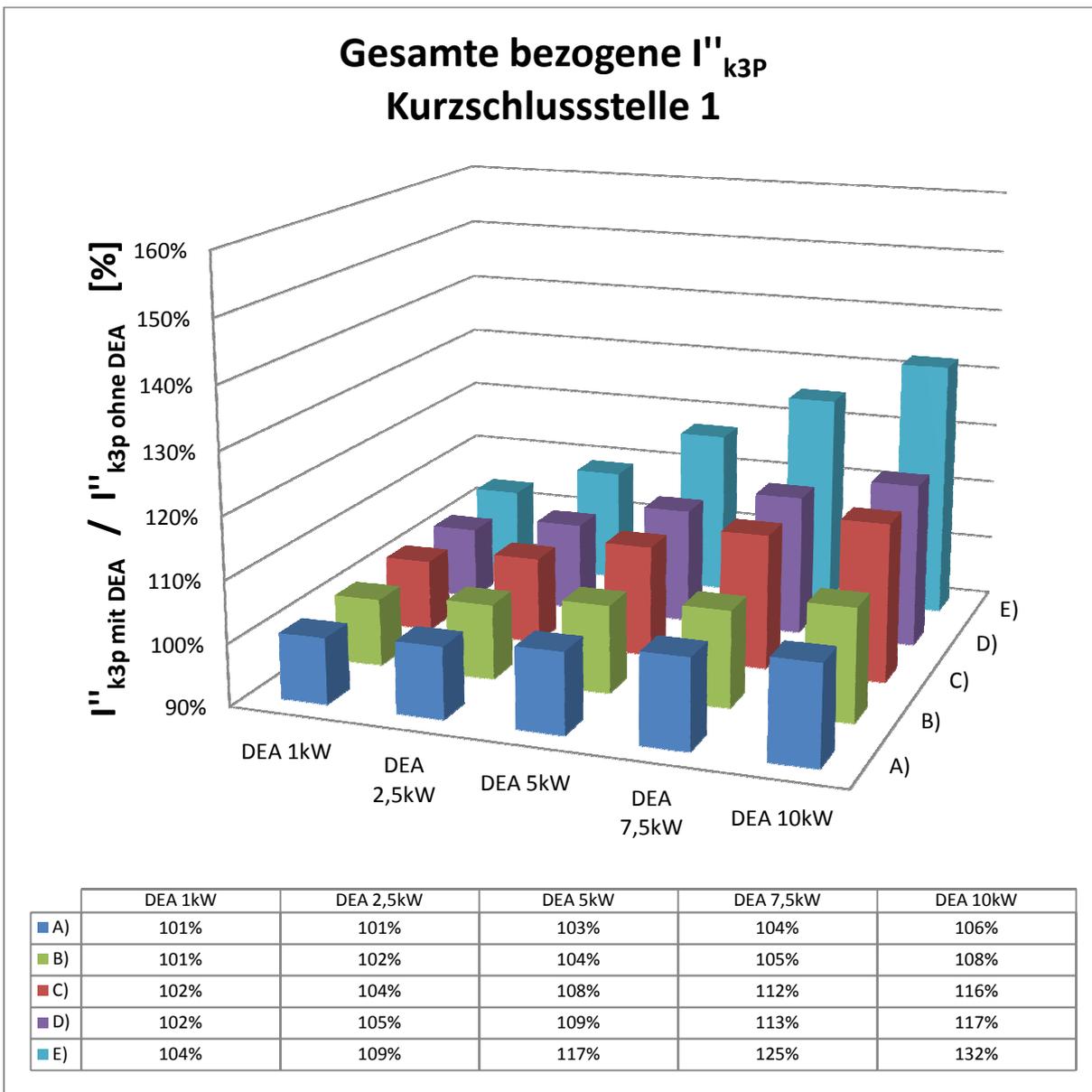


Abbildung I: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3P \text{ mit DEA}} / I''_{k3P \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 1 (KS1) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

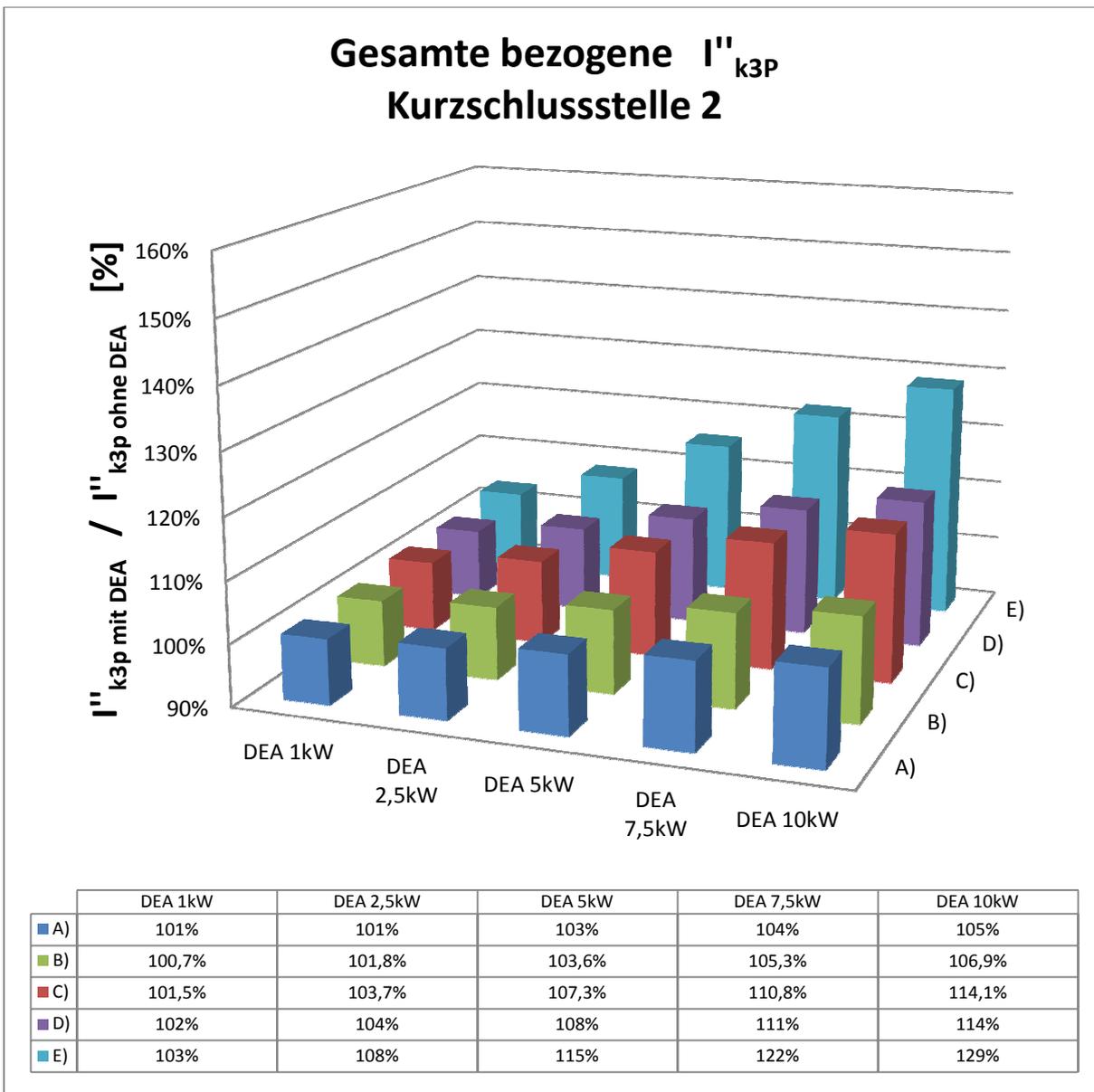


Abbildung II: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3P \text{ mit DEA}} / I''_{k3P \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 2 (KS2) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

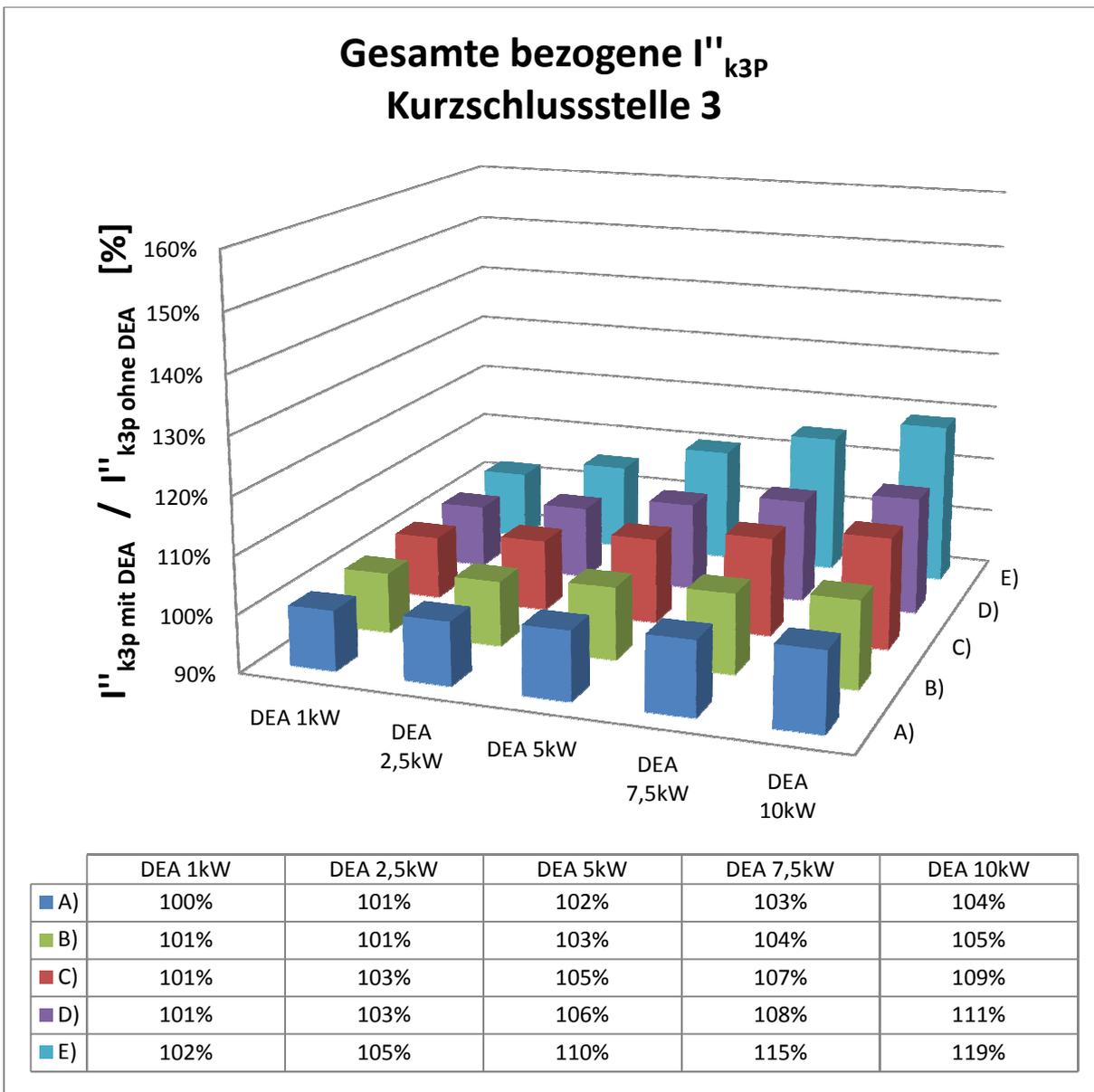


Abbildung III: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3p \text{ mit DEA}} / I''_{k3p \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 3 (KS3) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

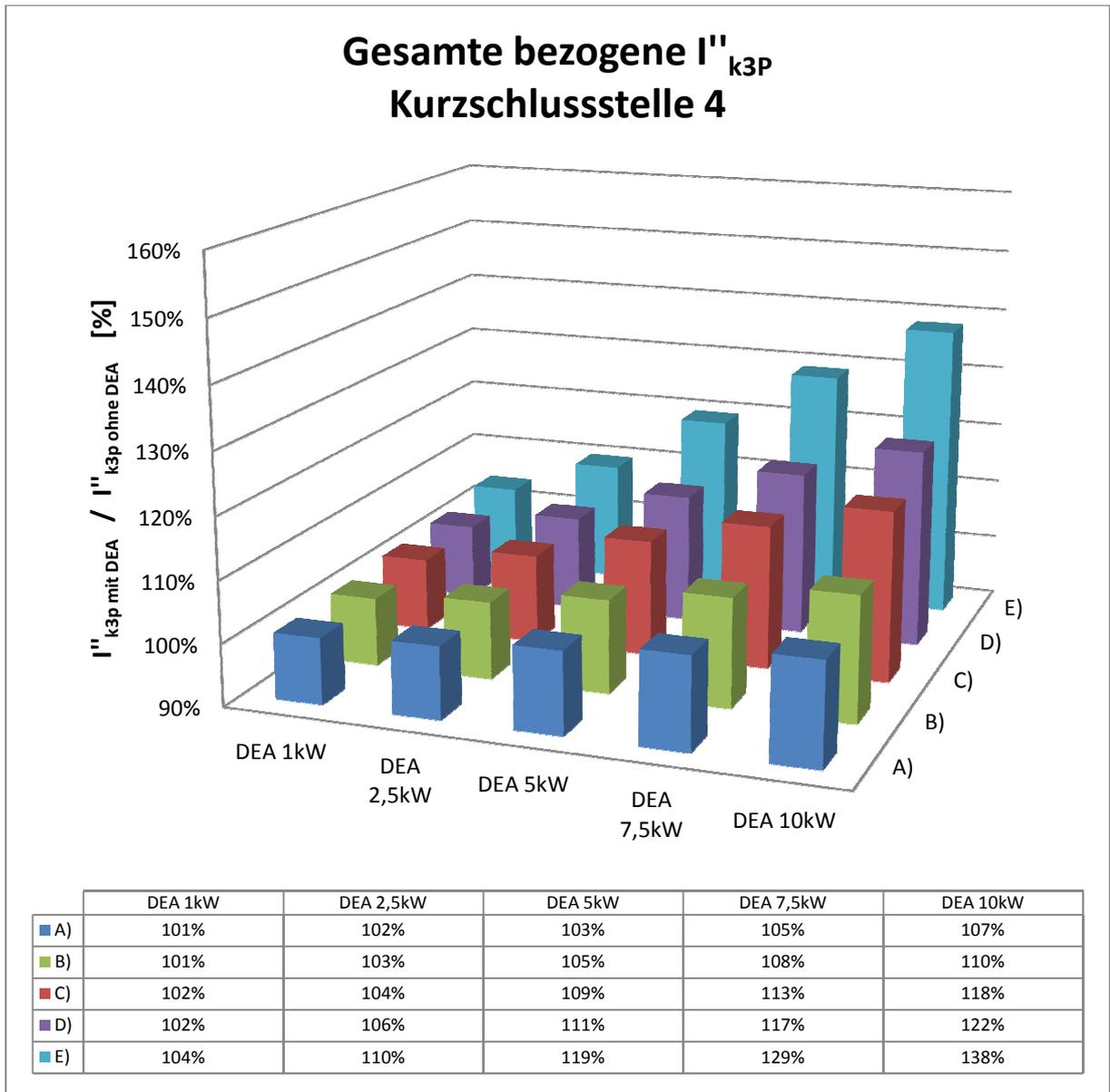


Abbildung IV: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3P \text{ mit DEA}} / I''_{k3P \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 4 (KS4) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

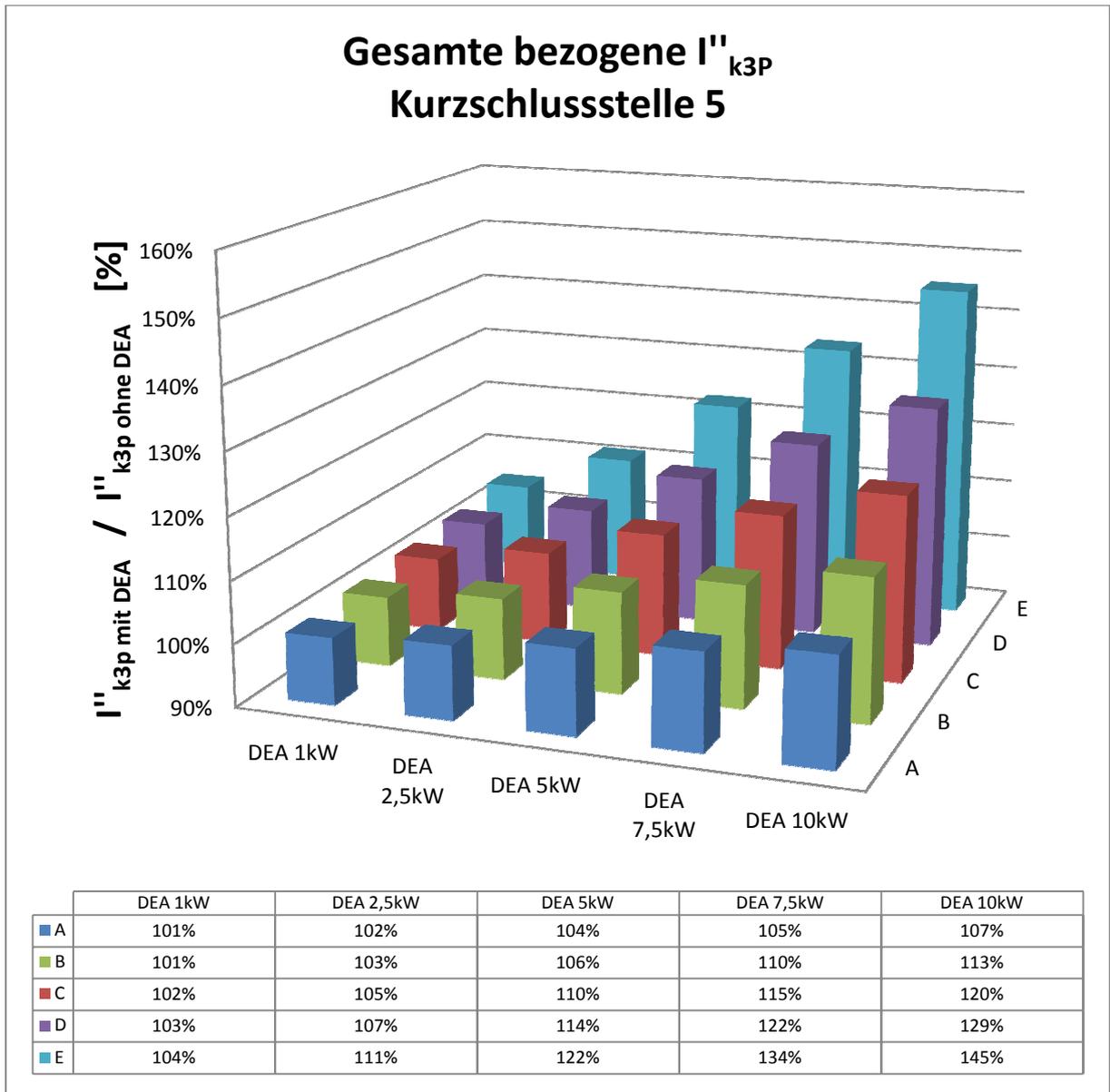


Abbildung V: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3p \text{ mit DEA}} / I''_{k3p \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 5 (KS5) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

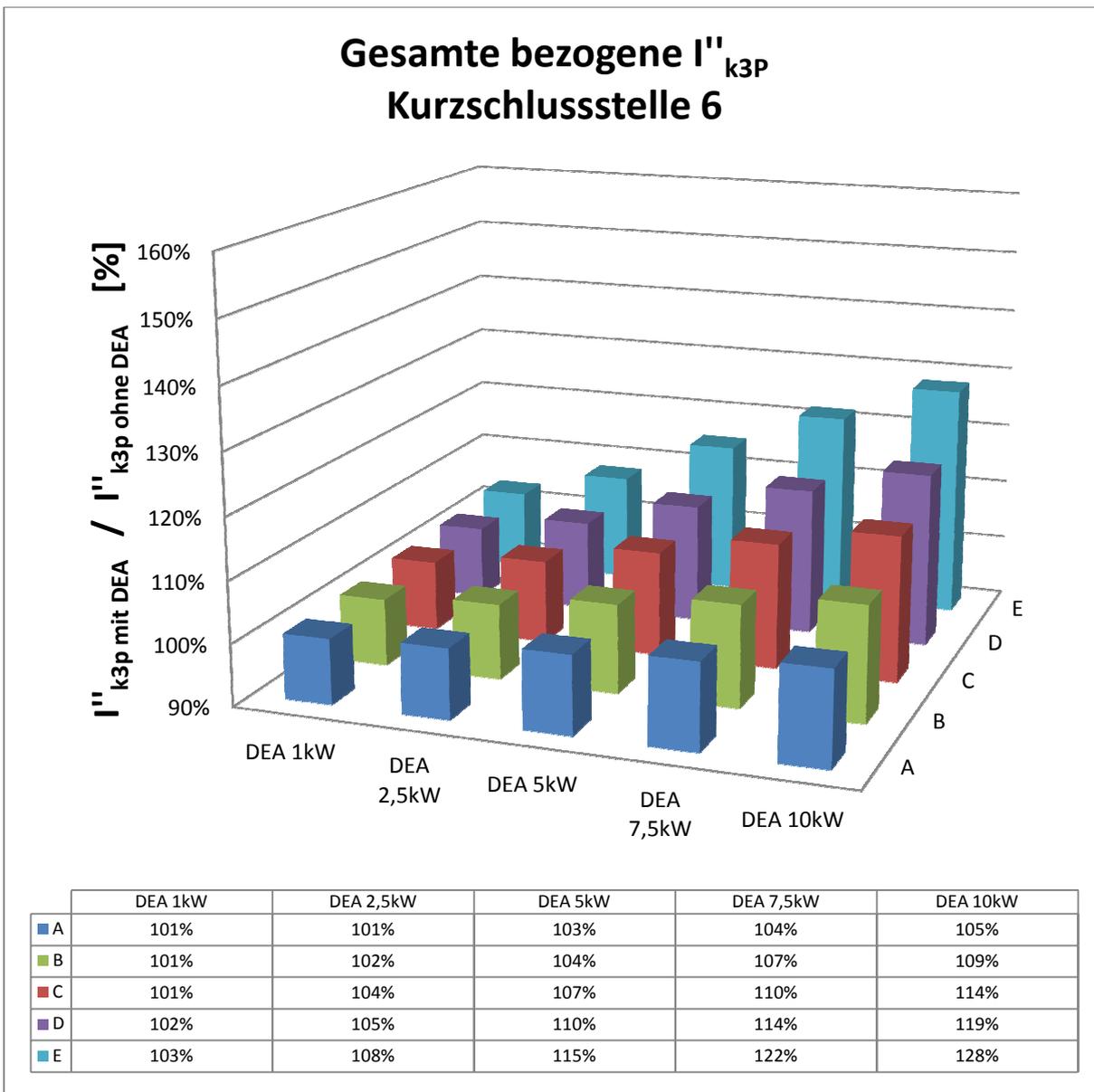


Abbildung VI: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3p \text{ mit DEA}} / I''_{k3p \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 6 (KS6) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

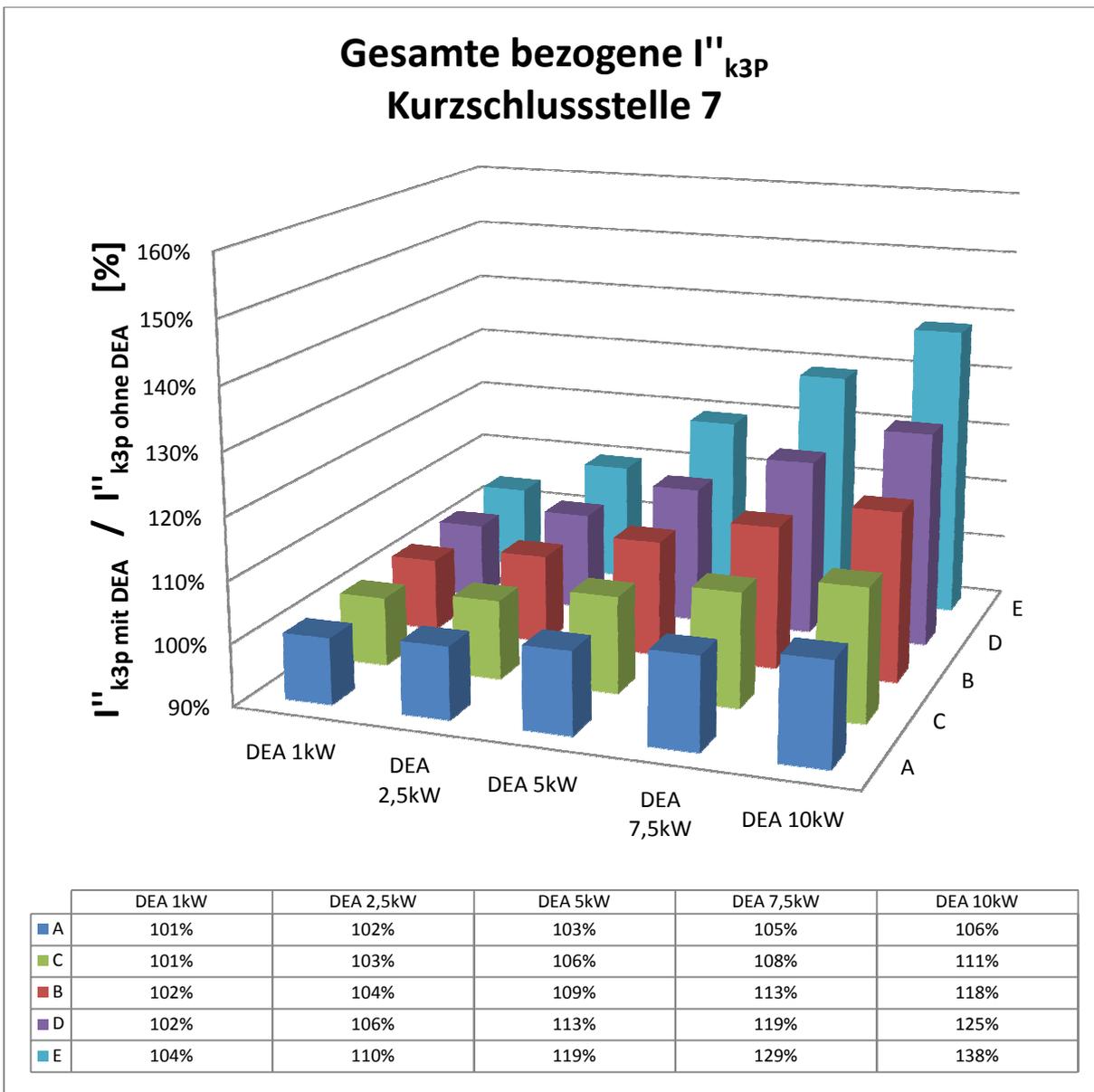


Abbildung VII: Gesamte bezogene 3-polige Anfangs-Kurzschlusswechselströme ($I''_{k3P \text{ mit DEA}} / I''_{k3P \text{ ohne DEA}}$), welche an der Kurzschlussstelle 7 (KS7) für die Berechnungsfälle A, B, C, D und E mit verschiedenen DEA-Leistungen auftreten

I.II. Vergrößerungseffekt der durch die Leitung fließenden Ströme

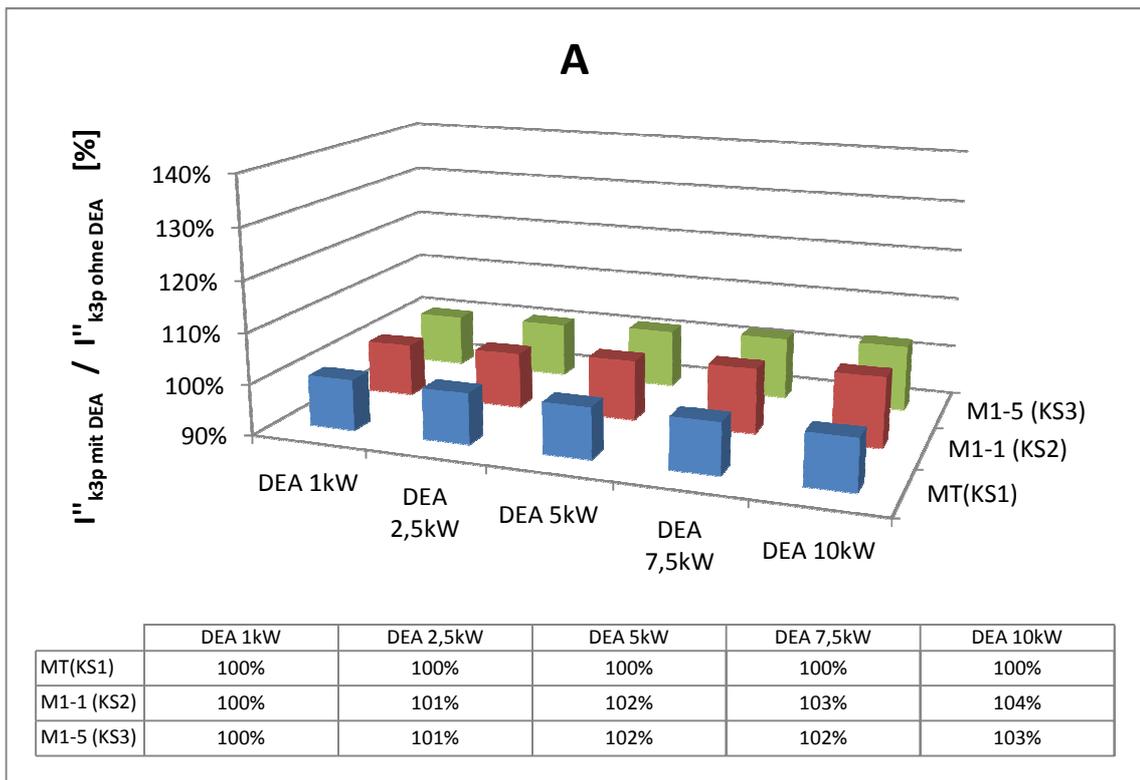


Abbildung VIII: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall A

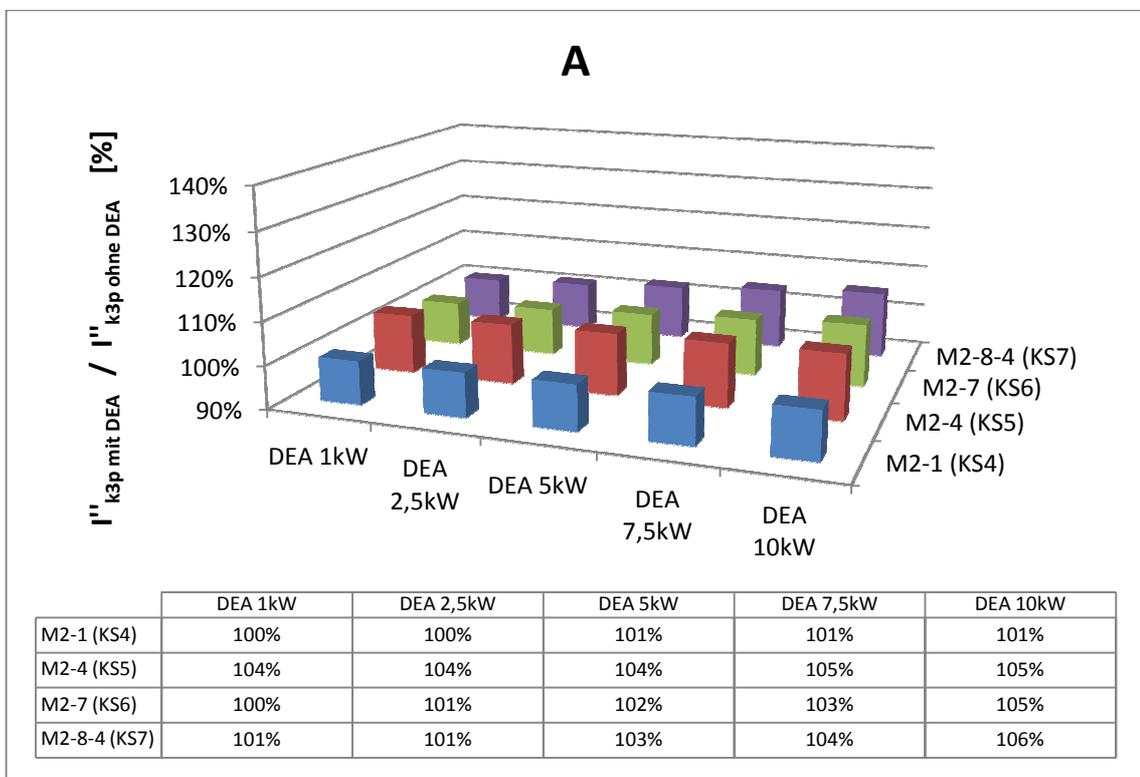


Abbildung IX: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall A

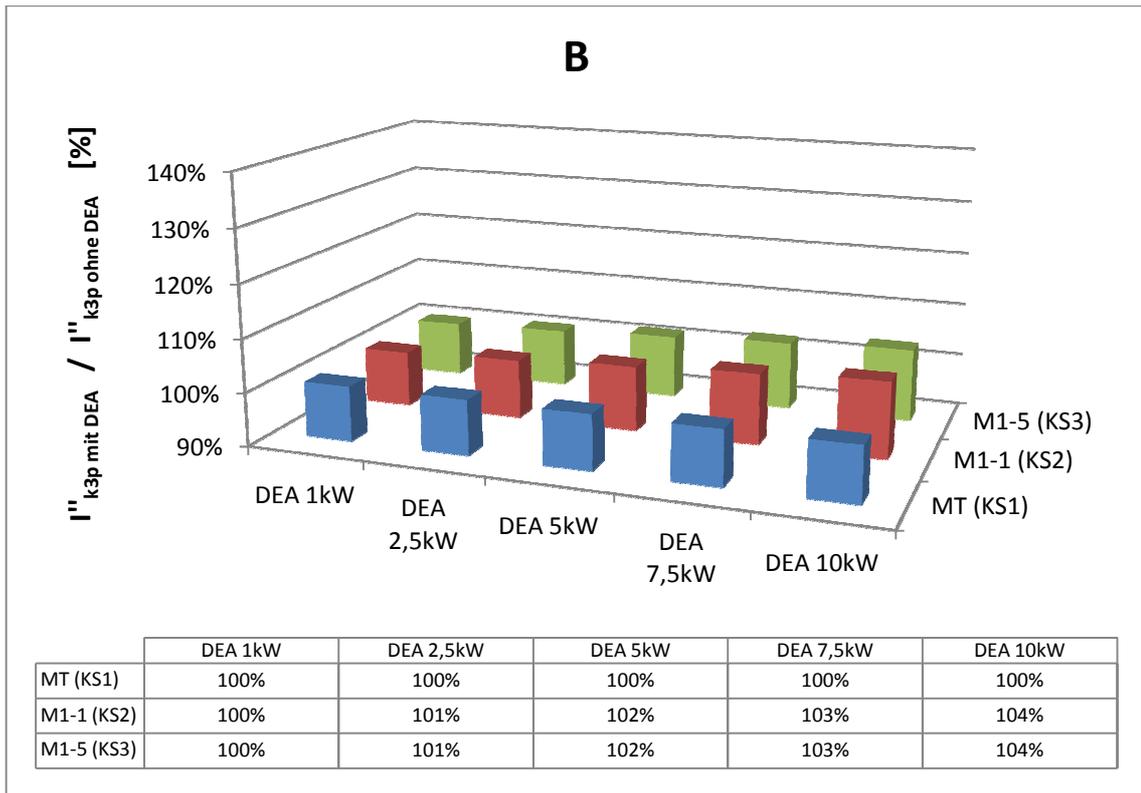


Abbildung X: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall B

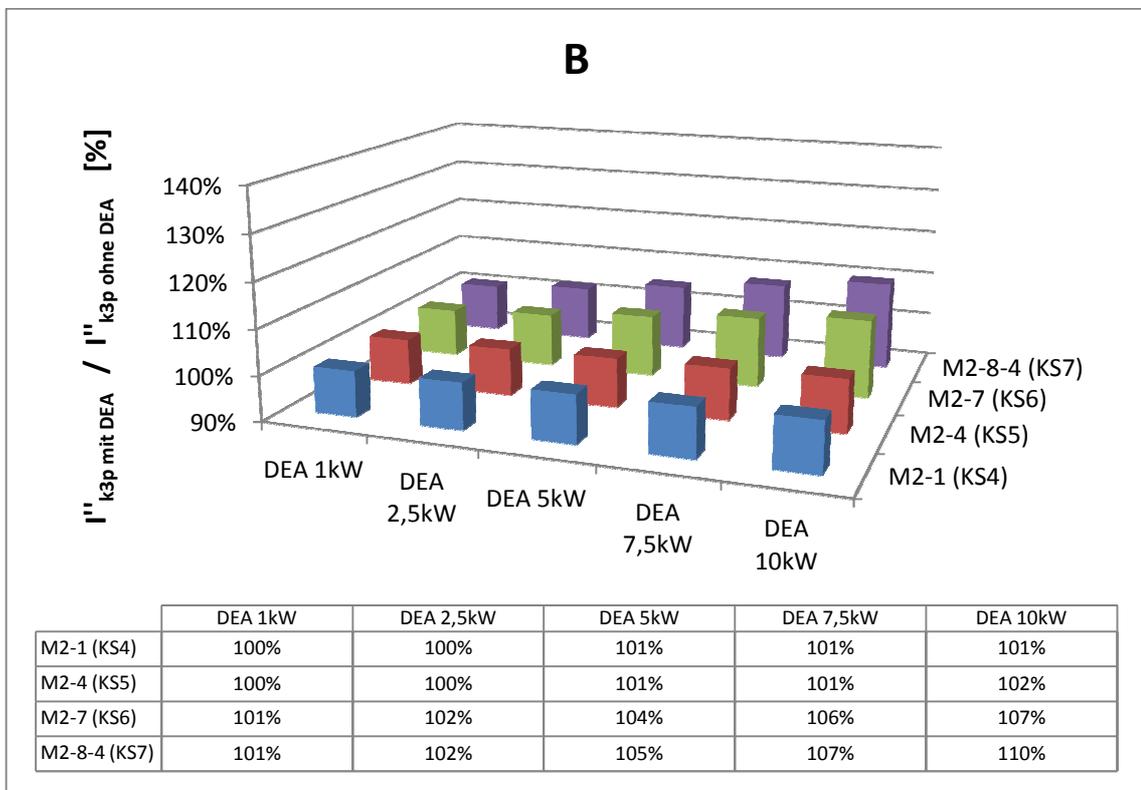


Abbildung XI: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall B

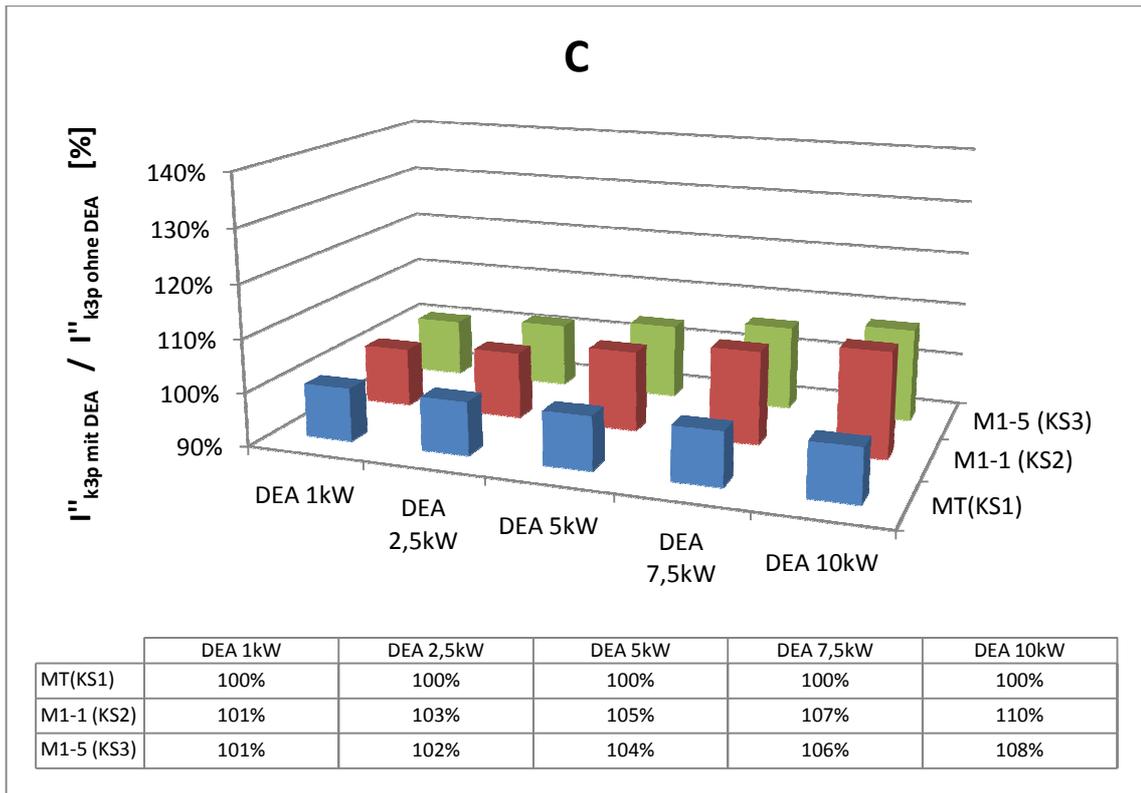


Abbildung XII: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall C

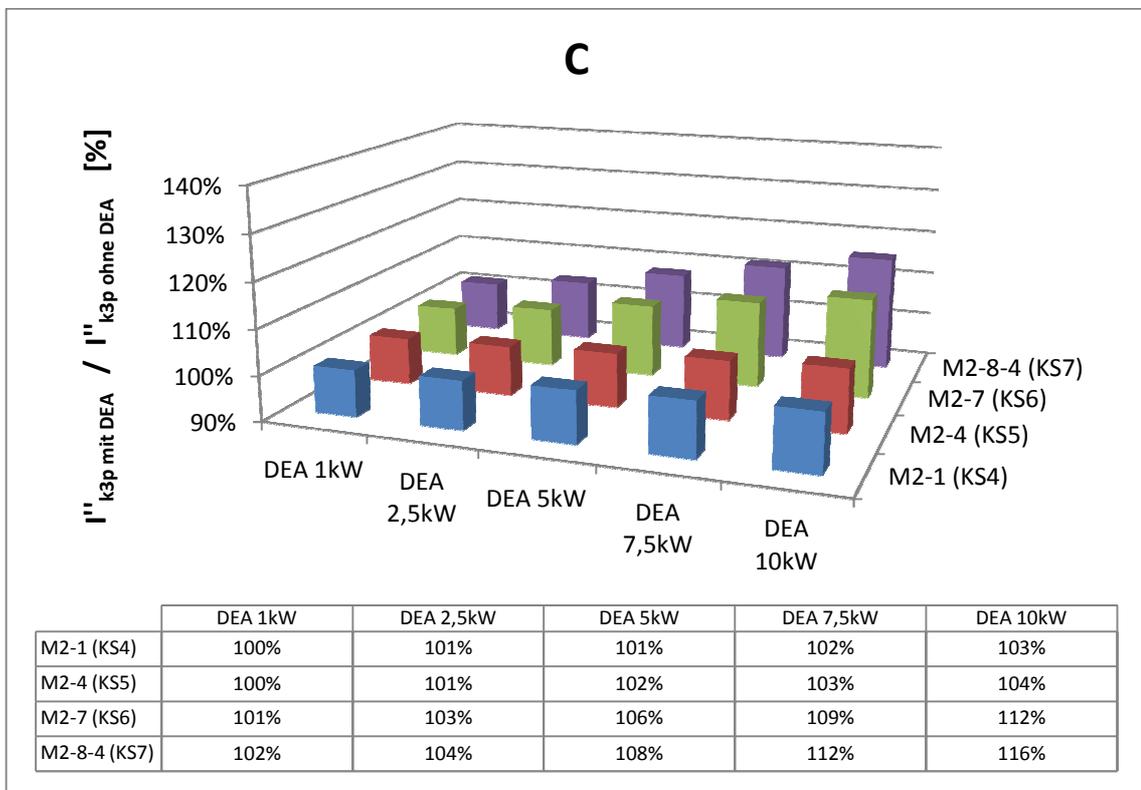


Abbildung XIII: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall C

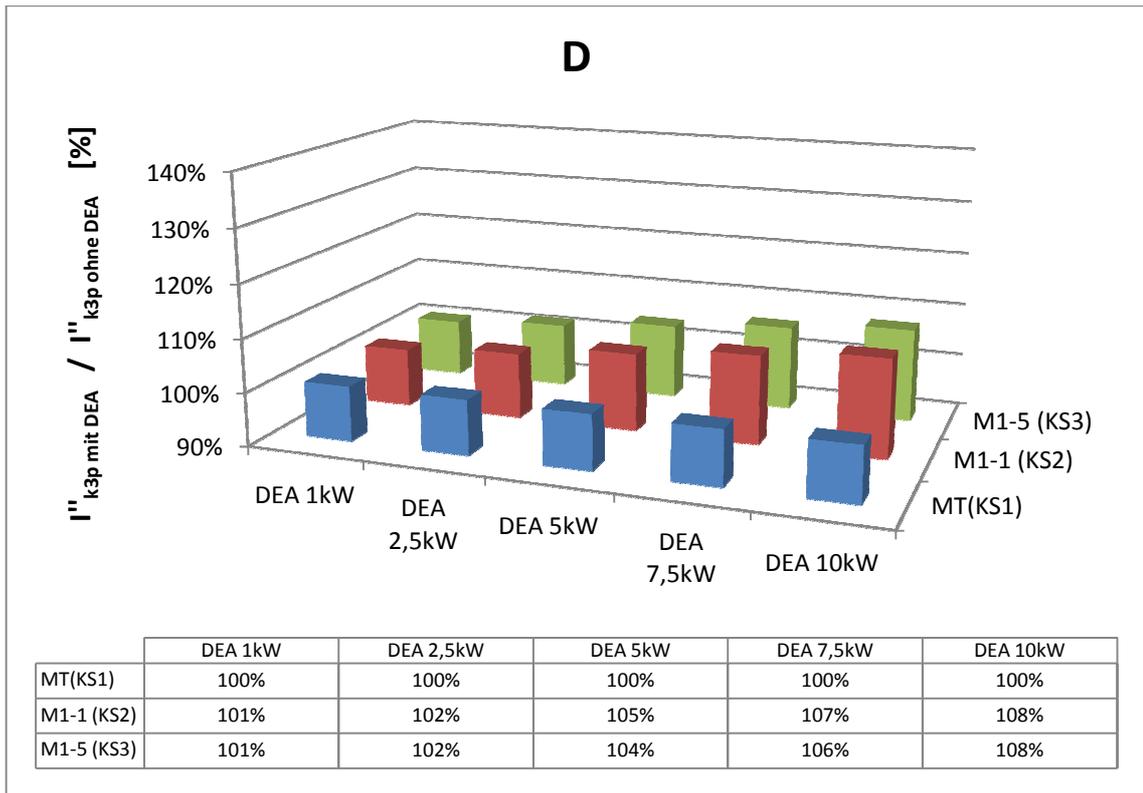


Abbildung XIV: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall D

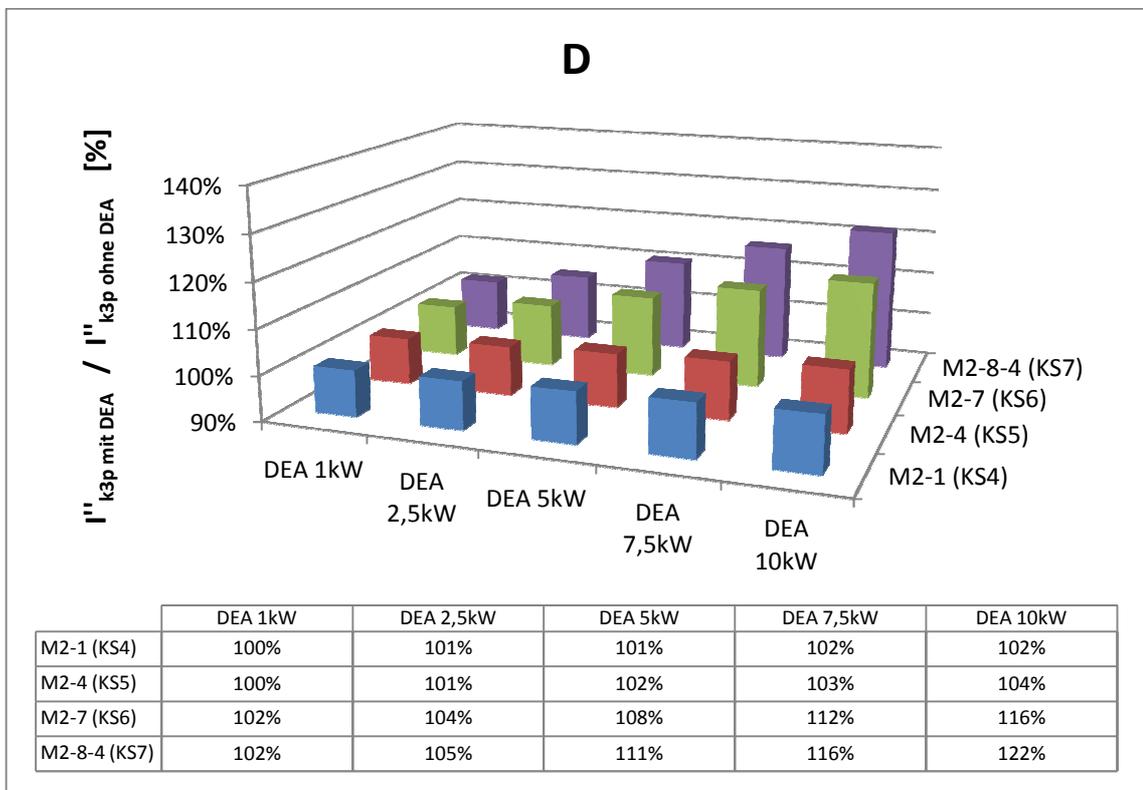


Abbildung XV: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall D

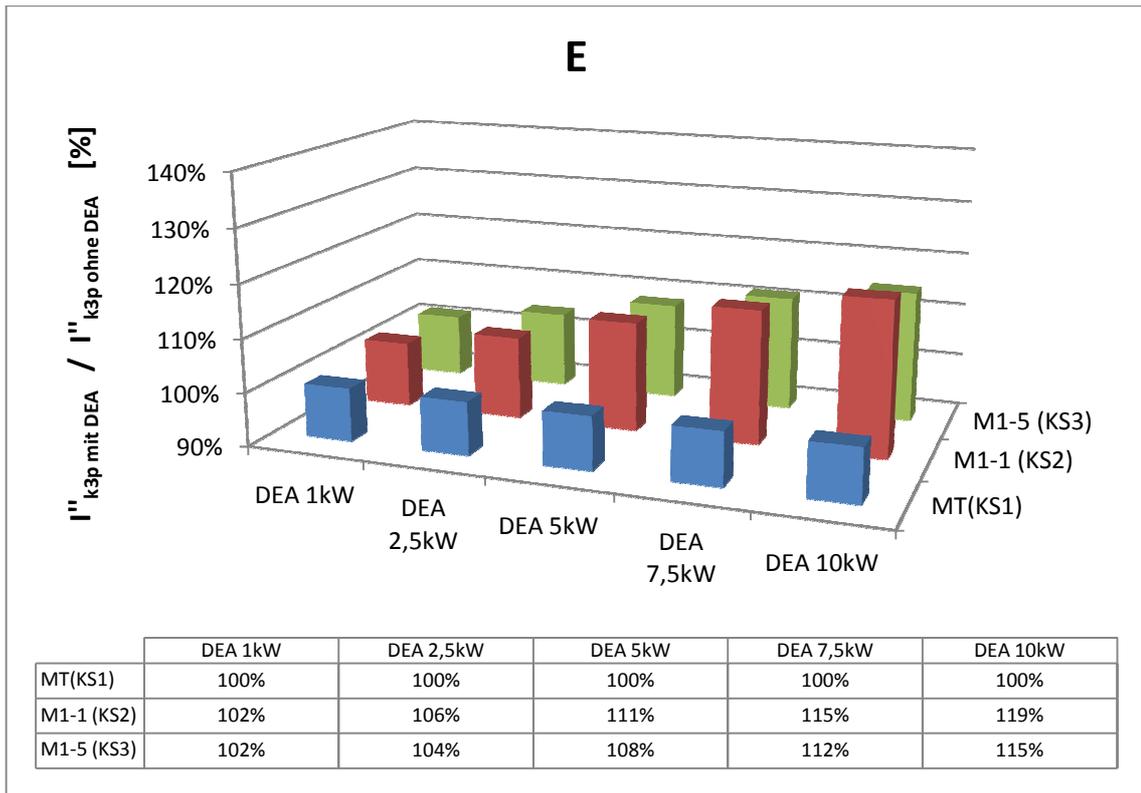


Abbildung XVI: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall E

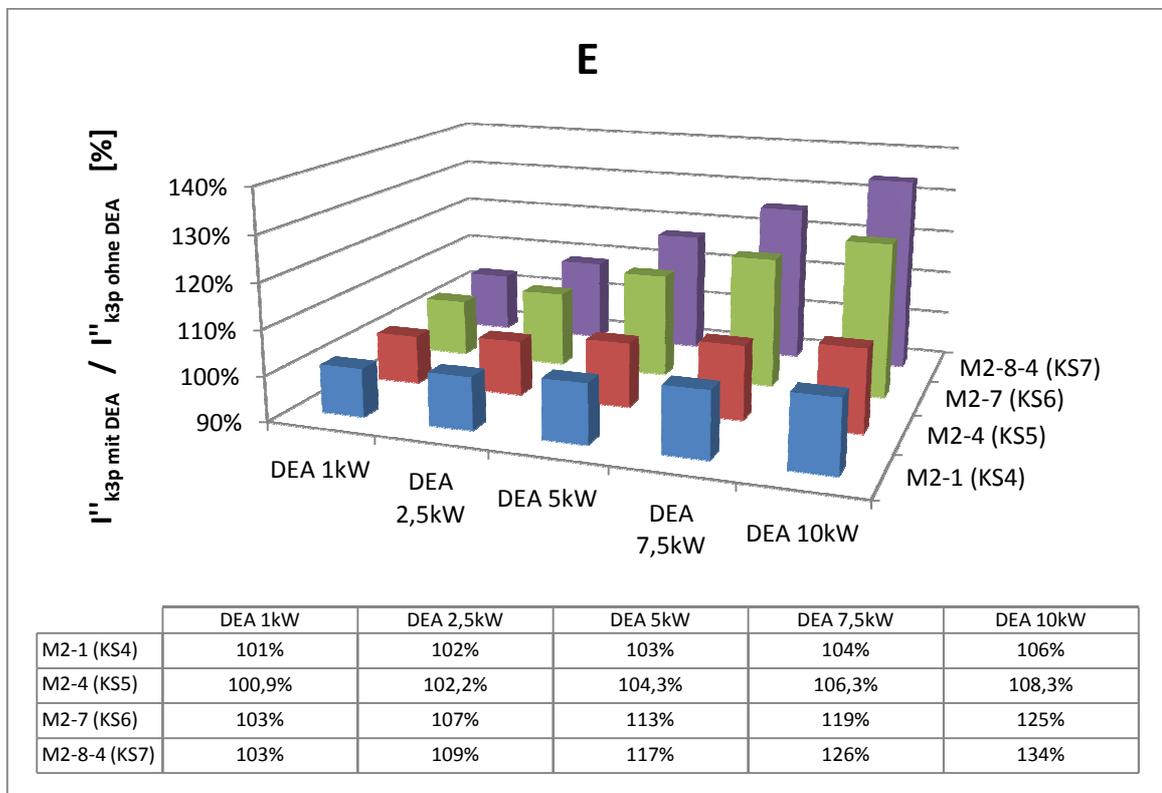


Abbildung XVII: Untersuchung der Vergrößerungsphänomene in verschiedenen Messstellen in Abhängigkeit unterschiedlicher Kurzschlussstellen von verschiedenen DEA-Leistungen in Untersuchungsfall E

I.III. Abschwächung

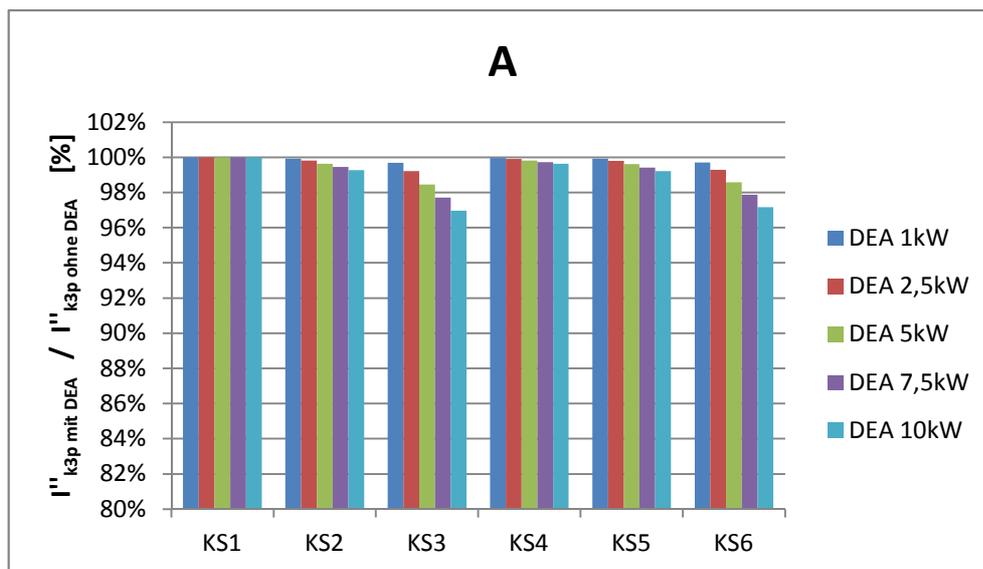


Abbildung XVIII: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall A mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

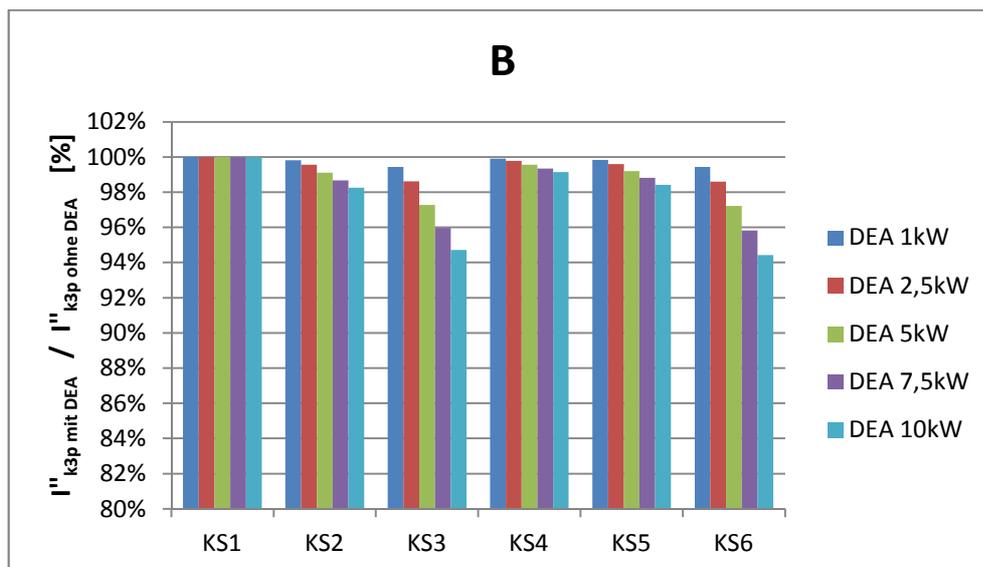


Abbildung XIX: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall B mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

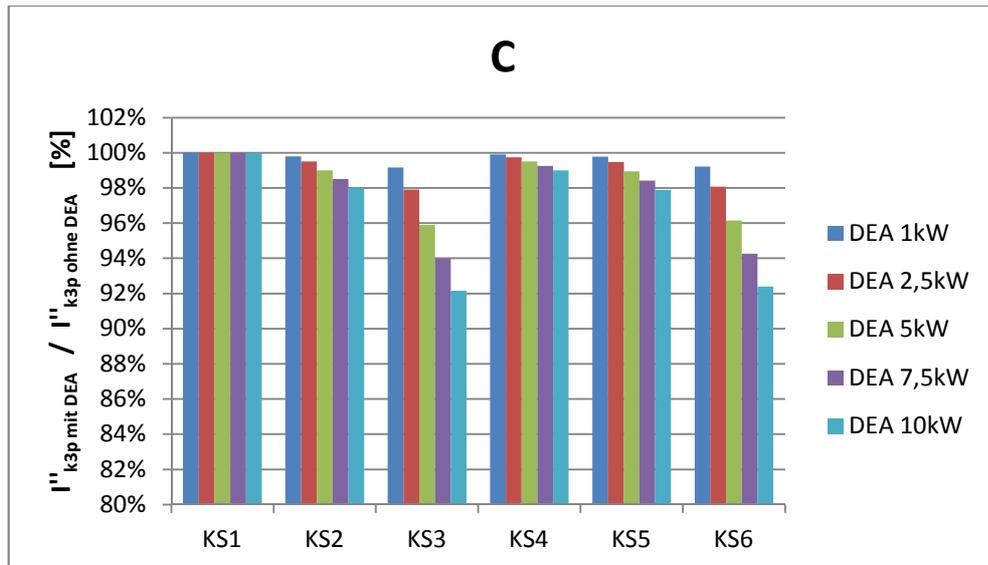


Abbildung XX: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall C mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

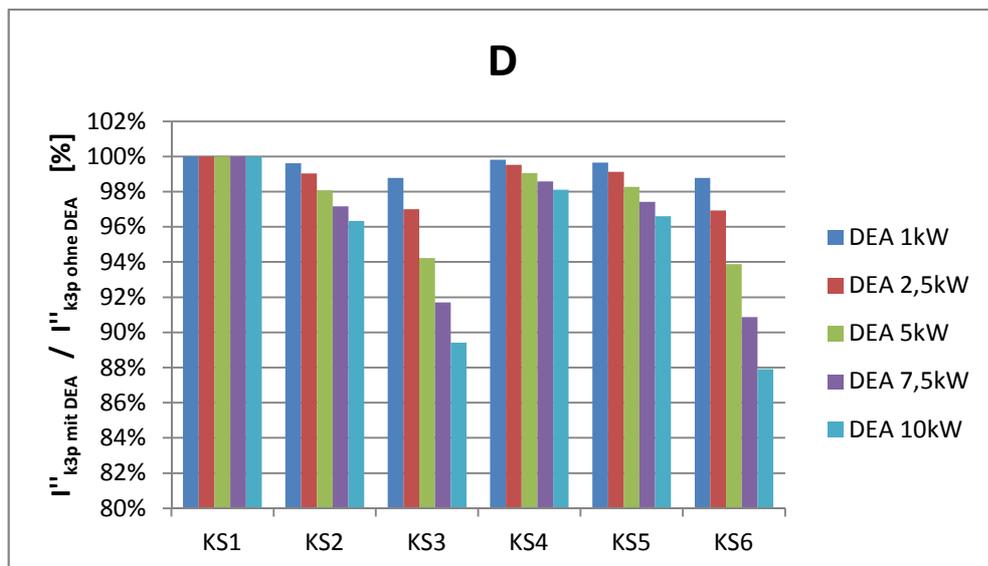


Abbildung XXI: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall D mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

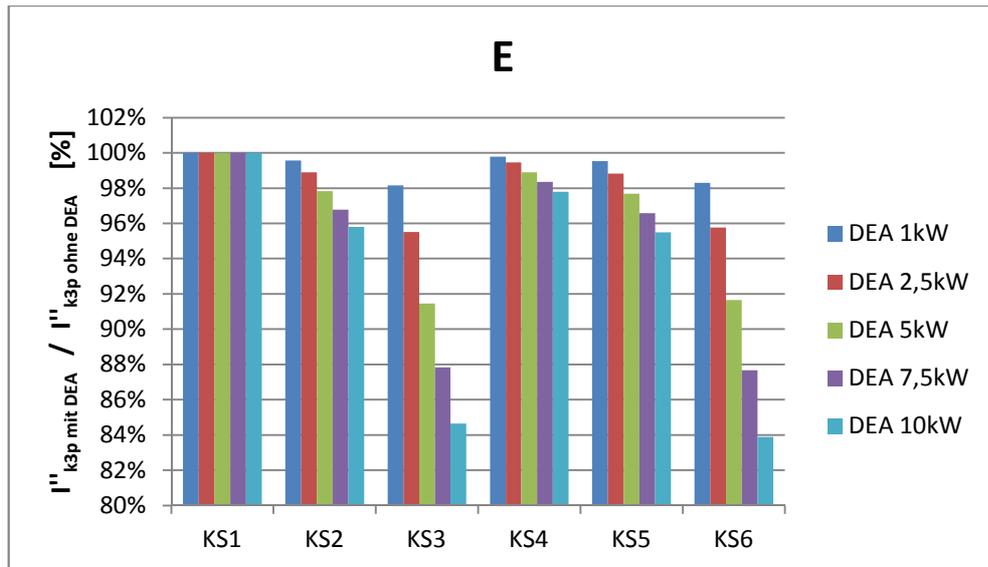


Abbildung XXII: Abschwächung (Blinding) für den Untersuchungsfall E mit unterschiedlichen DEA-Leistungen, für unterschiedliche Kurzschlussstellen an der Messstelle MT

II. Abkürzungen

DEA

Dezentrale Stromerzeugungsanlage

DEAs

Dezentrale Stromerzeugungsanlagen

NS

Niederspannungsnetz

MS

Mittelspannungsnetz

KS

Kurzschlussstelle

BHKW

Blockheizkraftwerk

PV

Photovoltaik

III. Formelzeichen

U_N	Nennspannung
I_N	Nennstrom
I''_K	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
L	Induktivität
ω	Kreisfrequenz
f	Frequenz
I''_{k1p}	1-poliger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
I''_{k2p}	2-poliger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
I''_{k3p}	3-poliger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
I''_{kDEA}	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom aus DEA

IV. Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1.1: ZUKUNFTSPROGNOSE DES ANTEILS AN ELEKTRISCHER STROMERZEUGUNG MIT ERNEUERBAREN ENERGIEANLAGEN PRO REGION UNTER DEM ANZUNEHMENDEN, ENERGIEPOLITISCHEN SZENARIO BIS 2035-----	1
ABBILDUNG 2.1: DARGESTELLTE FEHLERFÄLLE, DEFINITION GEMÄß VDE 0102-----	4
ABBILDUNG 2.2: ZEITLICHER STROMVERLAUF BEI EINEM GENERATORNAHEN KURZSCHLUSS, DEFINITION GEMÄß NACH DIN VDE 0102-----	5
ABBILDUNG 2.3: MODELL EINES EINPHASIGEN WECHSELSTROMSYSTEMS FÜR KURZSCHLUSSVORGÄNGE ⁹ -----	6
ABBILDUNG 2.4: LINKS MODELLNETZ UND RECHTS ERSATZSCHALTBILD FÜR DEN KURZSCHLUSSFALL-----	7
ABBILDUNG 2.5: DREIPOLIGER KURZSCHLUSS OHNE ERDBERÜHRUNG-----	10
ABBILDUNG 2.6: SYMMETRISCHE KOMPONENTEN FÜR DEN 3-POLIGEN KURZSCHLUSS-----	11
ABBILDUNG 2.7: DARSTELLUNG EINES STRAHLENNETZES MIT EINEM GENERATOR. A) NETZSCHALTPLAN MIT BETRIEBSMITTELSYMBOLN, B) ERSATZSCHALTBILD MIT KURZSCHLUSSSTROM-----	12
ABBILDUNG 2.8: ZWEIPOLIGER KURZSCHLUSS OHNE ERDBERÜHRUNG-----	12
ABBILDUNG 2.9: SYMMETRISCHE KOMPONENTEN MIT ERDBERÜHRUNG-----	13
ABBILDUNG 2.10: 1-POLIGER KURZSCHLUSS IM STARR GEERDETEM NETZ-----	14
ABBILDUNG 2.11: DARSTELLUNG DER SYMMETRISCHEN KOMPONENTEN MIT STARR GEERDETEM, 1-POLIGEM KURZSCHLUSS-----	15
ABBILDUNG 3.1: 3-POLIGER KURZSCHLUSS BEIM KNOTEN N4 OHNE DEAS-----	17
ABBILDUNG 3.2: ERSATZSCHALTBILD DES 3-POLIGEN KURZSCHLUSSES OHNE DEAS-----	17
ABBILDUNG 3.3: SIMULATION EINES 3-POLIGEN KURZSCHLUSSES IM KNOTEN N4 MIT DEAS-----	18
ABBILDUNG 3.4: ERSATZSCHALTBILD EINES 3-POLIGEN KURZSCHLUSSES MIT DEA-----	18
ABBILDUNG 3.5: SIMULIERUNG DES 3-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROMS MIT DEA-----	21
ABBILDUNG 3.6: ERSATZSCHALTBILD FÜR DEN 3-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM-----	22
ABBILDUNG 3.7: PRINZIP FÜR DAS UNSELEKTIVE MITAUSLÖSEN-----	24
ABBILDUNG 4.1: STROM-ZEIT KENNLINIE DES SICHERUNGSSYSTEMS DER BAUREIHE 3NA3 0 NH-----	26
ABBILDUNG 4.2: OSZILLOGRAMM EINER KURZSCHLUSSSTROM-ABSCHALTUNG DURCH EINEN SICHERUNGSEINSATZ-----	27
ABBILDUNG 4.3: STROMBEGRENZUNGSDIAGRAMM VOM SICHERUNGSSYSTEM DER BAUREIHE 3NA3 0 NH: (1) STOßKURZSCHLUSSSTROM MIT GRÖßTEM GLEICHSTROMGLIED, (2) STOßKURZSCHLUSSSTROM OHNE GLEICHSTROMGLIED-----	28
ABBILDUNG 5.1: NIEDERSPANNUNGSMODELLNETZ-----	30
ABBILDUNG 6.1: DREIPOLIGE ANFANGSKURZSCHLUSSSTRÖME FÜR VERSCHIEDENE ÜBERGEORDNETE KURZSCHLUSSLEISTUNGEN FÜR DEN LINKEN ZWEIG. DER SICHERHEITSAKTOR C WIRD MIT 1,1 ANGENOMMEN-----	35
ABBILDUNG 6.2: DREIPOLIGE ANFANGSKURZSCHLUSSSTRÖME FÜR VERSCHIEDENE ÜBERGEORDNETE KURZSCHLUSSLEISTUNGEN FÜR DEN RECHTEN ZWEIG. DER SICHERHEITSAKTOR C WIRD MIT 1,1 ANGENOMMEN-----	36
ABBILDUNG 6.3: DREIPOLIGER ANFANGS-KURZSCHLUSSSTROMVERGLEICH ZWISCHEN STARKEM UND SCHWACHEM NETZ FÜR DEN LINKEN ZWEIG-----	38
ABBILDUNG 6.4: DREIPOLIGER ANFANGS-KURZSCHLUSSSTROMVERGLEICH ZWISCHEN STARKEM UND SCHWACHEM NETZ FÜR DEN RECHTEN ZWEIG-----	38

ABBILDUNG 6.5: SIMULATIONSUNTERSUCHUNGEN FÜR VERSCHIEDENE STROMVERSORGUNGEN, SOWIE VERSCHIEDENE DEAS UND VERSCHIEDENEN KURZSCHLUSSLEISTUNGEN DER ÜBERGEORDNETEN NETZEINSPEISUNG-----	40
ABBILDUNG 6.6: GESAMTE BEZOGENE 3-POLIGE ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTRÖME ($I''_{K3P \text{ MIT DEA}} / I''_{K3P \text{ OHNE DEA}}$), WELCHE AN DER KURZSCHLUSSSTELLE 5 (KSS) FÜR DIE BERECHNUNGSFÄLLE A, B, C, D UND E MIT VERSCHIEDENEN DEA-LEISTUNGEN AUF TRETEN-----	42
ABBILDUNG 6.7: UNTERSUCHUNG DER VERGRÖßERUNGSPHÄNOMENE IN VERSCHIEDENEN MESSSTELLEN IM RECHTEN ZWEIG IN ABHÄNGIGKEIT UNTERSCHIEDLICHER KURZSCHLUSSSTELLEN VON VERSCHIEDENEN DEA-LEISTUNGEN IN UNTERSUCHUNGSFALL E-----	44
ABBILDUNG 6.8: UNTERSUCHUNG DER VERGRÖßERUNGSPHÄNOMENE IN VERSCHIEDENEN MESSSTELLEN IM LINKEN ZWEIG IN ABHÄNGIGKEIT UNTERSCHIEDLICHER KURZSCHLUSSSTELLEN VON VERSCHIEDENEN DEA- LEISTUNGEN IN UNTERSUCHUNGSFALL E-----	44
ABBILDUNG 6.9: ABSCHWÄCHUNG (BLINDING) FÜR DEN UNTERSUCHUNGSFALL A MIT UNTERSCHIEDLICHEN DEA-LEISTUNGEN, FÜR UNTERSCHIEDLICHE KURZSCHLUSSSTELLEN AN DER MESSSTELLE MT-----	45
ABBILDUNG 6.10: ABSCHWÄCHUNG (BLINDING) FÜR DEN UNTERSUCHUNGSFALL E MIT UNTERSCHIEDLICHEN DEA-LEISTUNGEN, FÜR UNTERSCHIEDLICHE KURZSCHLUSSSTELLEN AN DER MESSSTELLE MT-----	46
ABBILDUNG 6.11: RÜCKSPEISUNG DER DEAS AN DIE FEHLERSTELLE KS4 FÜR DEN UNTERSUCHUNGSFALL E-----	46
ABBILDUNG 6.12: MODELLNETZ MIT DER 1-STUFIGEN NH SCHMELZSICHERUNGSANORDNUNG-----	48
ABBILDUNG 6.13: AUSLÖSEZEITEN DER NH SCHMELZSICHERUNGEN IN DER 1-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, IM SCHWACHEN UND STARKEN NETZ MIT DEM MAXIMALEN KURZSCHLUSSSTROM, WELCHER MIT DEM 3-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 1,1$ DEFINIERT WURDE-----	49
ABBILDUNG 6.14: AUSLÖSEZEITEN DER NH SCHMELZSICHERUNGEN IN DER 1-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, IM SCHWACHEN UND STARKEN NETZ MIT DEM MINIMALEN KURZSCHLUSSSTROM, WELCHER MIT DEM 1-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 0,95$ DEFINIERT WURDE-----	50
ABBILDUNG 6.15: MODELLNETZ MIT DER 2-STUFIGEN NH SCHMELZSICHERUNGSANORDNUNG-----	51
ABBILDUNG 6.16: AUSLÖSEZEITEN DER NH SCHMELZSICHERUNGEN IN DER 2-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, IM SCHWACHEN UND STARKEN NETZ MIT DEM MAXIMALEN KURZSCHLUSSSTROM, WELCHER MIT DEM 3-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 1,1$ DEFINIERT WURDE-----	51
ABBILDUNG 6.17: AUSLÖSEZEITEN DER NH SCHMELZSICHERUNGEN IN DER 2-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, IM SCHWACHEN UND STARKEN NETZ MIT DEM MINIMALEN KURZSCHLUSSSTROM, WELCHER MIT DEM 1-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 0,95$ DEFINIERT WURDE-----	52
ABBILDUNG 6.18: MODELLNETZ MIT DER 3-STUFIGEN NH SCHMELZSICHERUNGSANORDNUNG-----	53
ABBILDUNG 6.19: AUSLÖSEZEITEN DER NH SCHMELZSICHERUNGEN IN DER 3-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, IM SCHWACHEN UND STARKEN NETZ MIT DEM MAXIMALEN KURZSCHLUSSSTROM, WELCHER MIT DEM 3-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 1,1$ DEFINIERT WURDE-----	53
ABBILDUNG 6.20: AUSLÖSEZEITEN DER NH SCHMELZSICHERUNGEN IN DER 3-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, IM SCHWACHEN UND STARKEN NETZ, MIT DEM MINIMALEN KURZSCHLUSSSTROM, WELCHER MIT DEM 1-POLIGEN KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 0,95$ DEFINIERT WURDE-----	54
ABBILDUNG 6.21: AUSLÖSEZEITEN DER NH SICHERUNGEN IN DER 1-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, FÜR DIE UNTERSUCHUNGSFÄLLE B, C, D UND E DER VERSCHIEDENEN FEHLERSTELLEN, MIT DEM 3-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 1,1$ -----	56
ABBILDUNG 6.22: AUSLÖSEZEITEN DER NH SICHERUNGEN IN DER 1-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, FÜR DIE UNTERSUCHUNGSFÄLLE B, C, D UND E DER VERSCHIEDENEN	

FEHLERSTELLEN, MIT DEM 1-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 0,95$ -----	57
ABBILDUNG 6.23: AUSLÖSEZEITEN DER NH SICHERUNGEN IN DER 2-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, FÜR DIE UNTERSUCHUNGSFÄLLE B, C, D UND E DER VERSCHIEDENEN FEHLERSTELLEN, MIT DEM 3-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 1,1$ -----	58
ABBILDUNG 6.24: AUSLÖSEZEITEN DER NH SICHERUNGEN IN DER 2-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, FÜR DIE UNTERSUCHUNGSFÄLLE B, C, D UND E DER VERSCHIEDENEN FEHLERSTELLEN, MIT DEM 1-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 0,95$ -----	59
ABBILDUNG 6.25: AUSLÖSEZEITEN DER NH SICHERUNGEN IN DER 3-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, FÜR DIE UNTERSUCHUNGSFÄLLE B, C, D UND E DER VERSCHIEDENEN FEHLERSTELLEN, MIT DEM 3-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 1,1$ -----	60
ABBILDUNG 6.26: AUSLÖSEZEITEN DER NH SICHERUNGEN IN DER 3-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG, FÜR DIE UNTERSUCHUNGSFÄLLE B, C, D UND E DER VERSCHIEDENEN FEHLERSTELLEN, MIT DEM 1-POLIGEN ANFANGS-KURZSCHLUSSWECHSELSTROM UND MIT DEM SICHERHEITSAKTOR $C = 0,95$ -----	61

V. Tabellenverzeichnis

TABELLE 2.1: WIRKSAMER OHMSCHER GENERATORWIDERSTAND R_G NACH DIN VDE 0102.....	9
TABELLE 3.1: NETZPARAMETER FÜR DIE KURZSCHLUSSUNTERSUCHUNG.....	16
TABELLE 5.1: PARAMETER FÜR DIE NETZEINSPEISUNG	31
TABELLE 5.2: PARAMETER FÜR DEN DYN5 ZWEIWICKLUNGS-TRANSFORMATOR.....	31
TABELLE 5.3: KABELPARAMETER FÜR DEN LINKEN ZWEIG DES MODELLNETZES.....	32
TABELLE 5.4: KABELPARAMETER FÜR DEN RECHTEN ZWEIG DES MODELLNETZES	32
TABELLE 5.5: PARAMETER FÜR EINE DEA.....	33
TABELLE 5.6: ERSATZLASTEN VON DEN JEWEILIGEN VERBRAUCHERN	34
TABELLE 6.1: DREIPOLIGE ANFANGS-KURZSCHLUSSSTRÖME I_{k3p}'' FÜR VERSCHIEDENE KURZSCHLUSSSTELLEN, FÜR DAS STARKE UND DAS SCHWACHE NETZ, SOWIE DEREN VERHÄLTNISSE A) FÜR DEN LINKEN UND B) FÜR DEN RECHTEN ZWEIG	37
TABELLE 6.2: GRÖßENANORDNUNGEN DER SCHMELZSICHERUNGEN DES MODELLNETZES IN DEN VERSCHIEDENEN STUFEN	54
TABELLE 6.3: AUSGELÖSTE SICHERUNGEN BEI DEN JEWEILIGEN KURZSCHLUSSSTELLEN IN DER 1-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG.....	56
TABELLE 6.4: AUSGELÖSTE SICHERUNGEN BEI DEN JEWEILIGEN KURZSCHLUSSSTELLEN IN DER 2-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG.....	57
TABELLE 6.5: AUSGELÖSTE SICHERUNGEN BEI DEN JEWEILIGEN KURZSCHLUSSSTELLEN IN DER 3-STUFIGEN ÜBERSTROMSCHUTZEINRICHTUNG.....	60
TABELLE 6.6: GRÖßENANORDNUNGEN DER SCHMELZSICHERUNGEN DES MODELLNETZES MIT DEAS IN DEN VERSCHIEDENEN STUFEN	61

VI. Literaturverzeichnis

- [GAW] W. Gawlik, „Energieversorgung“, Vorlesung Skriptum, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2012
- [GAW2] W. Gawlik, „Energieübertragung und Kraftwerke“, Vorlesung Skriptum, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2012
- [IEA] International Energy Agency, World Energy Outlook 2012
- [KAU] K. Kauhaniemi und L. Kumpulainen, Impacts of Distributed Generation on the Protection of Distribution of Networks, in Proceedings of the 5th WSEAS Int. Conf. on Power Systems and Electromagnetic Compatibility, Corfu, Greece, S. 377-382, 2005
- [KIE] G. Kiefer, VDE 0100 und die Praxis, VDE-Verlag GmbH, Berlin und Offenbach, 1992
- [MAK] K. Mäki, S. Repo, P. Järventausta, Blinding of Feeder Protection caused by Distributed Generation in Distribution Network, Institute of Power Engineering, Tampere University of Technology, Tampere Finland, 2005
- [PRE] A. Prechtel, Vorlesung über die Grundlagen der Elektrotechnik, Band 1, Springer-Verlag Wien New York, 1994
- [ROE] R. Roeper, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Zeitlicher Verlauf und Verrechnung der Größen, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 1984
- [SCH] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006
- [SEN] Siemens Sicherungssystem, SENTRON
https://a248.e.akamai.net/cache.automation.siemens.com/dnl/Dc/Dc2NDc3OQAA_45314810_HB/SENTRON_LV10_PH05_complete_German_2014_201309251505331213.pdf,
Zugriff am 1.2.2014
- [SHU] A. Shustov, Netzschutz für Elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil Dezentraler Stromerzeugungsanlagen, Dissertation, Kassel University Press GmbH, 2009