

Sicherheitsforschung KIRAS

Programmsteuerung:

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



*Regionales Energiezellen- und Krisenvorsorgekonzept am Beispielszenario „Blackout“ -
Energiezelle Feldbach*

DELIVERABLE 3.1

Dokumentation bzgl. des Netzverhaltens

Erstellt im März 2018

von 4ward Energy Research GmbH

DANKSAGUNG

*Österreichisches Sicherheitsforschungs-Förderprogramm KIRAS – eine Initiative des
Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit)*

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Zusammenfassung der Betrachtung von Netzschaltmöglichkeiten in Feldbach und Gniebing.....	6
2.1	Schaltmöglichkeiten im Netz der Energienetze Steiermark	6
2.2	Schaltmöglichkeiten im Netz der Florian Lugitsch Gruppe GmbH	8
2.2.1	Infrastrukturerhaltung über das 20 kV-Netz	9
2.2.2	Schaltmöglichkeiten im Niederspannungsnetz zur Schaffung von Energiezellen	10
3	Detailanalyse des Stromnetzes der Florian Lugitsch Gruppe.....	13
3.1	Systembeschreibung	13
3.2	Methode zur Netzsimulation.....	14
3.3	Datengrundlage	15
3.3.1	Feuerwehr Gniebing.....	16
3.3.2	Fernwärme Gniebing.....	17
3.3.3	E-Lugitsch	18
3.3.4	SS-Gniebing Ladestationen.....	18
3.3.5	Tankstelle Lugitsch Mischfutter	19
3.3.6	Straßenbeleuchtung.....	19
3.3.7	Geflügelhof.....	20
3.3.8	Schweinezuchtbetrieb	20
3.3.9	Fernwärme Saaz	21
3.3.10	Erzeugungsprofil PV.....	21
3.3.11	Erzeugungsprofil Laufwasserkraftwerk	22
3.4	Ergebnisse der Analysen	22
3.4.1	Leitungsauslastungen.....	23

3.4.2	Auslastung der Transformatoren	24
3.4.3	Knotenspannungen	24
3.4.4	Leistung am Slack-Knoten.....	25
4	Analyse der Technologien zur Schaffung von kleinräumigen Energiezellen.....	29
4.1	Notwendige Schutzeinrichtungen für Erzeugungsanlagen gemäß TOR D4	29
4.1.1	Schaltstelle / Entkopplung	30
4.1.2	Überspannungs- bzw. Frequenzschutz gem. TOR D4.....	31
4.2	Variante 1: Einzelgebäudelösung	32
4.2.1	Inselbetriebsfähiger Wechselrichter.....	33
4.2.2	Energiemanagementsystem (EMS).....	34
4.2.3	Stromspeichersysteme (Akkumulator – wieder aufladbarer Speicher für den Energieausgleich bei Tag – Nacht und für Inselbetrieb) in Kombination mit einem Notstromaggregat	35
4.3	Variante 2: Gebäudeverbund über Direktleitung	38
4.4	Variante 3: Gebäudeverbund über das öffentliche Netz.....	40
4.5	Empfehlungen für die Betriebsweise im Blackout-Fall.....	42
5	Literaturverzeichnis	44
6	Abbildungsverzeichnis.....	46
7	Tabellenverzeichnis.....	51
Anhang I: Detaillierergebnisse der Berechnungen hinsichtlich der Knotenspannungen.....		52
Fall 1	52
Fall 2	55
Fall 3	57
Fall 4	60
Fall 5	62
Fall 6	65
Anhang II: Detaillierergebnisse der Berechnungen hinsichtlich der Leitungsauslastungen		68
Fall 1	68
Fall 2	71

Fall 3	74
Fall 4	76
Fall 5	79
Fall 6	82
Anhang III: Detailergebnisse der Berechnungen hinsichtlich der Trafoauslastungen	85
Fall 1	85
Fall 2	86
Fall 3	86
Fall 4	87
Fall 5	87
Fall 6	88
Anhang IV: Detailergebnisse der Berechnungen hinsichtlich des Notstromaggregats	89
Fall 1	89
Fall 2	90
Fall 3	91
Fall 4	92
Fall 5	93
Fall 6	94

1 Einleitung

Das Deliverable 3.1 behandelt die Schaffung von Energiezellen und deren Versorgung mit Strom. Ziel des Deliverables ist es, die Ergebnisse der Analyse der Netzsituation im Untersuchungsgebiet des Projektes Energiezelle-F darzustellen. Im Falle eines Blackouts ist davon auszugehen, dass die bestehende Netzinfrastruktur ihrer Aufgabe des Stromtransportes nicht mehr nachkommen kann. Selbst wenn lokale Energieerzeugungseinheiten in der Lage wären, Strom zu erzeugen, können diese nicht in das Netz einspeisen, da das gesamte Netzgebiet durch sie versorgt werden müsste.

Im Netz müssten Schalthandlungen durchgeführt werden, um kleine lokale Inseln zu bilden, in denen eine (Not)Stromversorgung möglich ist. Alternativ dazu besteht die Möglichkeit, sich als einzelner Verbraucher vom Netz zu trennen und mittels eigener Stromerzeugung einen Inselbetrieb aufrechtzuerhalten. In Deliverable 3.1 werden diese Aspekte beschrieben.

Es werden die beiden im Untersuchungsgebiet vorhandenen Netzinfrastrukturen hinsichtlich der Möglichkeit zu Bildung kleinräumiger lokaler Versorgungsinselformen (Energiezellen) analysiert. Weiters werden die technologischen Rahmenbedingungen für den Inselbetrieb einzelner Gebäude durchleuchtet und die Analyse des Blackout-Netzes des Stromnetzes in Gniebing beschrieben.

2 Zusammenfassung der Betrachtung von Netzschaltmöglichkeiten in Feldbach und Gniebing

Ein wesentliches Element des Projektes *Energiezelle-F* ist die Überprüfung der Realisierbarkeit von Energiezellen im lokalen Stromnetz des Projektgebietes. Unter dem Begriff Energiezelle ist eine Einheit aus einem oder mehreren Gebäuden zu verstehen, die in der Lage ist, genügend elektrische Energie für einen vom Stromnetz entkoppelten Notbetrieb (Inselbetrieb) in der Situation eines Blackouts zu erzeugen. Da VerbraucherInnen Teil des Niederspannungs- und Verteilnetzes sind, ist es für die Schaffung der Energiezellen im Krisenfall notwendig, diese Energiezellen vom öffentlichen Netz abzukoppeln. Eine bestehende Kopplung mit dem Netz würde dazu führen, dass die Erzeuger der Energiezelle versuchen die gesamten Lasten des Netzes zu decken.

Aus diesem Grund wurde in Kooperation mit der Energienetze Steiermark GmbH und dem Energieversorgungsunternehmen der Florian Lugitsch Gruppe GmbH die Möglichkeit von Netzschaltungen zur Schaffung von Energiezellen im jeweiligen Netzgebiet diskutiert.

2.1 Schaltmöglichkeiten im Netz der Energienetze Steiermark

Im Szenario eines flächendeckenden Infrastrukturausfalls fokussiert sich die Energienetze Steiermark GmbH auf den regionalen, steiermarkweiten Netzwiederaufbau. Die dafür entwickelten Pläne sehen einen Zeitraum von 10 Stunden für einen Schwarzstart des Stromnetzes vor. Bei diesem Netzwiederaufbau wird die Versorgung relevanter Verbraucherzentren priorisiert. Darunter sind Netzbereiche und Verbrauchergruppen zu verstehen, die von hoher Relevanz für den Netzwiederaufbau sind bzw. die zur Wahrung und Wiederherstellung von Ordnung und Sicherheit relevant sind.

Der Netzwiederaufbau muss mit dem gezielten Zuschalten einzelner Verbraucherzentren unter Vorgabe von fixen Zuschaltleistungen erfolgen. Da diese Aufgabe ein komplexes und aufwändiges Prozedere darstellt, stehen darüber hinaus keine zusätzlichen Ressourcen für Schaltmaßnahmen zur Bildung von Energiezellen im Niederspannungsnetz in Feldbach zur Verfügung.

Grundsätzlich ist die Energienetze Steiermark GmbH dazu in der Lage, über die Fernleitwarte in Graz im Mittelspannungsnetz von Feldbach Schaltungen durchzuführen. Dafür ist es jedoch notwendig, dass die entsprechenden Mittelspannungsabgänge auch fernsteuer- und schaltbar sind, was nicht in jedem Fall zutrifft. Für die Bildung von Energiezellen sind ausschließlich Schaltungen im Mittelspannungsnetz nicht ausreichend, da nach wie vor alle Verbraucher auch über das Niederspannungsnetz miteinander verbunden sind. Eine Einspeisung auf dieser

Netzebene käme dem Versuch alle angeschlossenen Verbraucher zu versorgen gleich, was angesichts der hohen Last und der entsprechend geringen Erzeugung nicht möglich wäre.

Das Durchführen von Schaltungen im Niederspannungsnetz wird seitens des Netzbetreibers auch aus technischer Sicht als kritisch betrachtet. Dies lässt sich damit begründen, dass der Netzbetreiber vor Ort Personal zur Verfügung haben müsste, welches jene Gebäude manuell vom Niederspannungsnetz trennt, die nicht Bestandteil der jeweiligen Energiezelle sind. Durchführbar wäre dieser Prozess bspw. durch das Aktivieren der Trenner in Ortsnetzstationen bzw. durch das Trennen von Haussicherungen. Aus dieser Betrachtung resultieren für den Netzbetreiber zwei Hauptargumente, die gegen die Durchführung der Schalthandlungen sprechen:

- Es wird im Krisenfall kein entsprechendes Personal vor Ort verfügbar sein, welches die Schalthandlungen durchführen kann. Sollten MitarbeiterInnen dafür entsandt werden, besteht im Krisenfall keine Möglichkeit mit diesen zu kommunizieren. Dasselbe trifft zu, wenn ein/e beauftragte/r lokale/r TechnikerIn diese Schalthandlungen im Namen der Energienetze Steiermark GmbH übernehmen würde.
- Netzschaltungen auf der Niederspannungsebene, die eine Schaffung von Energiezellen ermöglichen, müssten im Zuge des Netzwiederaufbaus erneut durchgeführt werden. Alle zuvor geöffneten Trenner bzw. Sicherungen müssten wieder manuell geschlossen werden, um einer Versorgung der VerbraucherInnen zu ermöglichen.

Aus rechtlicher Sicht besteht laut Energienetze Steiermark GmbH das Problem, dass der Bereitsteller von Energie für eine Energiezelle die Rolle des Erzeugers laut Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (Nationalrat, 2010) übernimmt. Das EIWOG zählt laut §23 Abs. 4 Ziff. 12d Erzeuger und Stromhändler als Lieferanten. Dies ist im regulären Netzbetrieb nicht der Fall, da der dezentral erzeugte Strom (jener, der für die Versorgung der Energiezelle herangezogen würde) entsprechend einer Abnahmevereinbarung an einen Stromlieferanten oder die OeMAG gegen einen entsprechenden Einspeisetarif abgegeben wird. Diese haben den rechtlichen Status eines Energielieferanten mit sämtlichen damit verbundenen Rechten und Pflichten.

Im Falle des Blackouts würde aus Sicht der Energienetze Steiermark GmbH der Versorger der Energiezelle formal in den Status eines Erzeugers laut EIWOG gehoben werden und müsste demnach alle im EIWOG § 66 angeführten Verpflichtungen erfüllen, um andere Verbraucher über das öffentliche Netz zu versorgen. Der Versorger einer Energiezelle hätte im „Nicht-Krisenfall“ keinen Vorteil aus dem rechtlichen Status des Erzeugers laut EIWOG, dafür jedoch einen erheblichen organisatorischen Mehraufwand.

Zusammenfassend bestehen aus Sicht der Energienetze Steiermark GmbH aktuell im Netzgebiet von Feldbach keine netztechnischen Möglichkeiten für die Bildung von Energiezellen im Niederspannungsnetz – dies wäre lediglich mit beträchtlichem Mehraufwand (organisatorisch, technisch und rechtlich) möglich.

Eine Schlussfolgerung für das Projekt ist daher, dass nur Energiezellen auf Haushalts-/Netzanschlussebene bzw. unter Verwendung von Direktleitungen, die gänzlich unabhängig vom öffentlichen Netz betrieben werden, betrachtet und sinnvoll umgesetzt werden können!

Weiters zeigt die dargestellte Sachlage auf, dass es einen Bedarf einer Anpassung der Gesetzgebung hinsichtlich der Regelungen für den Krisenfall Blackout gibt.

2.2 Schaltmöglichkeiten im Netz der Florian Lugitsch Gruppe GmbH

Grundlegend anders verhält sich die Situation im Netz der Florian Lugitsch Gruppe GmbH. Deren Netzgebiet ist in Abbildung 1 dargestellt.

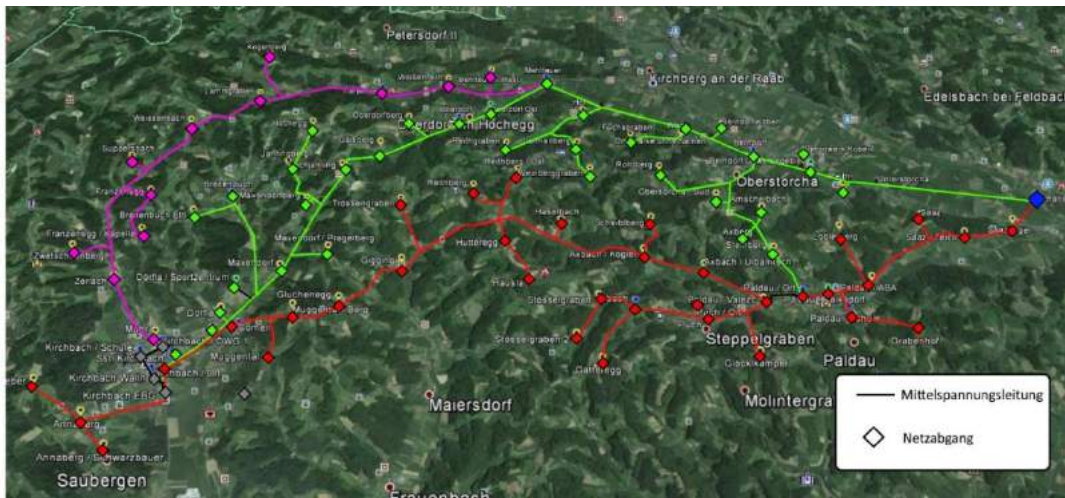


Abbildung 1: Netzgebiet der Florian Lugitsch Gruppe GmbH (Florian Lugitsch Gruppe GmbH, 2019)

2.2.1 Infrastrukturerhaltung über das 20 kV-Netz

Für den Netzbereich in Gniebing wurde bereits ein Konzept für eine Infrastrukturerhaltung im Falle eines Blackouts über das 20 kV Netz, das als Teilnetz (Energiezelle) betrieben werden kann, entwickelt. Das Konzept beinhaltet den Aufbau des 20 kV Teilnetzes nach einem Blackout (Schwarzstart), die notwendigen Schalthandlungen, die Versorgung jener Verbraucher, die für die Infrastrukturerhaltung notwendig sind, sowie die Berücksichtigung der für den Systembetrieb notwendigen regelbaren Stromerzeuger. Die Schalthandlungen sollen möglichst automatisiert erfolgen, solange dies im Falle eines Blackouts möglich ist. Es ist jedoch abzusehen, dass nicht alle notwendigen Schalthandlungen automatisiert erfolgen können, weswegen auch Möglichkeiten für manuelle Schalthandlungen vorgesehen sind. 3 Infrastrukturen sollen im Rahmen der Infrastrukturerhaltung mit Strom über das 20 kV Netz versorgt werden, wobei eine Erweiterung zu erwarten ist, siehe Tabelle 1.

Tabelle 1: Infrastrukturerhaltung im Blackout-Fall

Betriebsgebäude der Florian Lugitsch KG
Feuerwehrgebäude Gniebing und Bürgerservicestelle
Umspanner Saaz Moosbuschen

Für die Schaffung des 20 kV Teilnetzes ist es notwendig, die Niederspannungsseite der Transformatoren bei jenen Netzbereichen, die für die Infrastrukturerhaltung nicht relevant sind, zu öffnen. Damit wird der elektrische Energiebedarf möglichst geringgehalten. Sämtliche relevante Infrastrukturen verfügen zwar über eigene Abgänge, jedoch wird es für den 20 kV Teilnetzbetrieb immer notwendig sein, umfassende Schalthandlungen in den unterschiedlichen Netzebenen durchzuführen.

Tabelle 2: Versorgungseinheiten für den Infrastrukturerhaltungsbetrieb

Anlage	Engpassleistung
Dieselaggregate	500 kVA
Wasserkraftwerk	150 kVA
Biogas BHKW	500 kVA
PV	100 kW

Daraus resultiert, dass jeder Niederspannungszweig bzw. Abgang ohne relevante Infrastruktur im Blackout-Fall vom 20 kV-Netz getrennt ist und keine Stromversorgung aus dem übergeordneten Netz erfolgen kann.

Für die Stromversorgung im Infrastrukturerhaltungsbetrieb sorgen die in Tabelle 2 dargestellten Erzeugungseinheiten. Eine besondere Rolle kommt dabei den dieselbetriebenen Notstromaggregaten zu. Diese verfügen über eine hohe Regelgeschwindigkeit und sind schwarzstartfähig. Im Falle eines Blackouts übernehmen diese Notstromaggregate den Schwarzstart.

Sobald das 20 kV Teilnetz aufgebaut ist, soll das Laufwasserkraftwerk zugeschaltet werden. Aufgrund der Regelträchtigkeit des Laufwasserkraftwerks werden die Notstromaggregate weiterhin im Teillastbetrieb gefahren, um Leistungsänderungen zu kompensieren. Damit stellen sie Regelleistung zur Verfügung und erhalten das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und damit die Netzfrequenz. Die Biogas BHKW steht als weitere regenerative Energiequelle zur Verfügung, falls weitere Grundlast benötigt wird.

Das 20 kV Teilnetz für die Infrastrukturerhaltung ist in Abbildung 2 dargestellt.

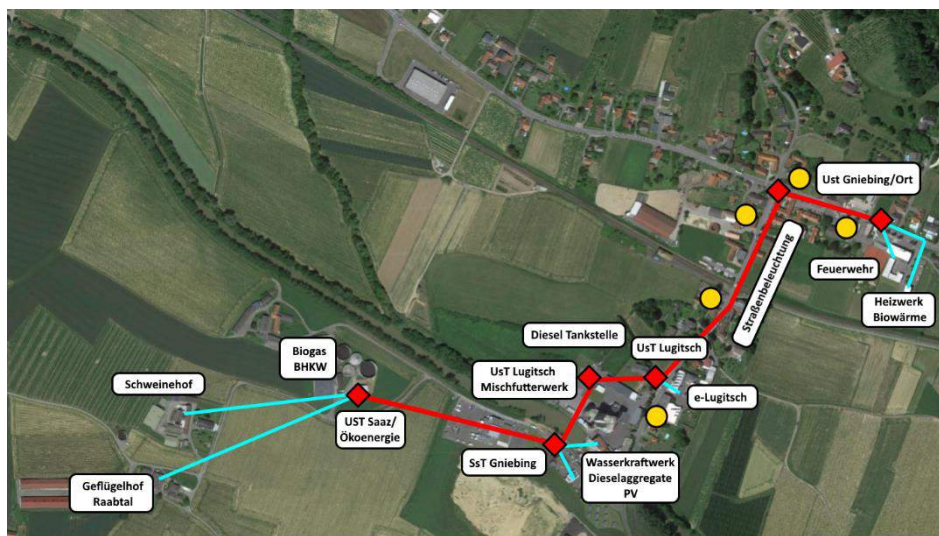


Abbildung 2: Infrastrukturerhaltung über das 20 kV Teilnetz

In der Abbildung sind unterschiedliche Erzeugungsanlagen dargestellt. Die Daten des Biogas BHKW, des Wasserkraftwerks sowie der Dieselaggregate und der PV-Anlagen finden sich in Tabelle 2. Zusätzlich dazu befinden sich ein Heizwerk im 20 kV Teilnetz.

Die Wärmeauskopplung des Biogas BHKW wird genutzt, um ein lokales Wärmenetz in Saaz zu versorgen. Das Heizwerk Biowärme in Gniebing versorgt das Wärmenetz in Gniebing an dem unter anderem die Feuerwehr angeschlossen ist.

2.2.2 Schaltmöglichkeiten im Niederspannungsnetz zur Schaffung von Energiezellen

Neben der Schaffung einer Energiezelle in Form des 20 kV Teilnetzes wird die Möglichkeit der Schaffung von Energiezellen im Niederspannungsnetz betrachtet.

Da das Netzgebiet der Florian Lugitsch Gruppe GmbH (siehe Abbildung 3) deutlich kleiner strukturiert ist als jenes der Energienetze Steiermark GmbH und damit das Aufgabenspektrum im Falle eines Blackouts deutlich übersichtlicher ist, sieht sich die Florian Lugitsch Gruppe GmbH durchaus in der Lage, Schaltungen im Niederspannungsnetz zur Schaffung von Energiezellen durchzuführen.



Abbildung 3: Netzgebiet Gniebing

Je nach Struktur der Energiezelle bestehen zwei Möglichkeiten für Schalthandlungen:

1. Isolierung von Niederspannungsabgängen:

Umfasst die Energiezelle einen gesamten Niederspannungsabgang, kann dieser Abgang direkt an der Ortsnetzstation manuell oder automatisiert vom restlichen Netz isoliert werden. Eine weitere Schaltmöglichkeit für Abgänge bieten die Verteilerstationen. Es werden dabei jeweils mehrere Verbraucher als Gruppe gemeinsam vom restlichen Netz isoliert. Die Versorgungseinheiten der Energiezelle müssen dazu in der Lage sein, die Verbraucher in diesem isolierten Teilnetz zu versorgen. Ebenso muss der Betrieb der Stromverbraucher in dem Teilnetz abgestimmt werden.

2. Isolierung von Niederspannungsabgängen und Verbrauchern:

Umfasst die Energiezelle nur wenige Gebäude in einem Niederspannungsabgang, besteht über das Öffnen von Gebäudesicherungen die Möglichkeit, nicht an der Energiezelle beteiligte Gebäude vom Netz zu nehmen. Dabei handelt es sich um zu Punkt 1 ergänzende Maßnahmen, die kleinstrukturierte Energiezellen ermöglichen.

In beiden Fällen ist aus netztechnischer Sicht eine Schaffung von Energiezellen möglich. Die rechtlichen Argumente gegen die Schaffung einer Energiezelle bestehen nach wie vor. Da die Schaffung einer Energiezelle jedoch nur im Falle einer absoluten Krisensituation anzustreben ist, ist die Relevanz der rechtlichen Grundlagen zu diskutieren.

Die Schaffung von solchen Energiezellen ist in jedem Versorgungsgebiet grundsätzlich denkbar, solange die entsprechende Infrastruktur vorhanden ist.

Das Konzept für eine Infrastrukturerhaltung im Falle eines Blackouts über das 20 kV Netz der Florian Lugitsch Gruppe GmbH ist eine erste Maßnahme zur Schaffung einer übergeordneten Energiezelle. Des Weiteren wird die Schaffung von Energiezellen auf der Niederspannungsebene durch Schalthandlungen von der Florian Lugitsch Gruppe GmbH als technisch möglich und sinnvoll bewertet.

3 Detailanalyse des Stromnetzes der Florian Lugitsch Gruppe

Aufbauend auf den Erkenntnissen zu den Schaltmöglichkeiten wurde die Infrastruktur-erhaltung im Stromnetz der Florian Lugitsch Gruppe im Detail analysiert. Nachfolgend werden eine detaillierte Beschreibung der zugrundgelegten Methode sowie der verwendeten Lastprofile angeführt und abschließend die Ergebnisse der Analyse dargestellt.

3.1 Systembeschreibung

Das betrachtete System wurde bereits in Kapitel 2.2 dargestellt. Leitungsparameter, die Verschaltung des Netzes sowie die Anschlusspunkte von Erzeugern und Verbrauchern im Infrastrukturbetrieb wurden detailliert analysiert. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Abbildung 4 dargestellt.

Aus der Darstellung geht hervor, dass sich die beiden Notstromaggregate, die für den Schwarzstart sowie die Regelleistungsbereitstellung vorgesehen sind, im Niederspannungsnetz befinden und gemeinsam mit in Summe 100 kW_p PV und einem 150 kW Laufwasserkraftwerk am Knotenpunkt *SS-Gniebing* ins 20 kV Netz einspeisen. Dies ist insofern relevant, als dass sich somit der spannungs- und frequenzgebende Generator für die Infrastrukturerhaltung im Niederspannungsnetz befindet.

Die berücksichtigten Verbraucher sind somit über das 20 kV Netz mit der Hauptenergiequelle des Systems verbunden. Es ist zu beachten, dass das Mittelspannungsnetz teilweise große Distanzen überbrückt. Der Knotenpunkt *Ust. Saaz* ist über eine 438 m lange Leitung mit dem Knotenpunkt *SS Gniebing* verbunden. Der Knotenpunkt *Ust. Gniebing*, welcher über das Mittelspannungsnetz die Verbraucher FF Gniebing und Fernwärme mit Strom versorgt, ist insgesamt 1.283 m von Knoten *SS Gniebing* entfernt. Diese Distanz ist hinsichtlich Spannungsqualität und Blindleistungsaufbringung von Relevanz. Hinzu kommen weitere 262 m auf der Niederspannungsebene bis zum Knotenpunkt *AFK*, an dem die Verbraucher angeschlossen sind.

Im ursprünglichen Konzept für eine Infrastrukturerhaltung (Kapitel 2.2) wurde keine PV-Anlage berücksichtigt, in der hier durchgeführten Analyse wurde eine PV-Anlage am Knotenpunkt *PV-Lugitsch* berücksichtigt. Dasselbe gilt für das Fernheizwerk am Knotenpunkt *Ust. Saaz*, welches in den gegenständlichen Berechnungen berücksichtigt wurde und nicht Teil des ursprünglichen Konzepts für eine Infrastrukturerhaltung war.

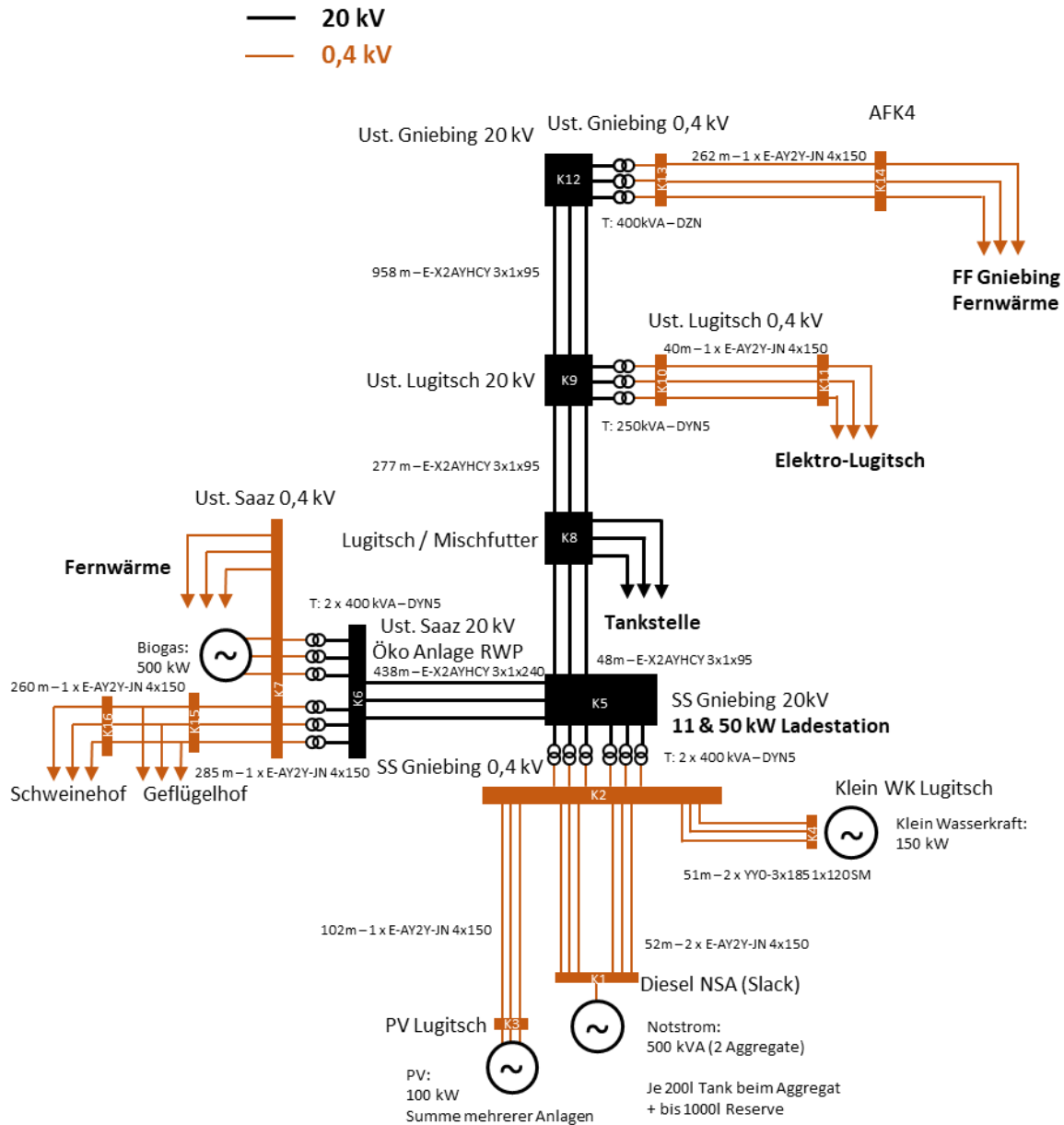


Abbildung 4: Stromnetz der Florian Lugitsch Gruppe für die Infrastrukturerhaltung

3.2 Methode zur Netzsimulation

Für die Analyse des Netzverhaltens wurde die Methode der Lastflussrechnung herangezogen. Zur Berechnung der Knotenspannungen (relevant für die Überprüfung der Spannungsqualität), der Netzelementauslastungen und der Versorgungsfähigkeit des Systems wurde das Tool pandapower (Thurner et al., 2018) verwendet.

Netzberechnungsprogramme bedürfen stets eines so genannten Slack-Knotens (Knoten, der im System überschüssige Energie immer aufnehmen bzw. im System fehlende Energie immer bereitstellen kann). Im Regelfall wird bei Mittel- bzw. Niederspannungsbetrachtungen der Slack-Knoten an den Koppelpunkt zum übergeordneten Netz gelegt. Im Falle der Infrastrukturerhaltung ist dies jedoch nicht möglich, da das übergeordnete Netz aufgrund des Blackouts nicht funktioniert. Aus diesem Grund wurde der Knoten *Diesel NSA*, an dem sich die beiden Notstromaggregate befinden, als Slack-Knoten festgelegt.

In der nachfolgenden Analyse werden die Notstromaggregate nicht als Kraftwerke hinterlegt, sondern übernehmen die Funktion des Slack-Knotens. Dabei wurden die Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe aufgezeichnet und analysiert. Überschreitet die zur Verfügung gestellte (Schein-)Leistung 500 kVA, wird dies als Unterversorgung des Systems gewertet. Kommt es zu einem Systemüberschuss, was einer Entnahmeleistung am Slack-Knoten größer 0 kVA entspricht, bedeute dies, dass zum aktuellen Zeitpunkt zu viel Einspeiseleistung im System vorliegt.

Um eine möglichst detaillierte Analyse unter Berücksichtigung von Anfahrströmen etc. zu ermöglichen, wurde für die Lastprofile eine zeitliche Auflösung von 15 Sekunden gewählt. Aufgrund der daraus resultierenden hohen Anzahl an Zeitpunkten für die Netzberechnungen wurde von einer Ganzjahresberechnung abgesehen. Stattdessen wurden ein Sommer- und ein Wintertag für die Analyse herangezogen. Die berücksichtigten Verbraucher und Erzeuger weisen teilweise saisonale Unterschiede in ihrem Verhalten auf, die so darstellbar gemacht werden.

3.3 Datengrundlage

In diesem Kapitel werden die Lastprofile der einzelnen Verbraucher für den Infrastrukturerhaltungsbetrieb im Detail betrachtet. Die Lastprofile der Verbraucher unterscheiden sich maßgeblich vom regulären Betrieb, da im Falle eines Blackouts, in Abstimmung mit den Verbrauchern, von einem stark reduzierten Verbrauch auszugehen ist. Das grundsätzliche Verhalten der einzelnen Verbraucher sowie die Daten der im Blackout-Fall notwendigen Geräte wurden in umfassenden Interviews und Besichtigungen erhoben, siehe Deliverable 2.1. Die Informationen dieser Erhebungen bildeten die Grundlage für die in diesem Kapitel beschriebenen Gesamtlastprofile.

Zusätzlich zu der in Deliverable 2.1 beschriebenen Methodik wurden folgende Spezialfälle berücksichtigt:

- Beleuchtung:
Da die Beleuchtung für die Selbsthilfebasis von fundamentaler Wichtigkeit ist, wurde

angenommen, dass die Beleuchtung durchgängig von Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang im Betrieb ist. Hier wird zwischen Sommer- und Wintertag unterschieden, da sich die Zeiten für Sonnenunter und Sonnenaufgang maßgeblich unterscheiden. Aufgrund der geringen Dauer des Einschaltstroms bei LEDs (Trilux, 2019) von wenigen μs wurde dieser hier vernachlässigt.

- Fernwärmenetz:

Ein verhältnismäßig großer Verbraucher des Netzes für die Infrastrukturerhaltung ist das Fernwärmeheizwerk. Da keine Lastprofilen für dieses konkrete Fernwärmenetz verfügbar waren, wurden die Wärmenetzdaten eines vergleichbaren Fernwärmenetzes herangezogen und anhand der Druck- und Durchflussdaten (Δp , Q) das elektrische Lastprofil der Netzpumpe mit der folgenden Formel errechnet.

$$\frac{g \cdot Q \cdot \Delta p}{\eta} \quad (1)$$

g Erdbeschleunigung in m/s^2

Q Durchfluss in m^3/s

Δp Druckdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf in Pa

η Wirkungsgrad der Pumpenanlagen

Das resultierende Lastprofil wurde an die Gegebenheiten im untersuchten Netzgebiet und an den Umstand einer Infrastrukturerhaltung, bei der nicht alle Wärmeabnehmer in der Lage sind Wärme aus dem Netz zu beziehen, angepasst. Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass die Aggregate des Heizwerkes nicht berücksichtigt wurden.

- Landwirtschaftliche Betriebe:

Für die berücksichtigten landwirtschaftliche Betriebe standen zur Erzeugung der Lastprofile Realdaten über den Verbrauch zur Verfügung.

Nachfolgend werden die Daten der einzelnen Verbraucher im System dargestellt. Die erstellten Lastprofile unterliegen gewissen Annahmen. Diese Annahmen wurden gemäß den vorhandenen Informationen über die Verbraucher und deren Rolle in einem Blackout-Fall getroffen.

3.3.1 Feuerwehr Gniebing

Für die Feuerwehr in Gniebing wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- 3 Kochvorgänge (08:00 / 12:00 / 18:00)
- 2 Ladungen des Funkgeräts (06:00 / 18:00)
- 1 Aktivierung der Sirene um 14:00 für 2 Minuten

Der größte Unsicherheitsfaktor bei diesem Lastprofil stellt die Sirene dar, da deren Einsatzzeitpunkt und Dauer nicht vorbestimmt werden konnten. Für die Abschätzung des Systems wurde von einer Aktivierung zu einem beliebig gewählten Zeitpunkt ausgegangen.

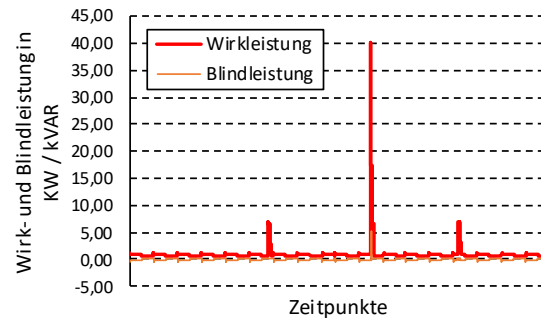
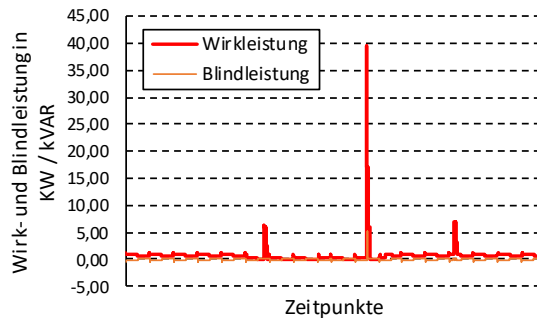


Abbildung 5: Lastprofil Feuerwehr Gniebing - Wintertag

Abbildung 6: Lastprofil Feuerwehr Gniebing - Sommertag

Aus Abbildung 5 und Abbildung 6 geht hervor, dass sich die beiden Lastprofile kaum voneinander unterscheiden. Das liegt hauptsächlich daran, dass die Rahmenbedingungen unabhängig davon sind, ob es sich um einen Sommer- oder einen Wintertag handelt. Der einzige Unterschied liegt in der kürzeren Beleuchtungsdauer am Sommertag.

3.3.2 Fernwärme Gniebing

Die Lastprofile des Fernwärmenetzes in Gniebing sind in Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellt. Aus den Abbildungen geht hervor, dass sich signifikante Unterschiede zwischen Sommer- und Winterbetrieb ergeben. Der Leistungsbedarf im Sommer resultiert daraus, dass das Netz auf Temperatur gehalten wird.

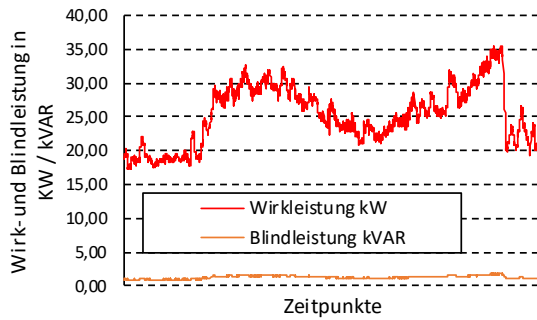


Abbildung 7: Lastprofil Fernwärme Gniebing - Wintertag

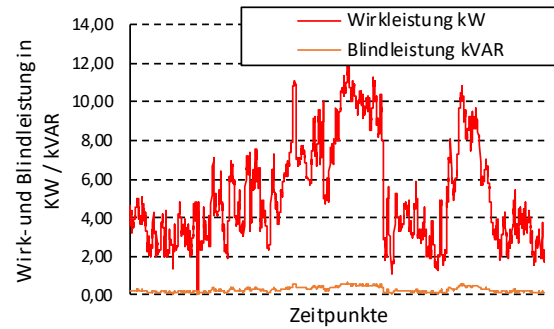


Abbildung 8: Lastprofil Fernwärme Gniebing - Sommertag

3.3.3 E-Lugitsch

Als Leitstelle des Netzbetreibers wird das Gebäude des Netzbetreibers im Fall eines Blackouts ebenfalls im Rahmen der Infrastrukturerhaltung versorgt. Für diesen Verbraucher wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- 1 Einsatz Backrohr (12:00)
- 3 Einsätze Kochfeld (06:00/12:00/18:00)
- 1 Einsatz der Ladesäule (09:00)

Aus den getroffenen Annahmen ergeben sich die Tagesprofile für den Wintertag und den Sommertag gemäß Abbildung 9 und Abbildung 10.

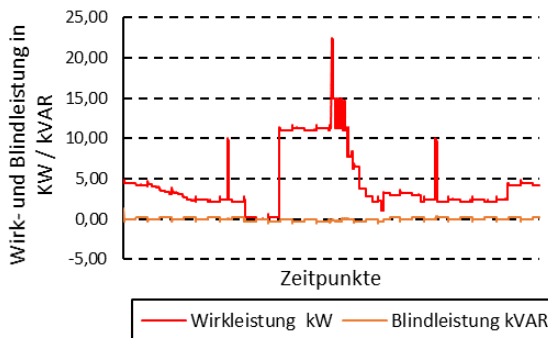


Abbildung 9: Lastprofil e-Lugitsch - Wintertag

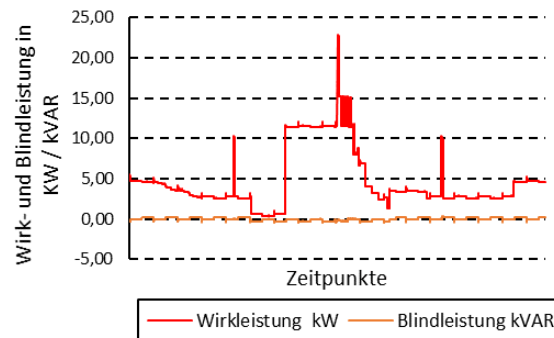


Abbildung 10: Lastprofil e-Lugitsch - Sommertag

3.3.4 SS-Gniebing Ladestationen

An der Schaltstation Gniebing befinden sich 2 Ladesäulen (11 kW und 50 kW Ladeleistung). Für die Simulation wurde angenommen, dass 2 Ladungen an der 50 kW Ladesäule stattfinden

(08:00 und 20:00) und eine Ladung an der 11 kW Ladesäule (14:00). Damit ergibt sich das folgende Lastprofil, welches für sowohl den Sommer- als auch den Wintertag gilt.

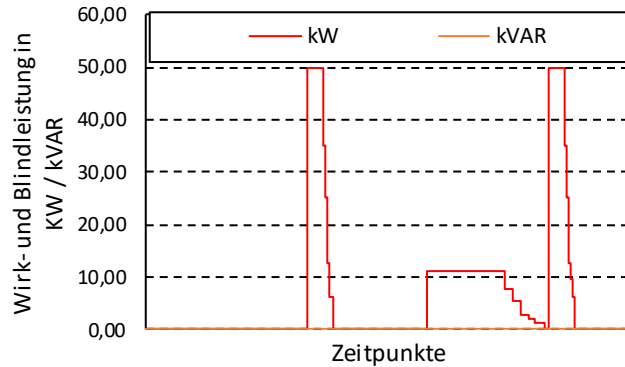


Abbildung 11: Lastprofil SS-Gniebing – Sommer- und Wintertag

3.3.5 Tankstelle Lugitsch Mischfutter

Am Knotenpunkt *Lugitsch/Mischfutter* befindet sich eine Dieseltankstelle, die im Falle eines Blackouts über die Infrastrukturerhaltung betrieben werden kann. Dies wurde in den Berechnungen insofern berücksichtigt, dass die Tankstelle für je 2 Stunden um 08:00 und 20:00 in Betrieb geht, siehe Abbildung 12.

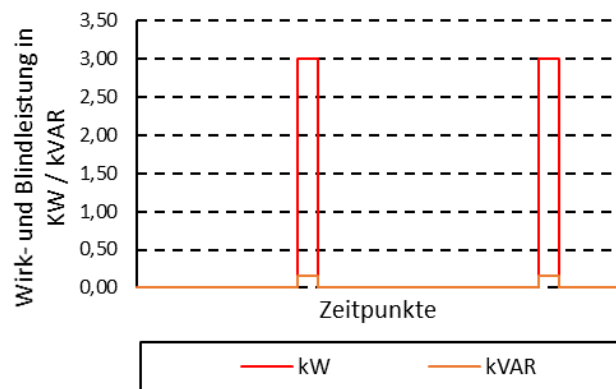


Abbildung 12: Lastprofil Dieseltankstelle – Sommer- und Wintertag

3.3.6 Straßenbeleuchtung

Die Straßenbeleuchtung in Gniebing besteht aus rund 100 Lichtpunkten und weist in Summe eine Leistung von etwa 1.8 kW auf. Die Einschaltdauern wurden so gewählt, dass die

Beleuchtung von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang aktiv ist. Daraus ergeben sich die in Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellten Lastverläufe.

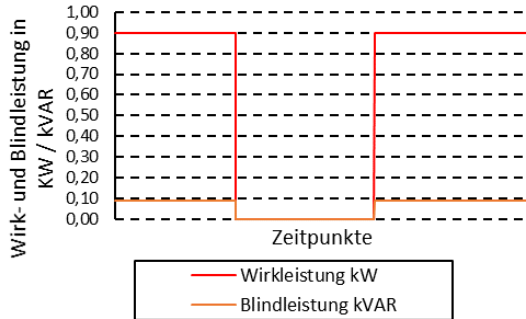


Abbildung 13: Lastprofil Straßenbeleuchtung - Wintertag

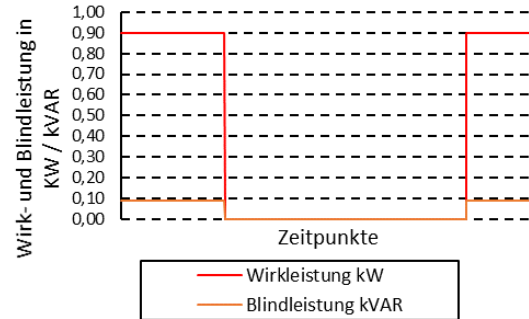


Abbildung 14: Lastprofil Straßenbeleuchtung - Sommertag

Die Diagramme weisen eine maximale Leistung von 0.9 kW auf, da die Anschlüsse für die Beleuchtung auf zwei Trafos aufgeteilt wurden.

3.3.7 Geflügelhof

Das Lastprofil des Geflügelhofs wird vom Netzbetreiber über einen Lastprofilzähler erfasst. Für den Blackout-Fall wurde angenommen, dass der Betrieb wie gewohnt aufrecht erhalten bleibt. Die für die Simulation berücksichtigten Lastprofile sind in Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt.

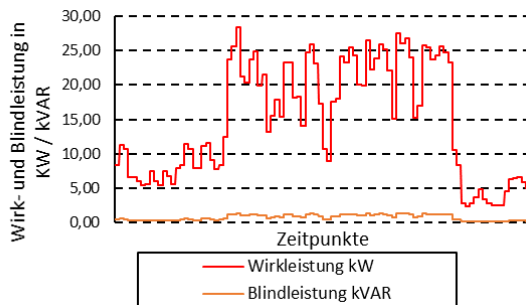


Abbildung 15: Lastprofil Geflügelhof - Wintertag

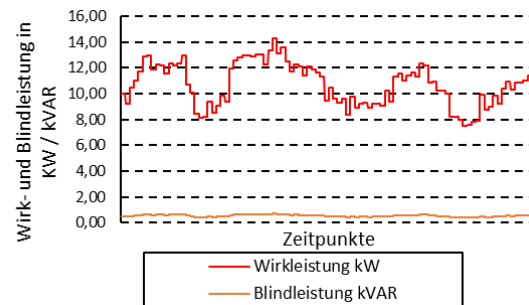


Abbildung 16: Lastprofil Geflügelhof - Sommertag

3.3.8 Schweinezuchtbetrieb

Für den Schweinezuchtbetrieb stand lediglich ein Standardlastprofil zur Verfügung. Wie beim Geflügelhof wurde auch hier angenommen, dass sich bei vorhandener Stromversorgung das Lastverhalten nicht ändert, siehe Abbildung 17 und Abbildung 18.

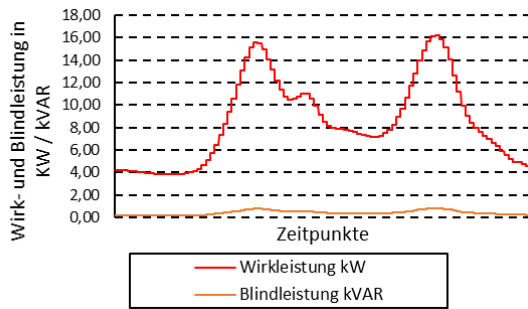


Abbildung 17: Lastprofil Schweinezucht-betrieb – Wintertag

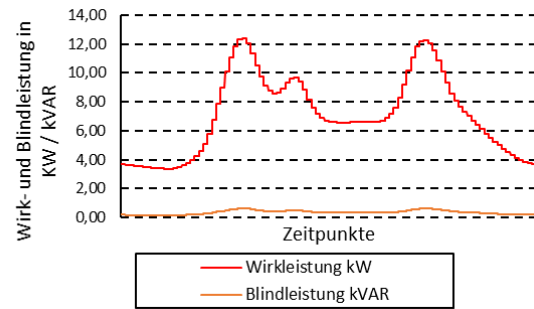


Abbildung 18: Lastprofil Schweinezucht-betrieb – Sommertag

3.3.9 Fernwärme Saaz

Für die Fernwärme wurde derselbe Ansatz für die Bestimmung des Lastprofils gewählt wie beim Fernwärmenetz in Gniebing. Bei diesem Wärmenetz handelt es sich um jenes, welches vom Biogas BHKW mit Wärme versorgt wird. Der Verbrauch wurde an die Gegebenheiten in Saaz angepasst. Die resultierenden Lastprofile der Netzpumpe sind in Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt.

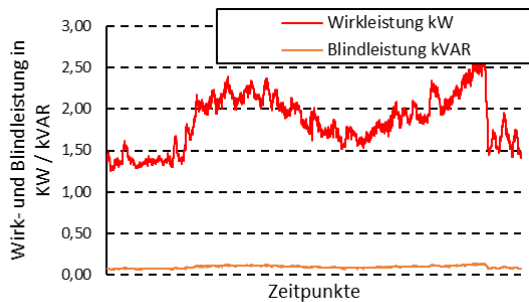


Abbildung 19: Lastprofil Fernwärme Saaz – Wintertag

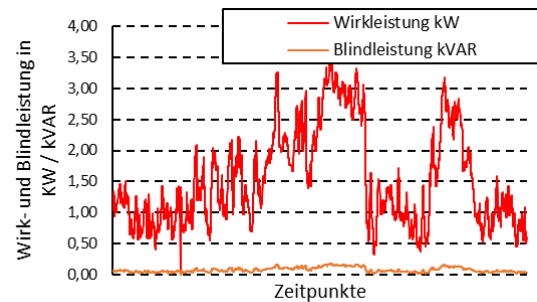


Abbildung 20: Lastprofil Fernwärme Saaz – Sommertag

3.3.10 Erzeugungprofil PV

Für die Einspeisung der PV-Anlage am Netzknoten *PV-Lugitsch* wurden Realdaten herangezogen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 21 und Abbildung 22 dargestellt.

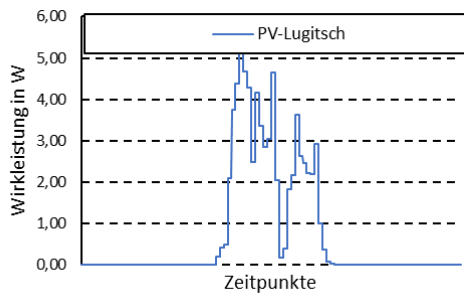


Abbildung 21: Erzeugungsprofil PV-Lugitsch - Wintertag

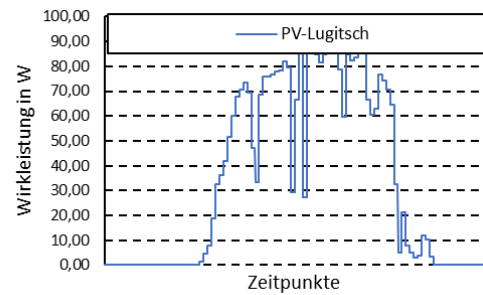


Abbildung 22: Erzeugungsprofil PV-Lugitsch - Sommertag

3.3.11 Erzeugungsprofil Laufwasserkraftwerk

Für die Einspeisung des Laufwasserkraftwerks am Netzknoten *Klein KW Lugitsch* wurden Realdaten herangezogen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 21 und Abbildung 22 dargestellt.

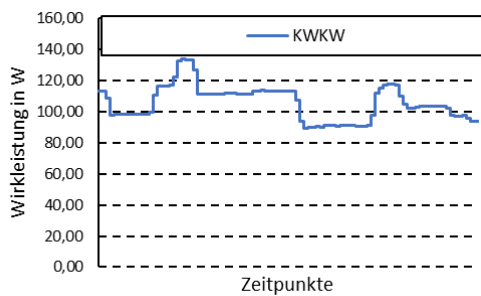


Abbildung 23: Erzeugungsprofil Laufwasserkraftwerk - Wintertag

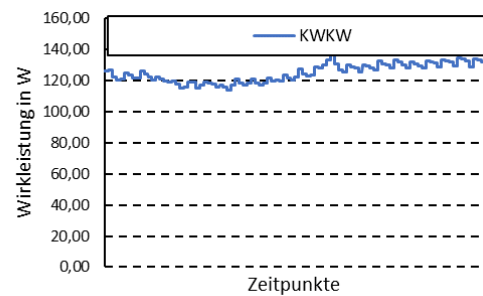


Abbildung 24: Erzeugungsprofil Laufwasserkraftwerk - Sommertag

3.4 Ergebnisse der Analysen

Für die Analysen hinsichtlich der Versorgung des Netzgebietes wurden aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung der Daten nur ein repräsentativer Sommer und ein Wintertag herangezogen. Dabei wurden die folgenden Merkmale der Versorgung untersucht:

- Spannungshöhe an den Netzknoten
- Leitungsauslastungen
- Trafo-Auslastungen
- Einspeisung / Bezug des Slack-Knotens

Im Rahmen der Analysen wurden 6 verschiedenen Fälle betrachtet, deren Charakteristika in Tabelle 3 dargestellt sind.

Tabelle 3: Charakteristika der analysierten Fälle der Netzversorgung

Fall	Jahreszeit	Notstromaggregat	PV-Anlage	Wasserkraftwerk
1	Sommer	✓	-	-
2	Sommer	✓	-	✓
3	Sommer	✓	✓	-
4	Winter	✓	-	-
5	Winter	✓	-	✓
6	Winter	✓	✓	-

Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse mit einer Analyse der Zeitreihen und aller auftretenden Werte befindet sich im Anhang. Aus Gründen der Lesbarkeit und Übersicht werden in diesem Kapitel lediglich die wesentlichen Erkenntnisse dargestellt.

3.4.1 Leitungsauslastungen

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse der Analyse der Leitungsauslastungen. Es ist zu erkennen, dass es in keinem der Fälle auf irgendeinem Leitungselement zu einer unzulässig hohen Belastung kommt. Generell zeigt sich, dass die „Sommer-Fälle“ eine geringere minimale und maximale Auslastung aufweisen. Der Maximalwert liegt im Fall der Berücksichtigung von PV oder Wasserkraft bei 30,25 %. Im Winter wurden Werte von bis zu 40,04 % der maximal möglichen Auslastung erreicht, wobei die Höchstbelastung in jenen Fällen, bei denen nur das Notstromaggregat betrieben wird und dem Fall, dass ebenfalls die PV-Anlage betrieben wird, auftreten. Dies lässt sich damit begründen, dass zu jenem Zeitpunkt, an dem die höchste Belastung der Leitungen auftritt, die PV-Einspeisung nicht aktiv ist.

Tabelle 4: Leitungsauslastungen über alle Leitungen in den beiden Spannungsebenen des Teilnetzes.

Fall	Leitungsauslastung 0,4 kV			Leitungsauslastung 20 kV		
	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert
Fall 1	0,09%	29,64%	9,90%	0,15%	0,71%	0,33%
Fall 2	0,09%	30,25%	15,24%	0,15%	0,71%	0,33%
Fall 3	0,09%	30,25%	15,24%	0,15%	0,71%	0,33%
Fall 4	0,21%	40,04%	13,94%	0,14%	0,87%	0,43%
Fall 5	0,21%	38,31%	13,95%	0,14%	0,87%	0,43%
Fall 6	0,02%	40,04%	13,25%	0,14%	0,87%	0,43%

Anmerkung: Prozentangaben bezogen auf die jeweiligen Maximalkapazitäten der Leitungen

Auf der Mittelspannungsebene war die Auslastung der Leitungselemente nicht nennenswert. Was angesichts der Tatsache, dass ein stark reduzierter Verbrauch im System berücksichtigt

wurde, nachvollziehbar ist. Für die Niederspannung sind in gewissen Fällen alle Verbraucher bzw. Erzeuger, des Netzstrangs berücksichtigt, wengleich mit geringerem Bedarf.

3.4.2 Auslastung der Transformatoren

Wie bei den Leitungselementen ist es auch bei den Transformatoren notwendig die Auslastung zu kontrollieren. Die Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Tabelle 5 dargestellt. Daraus geht hervor, dass in den „Winter-Fällen“ (Fall 4 bis Fall 6) der Maximalwert der Belastungen aller Transformatoren um etwa 5 % über den maximalen Werten der „Sommer-Fälle“ (Fall 1 bis 3) liegen, im Mittel ist die Belastung über alle Transformatoren um etwa 2 % höher. Auf jeden Fall sind die erreichten Auslastungen kein Problem, da sie weit unter der Maximalbelastung der Netzelemente liegt.

Tabelle 5: Auslastungen über alle Transformatoren zwischen den beiden Spannungsebenen

Fall	Trafoauslastung		
	Minimum	Maximum	Mittelwert
Fall 1	0,32%	13,86%	4,49%
Fall 2	0,32%	13,84%	4,49%
Fall 3	0,32%	13,85%	4,49%
Fall 4	0,47%	18,73%	6,34%
Fall 5	0,47%	18,68%	6,33%
Fall 6	0,47%	18,73%	6,34%

Anmerkung: Prozentangaben bezogen auf die jeweiligen Maximalkapazitäten der Transformatoren

3.4.3 Knotenspannungen

Bezüglich der Spannungshöhe an den Netzknoten gilt laut DIN EN 50160, dass 95 % der 10-minütigen-Mittelwerte des Effektivwertes jedes Wochenintervalls in den Grenzen von $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen müssen (Deutsches Institut für Normung (DIN), 2011). Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Analyse wurde nur ein Tag betrachtet, d.h. es wird für eine erste Abschätzung der Einhaltung dieser Vorgabe kontrolliert, ob das Kriterium der $\pm 10\%$ Grenzen der Nennspannung überhaupt relevant ist.

Tabelle 6 zeigt die Auswertung der Knotenspannungen im Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz für die 6 betrachteten Fälle. Wie bereits zuvor, werden die jeweiligen Mittel-, Maximal- und Minimalwerte der auftretenden Spannungen über alle Knoten dargestellt.

Tabelle 6: Auswertung der Knotenspannungen bezogen auf die Nennspannung der Knoten über alle Netzknoten in den beiden Netzebereichen

Fall	Knotenspannung 0,4 kV			Knotenspannung 20 kV		
	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert
Fall 1	97,87%	100,27%	99,90%	99,90%	100,29%	100,19%
Fall 2	98,33%	100,70%	100,30%	100,31%	100,72%	100,62%
Fall 3	98,16%	101,41%	100,04%	99,95%	100,52%	100,31%
Fall 4	97,13%	100,18%	99,66%	99,65%	100,20%	100,04%
Fall 5	97,45%	100,56%	100,00%	100,04%	100,59%	100,40%
Fall 6	97,14%	100,18%	99,66%	99,65%	100,20%	100,04%

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass es in keinem Fall zu einer Verletzung des $\pm 10\%$ Kriteriums kommt. Tendenziell sind die Knotenspannungen in den „Winter-Fällen“ niedriger als in den „Sommer-Fällen“, was an dem erhöhten Leistungsbedarf im Winter liegt. Die Auswirkungen auf der Mittelspannungsebene fallen deutlich geringer aus, als jene auf der Niederspannungsebene - was zu erwarten war.

3.4.4 Leistung am Slack-Knoten

Wie bei der Beschreibung der Methode (siehe Kapitel 3.2) dargestellt, benötigt die Netzsimulation einen Slack-Knoten, um Erzeugung und Verbrauch im System auszugleichen. Als Slack-Knoten wurde jener Netzknoten gewählt, an dem die Notstromaggregate angeschlossen sind. Bei den dargestellten Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass eine positive Wirkleistung am Slack-Knoten für eine notwendige Erzeugung des Notstromaggregats steht, ein negativer Wert steht für einen Energieüberschuss im System.

Tabelle 7 zeigt die Ergebnisse der Auswertung hinsichtlich der Energieflüsse über den Slack-Knoten. Dabei ist die maximal auftretende Scheinleistung am Slack-Knoten für die Überprüfung der Auslegung der Notstromaggregate von Relevanz. Es zeigt sich, dass eine Scheinleistung von rund 190 kVA ausreicht, um die betrachteten Fälle zu bewältigen. Die am Knoten *Diesel NSA* installierte Notstrom-Kapazität von 500 kVA ist deutlich überdimensioniert.

Werden keine erneuerbaren Energiequellen für die Deckung des Energiebedarfs herangezogen (Fall 1 und Fall 4) ist eine Aufbringung von 1.105 kWh am Sommertag und 1.709 kWh am Wintertag zu gewährleisten.

Tabelle 7: Auswertung des Slack-Knotens in den unterschiedlichen betrachteten Fällen

Fall	Slack-Knoten / Notstromaggregat						
	P-Min	P-Max	S-Min	S-Max	Wirkenergie Erzeugung	Wirkenergie Überschuss	Gesamt-erzeugung
Fall 1	27 kW	100 kW	77 kVA	148 kVA	1 105 kWh	0 kWh	2 294 kVAh
Fall 2	0 kW	0 kW	44 kVA	51 kVA	0 kWh	1 884 kWh	1 195 kVAh
Fall 3	0 kW	92 kW	47 kVA	140 kVA	527 kWh	233 kWh	1 717 kVAh
Fall 4	43 kW	143 kW	91 kVA	188 kVA	1 727 kWh	0 kWh	2 864 kVAh
Fall 5	0 kW	31 kW	45 kVA	76 kVA	25 kWh	833 kWh	1 170 kVAh
Fall 6	43 kW	143 kW	91 kVA	188 kVA	1 709 kWh	0 kWh	2 847 kVAh

Die Leistungswerte in Tabelle 7 beziehen sich auf das Notstromaggregat. Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass bspw. im Fall 2 keine Wirkleistung vom Notstromaggregat zur Verfügung gestellt wurde, lediglich die Erbringung von Blindleistung war notwendig. Für diesen Fall ist zu klären, ob das Laufwasserkraftwerk in der Lage ist die entsprechende Blindenergie zu erzeugen.

Aus den Ergebnissen lässt sich ebenfalls ableiten, dass die Einbindung der Erneuerbaren Erzeuger in den dargestellten Situationen ausgesprochen schwierig ist (Ausnahme die PV-Erzeugung im Winter – Fall 6), da es stets zu Überschusssituationen kommt. Hier müsste eine Abregelung der Erzeugung der Erneuerbaren erfolgen, um die Überschüsse zu vermeiden.

Ein wesentlicher Faktor für den Betrieb der Notstromaggregate ist der zu bevorratende Diesel. Laut Datenblatt des Herstellers (wa notstromtechnik GmbH, 2019) beträgt der Kraftstoffverbrauch eines Aggregats 205 g/kWh bei einer Auslastung von 100 %, das Gerät verfügt über einen 405 l Dieseltank. Der höchste Wirkungsgrad des Aggregats wird bei einer Auslastung von rund 75 % erreicht. Anhand einer Vergleichsliste (MagnaGen GmbH, 2018) wurden die in Tabelle 8 dargestellten Verbräuche abgeschätzt. Die in Tabelle 8 dargestellten Werte beziehen sich auf die mechanische Leistung des Generators.

Tabelle 8: Abschätzung des Verbrauchs in Abhängigkeit der Auslastung

Kraftstoffverbrauch 25% Last	252 g/kWh
Kraftstoffverbrauch 50% Last	207 g/kWh
Kraftstoffverbrauch 75% Last	198 g/kWh
Kraftstoffverbrauch 100% Last	205 g/kWh

Anhand der notwendigen Erzeugung lässt sich eine mittlere Auslastung des Aggregats ermitteln, welche als Basis, für die in Tabelle 9 dargestellten Dieserverbräuche pro Tag dienen. Als Annahmen wurden hier ein Wirkungsgrad von rund 90 % für den Stromgenerator und eine Dichte von 0,835 kg/l für Diesel getroffen (MagnaGen GmbH, 2018).

Tabelle 9: Tagesverbrauch an Diesel zur Aufrechterhaltung des Infrastrukturerhaltungsbetriebes

Fall	Mittlere Auslastung	Mittlere Leistung	Spez. Verbrauch	Verbrauch
Fall 1	38,2%	95,59 kVA	207,00 g/kWh	632 l
Fall 2	19,9%	49,77 kVA	252,00 g/kWh	401 l
Fall 3	28,6%	71,55 kVA	207,00 g/kWh	473 l
Fall 4	47,7%	119,35 kVA	207,00 g/kWh	789 l
Fall 5	19,5%	48,73 kVA	252,00 g/kWh	392 l
Fall 6	47,4%	118,62 kVA	207,00 g/kWh	784 l

Diese Verbrauchsmengen gilt es zu berücksichtigen, wenn ein mehrtägiger Betrieb der Infrastrukturerhaltung angestrebt wird.

Nachfolgende Abbildungen zeigen den Tagesverlauf der Leistungen am Slack-Knoten. Negative Werte stellen einen Überschuss dar, positive Werte eine Einspeisung durch das Notstromaggregat. Die Abbildungen zeigen neben den bereits beschriebenen Problemen bei Nutzung der Erneuerbaren vor allem auch, dass das Notstromaggregat dazu in der Lage sein muss, schnelle Laständerungen sehr rasch durchzuführen.

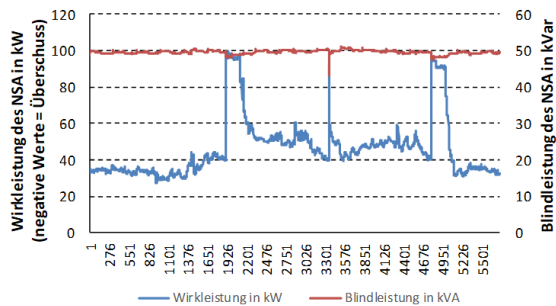


Abbildung 25: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 1

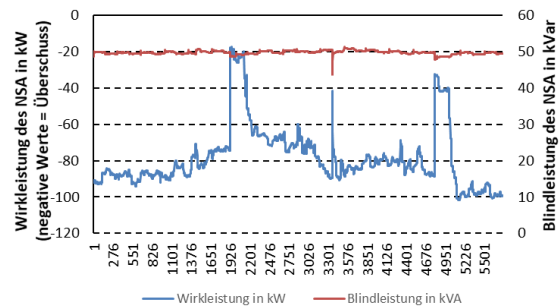


Abbildung 26: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 2

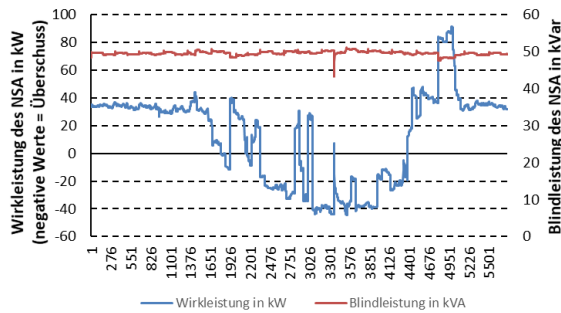


Abbildung 27: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 3

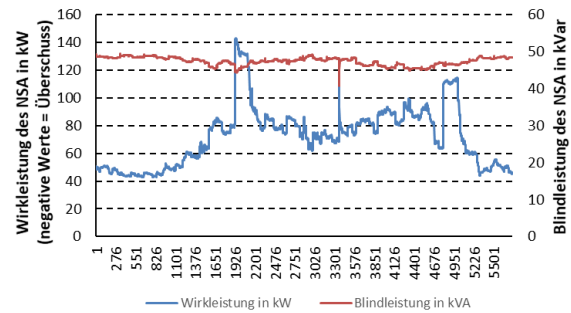


Abbildung 28: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 4

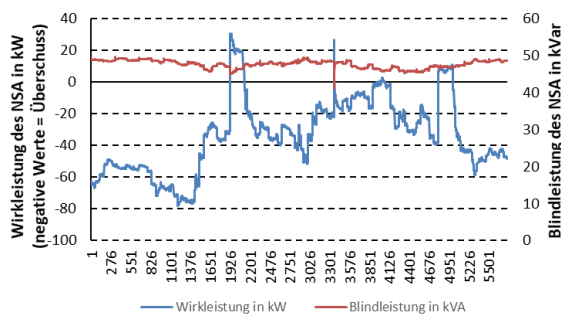


Abbildung 29: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 5

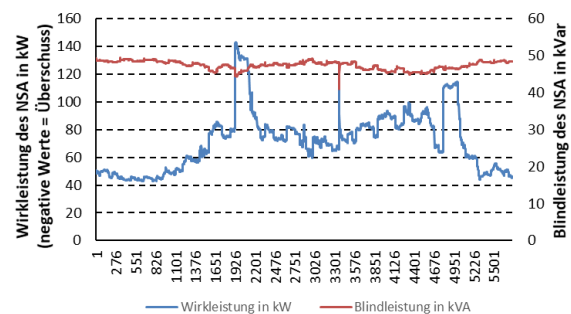


Abbildung 30: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 6

- Die Versorgung zur Infrastrukturerhaltung im reduzierten Netz in Gniebing ist auf Basis der durchgeführten Netzsimulationen mit Hilfe der vorhandenen Notstromaggregate möglich.
- Es sind keine Probleme im Netz zu erwarten, da die Netzelemente laut Simulation nicht überlastet werden und die Spannungen im Netz innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen bleiben.
- Die vorhandenen Notstromaggregate sind für die Anwendung deutlich überdimensioniert. Es würde eines der beiden installierten Geräte ausreichen.
- Wichtig für das Notstromaggregat ist eine hohe Dynamik hinsichtlich Laständerungen.
- Es sind entsprechend dimensionierte Diesellager vorzusehen, da von einem Verbrauch von rund 800 l pro Tag auszugehen ist.
- Kritisch zu bewerten ist die Einbindung der vorhandenen Erneuerbaren, da diese ohne ein etwaige Abregelung zu Überschüssen im System führen.

4 Analyse der Technologien zur Schaffung von kleinräumigen Energiezellen

Neben der Versorgung der Energiezellen auf Basis der Infrastrukturerhaltung im Netz der Florian Lugitsch Gruppe wurde die Möglichkeit zur Schaffung lokaler Energiezellen ohne Netzanbindung betrachtet.

Zur Schaffung von Energiezellen sind mehrere technologische Komponenten erforderlich. Wird die Energiezelle als Gebäudeverband über das öffentliche Netz betrieben, ist obendrein eine Einbindung des Netzbetreibers notwendig, da dieser die entsprechenden Schalt-handlungen im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz durchführen muss.

Ungeachtet der Art der Energiezelle sind bereits im Vorfeld Notfallpläne zu erarbeiten, die beschreiben, wie eine Herstellung und ein Betrieb von Energiezellen von statten gehen soll.

Im Rahmen des Projekts wurden drei verschiedene Varianten zur Schaffung von Energiezellen betrachtet.

- Variante 1: Einzelgebäudelösung
- Variante 2: Gebäudeverbund über Direktleitung
- Variante 3: Gebäudeverbund über das öffentliche Netz

In den nachfolgenden Darstellungen werden diese Varianten erklärt bzw. die dafür notwendigen Technologien zur Schaffung von Energiezellen aufgezeigt. Wesentlich für diese Thematik ist, dass für die Versorgung im Krisenfall nicht alle Verbraucher in der Energiezelle auch tatsächlich mit Strom versorgt werden müssen und sollen. Lediglich jene Verbraucher, die für einen Notbetrieb erforderlich sind, können für eine Versorgung berücksichtigt werden. Entsprechend ist der Verbrauch (Leistung und Energie) im Notbetrieb geringer als im Normalbetrieb.

4.1 Notwendige Schutzeinrichtungen für Erzeugungsanlagen gemäß TOR D4

In diesem Kapitel werden die notwendigen Schutzeinrichtungen vorgestellt, die in jeder Erzeugungsanlage der Energiezelle installiert sein müssen. Abbildung 31 zeigt die notwendigen Komponenten für den Betrieb einer Erzeugungsanlage im Netzparallelbetrieb.

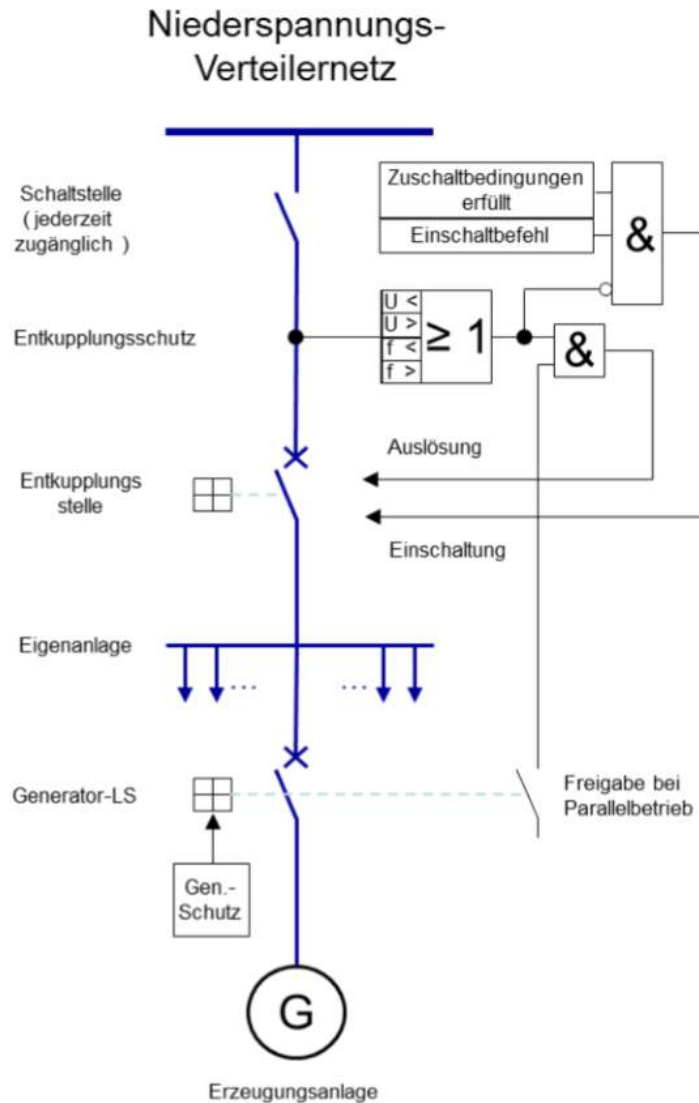


Abbildung 31 Ausführung der Entkupplung bei Energieerzeugungsanlagen gemäß TOR D4 (e-Control, 2017b)

4.1.1 Schaltstelle / Entkupplung

Eine Schaltstelle (gemäß TOR D4 Pkt. 5) mit Trennfunktion und Lastschaltvermögen soll aus Gründen der Betriebsführung und Personensicherheit für den Netzbetreiber jederzeit zugänglich sein. Ihr wesentlicher Zweck ist der Erhalt der fünf Sicherheitsregeln gemäß ÖVE EN 50110-1. In Niederspannungsnetzen (400V/230V) kann die Schaltstelle entfallen, wenn der Wechselrichter mit einer max. Nennscheinleistung von 30 kVA am Netzanschlusspunkt über eine selbsttätig wirkende Freischaltstelle gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 verfügt.

Die Entkopplung bezeichnet eine allpolige galvanische Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz. Diese wird im Einvernehmen mit dem jeweiligen Netzbetreiber festgelegt, wobei die Entkopplung entweder auf der Nieder,- oder der Mittelspannungsseite installiert werden kann (e-Control, 2017b). Im Störfall muss diese elektrisch ohne Verzögerung auslösen und eine allpolige Abschaltung bewirken. Auch bei inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen kann vom Netzbetreiber eine vierpolige Abschaltung gefordert werden, wobei in diesem Zusammenhang besonders auf die Trennung und Erdung des PEN-Leiters geachtet werden muss.

Bei der Dimensionierung der Entkopplungsstelle muss auf die maximal zu erwartende Kurzschlussleistung geachtet werden, die im Wesentlichen von der Erzeugungsanlage selbst und dem öffentlichen Netz abhängt (e-Control, 2017b). Die geplante Ausführung sowie der Funktionsumfang sind in jedem Fall mit dem Netzbetreiber abzustimmen, um sicherstellen zu können, dass die Erzeugungsanlage sich bei gestörten Betriebszuständen vom Netz trennt. Ergänzend muss bei inselbetriebsfähigen Erzeugungsanlagen auf ein asynchrones Wiedereinschalten aufgrund der Spannungsrückkehr bei einem Netzausfall geachtet werden. Dies resultiert in erweiterten Sicherheits- und Schutzbestimmungen für den Inselbetrieb von Erzeugungsanlagen. Falls mehrere Erzeugungsanlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt installiert sind, kann die Entkopplung auch durch eine gemeinsame Schutzeinrichtung ausgelöst werden.

4.1.2 Überspannungs- bzw. Frequenzschutz gem. TOR D4

Der in Abbildung 31 dargestellte Überspannungsschutz / Frequenzschutz wird aktiviert, wenn eines der drei Messglieder das Überschreiten des eingestellten Schwellwertes erkennt (die Messglieder sind logisch ODER-verknüpft). (e-Control, 2017b)

Die für den Entkopplungsschutz vom Netzbetreiber standardmäßig vorgeschriebenen Einstellwerte werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 10: Einstellwerte für den Entkopplungsschutz (e-Control, 2017b)

Funktion	Einstellwerte	
	Einstellwert	Auslöseverzögerung
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$	1,15 U_N	$\leq 0,1\text{s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$	1,11 U_N	$\leq 0,1\text{s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	0,80 U_N	$\leq 0,2\text{ s}$
Überfrequenzschutz $f >$	51,5 Hz	$\leq 0,1\text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	47,5Hz	$\leq 0,1\text{ s}$
Netzausfall		$\leq 5\text{ s}$

In den nachfolgenden 3 Varianten werden die Schaltstellen / Entkopplungen gemäß TOR D4 nicht explizit dargestellt. Bei der Schaffung von Energiezellen sind diese entsprechend zu berücksichtigen.

4.2 Variante 1: Einzelgebäudelösung

Die kleinstmögliche Energiezelle stellt die Einzelgebäudelösung dar. Hier versorgt sich ein einzelnes Gebäude mithilfe von Strom aus der hauseigenen PV-Anlage. Da der Verbrauch und auch die Spitzenlast im Notbetrieb geringer sind als im Normalbetrieb, ist davon auszugehen, dass bei vorhandener PV-Einspeisung entsprechende Überschüsse entstehen. Der überschüssige Strom der PV-Anlage wird im Batteriespeichersystem für die Abend- und Nachstunden bzw. für jene Stunden, in denen die PV-Erzeugung den Bedarf nicht decken kann, gespeichert. Falls die Notwendigkeit besteht, kann die Energieversorgung des Einzelgebäudes durch ein Notstromaggregat unterstützt werden. Dies ist insbesondere dann notwendig, wenn eine PV-Erzeugung über längere Zeiträume ausbleibt bzw. nicht ausreicht. Um den Stromverbrauch im Gebäude so niedrig wie möglich zu halten, sollte idealerweise bereits im Vorfeld überlegt werden, welche Geräte im Fall eines Blackouts dringend notwendig sind bzw. welche Geräte für die Dauer des Blackouts dauerhaft deaktiviert werden können. Das Notstromaggregat soll immer nur dann zum Einsatz kommen, wenn weder der Batteriespeicher noch die PV-Anlage das Gebäude ausreichend versorgen können. Um den zur Verfügung stehenden Strom möglichst effizient zu nutzen, empfiehlt es sich ein Energiemanagementsystem (EMS) zu installieren, welches die Energienutzung optimiert und somit einerseits den Stromverbrauch minimiert und andererseits die Nutzung der PV-Erzeugung maximiert. Das EMS kommuniziert sowohl mit dem Speicher, dem Notstromaggregat und der PV-Anlage als auch mit den, für die Dauer des Blackouts vorab als aktiv definierten, Geräten.

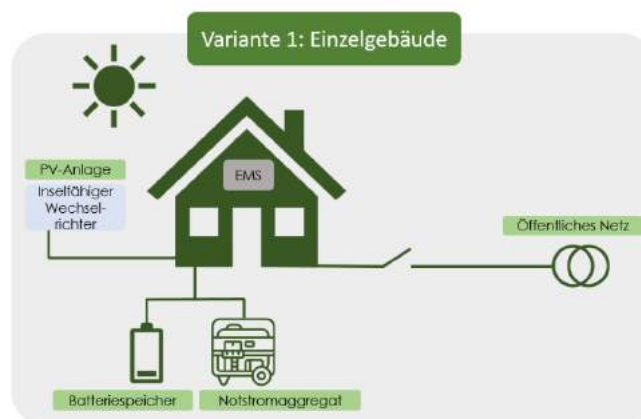


Abbildung 32: Variante 1 - Einzelgebäudenutzung (eigene Darstellung)

Ein wesentlicher Faktor bei der Eigenversorgung im Blackout-Fall ist die Regelung der Erzeugungsleistung. Nachdem die Verbraucher, die für den Notbetrieb notwendig sind, identifiziert wurden, muss sichergestellt sein, dass diese stets genug elektrische Leistung zur Verfügung gestellt bekommen. Die Regelung der Erzeugung übernimmt dabei das EMS bzw. der intelligente Wechselrichter. Die zu installierenden Komponenten (PV-Wechselrichter, Batteriespeicher und Notstromaggregat) müssen die entsprechenden Kommunikationskanäle aufweisen, diese sind teilweise herstellerspezifische (bspw. ModBus etc.). Aktuell am Markt angebotene Lösungen gehen dabei immer von der Kombination aus inselfähigen Wechselrichtern aus.

Bei einem Blackout muss das Gebäude in einem ersten Schritt vom Netz getrennt werden, um die Energiezelle überhaupt aktivieren zu können bzw. um den Inselbetrieb des Wechselrichters starten zu können. Wird keine Trennung vom öffentlichen Netz durchgeführt, ist keine Versorgung möglich. Für die Einzelgebäudelösung sind nachfolgende Komponenten notwendig:

- PV-Anlage
- Inselbetriebsfähiger Wechselrichter
 - Entkuppung
 - Überspannungsschutz
- Batteriespeicher
- Noteinspeisepunkt (Notstromaggregat)
- Netztrenner
 - Netzüberwachung
- Energiemanagementsystem (EMS)

4.2.1 Inselbetriebsfähiger Wechselrichter

Die Aufgabe des Wechselrichters ist es, den DC-Strom von bspw. einer PV-Anlage oder einem Batteriespeicher in AC-Strom umzuwandeln und damit für das Energiesystem verwertbar zu machen. Im Normalfall liefert der Wechselrichter die Energie über das Hausleitungsnetz an die Verbraucher des Gebäudes bzw. an das öffentliche Stromnetz. Fällt das öffentliche Netz aufgrund von kurzzeitigen Störungen oder eines Blackouts aus, befinden sich damit auch keine frequenz- bzw. spannungs-überwachenden Netzkomponenten mehr in Betrieb. Es ist in diesem Fall keine Netzfrequenz mehr gegeben. Ist ein Wechselrichter nicht dazu in der Lage ohne Vorgabe einer Netzfrequenz von außen zu funktionieren (nicht inselbetriebsfähig), muss eine Abschaltung der Anlage erfolgen. Ist der Wechselrichter für den Inselbetrieb ausgelegt, erfolgt die Regelung der Spannung / Frequenz durch den Wechselrichter selbst. Für den Inselbetrieb muss sichergestellt sein, dass die Anlage vom Netz getrennt wird.

Durch den inselbetriebsfähigen Wechselrichter in Kombination mit einer PV-Anlage ist eine Versorgung der relevanten Verbraucher grundsätzlich möglich (unter Berücksichtigung der anderen notwendigen Komponenten). Die maximal zur Verfügung stehende Energie ist allerdings stark von der jeweiligen Tages- und Jahreszeit abhängig.

Beispielhafte Herstellerliste von inselbetriebsfähigen Wechselrichtern:

Effekta AX-Serie:

<http://www. effekta.com.de/AX-Serie;>

http://www. effekta.com.de/epages/63928138.sf/de_DE/?ObjectPath=/Shops/63928138/Products/SLAMVTSI

Fronius Symo Hybrid:

<http://www. fronius.com/de/solarenergie/produkte/eigenheim/wechselrichter/fronius-symo-hybrid/fronius-symo-hybrid-5-0-3-s>

Beispiele für Inselversorgungssystem-Anbieter:

Sunny Island von SMA:

<https://www. sma.de/produkte/batterie-wechselrichter/sunny-island-60h-80h.html>

E-Box: System 24h Back-Up:

http://www. e-box.co.at/images/produkt_datei_1444978304.pdf

4.2.2 Energiemanagementsystem (EMS)

Das EMS regelt die einzelnen Verbraucher im Gebäude und damit die Verteilung sowie die Höhe der benötigten Energie. Idealerweise ist das EMS dazu in der Lage, alle relevanten Verbraucher und Verbrauchergruppen anzusteuern, sowie mit den Wechselrichtern von PV und Speicher zu kommunizieren. Im Blackout-Fall können durch den/die NutzerIn vordefinierte Prozeduren im System abgerufen werden, welche Geräte niedrigerer Priorität deaktivieren, um die Versorgungssicherheit jener Geräte mit höherer Priorität zu gewährleisten.

Beispielhafte Herstellerliste von Energiemanagementsystemen:

SEMS Smart Energy Management Systems:

<https://www. sems.energy/>

SolarWatt Energiemanagementsysteme:

<https://www. solarwatt.de/energie-management>

Unterstützt die Eigenverbrauchsoptimierung: Sunny Home Manager 2.0,

<https://www. sma.de/newsroom/aktuelle-nachrichten/news-detail/news/1342-sma-optimiert-energiemanagement-mit-dem-neuen-kompakten-sunny-home-manager-20.html>

4.2.3 Stromspeichersysteme (Akkumulator – wieder aufladbarer Speicher für den Energieausgleich bei Tag – Nacht und für Inselbetrieb) in Kombination mit einem Notstromaggregat

Stromspeicher und Notstromaggregate werden im Fall eines Blackouts zwei wesentliche Aufgaben übernehmen, wobei das Notstromaggregat hierbei in erster Linie als Back-up dienen soll, z.B. wenn die PV-Anlage ausfällt und das Stromspeichersystem noch keine bzw. nicht genug Energie zur Versorgung relevanter Infrastruktur bereitstellen kann.

1. Energiebereitstellung, wenn die PV-Anlage keine Energie erzeugt
Aufgrund des dargebotsabhängigen Charakters der PV-Erzeugung ist es notwendig, zu Zeiten geringer oder fehlender Einspeisung elektrische Energie aus dem Stromspeicher zu beziehen bzw. diesen mit dem Notstromaggregat zu erzeugen.
2. Bereitstellung von „Regelenergie“
Da sich die Erzeugung von PV-Anlagen sowie der tatsächliche Verbrauch nur bedingt steuern lassen (mit der Ausnahme Ein/Aus), ist eine Möglichkeit zur Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch notwendig. Wie das auch im übergeordneten Energiesystem der Fall ist, muss auch auf Gebäudeebene Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen.

Bei der Auswahl des geeigneten Stromspeichers gibt es einige Qualitätsmerkmale, die beachtet werden müssen und vor allem bei der richtigen Dimensionierung des Speichers eine tragende Rolle spielen, siehe Abbildung 33.



Abbildung 33: Qualitätsmerkmale von Stromspeichern, basierend auf (EVN, 2016)

Ergänzend werden als plakatives Beispiel in Abbildung 34 zwei gängige Batteriespeicher-technologien sowie ein Salzwasserspeicher und ihre relevantesten Charakteristika dargestellt.



Abbildung 34: Gegenüberstellung üblicher Stromspeicher, eigene Darstellung auf Basis von (EVN, 2016), (Blue Sky, 2018)

Beispielhafte Hersteller von Stromspeichersystemen:

Stellvertretend für alle verfügbaren Batteriespeichersysteme wurden zwei Batterie-speicherhersteller ausgewählt, um jeweils Eckdaten zu den verfügbaren Systemen vorstellen zu können. In Tabelle 11 werden 3 Leistungsgrößen eines gängigen Batteriespeichers vorgestellt und in Tabelle 12 werden 3 übliche Haushaltvarianten mit 2 verschiedenen Batteriespeichergrößen betrachtet. Des Weiteren wird ein Salzwasserspeicher als Variante kurz vorgestellt und mit einer Übersicht aller relevanten Parameter präsentiert. Im Anschluss daran werden noch weitere Hersteller beispielhaft aufgelistet.

Tabelle 11: Fronius Speichersystem – Symo Hybrid, (Fronius, 2017)

Symo Hybrid	3.0-3S	4.0-3S	5.0-3S
Eingangsdaten			
Max. PV-Eingangsleistung	5 kW	6,5 kW	8 kW
Max. Eingangsstrom	16 A	16 A	16 A
Nutzbarer Spannungsbereich (MPP)	150 – 800 V	150 - 800 V	150 – 800 V
Ausgangsdaten			
Max. Ausgangsleistung	3.000 VA	4.000 VA	5.000 VA
Max. Wirkungsgrad (PV-Batterie-Stromnetz)	>90%	>90%	>90%
Notstromfähig	ja	ja	ja

SMA Flexible Storage Systems

Tabelle 12: SMA Speichersysteme STP5000 TL & STP8000TL, (SMA Technology AG, 2018)

Variantenvergleich	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Stromspeichertyp	STP 5000TL	STP 5000TL	STP 8000TL
Durchschnittlicher Stromverbrauch	4.000 kWh	5.000 kWh	7.000 kWh
Nennleistung der PV-Anlage	5 kWp	5 kWp	9 kWp
Nutzbare Batteriekapazität	5 kWh	5 kWh	7 kWh
Technologie	Li-Ionen	Li-Ionen	Li-Ionen
Lebensdauer	bis 20 Jahre	bis 20 Jahre	bis 20 Jahre
Max. Entladetiefe	bis zu 90 %	bis zu 90 %	bis zu 90 %
Autarkiequote	79 %	71 %	68 %

Als interessante Alternative zu den klassischen Batteriespeichersystemen wird kurz auf die Möglichkeit einer Salzwasserbatterie als Stromspeicher eingegangen. Sie zählt zu den ausgereiften Technologien und kann dank ihrer skalierbaren Bauweise optimal auf die vorherrschenden Energiebedürfnisse angepasst werden. Es handelt sich hierbei um eine umweltfreundliche Salzwassertechnologie, die weder giftig noch brennbar noch explosiv ist. (Blue Sky, 2018) In der nachfolgenden Tabelle werden die relevanten Parameter dieser Technologie vorgestellt.

Tabelle 13: Salzwasserspeicher, (Blue Sky, 2018)

Salzwasserspeicher	
Standardlösungen	4 kWh – 24 kWh
Spannung	24V / 48V einphasig oder dreiphasig
Nennleistung	25% der Kapazität
Lebensdauer	10 Jahre
Wirkungsgrad Batterie	90 %
Max. Entladetiefe (DoD)	100 %
Zyklen	>3.000 bei 100 % DoD >5.000 bei 70% DoD

Weitere, beispielhafte Herstellerliste von Speichersystemen

E Box Off Grid Systems - <http://www.e-box.co.at/>

My Reserve Matrix: <https://www.solarwatt.de/stromspeicher/myreserve>

4.3 Variante 2: Gebäudeverbund über Direktleitung

Im Gegensatz zur Variante 1 bilden bei dieser Variante zwei oder mehrere Gebäude eine Energiezelle. Die Besonderheit dieser Variante ist die Nutzung einer Direktleitung zur Versorgung bzw. zum gebäudeübergreifenden Energieaustausch. Aus gesetzlicher Sicht ist es hierbei unumgänglich, dass jedes Gebäude separat mit einer eigenen Direktleitung mit den weiteren Gebäuden verbunden werden muss. Der Aufbau eines Parallelnetzes ist unzulässig. Aus diesen gesetzlichen Vorgaben resultiert, dass eine Verbindung mit Direktleitungen von mehr als zwei Gebäuden nur in Form eines Sterns auszuführen ist. Sobald eine Vermaschung vorliegt, ist von einem tatsächlichen (Parallel)Netz auszugehen.

Prinzipiell ist weiters darauf zu achten, dass kein Strom von der Direktleitung in das öffentliche Netz gelangt. Im Blackout-Fall müssen alle Gebäude, die in weiterer Folge zu einem Gebäudeverbund zusammengeschlossen werden, in einem ersten Schritt vom öffentlichen Netz abgekoppelt werden.

Der Energieaustausch sowie der Betrieb der Direktleitung(en) im Gebäudeverbund werden von einem gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystem geregelt, das zum einen die Kommunikation mit den gebäudeinternen Energiemanagementsystemen bzw. die Kommunikation zur Regelung der Energieverteilung über die Direktleitung mittels Leistungselektronik ermöglicht. Bei dieser Variante können verschiedene Energieerzeugungsanlagen bzw. Speichermedien zum Einsatz kommen. Generell gilt: Je komplexer der Gebäudeverbund aufgebaut ist (Anzahl Gebäude, Erzeuger, Batteriespeichersysteme) desto komplexer wird auch die Regelung ausfallen.

Wird die Energiezelle als ein Verbund mehrerer Gebäude mit mehreren Energieerzeugungsanlagen definiert, benötigt es neben den einzelnen Wechselrichtern einen Master-Wechselrichter. Der Master-Wechselrichter (MWR) im Gebäudeverbund fungiert als Schnittstelle zwischen dem Inselnetz und den Wechselrichtern der PV-Anlagen und Speichersysteme. Die Produktpalette hierfür ist je nach Hersteller ab 2 bis für 15 untergeordnete Wechselrichter einsetzbar, wobei sich diese in verschiedenen Leistungsbereichen bewegen. Der Master-Wechselrichter ist im Gebäudeverbund für die Haltung von Spannung und Frequenz zuständig. Nach einem Blackout übernimmt der Master-Wechselrichter in der Energiezelle die nötige Spannungs- bzw. Frequenzregelung und geht dabei wie folgt vor: In einem ersten Schritt setzt der MWR die leerlaufende Insel entsprechend einer integrierten PU-Regelung unter Spannung. Damit wird auch die Nennfrequenz der Energiezelle erreicht. Erst danach beginnen sich die untergeordneten „Slave-Wechselrichter“ zu synchronisieren, um mit der Einspeisung der Energie in die Energiezelle zu beginnen. Im Gegensatz zu „normalen“ Wechselrichtern verfügt der Master-Wechselrichter über eine fix vorgegebene Frequenz und

Phase und bildet somit die Basis für die Synchronisierung der im Verbund genutzten Wechselrichter (Horenkamp et al., 2007).

Auch bei dieser Variante empfiehlt es sich im Vorfeld relevante Verbraucher in den Gebäuden zu identifizieren um diese im Blackout-Fall durch das gebäudeinterne EMS ansteuern und mit Energie zu versorgen. Für die Dauer des Blackouts nicht relevante Verbraucher werden nicht in Betrieb genommen. Damit wird unnötiger Energieverbrauch vermieden und die Versorgungssicherheit der relevanten Infrastruktur innerhalb des Gebäudes bzw. im Gebäudeverbund kann möglichst lange aufrechterhalten werden. Die Kommunikation der einzelnen Komponenten wird mithilfe eines gebäudeübergreifenden EMS durchgeführt, wobei die Kompatibilität der Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten gewährleistet sein muss. Als mögliche Kommunikation bieten sich das weitverbreitete System des „Modbus RTU“ an. Abbildung 35 zeigt das Schema eines Gebäudeverbundes mit Direktleitung.



Abbildung 35: Variante 2 – Gebäudeverbund mit Direktleitung, eigene Darstellung

Zusammengefasst sind nachfolgende Komponenten für die Realisierung von Variante 2 notwendig (die zusätzlichen Komponenten im Vergleich zur Variante 1 sind hervorgehoben):

- PV-Anlage
- (Inselbetriebsfähiger) Wechselrichter (Wenn die Wechselrichter inselbetriebsfähig ausgeführt sind, können sie bei Ausfall des MWR kurzfristig als Back-up dienen)
- **Masterwechselrichter (MWR) → wenn es mehrere Erzeugungsanlagen gibt**

- optional Batteriespeicher
- Noteinspeisepunkt (Notstromaggregat)
- Netztrenner
- Energiemanagementsystem (EMS) in jedem Gebäude
- **Gebäudeübergreifendes Energiemanagementsystem**
- **Direktleitung/ Direktleitungen**

4.4 Variante 3: Gebäudeverbund über das öffentliche Netz

Diese Variante unterscheidet sich lediglich in der bei einem möglichen Blackout genutzten Infrastruktur zur Energieübertragung vom Gebäudeverbund mit Direktleitung.

In diesem Fall wird dem Gebäudeverbund das öffentliche Netz für den Energieaustausch zur Verfügung gestellt, wobei sichergestellt sein muss, dass nur jene Gebäude, die dem Verbund der Energiezelle angehören, auch tatsächlich an das öffentliche Netz zum Zeitpunkt des Blackouts angeschlossen sind und dieser Netzteil auch vom restlichen Stromnetz galvanisch getrennt wird. Wird dieser isolierte Netzbetrieb nicht hergestellt, werden die einspeisenden Anlagen versuchen, das gesamte Netz zu versorgen, was wiederum nicht erlaubt ist.

Der isolierte Netzbereich muss durch den Netzbetreiber vom Rest des Netzes getrennt werden. Diese Variante ist nur dann machbar, wenn der Netzbetreiber dies gestattet und auch gewillt ist, die notwendigen Schalthandlungen im Krisenfall durchzuführen. Die Möglichkeiten dafür sind in Kapitel 2 beschrieben. Alle dafür relevanten Schaltstellen und Schalthandlungen müssen im Vorfeld identifiziert und entsprechende Übungen des notwendigen Prozederes durchgeführt werden, um im Blackout-Fall alle notwendigen Netztrennungen durchführen zu können. Damit wird die Schaffung einer Energiezelle im Gebäudeverbund ermöglicht.

Für diese Variante der Energiezellen sind rechtliche Aspekte zu beachten, die sich dadurch ergeben, dass aus Sicht des EIWOG die Einspeiser in die Energiezelle als „Erzeuger“ zu behandeln sind. Weiters sieht das EIWOG in der aktuellen Fassung keinen Notbetrieb im Blackout-Fall vor. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass sich im Gesetzestext eindeutig definierte Rechte und Pflichten ergeben, deren Erfüllung nicht ohne weiteres möglich ist.

Auch bei dieser Variante wird der Energieaustausch im Gebäudeverbund wiederum von einem gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystem geregelt, das zum einen die Kommunikation mit den gebäudeinternen Energiemanagementsystemen bzw. die Kommunikation zur Regelung der Energieverteilung mittels Leistungselektronik ermöglicht. Prinzipiell können verschiedene Energieerzeugungsanlagen bzw. Speichermedien im Einsatz sein. Generell gilt: Je komplexer der Gebäudeverbund aufgebaut ist (Anzahl Gebäude, Erzeuger,

Batteriespeichersysteme) desto komplexer wird auch die Regelung ausfallen. Wie bei Variante 2 wird auch bei Variante 3 neben den einzelnen Wechselrichtern ein Master-Wechselrichter benötigt.

Es empfiehlt sich auch hier im Vorfeld relevante Verbraucher in den Gebäuden zu identifizieren um diese im Blackout-Fall durch das gebäudeinterne EMS ansteuern und mit Energie zu versorgen. Für die Dauer des Stromausfalls nicht relevante Geräte werden nicht in Betrieb genommen, um unnötigen Energieverbrauch zu vermeiden. Damit kann die Versorgungssicherheit der relevanten Infrastruktur innerhalb des Gebäudes bzw. im Gebäudeverbund möglichst lange aufrechterhalten werden. Abbildung 36 zeigt das Schema eines Gebäudeverbundes über das öffentliche Netz.

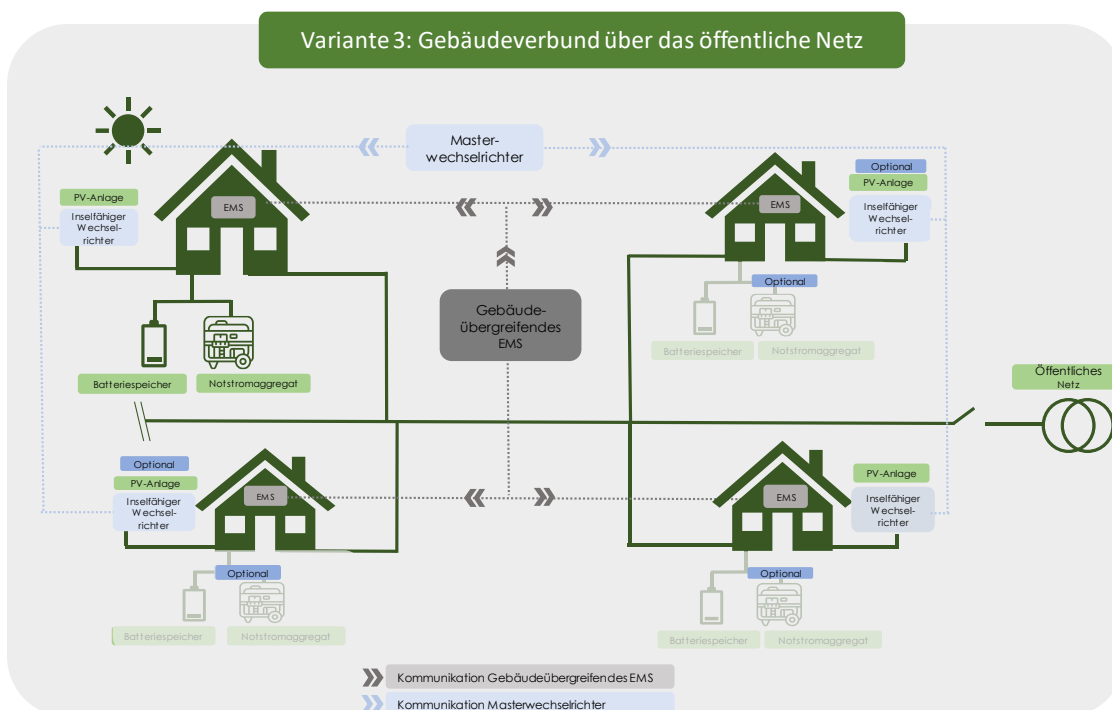


Abbildung 36: Variante 3 - Gebäudeverbund über das öffentliche Netz, eigene Darstellung

Zusammengefasst sind nachfolgende Komponenten für die Realisierung von Variante 3 notwendig (die zusätzlichen Komponenten im Vergleich zur Variante 2 sind hervorgehoben):

- PV-Anlage
- Inselbetriebsfähiger Wechselrichter (können bei Ausfall des MWR kurzfristig als Backup dienen)
 - Entkopplung
 - Überspannungsschutz
- Master-Wechselrichter → wenn es mehrere Erzeugungsanlagen gibt
- Batteriespeicher

- Noteinspeisepunkt (Notstromaggregat)
- Netztrenner
 - Netzüberwachung
- Energiemanagementsystem in jedem Gebäude
- Gebäudeübergreifendes Energiesystem
- Freigabe vom Netzbetreiber für die Nutzung des Netzabschnittes zur Energieübertragung im Gebäudeverbund
- Öffentlicher Netzabschnitt als Infrastruktur

4.5 Empfehlungen für die Betriebsweise im Blackout-Fall

Die nachfolgende Zusammenfassung bezieht sich auf (Gawlik et al., 2015). Bei einer exklusiven Versorgung von PV-Anlagen im Inselbetrieb ist eine **Versorgungswahrscheinlichkeit kleiner 10 %** zu erwarten. Durch die volatile Erzeugung der PV-Anlage kann ohne Speicherelemente keine durchgängige Versorgung (z.B. 30 Minuten durchgängige Versorgung) garantiert werden. Die charakteristischen Leistungseinbrüche der PV-Anlage, wie etwa durch kurz- oder langfristig auftretende Verschattung etc., können in der Regel auch mittels Lastabwürfen nicht ausreichend kompensiert werden.

Um die Versorgungssicherheit der Energiezelle gewährleisten zu können, muss der inselbetriebsfähige PV-Wechselrichter den entsprechenden Blindleistungsanforderungen entsprechen, um etwaige Engpässe ausgleichen zu können. Weiters müssen Wechselrichter in jedem Betriebszustand ein symmetrisches Verhalten aufweisen.

Für eine gesicherte Versorgung der Energiezelle ist die Einbindung von konventionellen regelbaren Versorgungselementen auf lange Sicht unerlässlich, um die aus Wetter und Tageszeit resultierenden Schwankungen abzufangen, wobei auf eine ausreichende Dimensionierung geachtet werden muss.

Im Falle eines Blackouts muss der selektierte Bereich für die Dauer des Blackouts bzw. des Inselbetriebs vom übergeordneten Netz getrennt werden, wobei der unterbrechungsfreie Übergang in den Inselbetrieb wesentlich aufwendiger ist, als eine Abschaltung des Netzgebiets mit anschließendem Schwarzstart der Energiezelle. Idealerweise erfolgt die Trennung vom Netz oberspannungsseitig.

Bei der Integration von Batteriespeichern ist darauf zu achten, den Ladezustand innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten.

Die Kommunikation zwischen den Versorgungselementen und dem Netzbetreiber ist für den Inselbetrieb bzw. den Übergang in den Inselbetrieb bzw. den Wiederanschluss an das

übergeordnete Netz erforderlich. Daran angelagert sollten für die Dauer des Blackouts eigene Schutzkonzepte aktiviert werden.

5 Literaturverzeichnis

- Blue Sky, 2018. Saubere Energie braucht saubere Batterien [WWW Document]. Green Rock - Salzwasserspeicher. URL <http://www.bluesky-energy.eu/die-salzwasser-batterie/>
- Deutsches Institut für Normung (DIN), 2011. DIN EN 50160:2011-02: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“.
- e-Control, 2017a. Sonstige Marktregeln Strom (No. Kapitel 6). e-Control, Wien, Austria.
- e-Control (Ed.), 2017b. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere technische Regeln - Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen.
- EVN, 2016. 24-Stunden-Sonnenstrom: Batteriespeicher im Vergleich [WWW Document]. Arten Von Solarbatteriespeicher - Ihre Vor- Nachteile. URL <https://www.evn.at/EVN-Group/Uberblick/Aktuelles/Archiv/2016/Batteriespeicher-im-Vergleich.aspx> (accessed 9.9.18).
- Fleck, M.G., 2012. Prognose des Direktnutzungsgrads bei solarer Stromerzeugung (Master Thesis). Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg.
- Florian Lugitsch Gruppe GmbH, 2019. Netz - Vulkanlandstrom [WWW Document]. URL <https://www.vulkanlandstrom.at/stromnetz/netz/> (accessed 8.5.19).
- Fronius, 2017. Fronius Symo Hybrid [WWW Document]. Fronius Symo Hybrid 50-3-S. URL <https://www.fronius.com/de/solarenergie/produkte/eigenheim/wechselrichter/fronius-symo-hybrid/fronius-symo-hybrid-5-0-3-s>
- Gawlik, W., Chochole, M., Fasthuber, D., Litzlbauer, M., Heimberger, M., Guo, Y., Marchgraber, J., Schlager, R., Kollmann, A., Reichl, J., Bruyn, K. de, Steinmüller, H., Schwarz, M., Frank, F., Traxler, E., Abart, A., Streif, M., Reiter, M., Nanning, R., Herb, F., 2015. SORGLOS - Smarte Robuste Regenerativ Gespeiste Blackout-feste Netzabschnitte (Final project report). Technische Universität Wien, Vienna, Austria.
- Horenkamp, W., Hube, W., Jäger, J., Kleinmaier, M., Kühn, W., Nestle, D., Pickhan, R., Pokojski, M., Raphael, T., Scheffler, J., Schulz, C., Schwaegerl, C., Wielsch, D., Witzman, R., 2007. VDE-Studie - Dezentrale Energieversorgung 2020.
- IKZ.de, 2017. Stromfresser Abwasserhebeanlage? Weit gefehlt! [WWW Document]. URL <https://www.ikz.de/sanitaertechnik/news/detail/stromfresser-abwasserhebeanlage-weit-gefehlt/> (accessed 8.2.19).
- Machalik, B., 2017. Die Zukunft der Elektromobilität und der damit verbundenen Netzproblematik anhand des Beispiels eines Stadtentwicklungsplans (Master Thesis). FH Burgenland, Pinkafeld.
- MagnaGen GmbH, 2018. Anleitung zur Berechnung des Kraftstoffverbrauchs von Notstromaggregaten.
- Mallits, T., 2011. Analyse des Stromverbrauchs von Haushalten mit Mustererkennung (Diplomarbeit). Technische Universität Graz, Graz, Austria.
- Metz, M., 2013. Flexible Energieversorgung (Dissertation). Technischen Universität Dortmund, Dortmund.

Nationalrat, 2010. EIWOG 2010.

SMA Technology AG, 2018. SMA Flexible Storage System.

Thurner, L., Scheidler, A., Schafer, F., Menke, J.-H., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., Braun, M., 2018. Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. IEEE Trans. Power Syst. 33, 6510–6521. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>

Trilux, 2019. Einschaltstrom LEDs [WWW Document]. Einschaltstrom. URL <https://www.trilux.com/de/beleuchtungspraxis/leuchten/betrieb-von-led-leuchten/einschaltstrom/> (accessed 8.5.19).

wa notstromtechnik GmbH, 2019. Notstromaggregat als Netzersatzanlage mit IVECO Motor 8210 SRI 25.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzgebiet der Florian Lugitsch Gruppe GmbH (Florian Lugitsch Gruppe GmbH, 2019).....	8
Abbildung 2: Infrastrukturerhaltung über das 20 kV Teilnetz.....	10
Abbildung 3: Netzgebiet Gniebing	11
Abbildung 4: Stromnetz der Florian Lugitsch Gruppe für die Infrastrukturerhaltung	14
Abbildung 5: Lastprofil Feuerwehr Gniebing - Wintertag.....	17
Abbildung 6: Lastprofil Feuerwehr Gniebing - Sommertag.....	17
Abbildung 7: Lastprofil Fernwärme Gniebing - Wintertag.....	18
Abbildung 8: Lastprofil Fernwärme Gniebing - Sommertag.....	18
Abbildung 9: Lastprofil e-Lugitsch - Wintertag	18
Abbildung 10: Lastprofil e-Lugitsch – Sommertag.....	18
Abbildung 11: Lastprofil SS-Gniebing – Sommer- und Wintertag.....	19
Abbildung 12: Lastprofil Dieseltankstelle – Sommer- und Wintertag.....	19
Abbildung 13: Lastprofil Straßenbeleuchtung - Wintertag.....	20
Abbildung 14: Lastprofil Straßenbeleuchtung – Sommertag	20
Abbildung 15: Lastprofil Geflügelhof – Wintertag.....	20
Abbildung 16: Lastprofil Geflügelhof – Sommertag.....	20
Abbildung 17: Lastprofil Schweinezuchtbetrieb – Wintertag	21
Abbildung 18: Lastprofil Schweinezuchtbetrieb – Sommertag	21
Abbildung 19: Lastprofil Fernwärme Saaz – Wintertag	21
Abbildung 20: Lastprofil Fernwärme Saaz – Sommertag.....	21
Abbildung 21: Erzeugungsprofil PV-Lugitsch - Wintertag.....	22
Abbildung 22: Erzeugungsprofil PV-Lugitsch - Sommertag	22
Abbildung 23: Erzeugungsprofil Laufwasserkraftwerk - Wintertag	22
Abbildung 24: Erzeugungsprofil Laufwasserkraftwerk - Sommertag	22
Abbildung 25: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 1	27

Abbildung 26: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 227

Abbildung 27: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 328

Abbildung 28: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 428

Abbildung 29: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 528

Abbildung 30: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slack-Knoten für den Fall 628

Abbildung 31 Ausführung der Entkoppelung bei Energieerzeugungsanlagen gemäß TOR D4 (e-Control, 2017b)30

Abbildung 32: Variante 1 - Einzelgebäudenutzung (eigene Darstellung)32

Abbildung 33: Qualitätsmerkmale von Stromspeichern, basierend auf (EVN, 2016).....35

Abbildung 34: Gegenüberstellung üblicher Stromspeicher, eigene Darstellung auf Basis von (EVN, 2016), (Blue Sky, 2018)36

Abbildung 35: Variante 2 – Gebäudeverbund mit Direktleitung, eigene Darstellung39

Abbildung 36: Variante 3 - Gebäudeverbund über das öffentliche Netz, eigene Darstellung 41

Abbildung 37: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 152

Abbildung 38: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 153

Abbildung 39: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 153

Abbildung 40: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 154

Abbildung 41: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich54

Abbildung 42: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 255

Abbildung 43: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 255

Abbildung 44: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 256

Abbildung 45: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 256

Abbildung 46: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 257

Abbildung 47: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 357

Abbildung 48: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 358

Abbildung 49: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 358

Abbildung 50: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 359

Abbildung 51: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 359

Abbildung 52: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 460

Abbildung 53: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 460

Abbildung 54: Knotenspannungen im Abschnitt Lugtisch 0.4 kV für den Fall 461

Abbildung 55: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 461

Abbildung 56: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 4.....62

Abbildung 57: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 562

Abbildung 58: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 563

Abbildung 59: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 563

Abbildung 60: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 564

Abbildung 61: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 5.....64

Abbildung 62: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 665

Abbildung 63: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 665

Abbildung 64: Knotenspannungen im Abschnitt Lugtisch 0.4 kV für den Fall 666

Abbildung 65: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 666

Abbildung 66: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 6.....67

Abbildung 67: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 168

Abbildung 68: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 1.....69

Abbildung 69: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 169

Abbildung 70: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 170

Abbildung 71: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 1.....70

Abbildung 72: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 2.....71

Abbildung 73: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 2.....71

Abbildung 74: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 272

Abbildung 75: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 2.....72

Abbildung 76: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 2.....73

Abbildung 77: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 3.....74

Abbildung 78: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 3.....74

Abbildung 79: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 375

Abbildung 80: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 3.....75

Abbildung 81: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 3.....76

Abbildung 82: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 4.....76

Abbildung 83: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 4.....77

Abbildung 84: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 477

Abbildung 85: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 4.....78

Abbildung 86: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 4.....78

Abbildung 87: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 5.....79

Abbildung 88: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 5.....79

Abbildung 89: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 580

Abbildung 90: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 5.....80

Abbildung 91: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 5.....81

Abbildung 92: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 6.....82

Abbildung 93: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 6.....82

Abbildung 94: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 683

Abbildung 95: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 6.....83

Abbildung 96: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 6.....84

Abbildung 97: Auslastung der Transformatoren im Fall 185

Abbildung 98: Auslastung der Transformatoren im Fall 286

Abbildung 99: Auslastung der Transformatoren im Fall 386

Abbildung 100: Auslastung der Transformatoren im Fall 487

Abbildung 101: Auslastung der Transformatoren im Fall 587

Abbildung 102: Auslastung der Transformatoren im Fall 688

Abbildung 103: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 189

Abbildung 104: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 190

Abbildung 105: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 290

Abbildung 106: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 291

Abbildung 107: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 391

Abbildung 108: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 392

Abbildung 109: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 492

Abbildung 110: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 493

Abbildung 111: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 593

Abbildung 112: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 594

Abbildung 113: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 694

Abbildung 114: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 695

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Infrastrukturerhaltung im Blackout-Fall.....	9
Tabelle 2: Versorgungseinheiten für den Infrastrukturerhaltungsbetrieb	9
Tabelle 3: Geräte und Quellen für die Lastprofile.....	Error! Bookmark not defined.
Tabelle 4: Charakteristika der analysierten Fälle der Netzversorgung	23
Tabelle 5: Leitungsauslastungen über alle Leitungen in den beiden Spannungsebenen	23
Tabelle 6: Auslastungen über alle Transformatoren zwischen den beiden Spannungsebenen	24
Tabelle 7: Auswertung der Knotenspannungen bezogen auf die Nennspannung der Knoten über alle Netzknoten in den beiden Netzebereichen.....	25
Tabelle 8: Auswertung des Slack-Knotens in den unterschiedlichen betrachteten Fällen	26
Tabelle 9: Abschätzung des Verbrauchs in Abhängigkeit der Auslastung.....	26
Tabelle 10: Tagesverbrauch an Diesel zur Aufrechterhaltung des Infrastrukturerhaltungsbetriebes	27
Tabelle 11: Einstellwerte für den Entkuppelungsschutz (e-Control, 2017b)	31
Tabelle 12: Fronius Speichersystem – Symo Hybrid, (Fronius, 2017).....	36
Tabelle 13: SMA Speichersysteme STP5000 TL & STP8000TL, (SMA Technology AG, 2018)	37
Tabelle 14: Salzwasserspeicher, (Blue Sky, 2018)	37

Anhang I: Detailergebnisse der Berechnungen hinsichtlich der Knotenspannungen

Nachfolgend werden die Detailergebnisse der Knotenspannungsberechnungen in den unterschiedlichen Fällen (siehe Abschnitt 3.4) dargestellt. Die Abbildungen zeigen je Netzbereich (5 Niederspannungs- und 1 Mittelspannungsbereich) die Knotenspannungen gereiht nach ihrer Höhe. Durch die Reihung geht die zeitliche Information verloren, jedoch wird die Signifikanz der Erhöhungen besser dargestellt.

Die dargestellten Werte sind bezogen auf die jeweilige Nennspannung der Netzebenen. Es ist dabei zu beachten, dass Werte zwischen 0,9 und 1,1 zulässig sind.

Fall 1

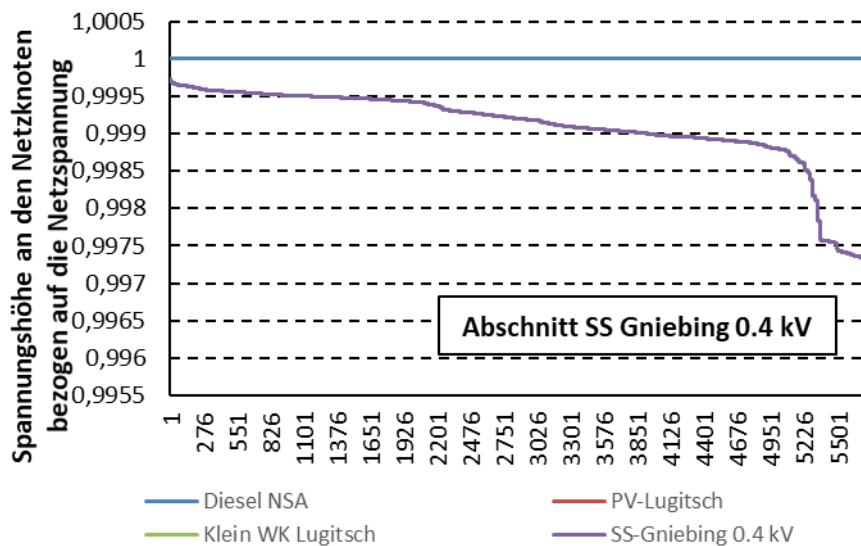


Abbildung 37: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 1

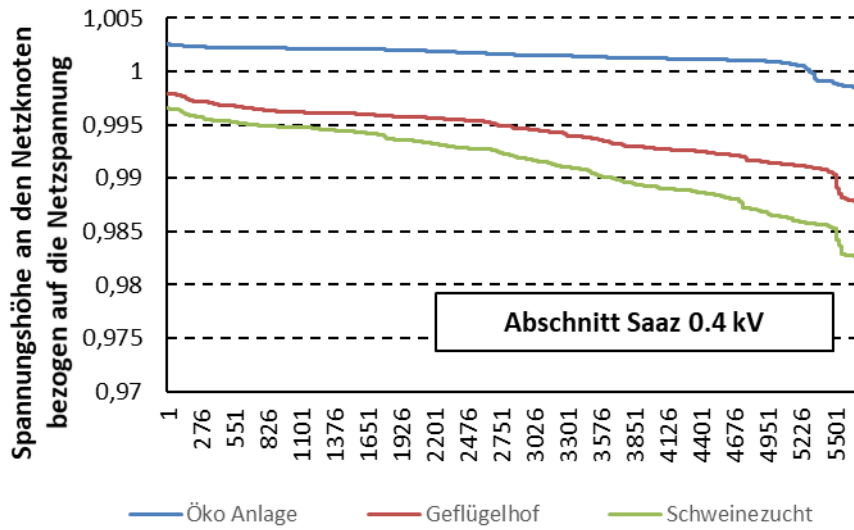


Abbildung 38: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 1

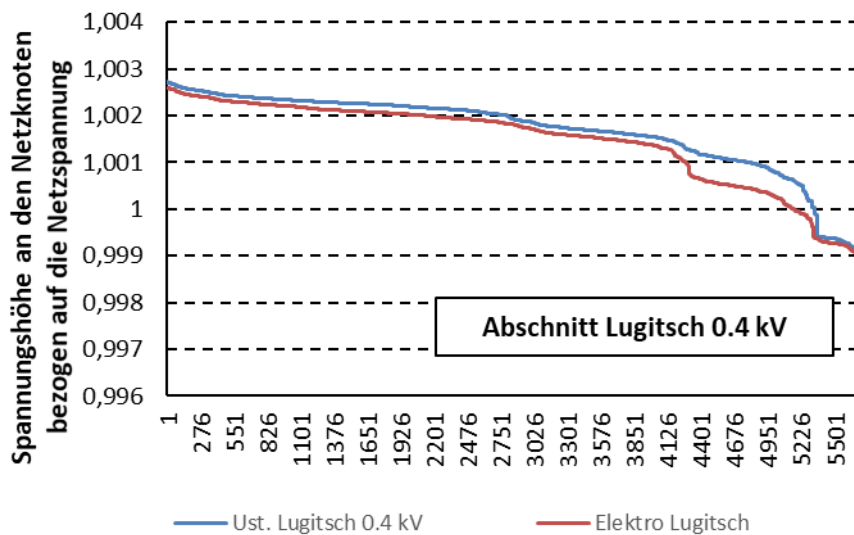


Abbildung 39: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 1

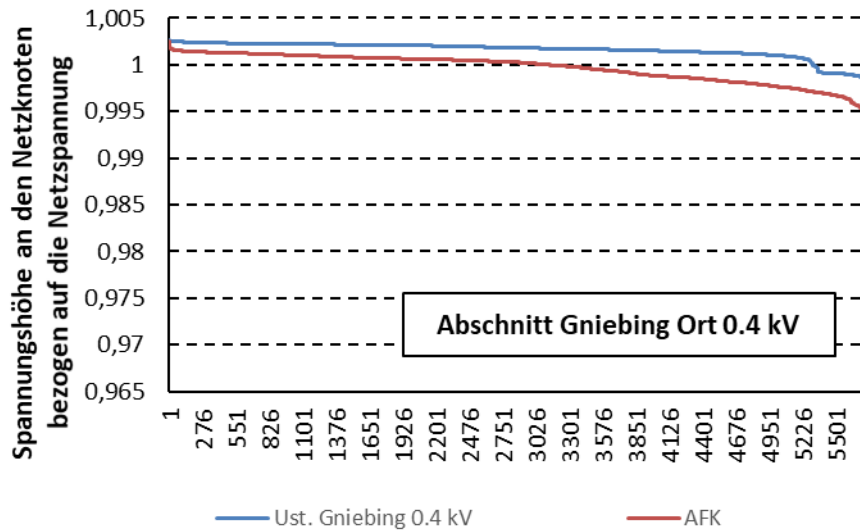


Abbildung 40: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 1

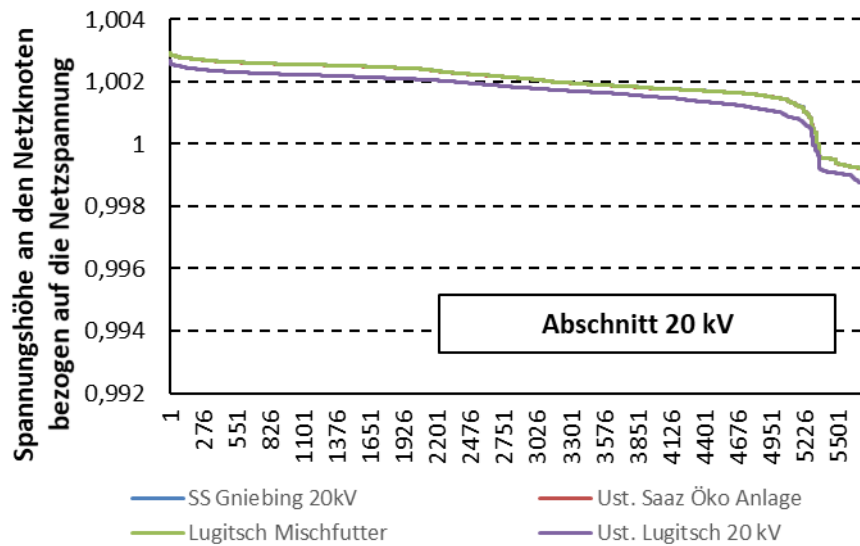


Abbildung 41: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich

Fall 2

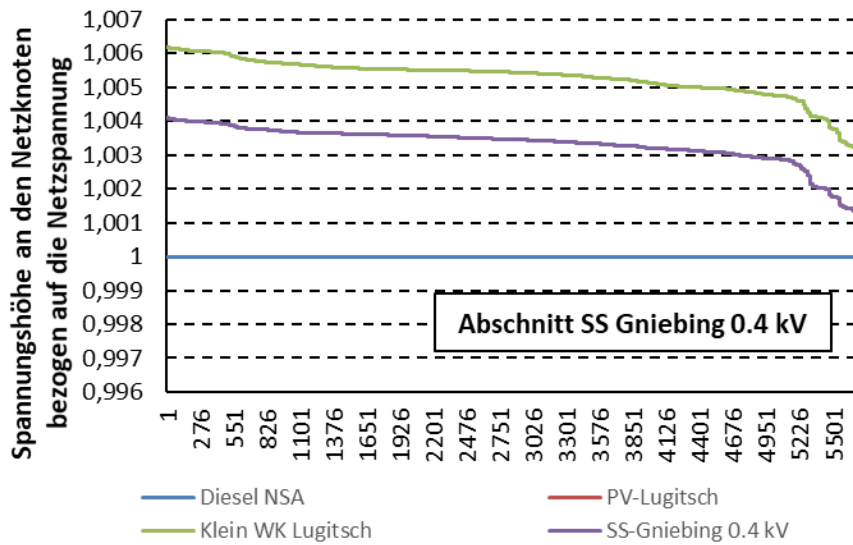


Abbildung 42: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 2

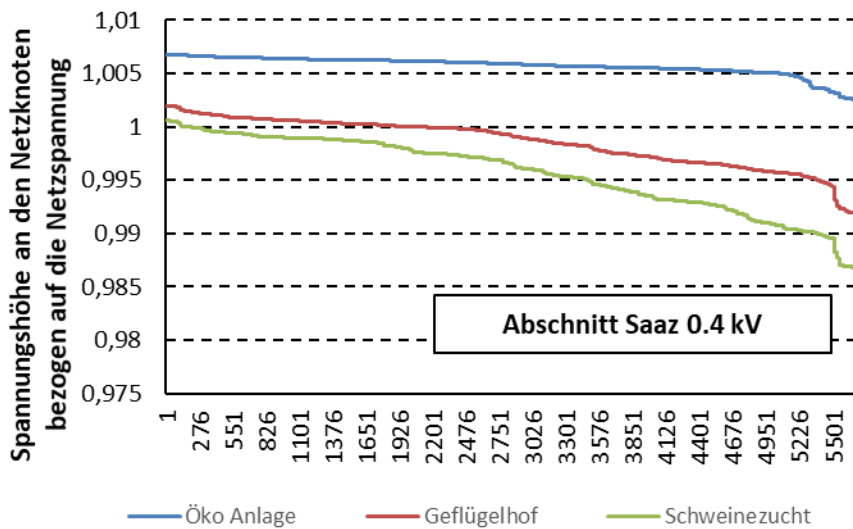


Abbildung 43: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 2

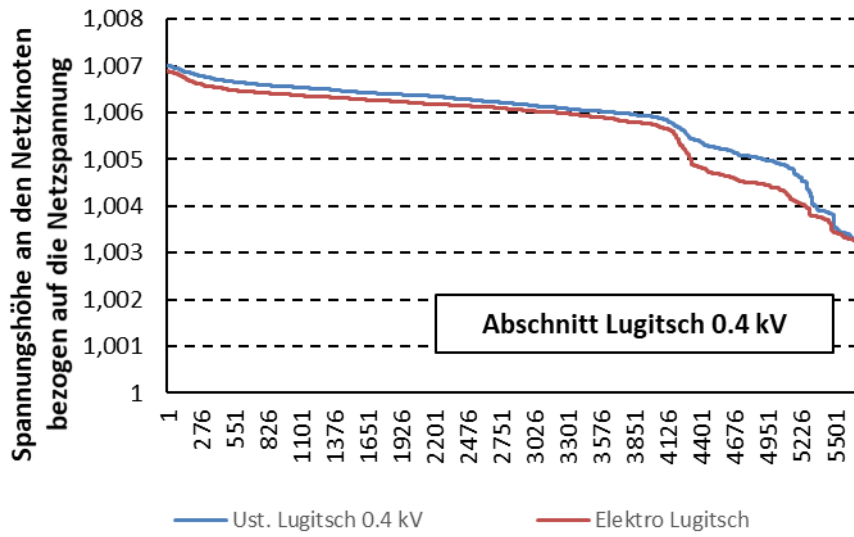


Abbildung 44: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 2

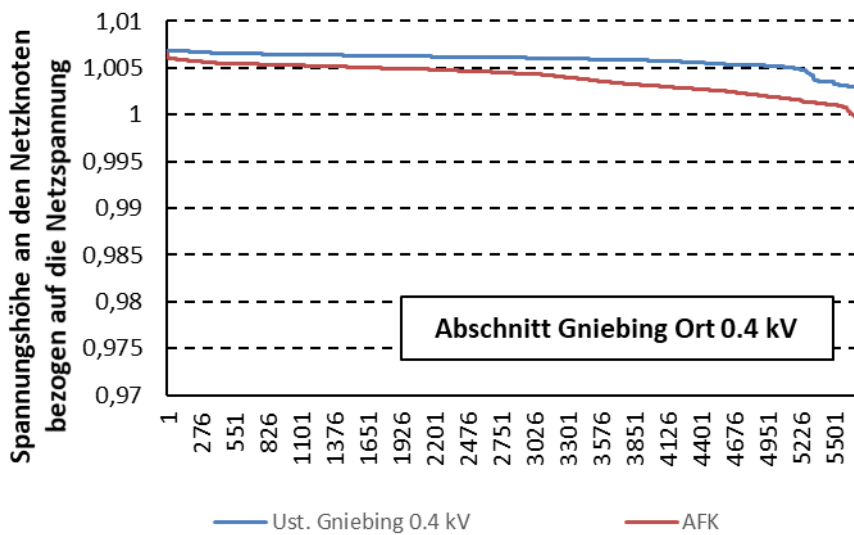


Abbildung 45: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 2

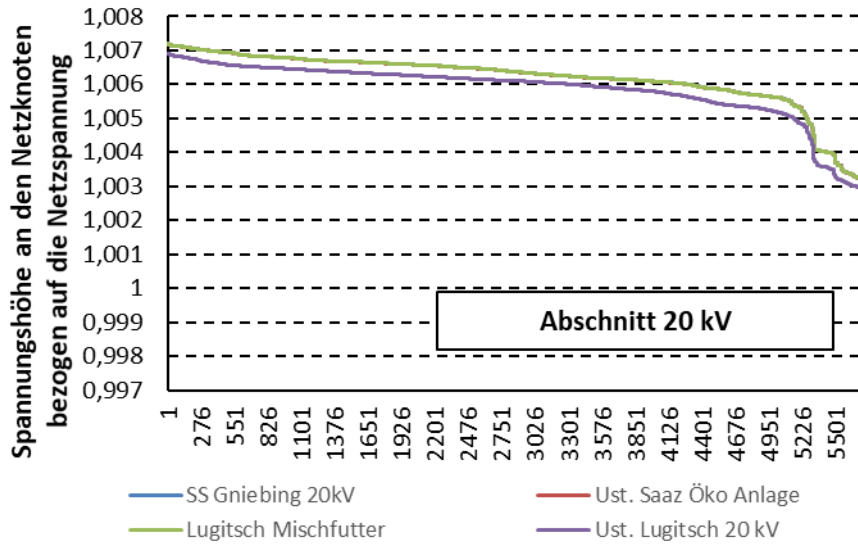


Abbildung 46: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 2

Fall 3

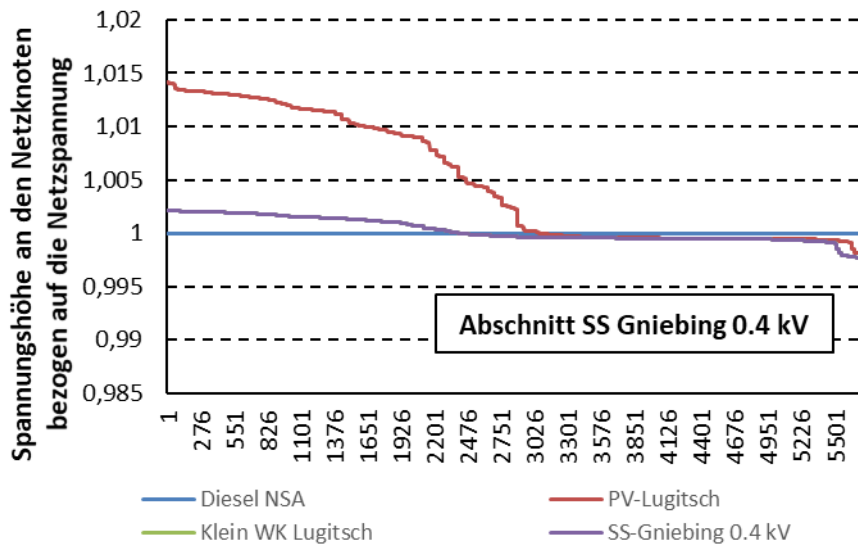


Abbildung 47: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 3

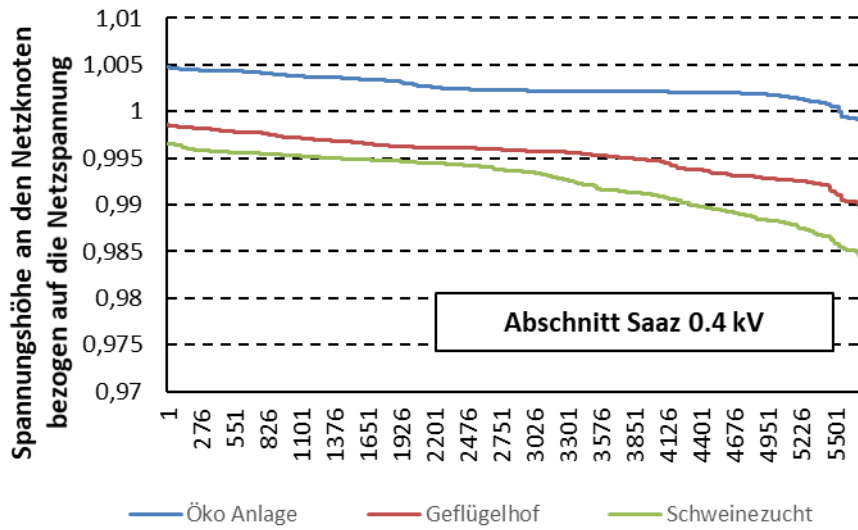


Abbildung 48: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 3

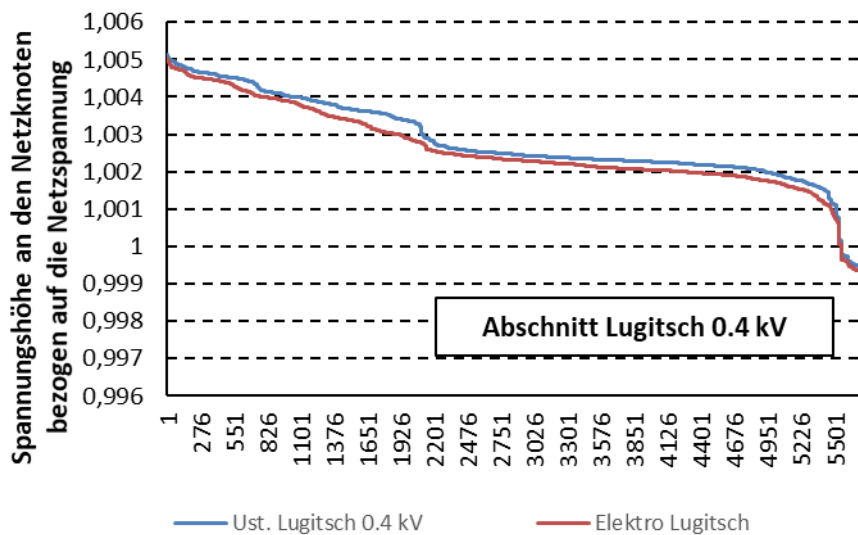


Abbildung 49: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 3

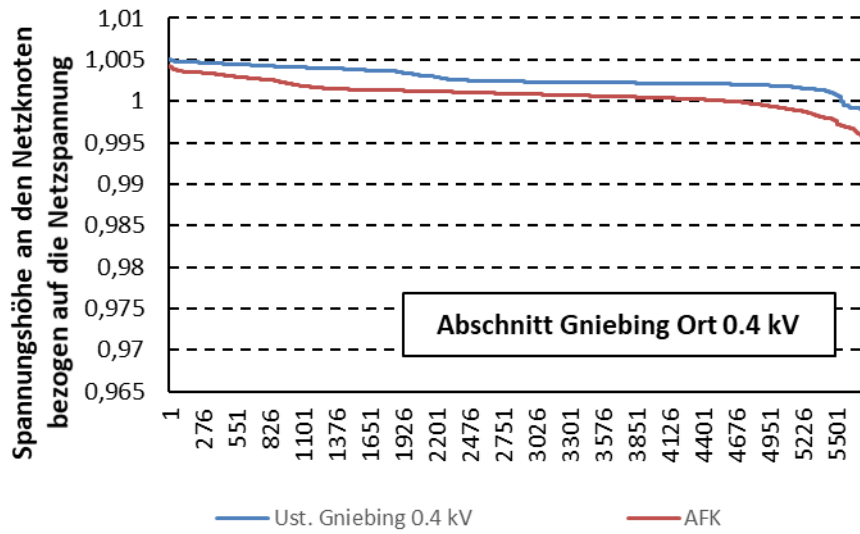


Abbildung 50: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 3

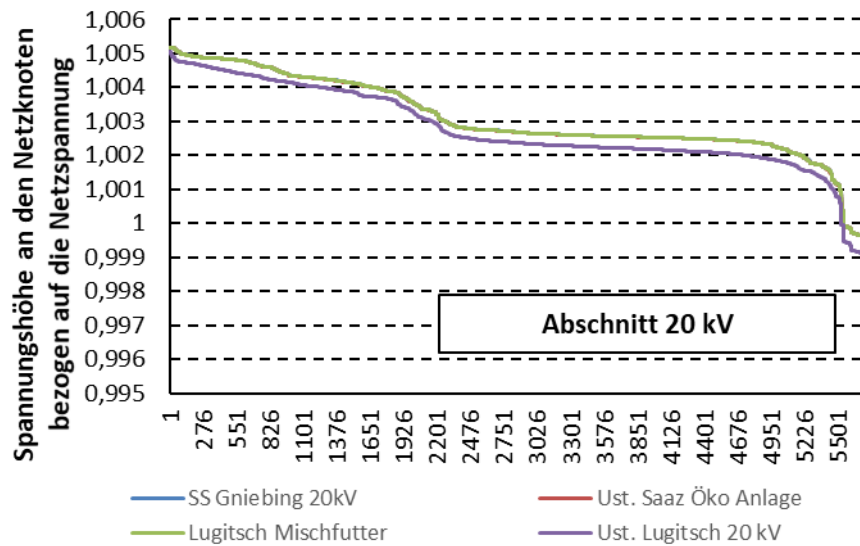


Abbildung 51: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 3

Fall 4

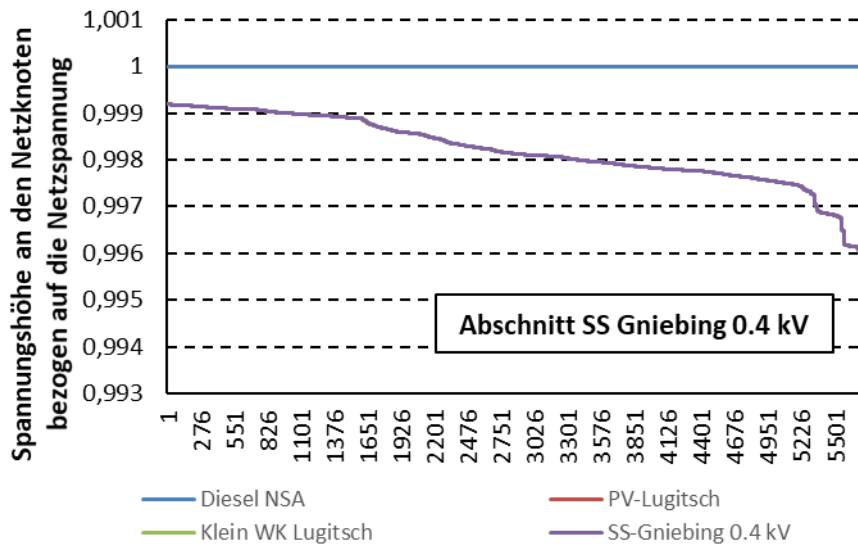


Abbildung 52: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 4

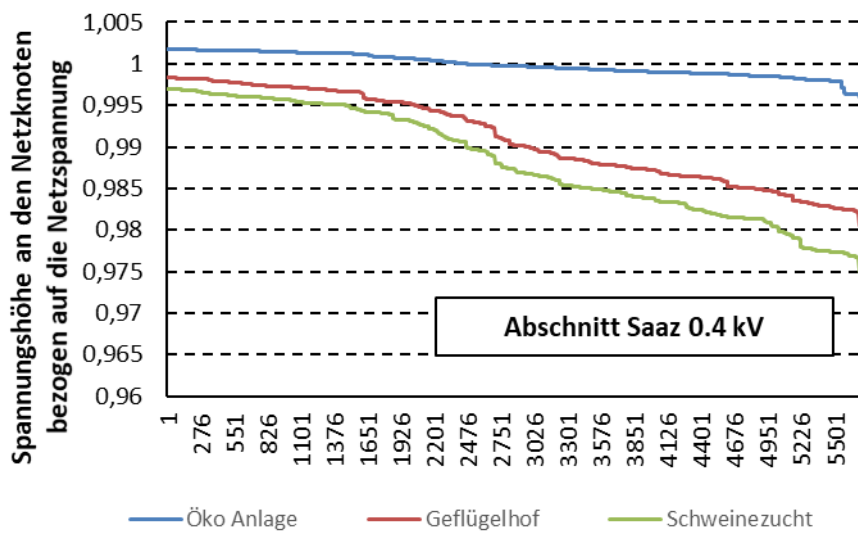


Abbildung 53: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 4

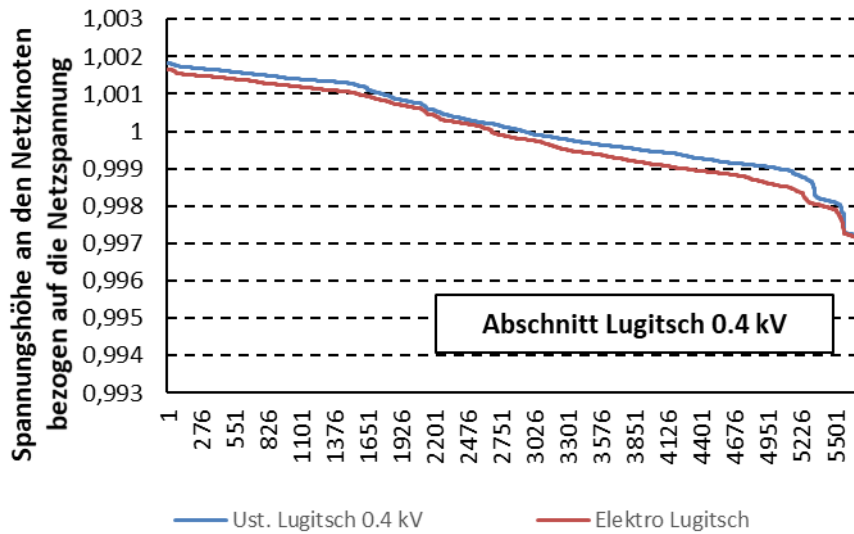


Abbildung 54: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 4

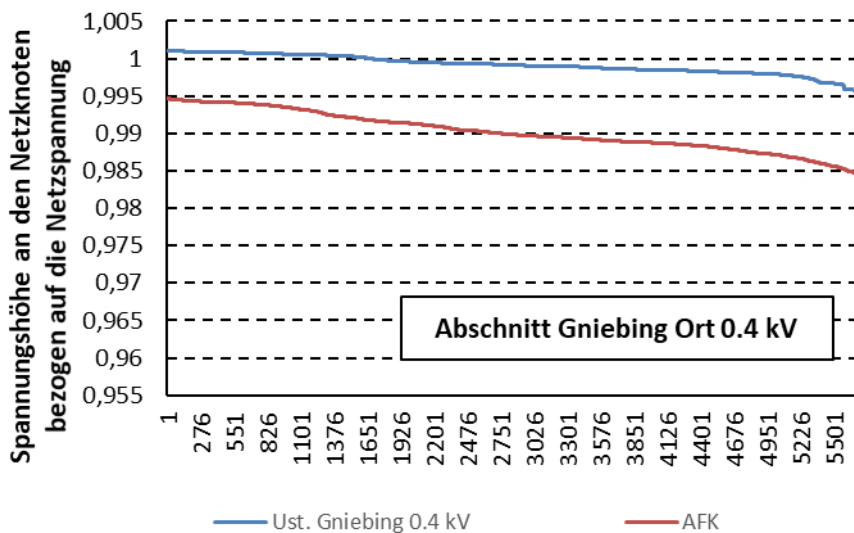


Abbildung 55: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 4

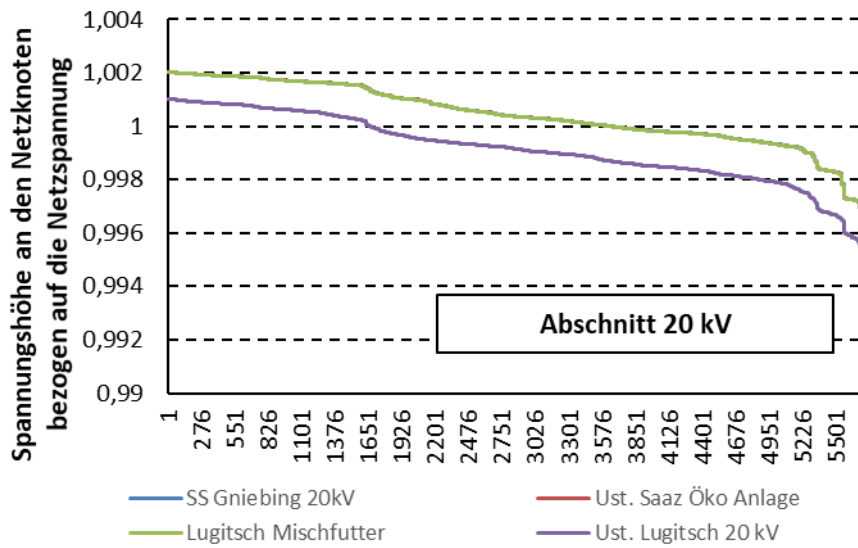


Abbildung 56: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 4

Fall 5

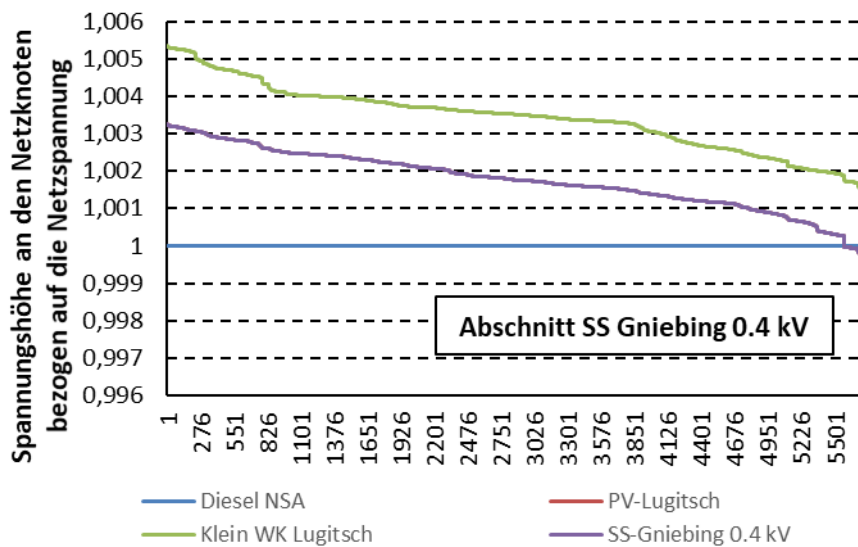


Abbildung 57: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 5

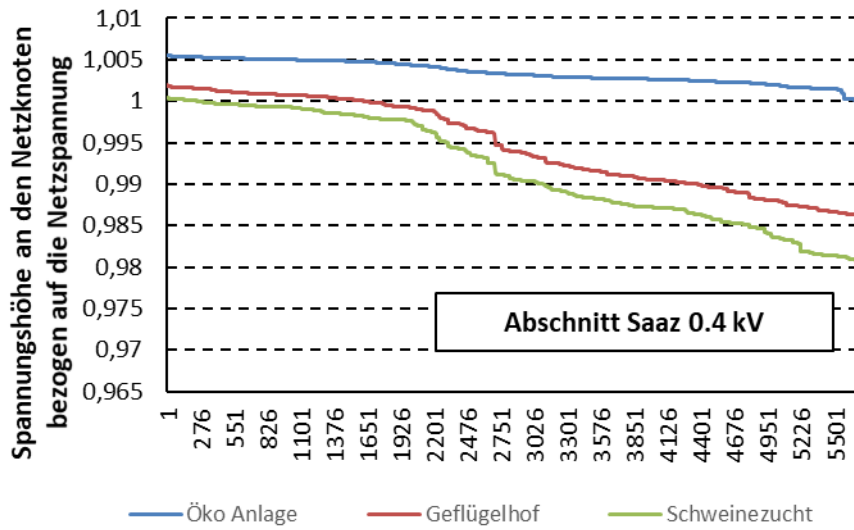


Abbildung 58: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 5

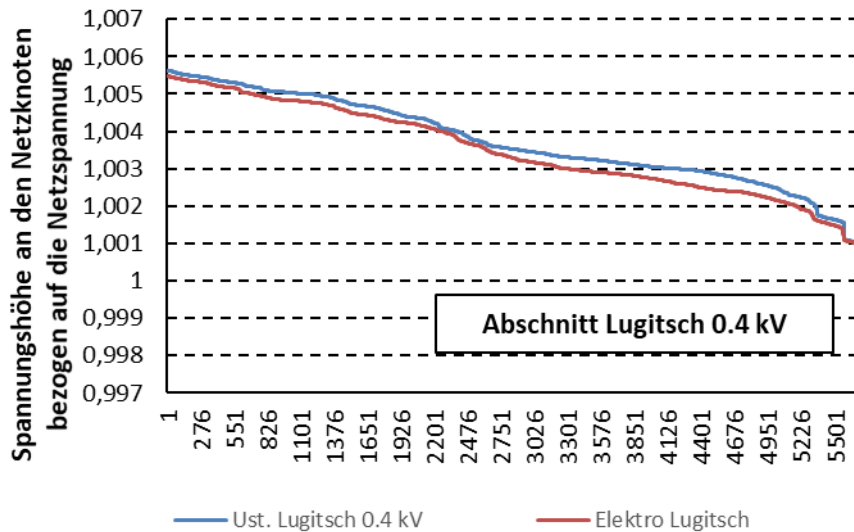


Abbildung 59: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 5

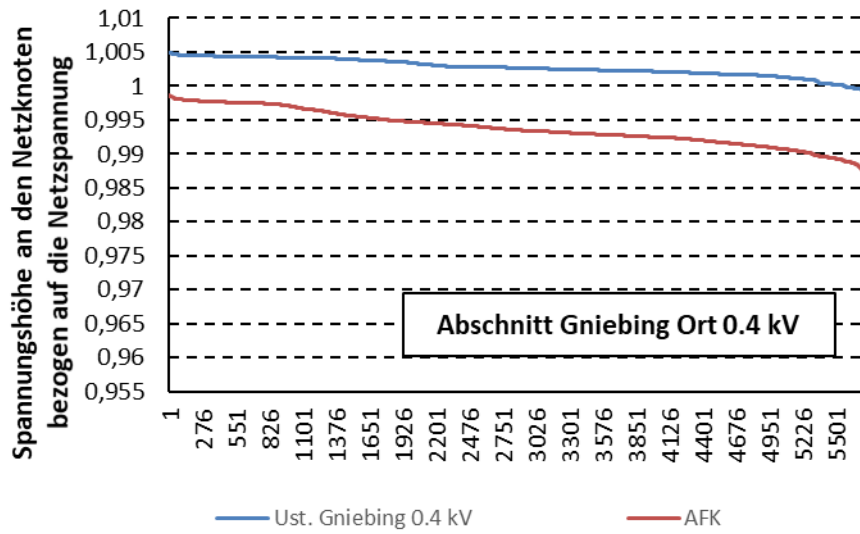


Abbildung 60: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 5

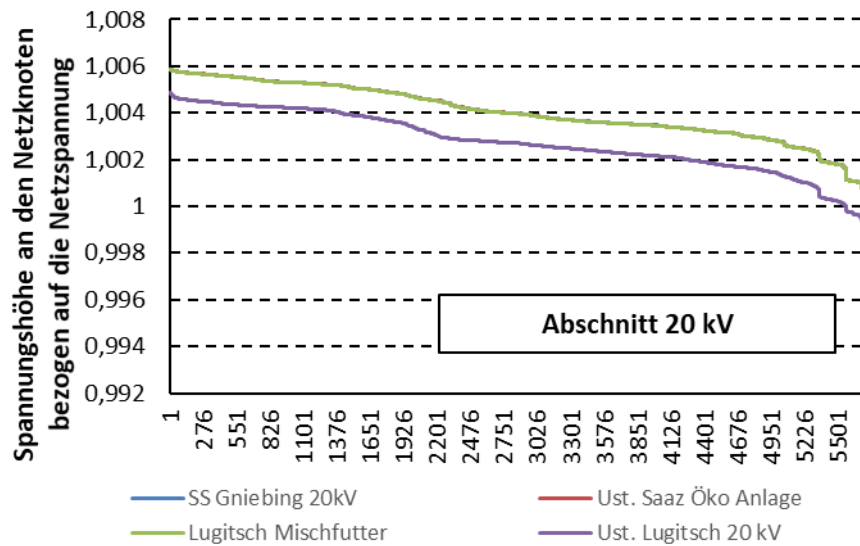


Abbildung 61: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 5

Fall 6

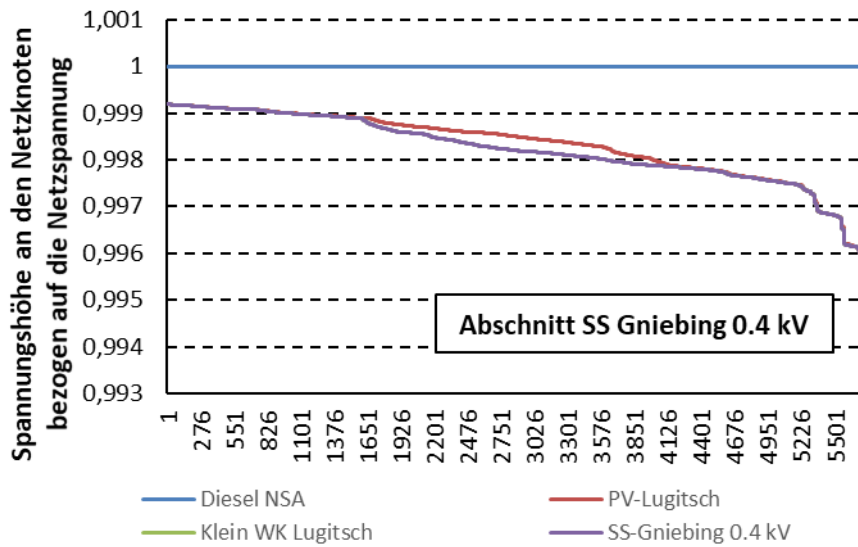


Abbildung 62: Knotenspannungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 6

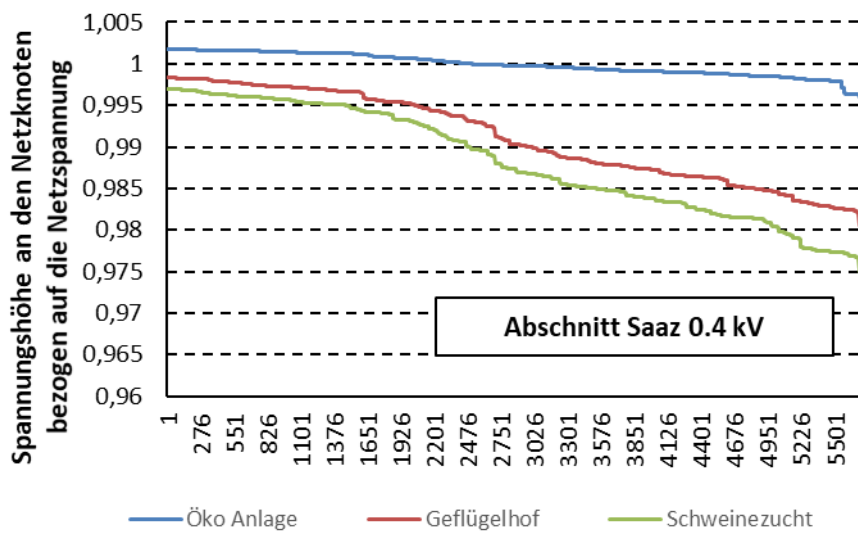


Abbildung 63: Knotenspannungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 6

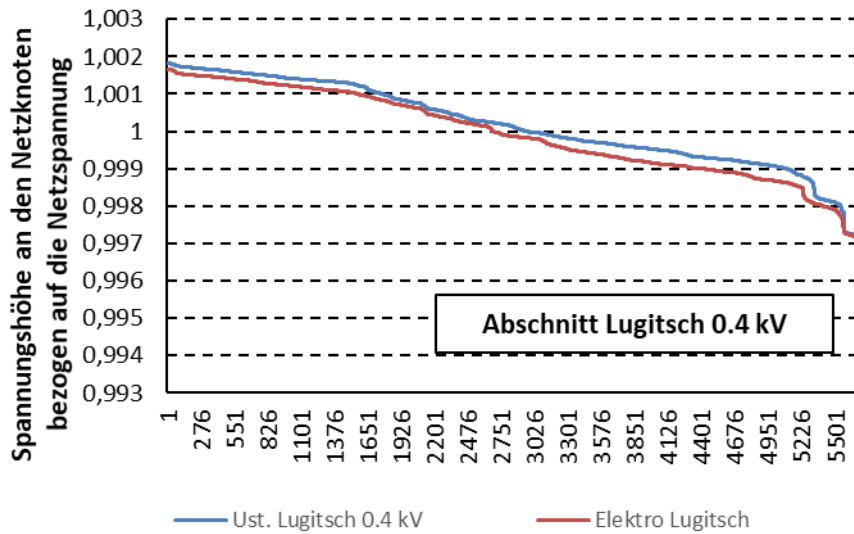


Abbildung 64: Knotenspannungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 6

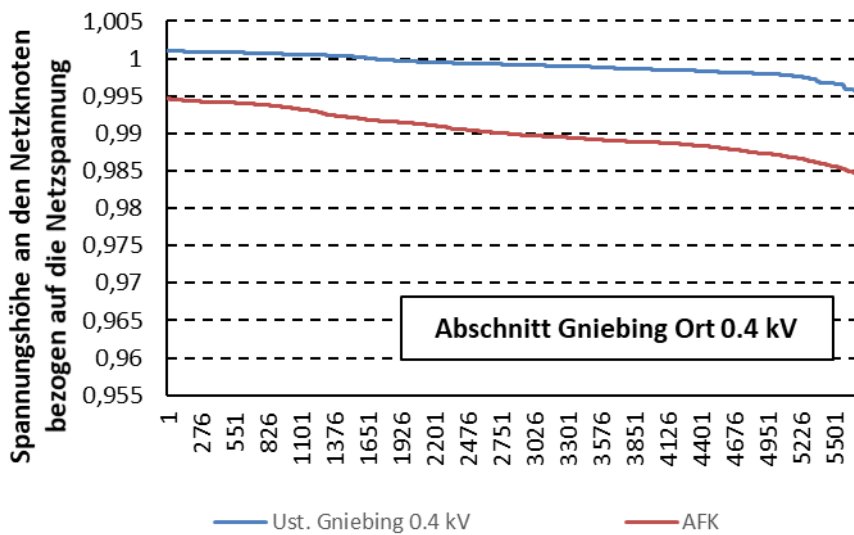


Abbildung 65: Knotenspannungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 6

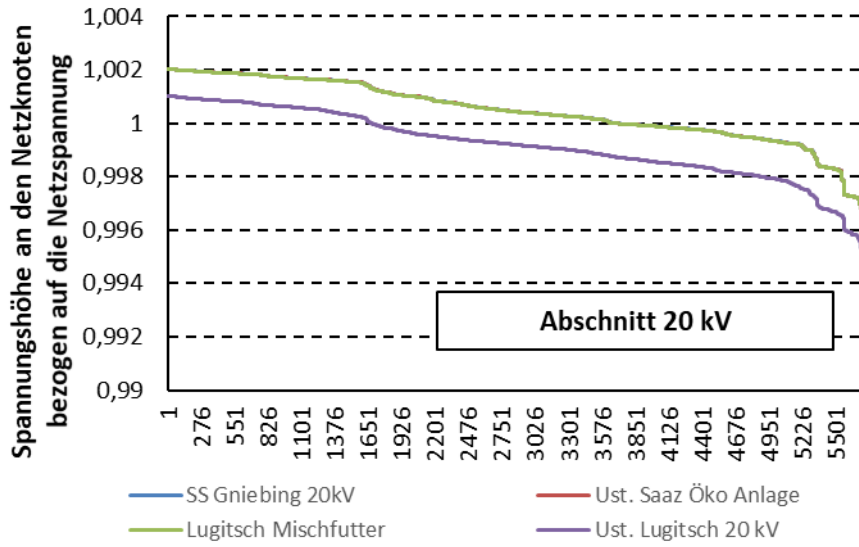


Abbildung 66: Knotenspannungen im 20 kV Netzbereich für den Fall 6

Anhang II: Detailergebnisse der Berechnungen hinsichtlich der Leitungsauslastungen

Neben den Knotenspannungen stellt die Leitungsauslastung einen wesentlichen Faktor für die Belastung des Energiesystems dar. Nachfolgend werden sämtliche Leitungen, gegliedert nach Netzbereichen, hinsichtlich ihrer Auslastung dargestellt. Es werden, wie bei der Darstellung der Knotenspannungen, die Belastungen in absteigender Reihenfolge, also unter Verlust der zeitlichen Information, dargestellt.

Solange die Belastung der Leitungen unter 100 % liegt, stellt sie kein Problem für den Betrieb dar.

Fall 1

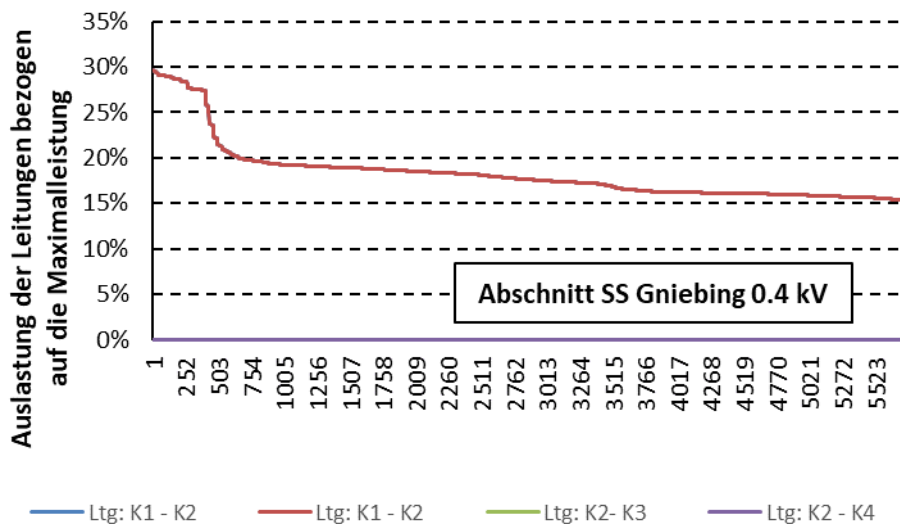


Abbildung 67: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 1

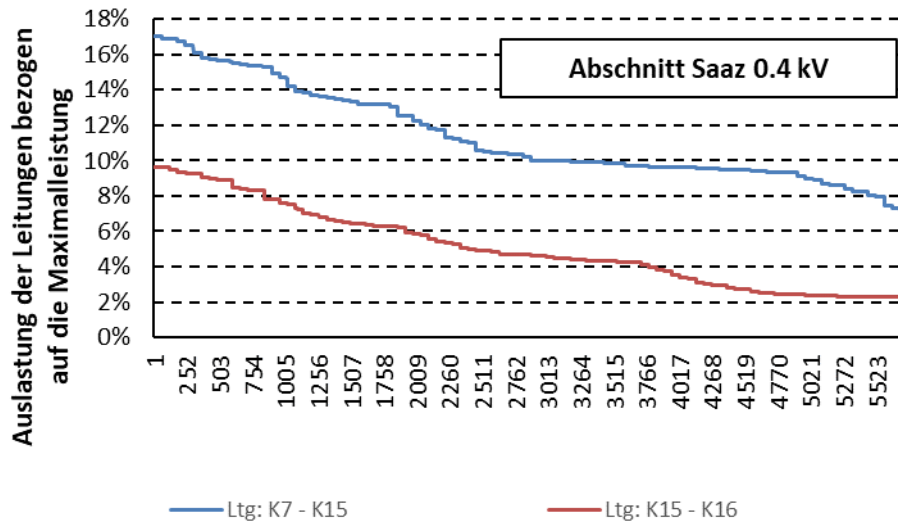


Abbildung 68: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 1

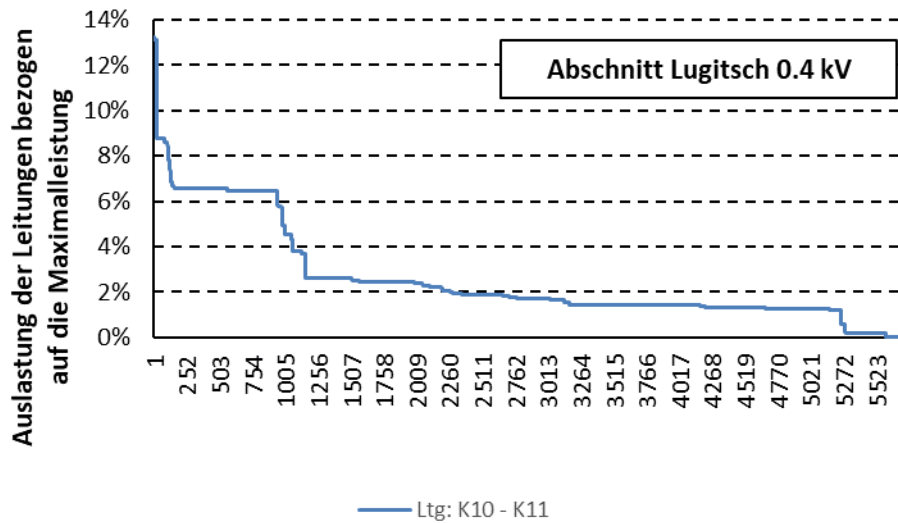


Abbildung 69: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 1

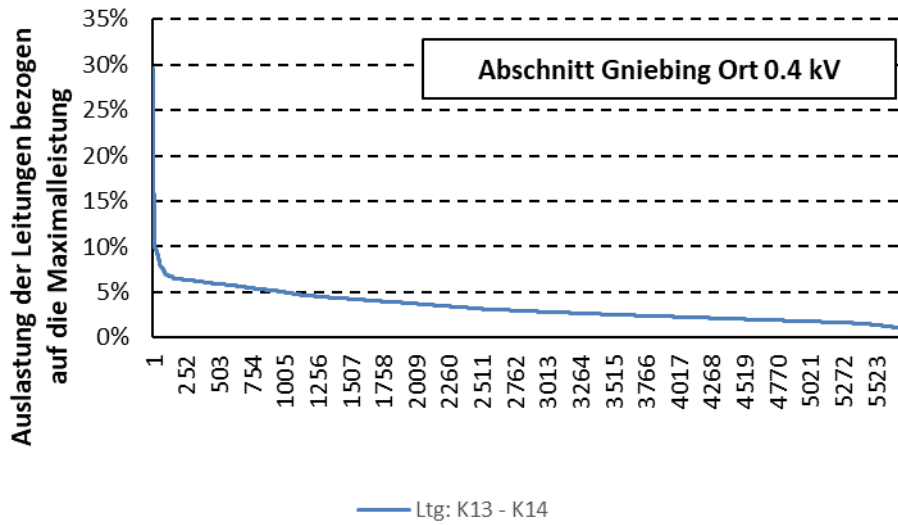


Abbildung 70: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 1

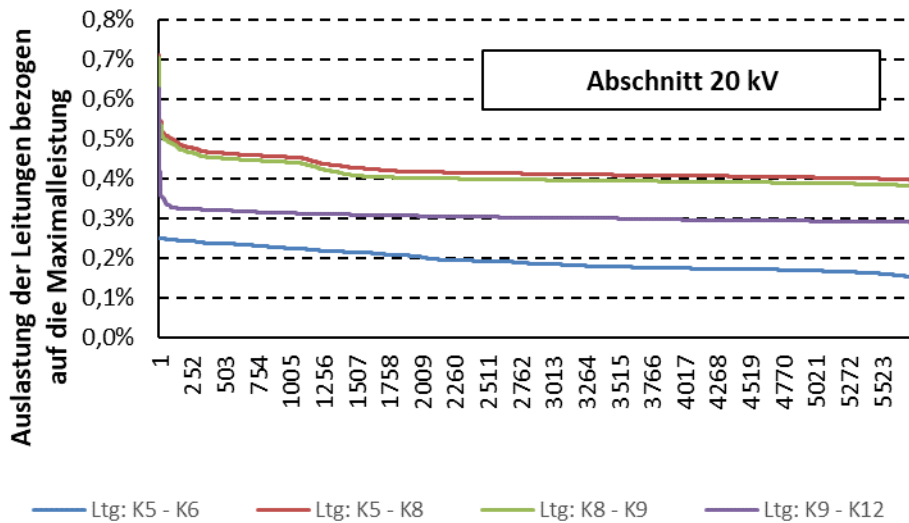


Abbildung 71: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 1

Fall 2

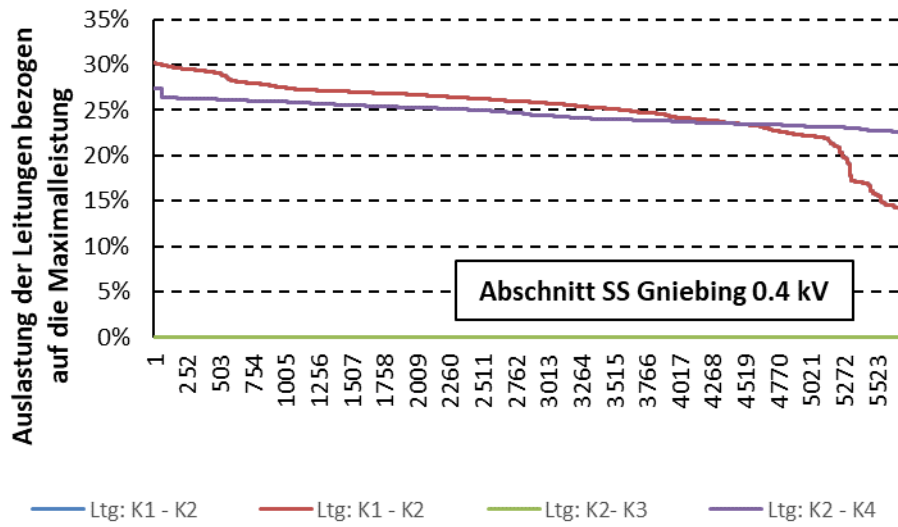


Abbildung 72: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 2

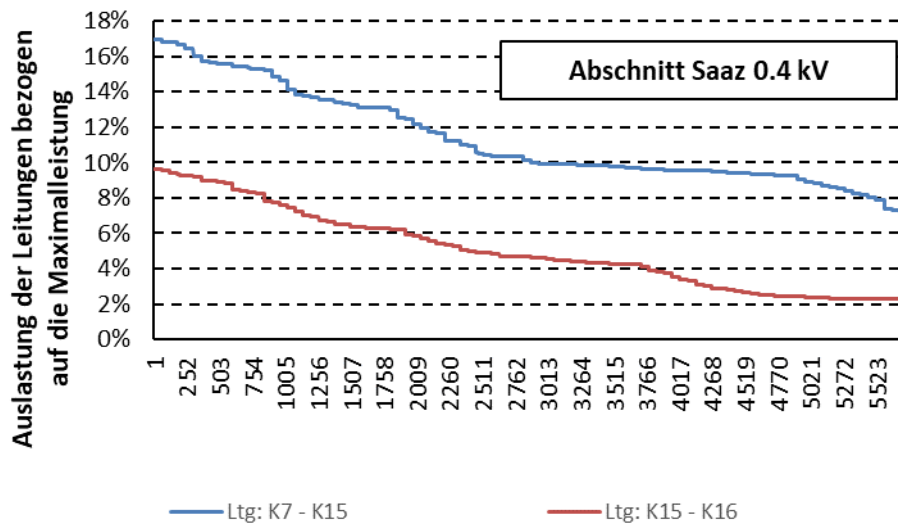


Abbildung 73: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 2

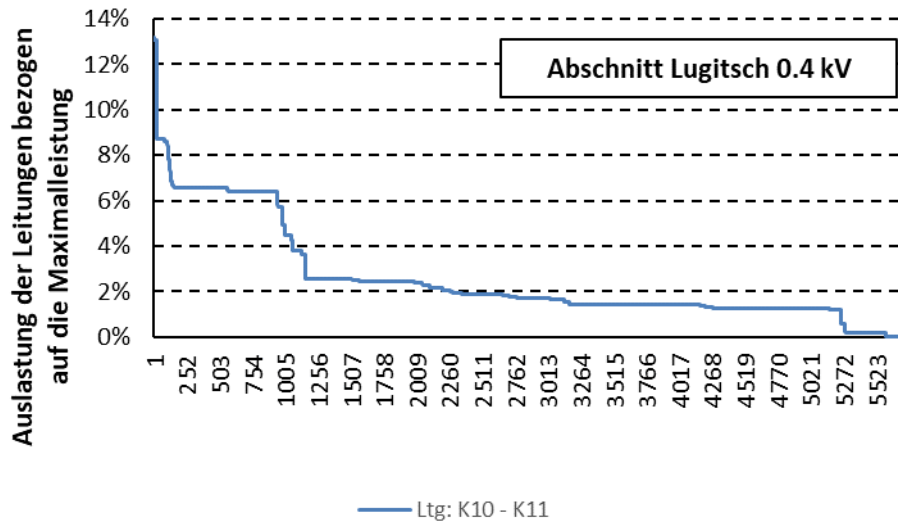


Abbildung 74: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 2

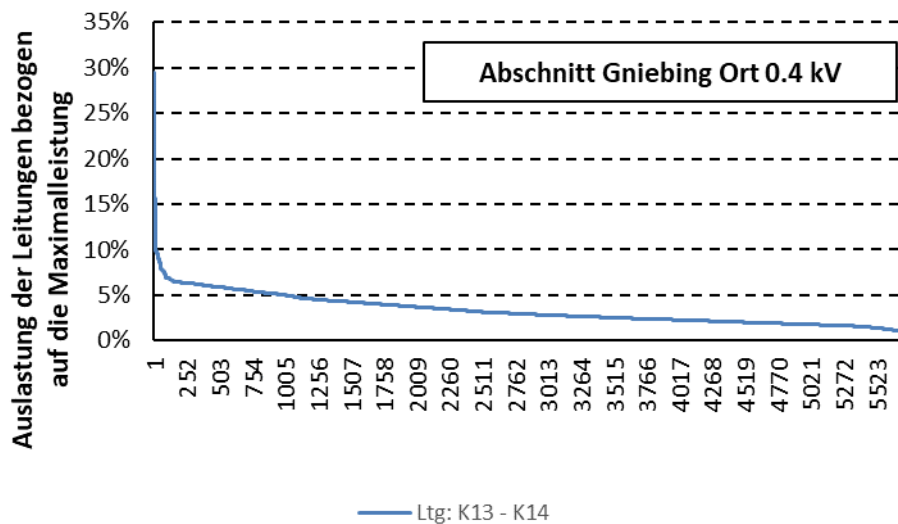


Abbildung 75: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 2

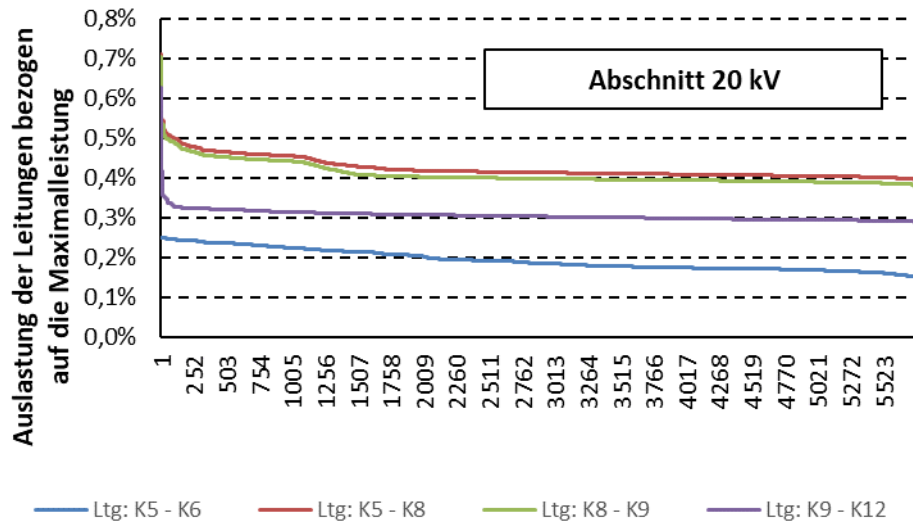


Abbildung 76: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 2

Fall 3

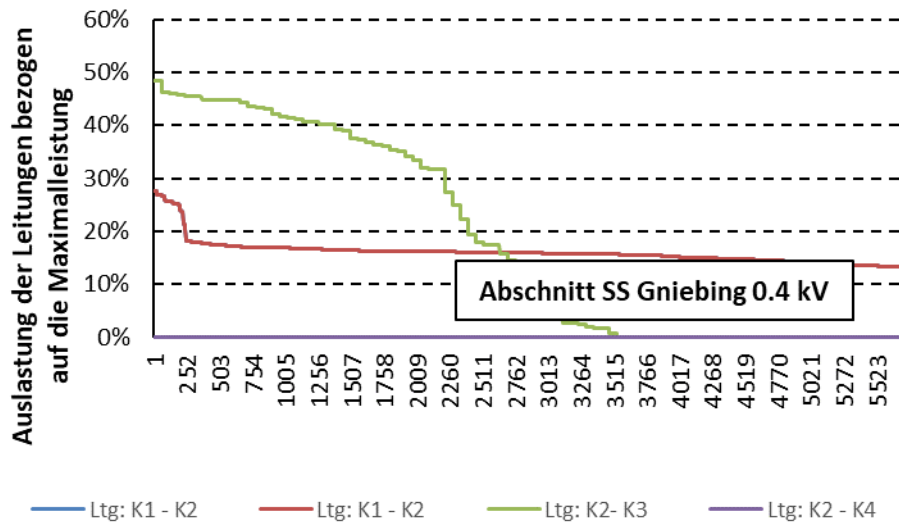


Abbildung 77: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 3

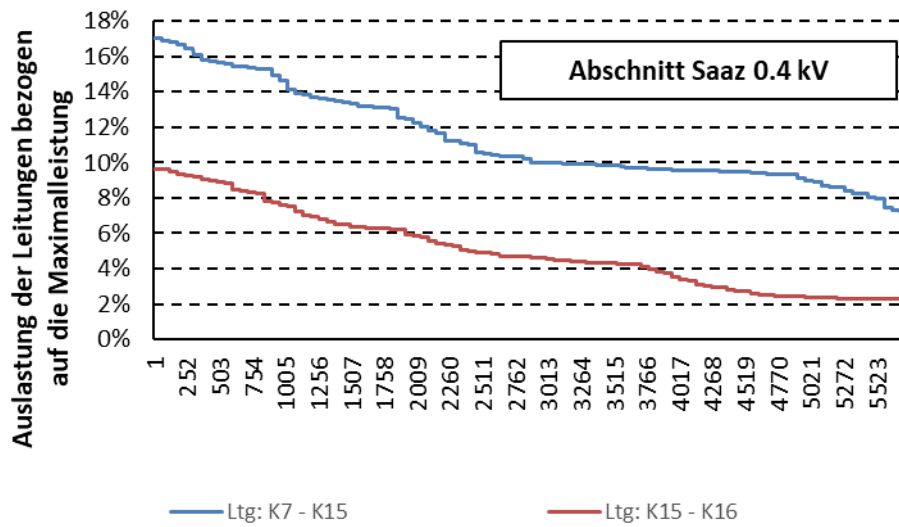


Abbildung 78: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 3

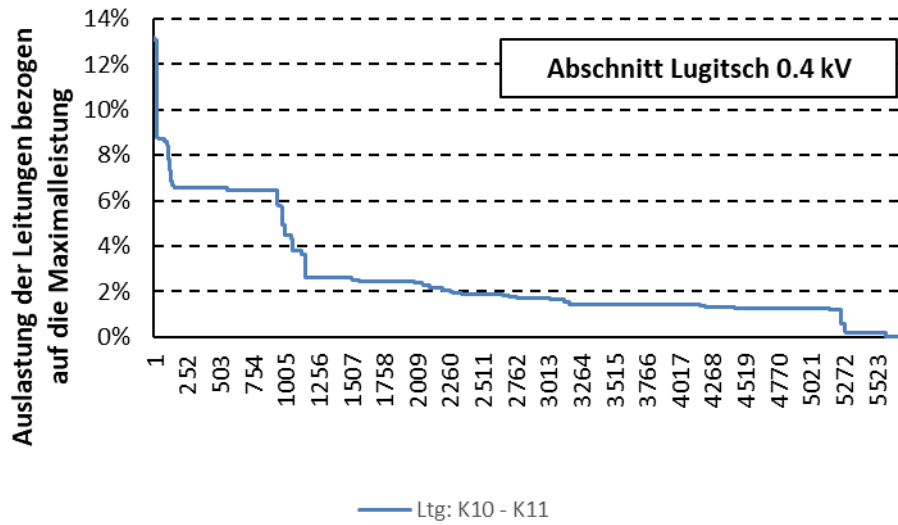


Abbildung 79: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 3

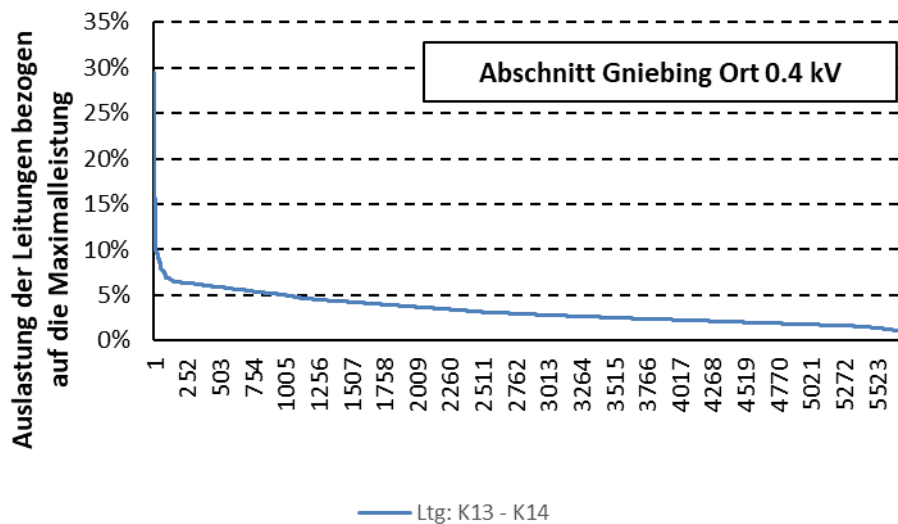


Abbildung 80: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 3

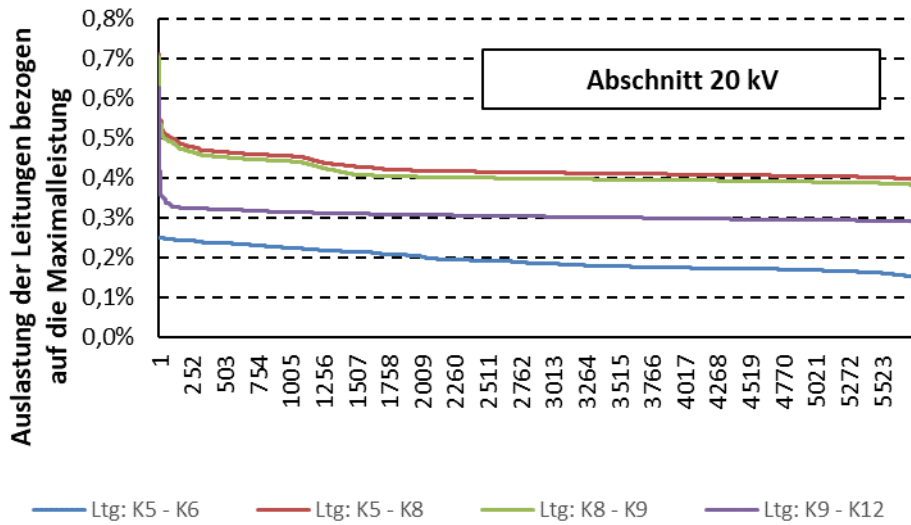


Abbildung 81: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 3

Fall 4

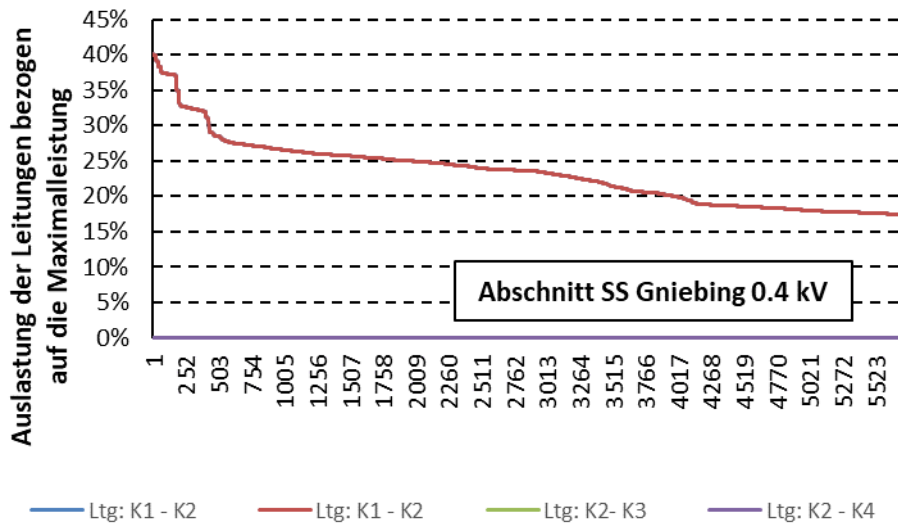


Abbildung 82: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 4

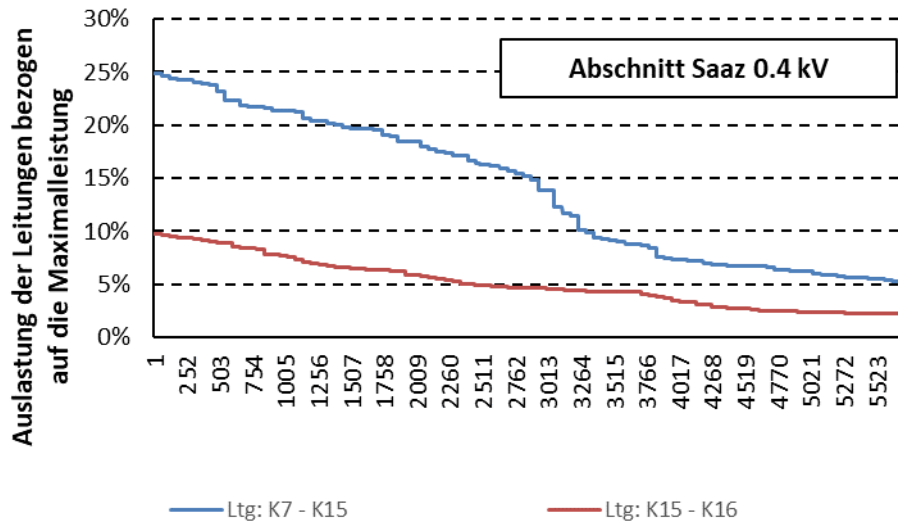


Abbildung 83: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 4

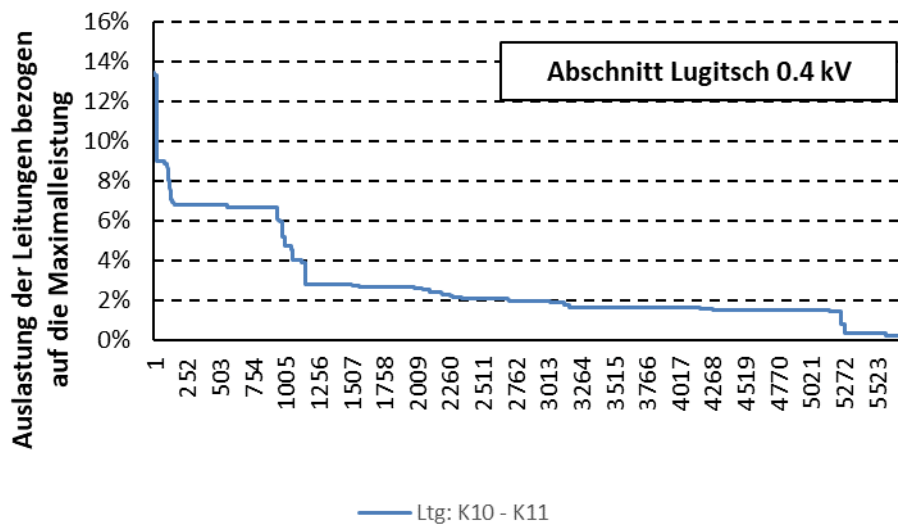


Abbildung 84: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 4

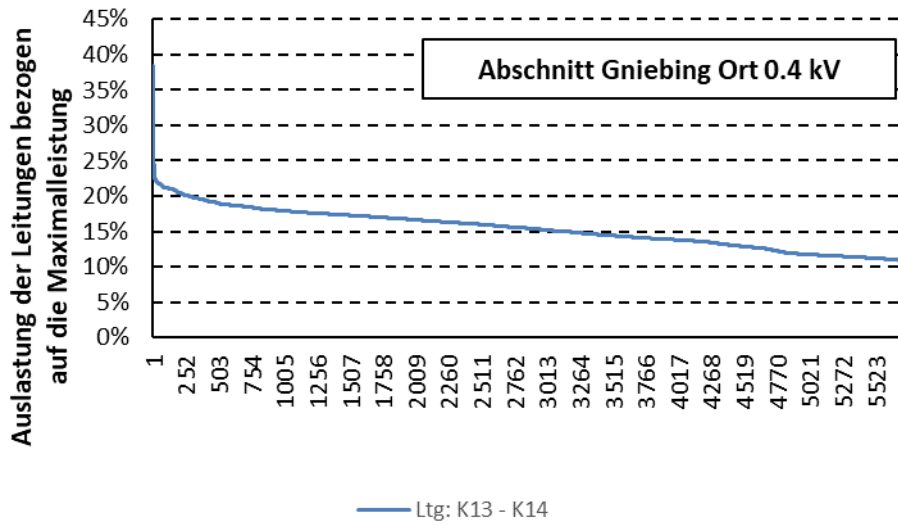


Abbildung 85: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 4

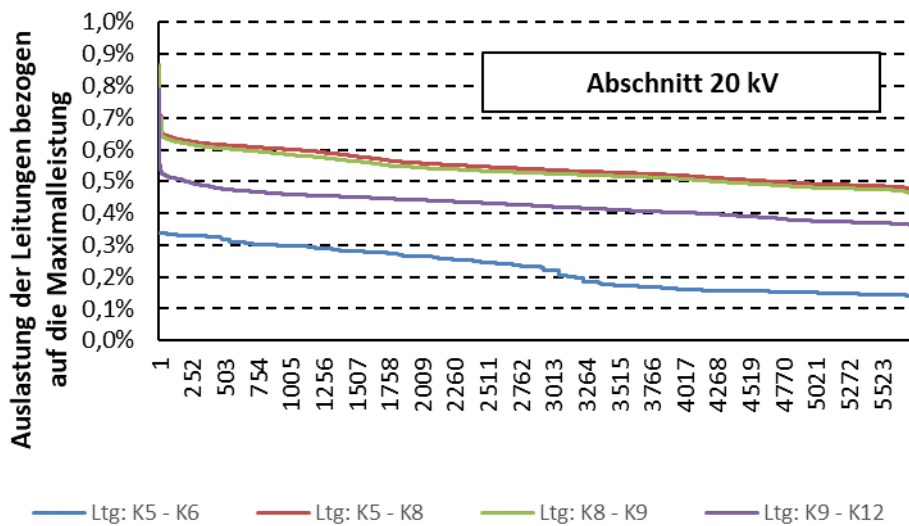


Abbildung 86: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 4

Fall 5

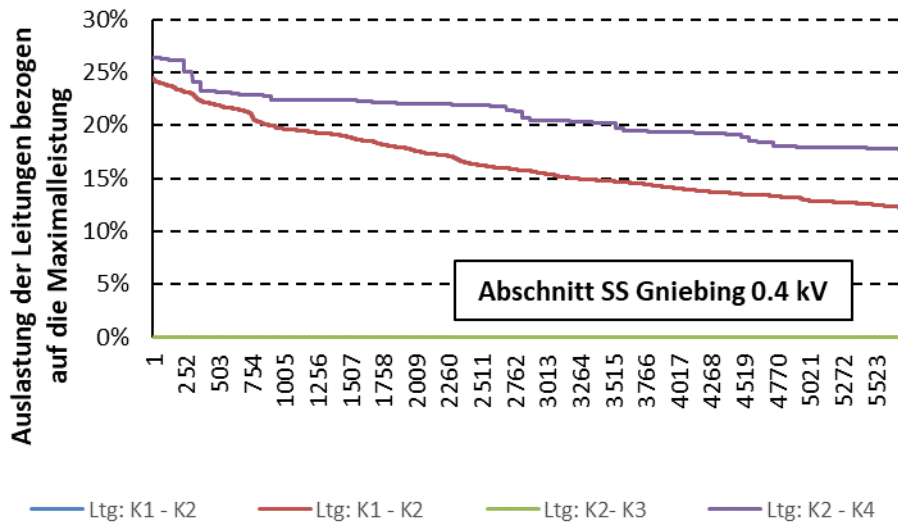


Abbildung 87: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 5

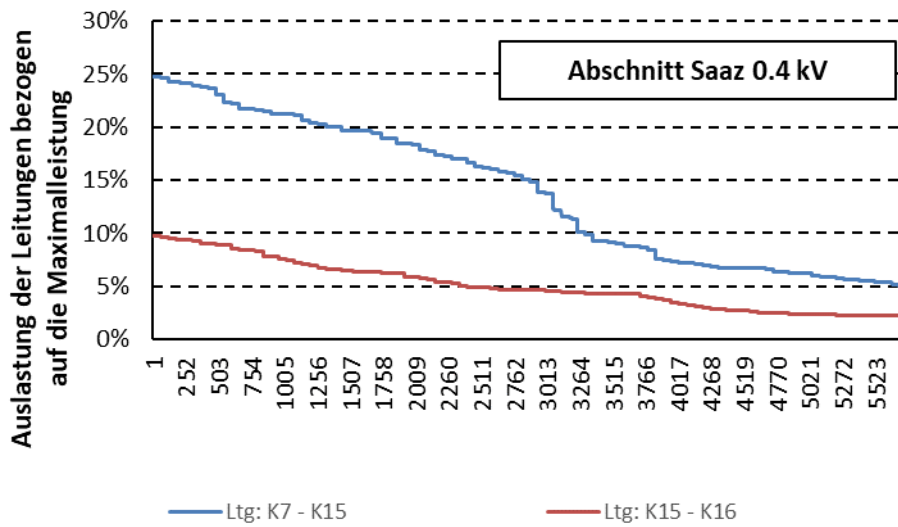


Abbildung 88: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 5

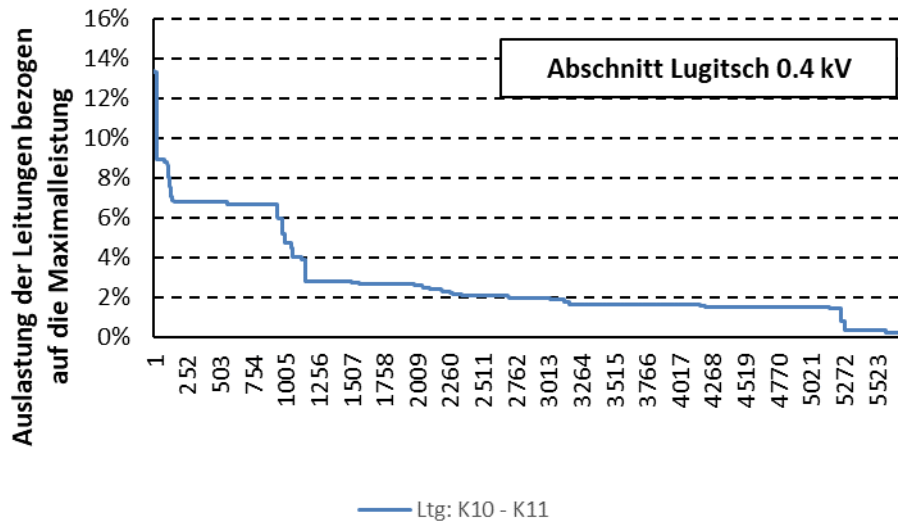


Abbildung 89: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 5

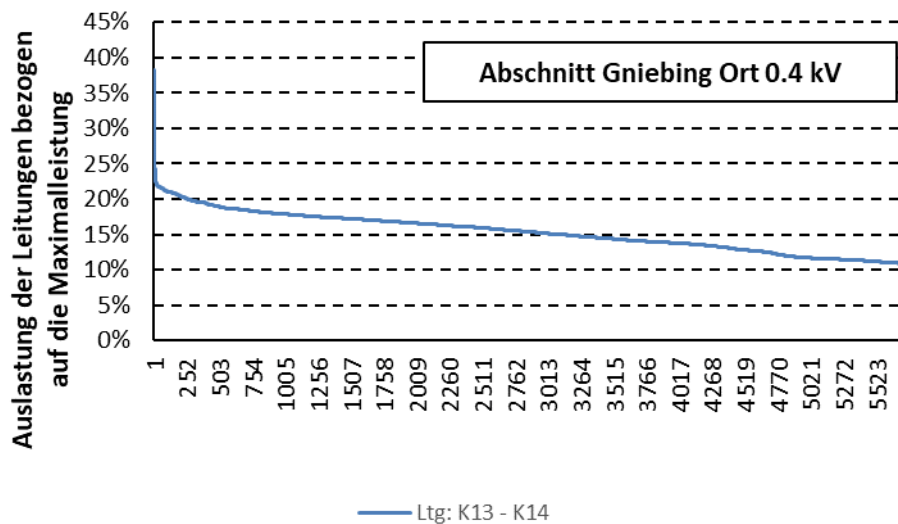


Abbildung 90: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 5

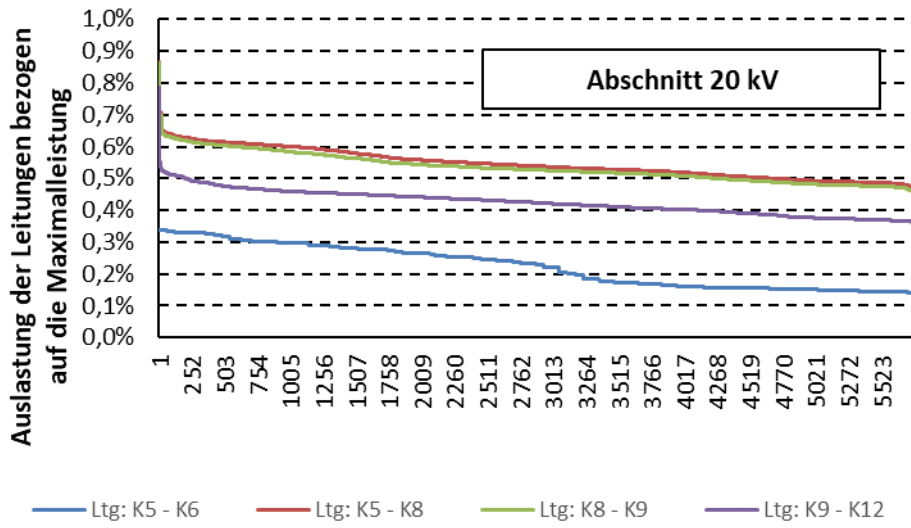


Abbildung 91: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 5

Fall 6

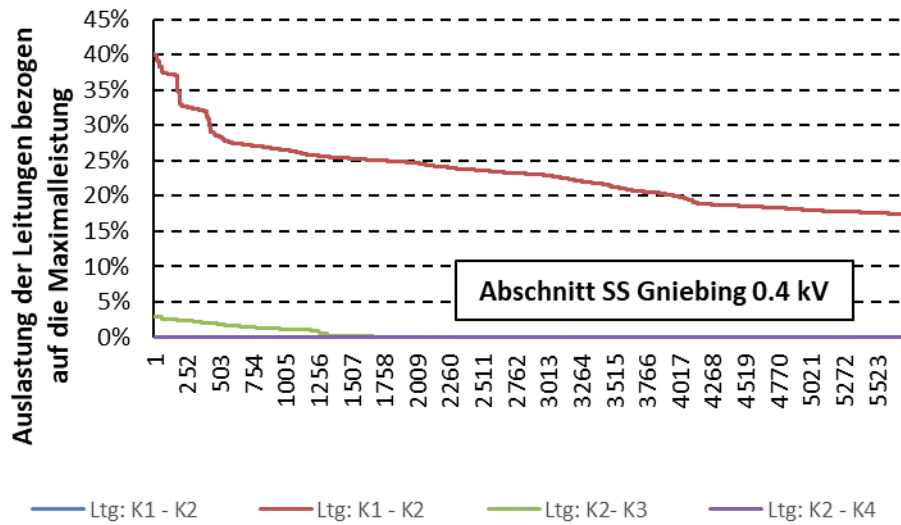


Abbildung 92: Auslastung der Leitungen im Abschnitt SS Gniebing 0.4 kV für den Fall 6

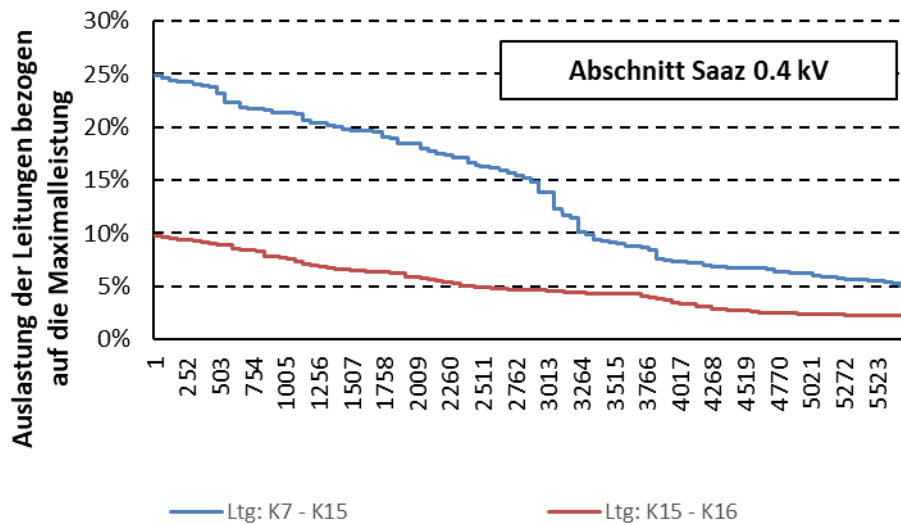


Abbildung 93: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Saaz 0.4 kV für den Fall 6

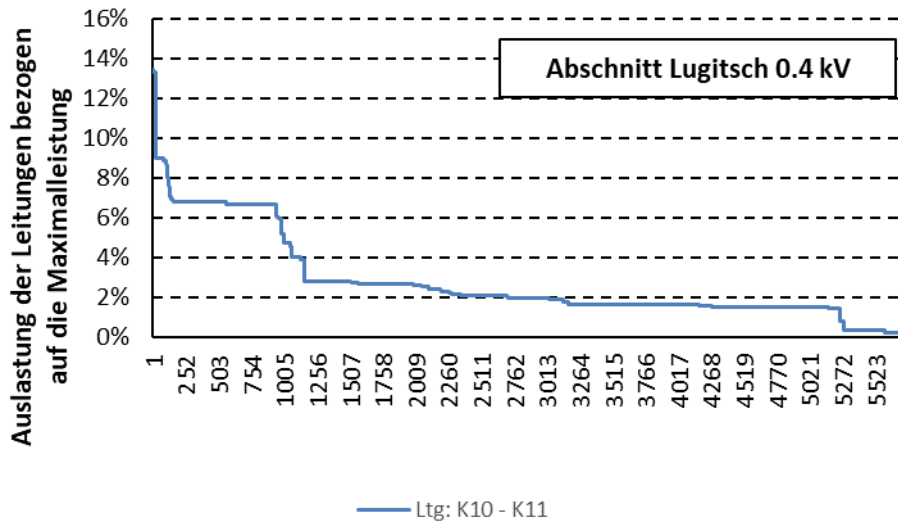


Abbildung 94: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Lugitsch 0.4 kV für den Fall 6

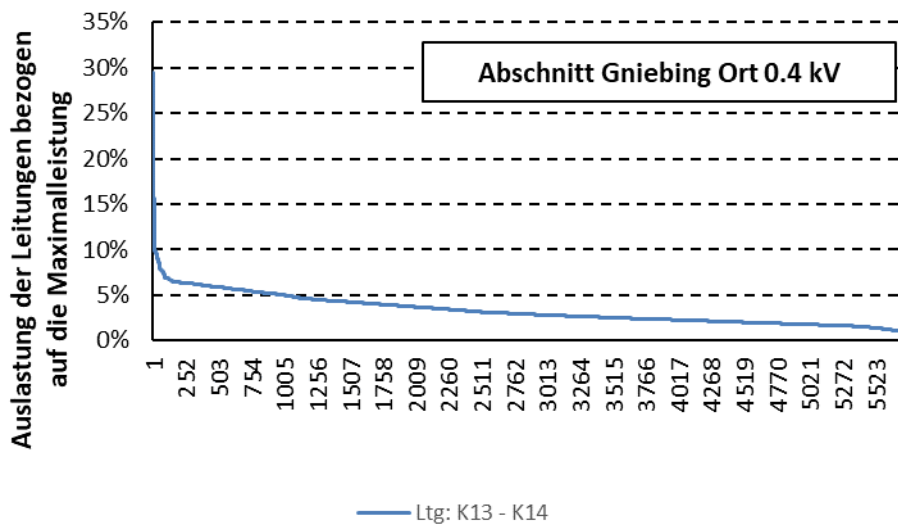


Abbildung 95: Auslastung der Leitungen im Abschnitt Gniebing Ort 0.4 kV für den Fall 6

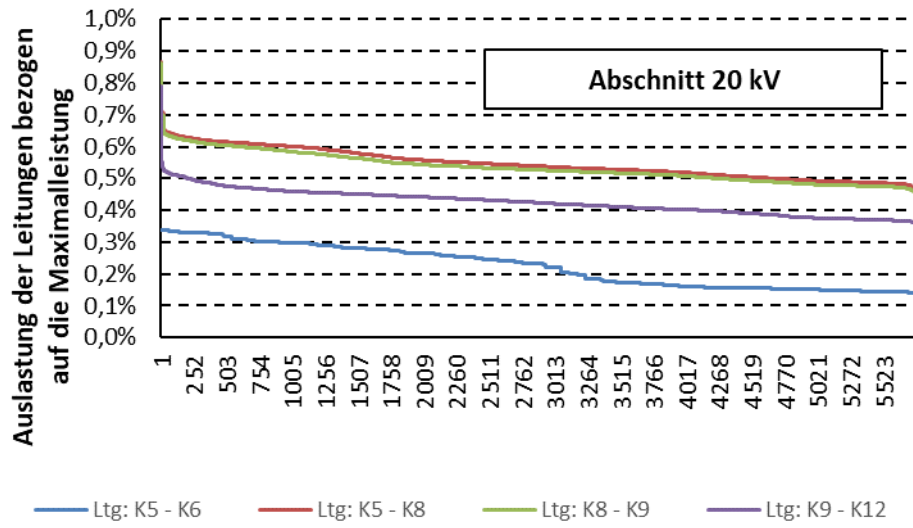


Abbildung 96: Belastung der Leitungen im 20 kV Netz für den Fall 6

Anhang III: Detailergebnisse der Berechnungen hinsichtlich der Trafoauslastungen

Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Auslastung der Transformatoren, die das Bindeglied zwischen der 20 kV und der 0.4 kV Netzebene darstellen. Auch hier wird wieder eine Darstellung in absteigender Reihenfolge der Belastungen gewählt.

Solange die Belastung der Leitungen unter 100 % liegt, stellt sie kein Problem für den Betrieb dar.

Fall 1

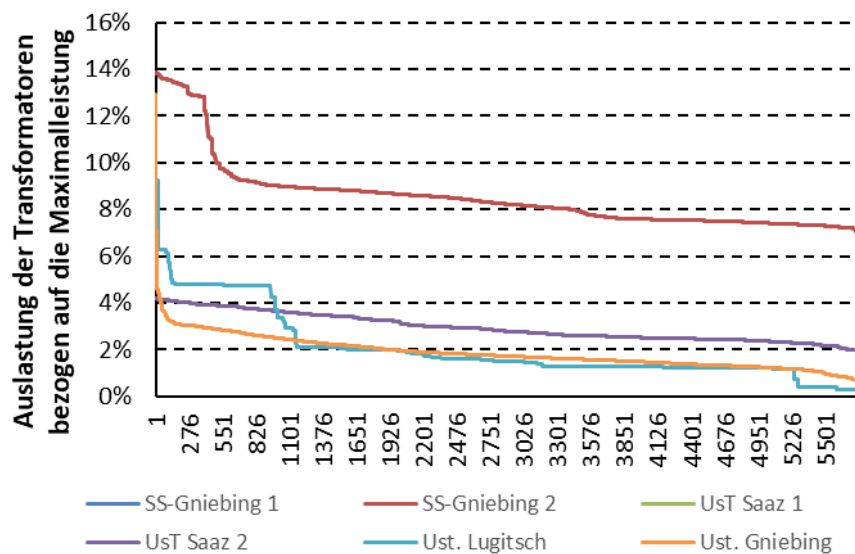


Abbildung 97: Auslastung der Transformatoren im Fall 1

Fall 2

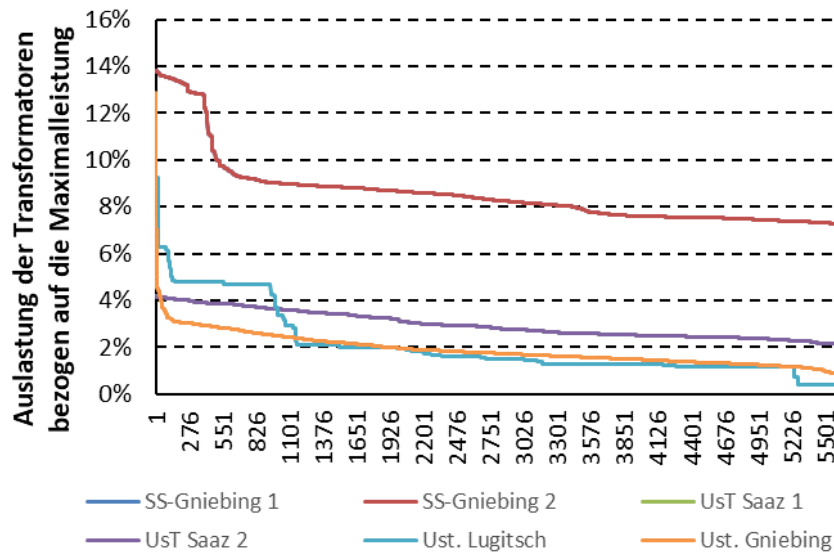


Abbildung 98: Auslastung der Transformatoren im Fall 2

Fall 3

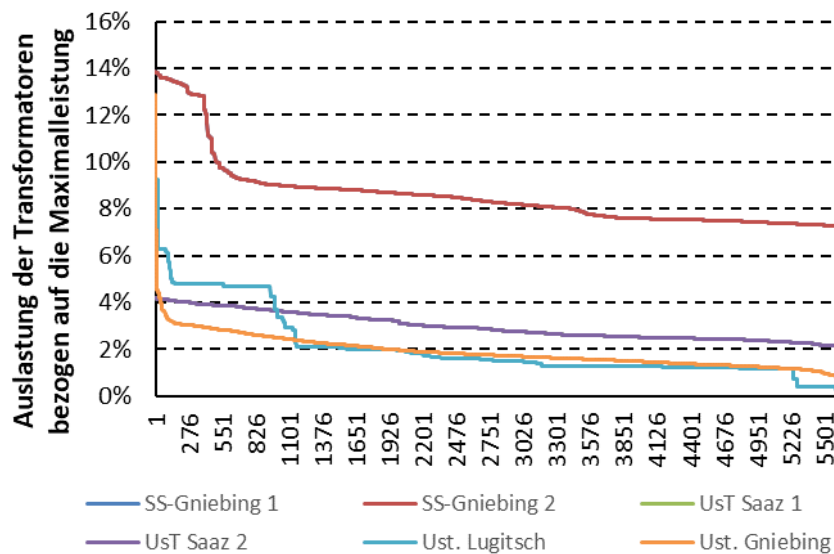


Abbildung 99: Auslastung der Transformatoren im Fall 3

Fall 4

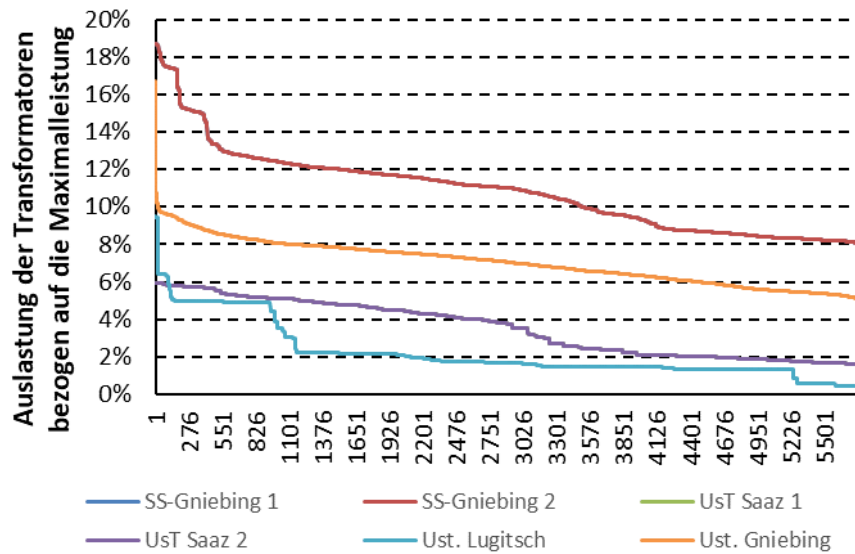


Abbildung 100: Auslastung der Transformatoren im Fall 4

Fall 5

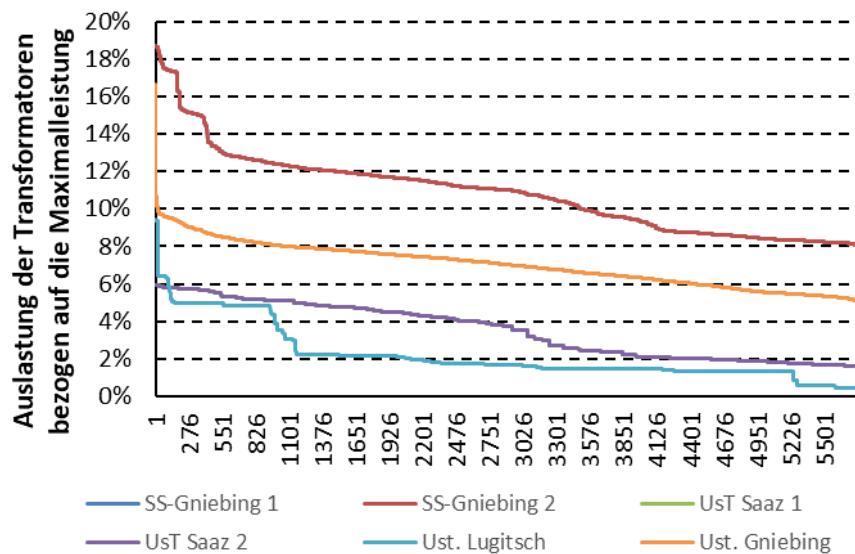


Abbildung 101: Auslastung der Transformatoren im Fall 5

Fall 6

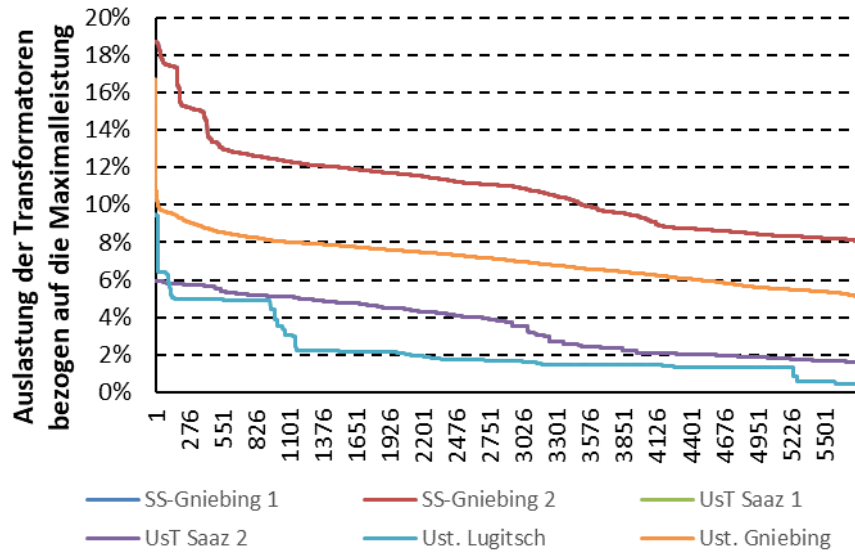


Abbildung 102: Auslastung der Transformatoren im Fall 6

Anhang IV: Detailergebnisse der Berechnungen hinsichtlich des Notstromaggregats

Hier wird die Auslastung des Notstromaggregates dargestellt. Ein Wert größer 0 bedeutet, dass das/die Aggregat(e) Energie in das Teilnetz liefern müssen, Werte unter 0 weisen darauf hin, dass im Teilnetz ein Energieüberschuss vorliegt. Die Belastung wird auf zwei Arten dargestellt, einerseits wird die Belastung mit absteigenden Werten, also unter Vernachlässigung der zeitlichen Information, andererseits unter Beibehaltung der zeitlichen Information.

Fall 1

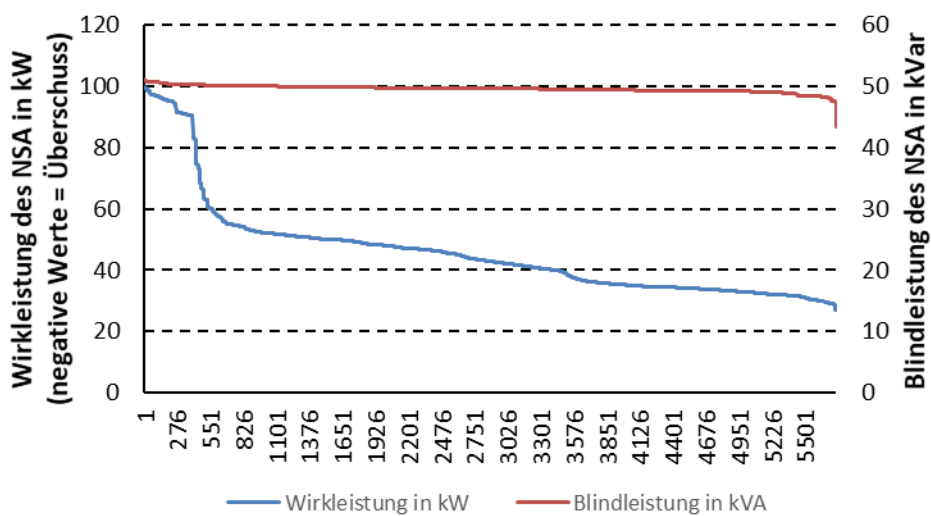


Abbildung 103: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 1

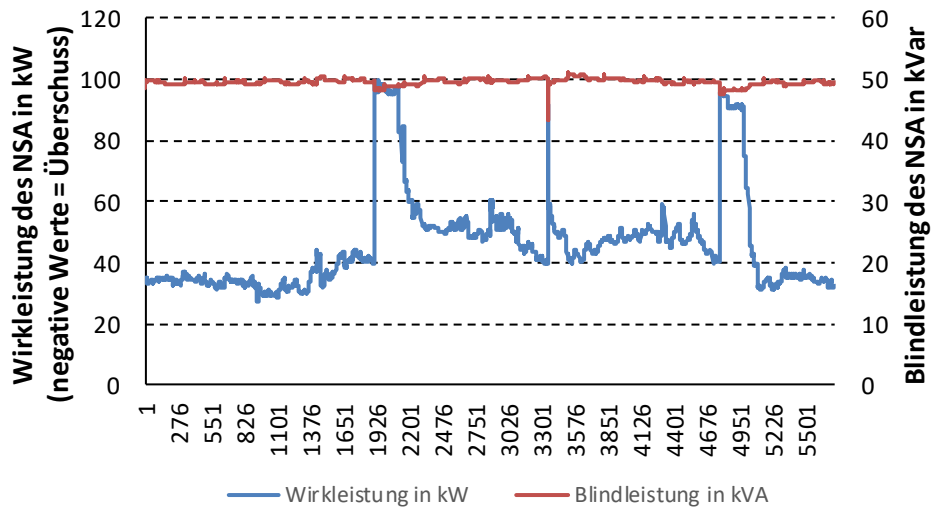


Abbildung 104: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 1

Fall 2

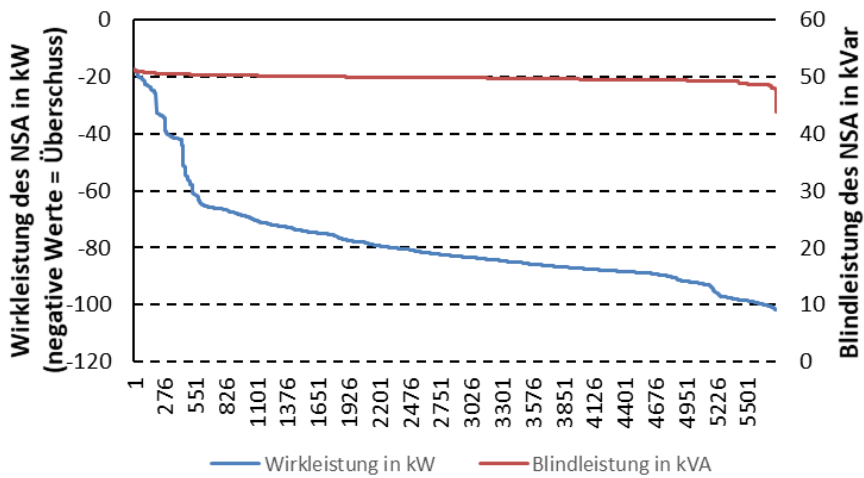


Abbildung 105: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 2

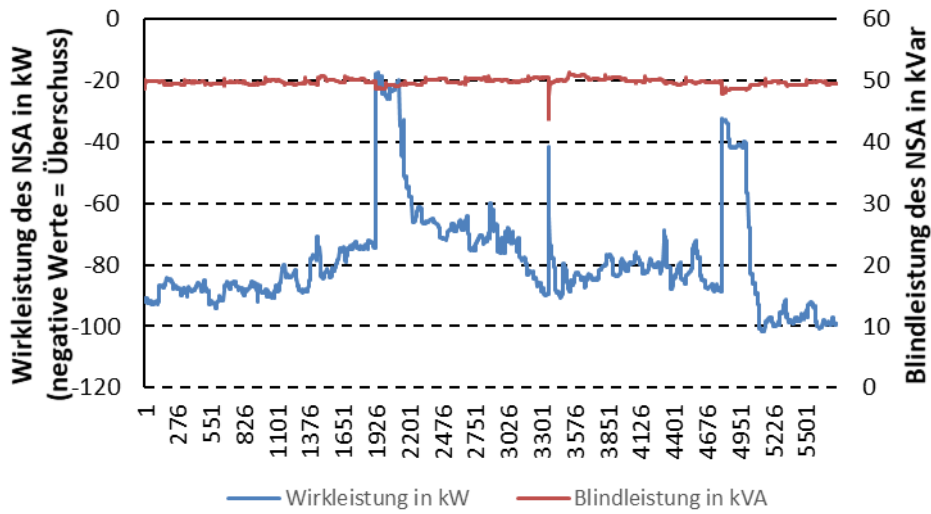


Abbildung 106: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 2

Fall 3

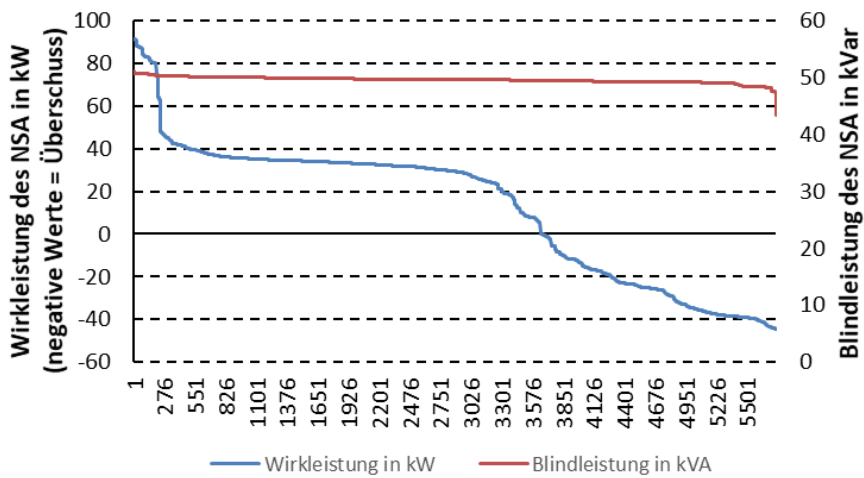


Abbildung 107: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 3

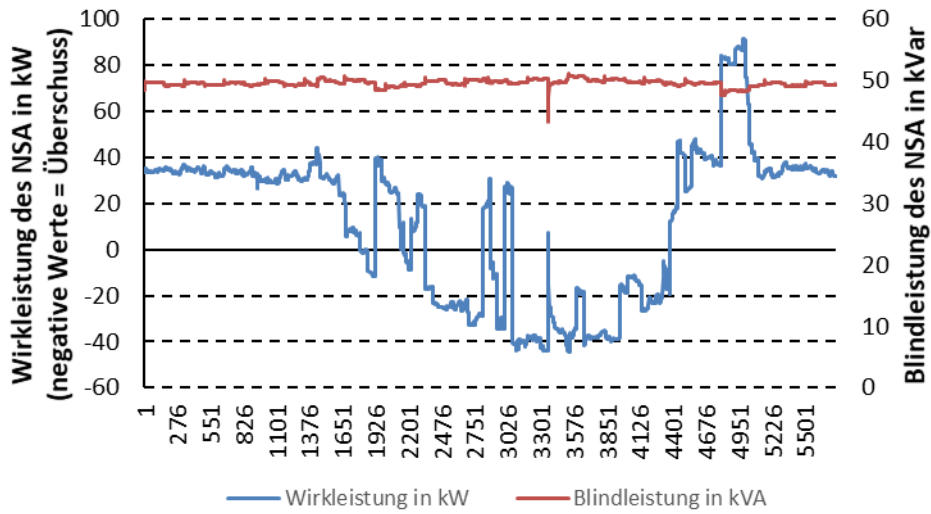


Abbildung 108: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 3

Fall 4

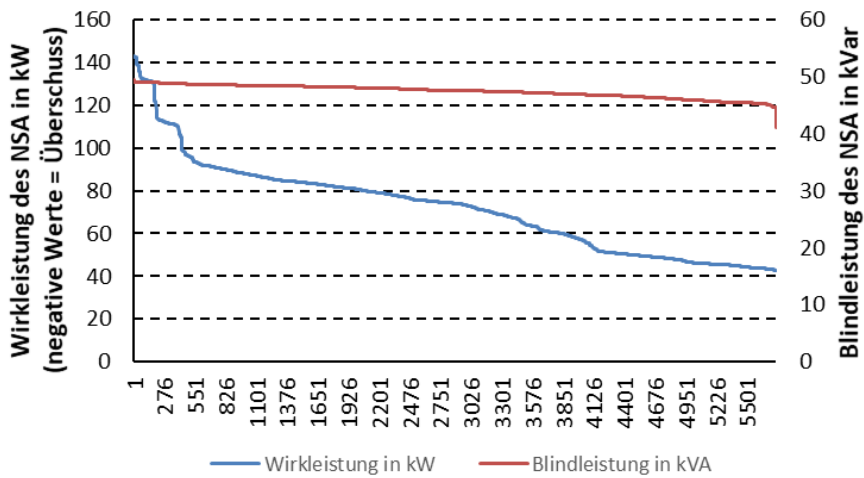


Abbildung 109: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 4

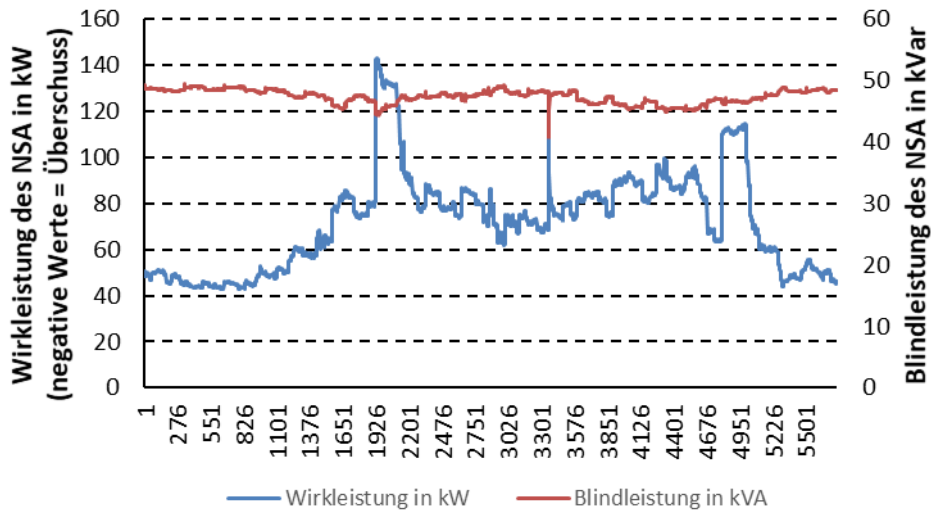


Abbildung 110: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 4

Fall 5

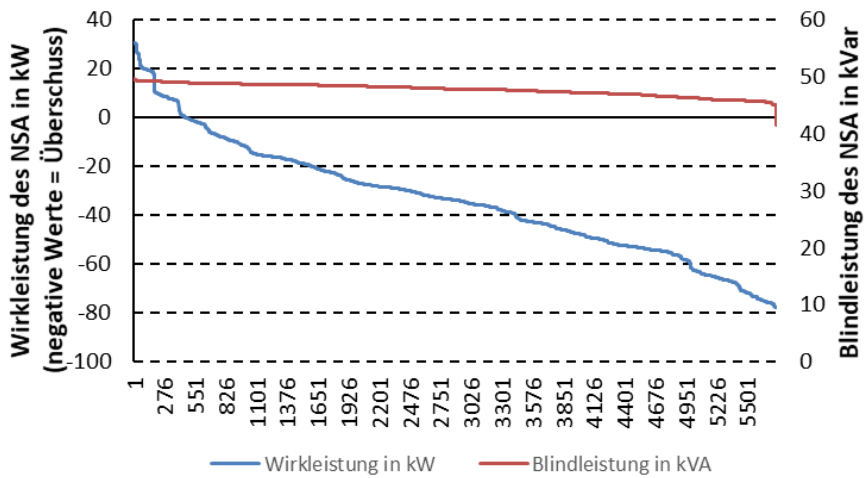


Abbildung 111: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 5

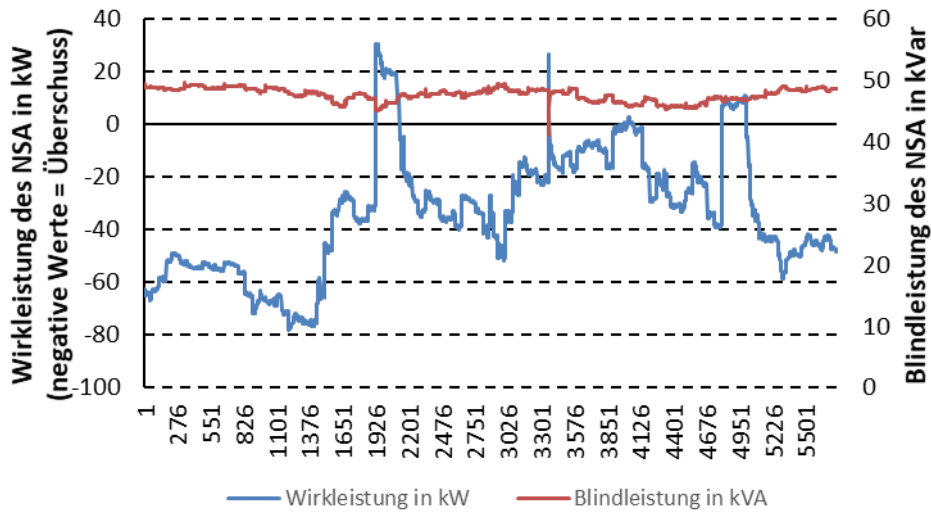


Abbildung 112: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 5

Fall 6

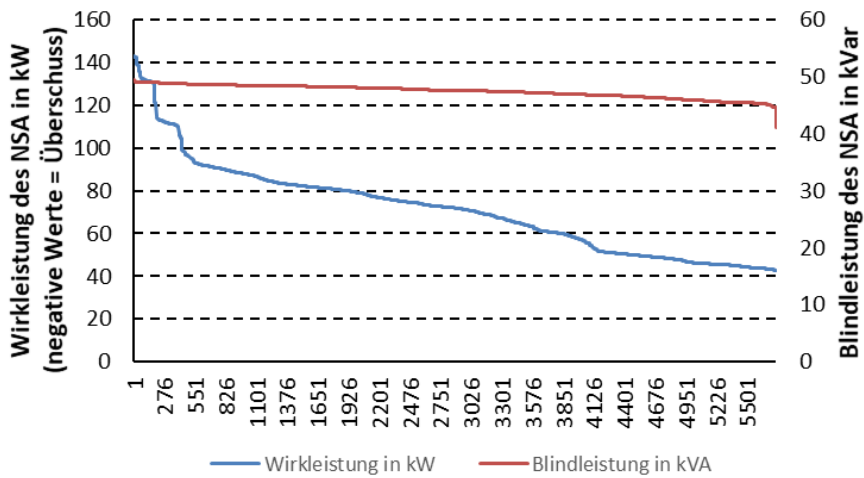


Abbildung 113: Tagesdauerlinie von Einspeisung und Bezug am Slackknoten für den Fall 6

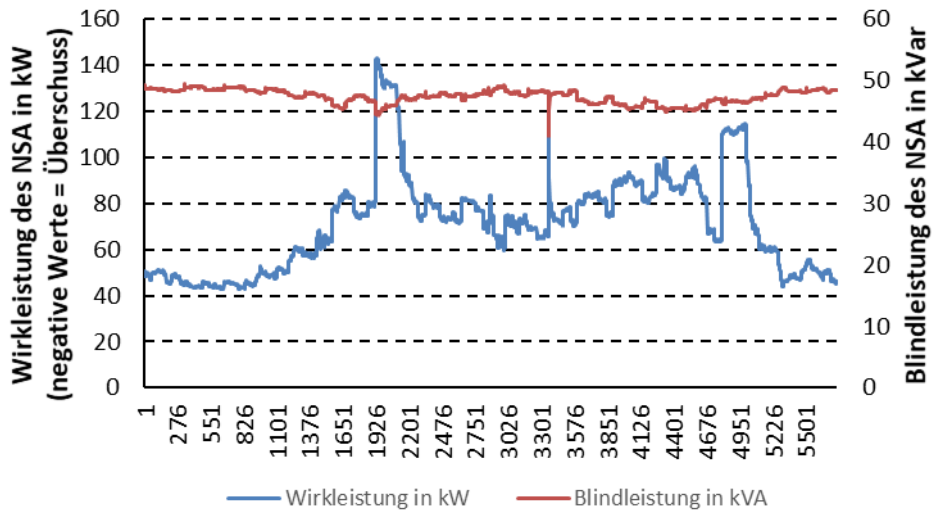


Abbildung 114: Verlauf der Einspeisung und des Bezugs am Slackknoten für den Fall 6