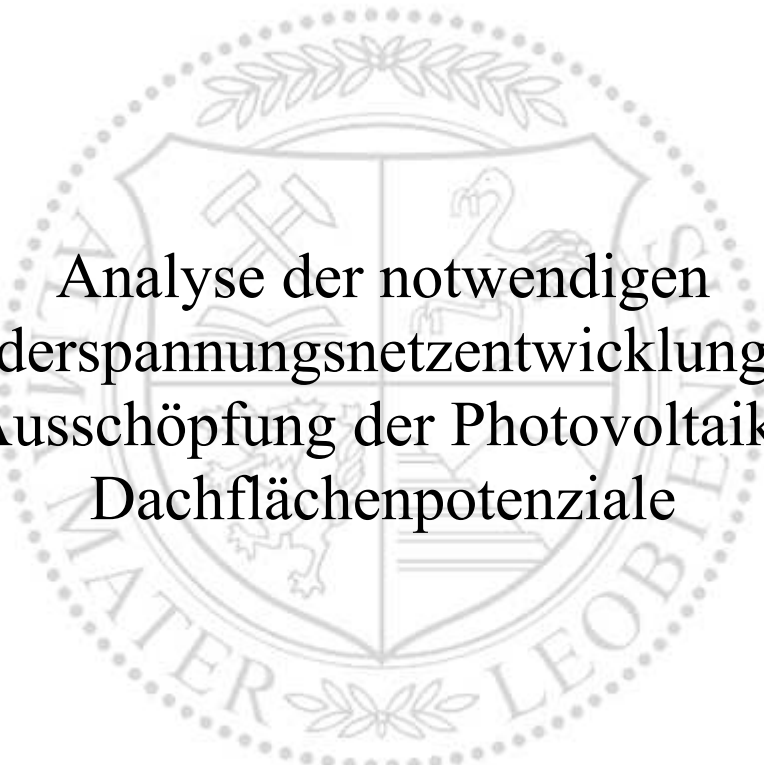




Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit



Analyse der notwendigen
Niederspannungsnetzentwicklung bei
Ausschöpfung der Photovoltaik-
Dachflächenpotenziale

Anna Murbacher, BSc

Mai 2024



EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, den Einsatz von generativen Methoden und Modellen der künstlichen Intelligenz vollständig und wahrheitsgetreu ausgewiesen habe, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich den Satzungsteil „Gute wissenschaftliche Praxis“ der Montanuniversität Leoben gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 13.05.2024

Anna Murbacher

Unterschrift Verfasser/in
Anna Murbacher

KURZFASSUNG

Der Anstieg an Erzeugern aus Erneuerbaren Energien stellt Netzbetreiber in Österreich vor die Herausforderung, die zusätzlichen Leistungen in die bestehende Infrastruktur zu integrieren. Dabei spielt die Photovoltaik eine wesentliche Rolle, aufgrund der aktuellen Vielzahl an möglichen Förderungen und der damit einhergehenden Option dem Anstieg von Strom- und Gaspreisen entgegenzuwirken. Die Integration von PV-Anlagen in das vorhandene Verteilernetz führt zu einem beträchtlichen Aufwand in der Beurteilung geeigneter Anschlusspunkte.

Die vorliegende Masterarbeit untersucht das Potenzial der Photovoltaik auf den Dächern im Land Salzburg, insbesondere im Versorgungsgebiet des Verteilernetzbetreibers Salzburg Netz GmbH. Basierend auf der Globalstrahlung je Dachfläche wird die potenzielle Leistung für die Einspeisung ins Niederspannungsnetz berechnet. Um die Versorgung für die Zukunft sicherzustellen, wird anhand des Potenzials der Handlungsbedarf in der Niederspannungsebene aufgezeigt. Die zentralen Forschungsfragen sind die Auswirkungen des Dachflächenpotenzials auf das Niederspannungsnetz und die notwendigen Veränderungen zur Einbindung der zukünftig anfallenden Einspeiseleistungen. Um diese zu beantworten, wird die derzeitige Auslastung durch die Analyse von Messdaten für das aktuelle Niederspannungsnetz im Programm MATLAB® bestimmt. Dies gibt Einblicke in den Ausgangszustand in der Niederspannung. Durch die Bestimmung des PV-Potenzials für Dachflächen mithilfe von Werten aus dem Solarkataster für Salzburg sowie untersuchten Literatur kann eine Vorhersage für künftige Einspeiselasten abgegeben werden. Die Wiederholung der Kapazitätsberechnung und die Feststellung von Engpässen ermöglicht es, durch die strategische Netzplanung und die Erstellung von beispielhaften Ortsnetzen das Potenzial für den Ausbau des Niederspannungsnetzes im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH zu ermitteln. Die Ortsnetze werden durch Lastflussberechnungen in NEPLAN® modelliert und der wirtschaftliche Aufwand verschiedener Ausbaustrategien bewertet.

Die Analyse des PV-Dachflächenpotenzials zeigt eine Verachtfachung der derzeitigen Leistung im Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH. Dies führt zu einer erhöhten Auslastung bei den Transformatoren, die den Energietransport zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz sicherstellen. Bei knapp einem Fünftel der Transformator-Stationen im Niederspannungsnetz muss mindestens ein zusätzlicher Transformator gebaut werden, um die Leistung übertragen zu können. Die Modellierung von Ortsnetzen, bei denen zumindest ein Tausch des Transformators notwendig ist, um die Leistung zu übertragen, zeigt die verschiedenen Möglichkeiten des Ausbaus und die Schwierigkeit der Standortsuche für zusätzliche Stationen. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung dieser Ortsnetze sticht besonders der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) positiv heraus. Ähnliches gilt für den kombinierten Einsatz von rONT und Längsregler, der sich ebenfalls in einem Ortsnetz als die wirtschaftlichste Lösung erweist. Währenddessen führt die Verlegung von Parallelkabeln bei einer derart großen Zunahme an Leistung zu einem hohen Kostenaufwand.

ABSTRACT

The increase in renewable energy producers presents grid operators in Austria with the challenge of integrating the additional capacity into the existing infrastructure. Photovoltaics (PV) play a key role here, due to the current large number of possible subsidies and the associated option of counteracting the rise in electricity and gas prices. The integration of PV systems into the existing distribution grid leads to considerable effort in the assessment of suitable connection points.

This master's thesis analyses the potential of photovoltaics on roofs in the province of Salzburg, especially the supply area of the distribution system operator Salzburg Netz GmbH. Based on the global radiation per roof surface, the potential output for feeding into the low-voltage grid is calculated. This considerable potential is taken to identify the needs for action at the low-voltage grid level to secure the supply for the future. The central research questions are the effects of the roof area potential on the low-voltage grid and the necessary changes to integrate the future feed-in power. To answer these questions, the current utilisation is determined by analysing measurement data for the current low-voltage grid in MATLAB®. This provides insights into the initial state of the low-voltage grid. By determining the PV potential for roof areas using values from the solar cadastre for Salzburg and researched literature, a prediction can be made for future feed-in loads. Repeating the capacity calculation and identifying bottlenecks makes it possible to determine the potential for expanding the low-voltage grid in Salzburg Netz GmbH's supply area through strategic grid planning and the creation of exemplary local grids. The local grids are modelled using load flow calculations in NEPLAN® and the economic costs of various expansion strategies are evaluated.

The analysis of the PV roof area potential shows an eightfold increase in the current output in the low-voltage grid of Salzburg Netz GmbH. This leads to increased utilisation of the transformers that ensure energy transport between the medium and low-voltage grid. At least one additional transformer must be built at almost one fifth of the transformer stations in the low-voltage grid to be able to transmit the power. The modelling of local grids where at least one transformer needs to be replaced to transfer the power shows the various expansion options and the difficulty of finding locations for additional stations. In the economic analysis of these local grids, the use of Voltage Regulated Distribution Transformers is particularly favourable. The same applies to the combined use of Voltage Regulated Distribution Transformers and series regulators, which also proves to be the most economical solution in a local network. In contrast, the laying of parallel cables leads to high costs with such a large increase in power.

VORWORT

Ich möchte mich bei meinen beiden Betreuern Herr Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger und Frau Dipl.-Ing. Dr. mont. Julia Vopava-Wrienz für die Unterstützung und Anleitung bei der Anfertigung dieser Masterarbeit herzlich bedanken. Ebenfalls möchte ich mich bei allen Studienkolleg:innen bedanken, die durch motivierende Worte und geteiltes Wissen zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Ein besonderer Dank gilt auch meinen Kolleg:innen bei der Salzburg Netz GmbH. Ohne euren Input, eure Aufmerksamkeit und Unterstützung wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen. Ein großes Dankeschön an Dipl.-Ing. Walter Schaffer, MBE, Dipl.-Ing. Dr. Christoph Groß und Ing. Sandra Renner für die hervorragende Betreuung und euer Interesse an der Thematik. Darüber hinaus möchte ich mich bei Thomas Nehbauer für die Unterstützung bei der Datenverarbeitung in QGIS und deine Bereitschaft zur Überarbeitung all meiner Ideen bedanken.

Zum Abschluss möchte ich meinen Eltern, Britta und Christian, meinen größten Dank aussprechen. Ihr habt mir dieses Studium ermöglicht und seid ohne jeglichen Druck, bedingungslos immer hinter mir gestanden. Ein großes Dankeschön auch an meine Oma und meinen Onki für die finanzielle Unterstützung. Danke liebe Dodo, dass du mir immer zugehört hast, wenn ich die Nerven verloren habe und mich mit tief sinnigen Gesprächen ablenken konntest. Und schließlich, danke Dionys, dass du mich motiviert und verstanden hast, dass du mir mit deinem Wissen zur Seite stehst und den gesamten Weg mit mir gemeinsam gegangen bist.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Theoretischer Hintergrund	2
2.1	Energieinfrastruktur in Österreich	2
2.2	Photovoltaik und das Dachflächenpotenzial	5
2.2.1	Photovoltaik.....	6
2.2.2	Solarpotenzial.....	6
2.2.3	Dachflächenpotenzial.....	7
2.2.4	Gleichzeitigkeitsfaktor	8
2.3	Das Stromnetz in Österreich	8
2.4	Der Netzbetrieb in Verteilernetzen	11
2.4.1	Betriebsmittel im Verteilernetz.....	11
2.4.2	Spannungsregelung im Verteilernetz	17
2.4.3	Blindleistungsregelung im Verteilernetz	18
2.4.4	Lastflussrechnung.....	19
2.5	Netzausbaustrategien der EU, Österreichs und des Landes Salzburg	20
2.5.1	Netzausbaustrategien in der Europäische Union	20
2.5.2	Netzausbaustrategien in Österreich	21
2.5.3	Netzoptimierungsstrategien im Niederspannungsnetz	22
3	Methodik	24
3.1	Systembeschreibung des Industriepartners Salzburg Netz GmbH.....	24
3.2	Bewertung des behandelten Niederspannungsnetzes anhand der Transformator-Auslastung	26
3.3	Photovoltaik-Dachflächenpotenzial im Land Salzburg.....	27
3.3.1	PV-Dachflächenpotenzial aus Solarkataster.....	27
3.3.2	Technisch-wirtschaftliche Bewertung des PV-Dachflächenpotenzial.....	28
3.4	Ausbau im Niederspannungsnetz	30
3.4.1	Ansätze zur stufenweisen Integration des PV-Dachflächenpotenzial	30
3.4.2	Ausbaustrategien anhand ausgewählter beispielhafter Ortsnetze	31
4	Ergebnisse	33
4.1	Derzeitigen Auslastung auf Basis der Einspeise-Anlagen	33
4.2	Prognostizierte Auslastung durch den Einfluss des ermittelten Dachflächenpotenzials	36
4.3	Beispielhafte Netzausbauplanung.....	42
4.3.1	Ortsnetz TST-11927	42

4.3.2	Ortsnetz TST-0330	46
4.3.3	Ortsnetz TST-1616	50
4.3.4	Zusammenfassung der Ergebnisse für die beispielhaften Ortsnetze	53
5	Schlussfolgerung und Ausblick.....	54
6	Literaturverzeichnis	56
7	Anhang.....	60

NOMENKLATUR

Abkürzungen

AO	Anschlussobjekt
APG	Austrian Power Grid
DSO	Distribution System Operator (Verteilernetzbetreiber)
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EU-VNBO	Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber
GIL	Gasisolierte Leitungen
GIS	Geografisches Informationssystem
LWL	Lichtwellenleiter
NE	Netzebene
ÖNIP	Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan
OZ	Ortsnetz
PCI	Projects of Common Interest
PVC	Polyvinylchlorid
rONT	regelbarer OrtsnetzTransformator
SAGIS	Salzburger Geografisches Informationssystem
STC	Standard Test Conditions (Standardlaborbedingungen)
TOR	Technisch Organisatorische Richtlinien
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
TST	Transformatorstation
TYNDP	Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E
UW	Umspannwerk
VPE	Vernetzter Polyethylen

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1: Bruttostromerzeugung in Österreich (2005-2021) [1]	2
Abbildung 2-2: Überblick Primärenergieerzeugung im Land Salzburg (2005-2021) [1]	3
Abbildung 2-3: Jährlicher Zuwachs der Anzahl an Einspeiseanlagen (2011-2023) [Salzburg Netz GmbH]	4
Abbildung 2-4: Jährlich erzeugte Leistung der Einspeiseanlagen [MW] (2011-2023) [Salzburg Netz GmbH]	4
Abbildung 2-5: Jährlich eingespeiste Energiemenge der Einspeiseanlagen [GWh] (2011-2023 [Salzburg Netz GmbH].....	5
Abbildung 2-6: Erträge aus Solareinstrahlung in Abhängigkeit zur Dachausrichtung [14]	7
Abbildung 2-7: Darstellung eines beispielhaften Stromnetzes mit Netzebenen [18].....	9
Abbildung 2-8: Netztopologien zur Energieübertragung nach Spannungsebenen [21].....	10
Abbildung 2-9: Darstellung eines Strahlennetz [21]	11
Abbildung 2-10: Ersatzschaltbild eines Leitungsabschnitts der Länge Δx [21]	13
Abbildung 2-11: π - und T-Ersatzschaltbild für kurze Leitungen [26]	15
Abbildung 2-12: Ersatzschaltbild eines belasteten Transformators [27]	16
Abbildung 2-13: Beispielhafte Verteilung der Spannungsbandes innerhalb eines Verteilernetzes [29] ...	17
Abbildung 2-14: Spannungsbandgrenzen in Prozent (bezogen auf Niederspannung) [33]	18
Abbildung 2-15: Spannungsdiagramme für a) Längs-, b) Quer- und c) Schrägriegler [47]	23
Abbildung 3-1: Aufteilung des Leitungsnetzes der Salzburg Netz GmbH nach Netzebene und Leitungstyp [18]	25
Abbildung 4-1: Darstellung der derzeitigen Transformator-Auslastung bezogen auf die AO je TST gesamt und über 120 %	33
Abbildung 4-2: Darstellung der Ist-Auslastung je Transformator-Station für das gesamte Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH	34
Abbildung 4-3: Darstellung der TST-Auslastungen für das übergeordnete UW Flachgau	34
Abbildung 4-4: Darstellung der TST-Auslastung für das übergeordnete UW Mitte.....	35
Abbildung 4-5: Summe der Dachflächenpotenziale [MW] je TST.....	36
Abbildung 4-6: Mittelwerte der TST-Auslastungen.....	37
Abbildung 4-7: Summe der TST-Auslastung	37
Abbildung 4-8: Darstellung der Transformator-Auslastung bei Voll-Ausbau bezogen auf die AO je TST gesamt und über 120 %	38
Abbildung 4-9: Darstellung der Voll-Auslastung für die Transformator-Stationen im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH	39
Abbildung 4-10: Darstellung der TST-Auslastungen für das übergeordnete UW Flachgau	39
Abbildung 4-11: beispielhaftes Ortsnetz mit fehlerhafter Berechnung der Dachfläche	40
Abbildung 4-12: Darstellung der TST-Auslastung für das übergeordnete UW Mitte.....	41
Abbildung 4-13: Darstellung der TST-Auslastung für das übergeordnete UW Lungau.....	42
Abbildung 4-14: Ortsnetz der TST-11927.....	43
Abbildung 4-15: Schaltbild der OZ für TST-11927 in NEPLAN®.....	43
Abbildung 4-16: Spannungsverlauf für Voll-Ausbau in TST-11927	44
Abbildung 4-17: Ortsnetz der TST-0330	46

Abbildung 4-18: Schaltbild der OZ für TST-0330 in NEPLAN®	47
Abbildung 4-19: Spannungsverlauf für Voll-Ausbau in TST-0330	48
Abbildung 4-20: Ortsnetz der TST-1616	50
Abbildung 4-21: Schaltbild der OZT für TST-1616	50
Abbildung 4-22: Spannungsverlauf für Voll-Ausbau in TST-1616	51
Abbildung 7-1: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 2	60
Abbildung 7-2: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 3	60
Abbildung 7-3: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 4	61
Abbildung 7-4: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 5	61
Abbildung 7-5: TST-0330 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 2	62
Abbildung 7-6: TST-0330 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 3	62
Abbildung 7-7: TST-0330 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 4	63
Abbildung 7-8: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 2	63
Abbildung 7-9: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 3	64
Abbildung 7-10: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 4	64
Abbildung 7-11: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 5	65

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Formeln für Leitungsbeläge.....	12
Tabelle 2-2: Grundgleichungen für elektrische Netze in differentieller Form	13
Tabelle 3-1: Durchschnittliche nutzbare Sonnenstunden für das Land Salzburg	29
Tabelle 3-2: Berechnungsfaktoren für das PV-Dachflächenpotenzial	29
Tabelle 3-3: Transformator-Bauarten mit maximal aufrüstbaren Nennleistungen	30
Tabelle 4-1: Wirtschaftliche Auswirkungen der bewerteten Szenarien für TST-11927	45
Tabelle 4-2: Wirtschaftliche Auswirkungen der bewerteten Szenarien für TST-0330	49
Tabelle 4-3: Wirtschaftliche Auswirkungen der bewerteten Szenarien für TST-1616	52
Tabelle 4-4: Auswahl der angewendeten Maßnahmen je beispielhaftem Ortsnetz	53

1 EINLEITUNG

Die Integration von Erneuerbaren Energien fordert die Netzbetreiber in Österreich mit ihrer derzeitigen Netzinfrastruktur. Besonders der Bau von Photovoltaik-Anlagen hat aufgrund der aktuellen Vielzahl an möglichen Förderungen und dem Anstieg von Strom- und Gaspreisen einen Aufschwung erlebt. Dies führt bei den Netzbetreibern zu einem beträchtlichen Aufwand in der Bewertung der geeigneten Anschlusspunkte im heutigen Verteilernetz. Durch die teilweise Automatisierung der Anschlussbewertung kann dieser reduziert werden, eine vorausschauende, netzökonomische Planung ist jedoch notwendig, um die derzeitige Netzinfrastruktur auf die Herausforderungen der Zukunft vorzubereiten und die Versorgung weiterhin sicherzustellen.

Durch diese Masterarbeit soll anhand der derzeitigen Auslastung des Niederspannungsnetzes der Salzburg Netz GmbH und einem ermittelten PV-Dachflächenpotenzial, eine Möglichkeit dargestellt werden das Netz auf die in Zukunft weiterhin ansteigende Einspeisesituation vorzubereiten. Anhand der Auslastung von Transformator-Stationen wird das bestehende Niederspannungsnetz beurteilt und auf seine Zukunftsfähigkeit geprüft. Das PV-Dachflächenpotenzial wird auf Basis der Daten des Solarkatasters vom Land Salzburg für alle Anschlussobjekte im Versorgungsgebiet mittels dafür angefertigten MATLAB®-Skript ermittelt. Daraus wird im Anschluss erneut die Transformator Auslastung für den Vollausbau der Dachflächen bestimmt. Der Ausbaubedarf im Niederspannungsnetz vom Anschlussobjekt bis hin zur Transformator-Station wird anhand von beispielhaften Ortsnetzen im betrachteten Versorgungsgebiet für das errechnete PV-Potenzial ermittelt. Für die Beispielhafte Ortsnetze werden unterschiedlicher Ausbaustrategien untersucht. Die erforderlichen Daten werden von der Salzburg Netz GmbH zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich um standortbezogene Informationen, wie die Größe und Neigung der Dachflächen, sowie die technischen Anschlüsse durch Leitungen und Transformatoren der Anschlussobjekte. Im Vordergrund stehen die Bewertung der derzeitigen Auslastung von Betriebsmitteln, sowie jene die durch die Ausschöpfung des PV-Dachflächenpotenzials hervorgerufen wird. Anhand dieser Auslastungen können Aussagen über die notwendigen Betriebsmittel und Netzinfrastrukturveränderungen getroffen werden. Die Ergebnisse basieren auf Annahmen bezogen auf die wirtschaftlichen Auswirkungen, die durch die verschiedenen Ausbaustrategien entstehen.

Auch die Integration von E-Mobilität stellt in Zukunft eine Herausforderung dar, die in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt wird. Ebenso werden auch Speicherlösungen nicht in die Bewertung der Ausbauszenarien miteinbezogen. Aufgrund dessen, dass der Solarkataster speziell für Dachflächen abrufbar ist, wird auch die Verwendung von Freiflächen und allen weiteren Gebäudeflächen von Kund:innen in Mittel- und Hochspannung nicht in die Potenzialermittlung eingebunden.

2 THEORETISCHER HINTERGRUND

In diesem Kapitel erfolgt ein Einblick in die Grundlagen der Energieinfrastruktur und des Stromnetzes, sowie dessen Versorgung. Im Zuge dessen werden Energieerzeugung und -verbrauch in Österreich und weiters auch die Grundlagen zur Gewinnung von Energie aus Photovoltaik erläutert. Dem folgen der Aufbau und die Gliederung des Stromnetzes, sowie der Netzbetrieb in Verteilungsnetzen und für die Zukunft interessante Ausbaustrategien. Dieser theoretische Hintergrund dient als Basis für die nachfolgenden Auswertungen der Potenzialabschätzung.

2.1 Energieinfrastruktur in Österreich

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) beschreibt das Ziel den österreichischen Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen decken zu können. Dafür wird eine Erweiterung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um insgesamt 27 TWh angestrebt, dies entspricht einer Steigerung der derzeitigen Erzeugung um rund 50 %. Bis 2030 sollen jährlich zusätzlich 11 TWh aus Photovoltaik, 10 TWh aus Windkraft, 5 TWh aus Wasserkraft und 1 TWh aus Biomasse erzeugt werden. Wie in Abbildung 2-1 ersichtlich, stammt der in Österreich erzeugte Strom zu einem Großteil aus Wasserkraft, also Lauf- und Speicherkraftwerken. In den letzten 10 Jahren stieg jedoch auch die Erzeugung aus Photovoltaik, Wind sowie biogenen Energieträgern. Im Jahr 2022 beträgt die Photovoltaik-Erzeugung in Österreich 4,2 % der Gesamt-Erzeugung. Die Gesamterzeugung im Jahr 2021 von 67 TWh bzw. 241,1 PJ, wie in Abbildung 2-1 dargestellt, reicht jedoch nicht aus, um den Verbrauch im Land das ganze Jahr über zu decken. Dies ist ein Grund, warum Österreich trotz steigender Produktion durch Erneuerbare Energien von Stromimporten abhängig ist. Schlechte Erzeugungsbedingungen bei der Wasserkraft können, aufgrund ihres großen Einflusses auf die Erzeugung, die Notwendigkeit zusätzlicher Importe fördern. Bei einem energetischen Endverbrauch von 1.123,5 PJ fallen im Jahr 2021 rund 232 PJ auf elektrische Energie. [1–3]

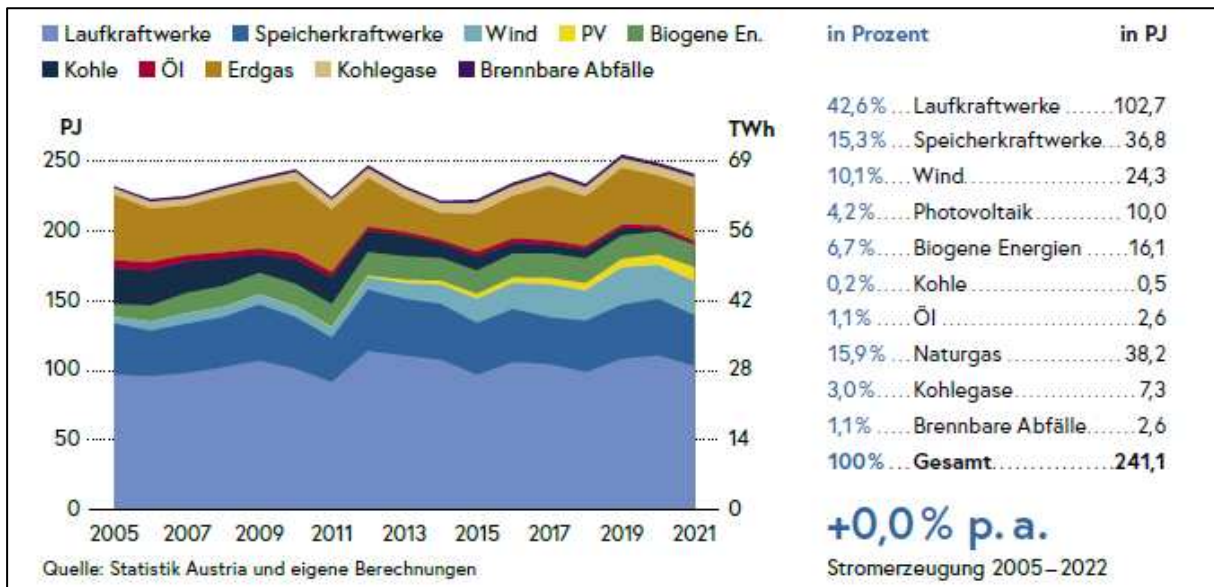


Abbildung 2-1: Bruttostromerzeugung in Österreich (2005-2021) [1]

Um den angestrebten Ausbau zu erreichen haben sich die Bundesländer eigene Ziele gesetzt. Das Land Salzburg hat sich in seinem „Masterplan Klima und Energie 2030“ als Gesamtziel bis 2030 vorgenommen, 50 % der Treibhausgasemissionen bezogen auf das Jahr 2005 einzusparen, sowie den Anteil

erneuerbarer Energieträger auf 65 % zu heben. Weiters wird ein Ausbau von 0,5 TWh bei Photovoltaik, 0,25 TWh bei Windkraft, 0,22 TWh bei Wasserkraft und 0,08 TWh bei KWK angestrebt. [4]

Erneuerbaren-Ausbau im Land Salzburg

Das Land Salzburg bezieht seine Primärenergie im Jahr 2021 größtenteils aus biogener Energie (49,2 %) und Wasserkraft (38,5 %), wie in Abbildung 2-2 dargestellt. Während die Photovoltaik zumindest einen kleinen Beitrag zur Versorgung von Gesamtösterreich einnimmt, hat der Ausbau von Windkraft noch keinen Anklang gefunden. [1]

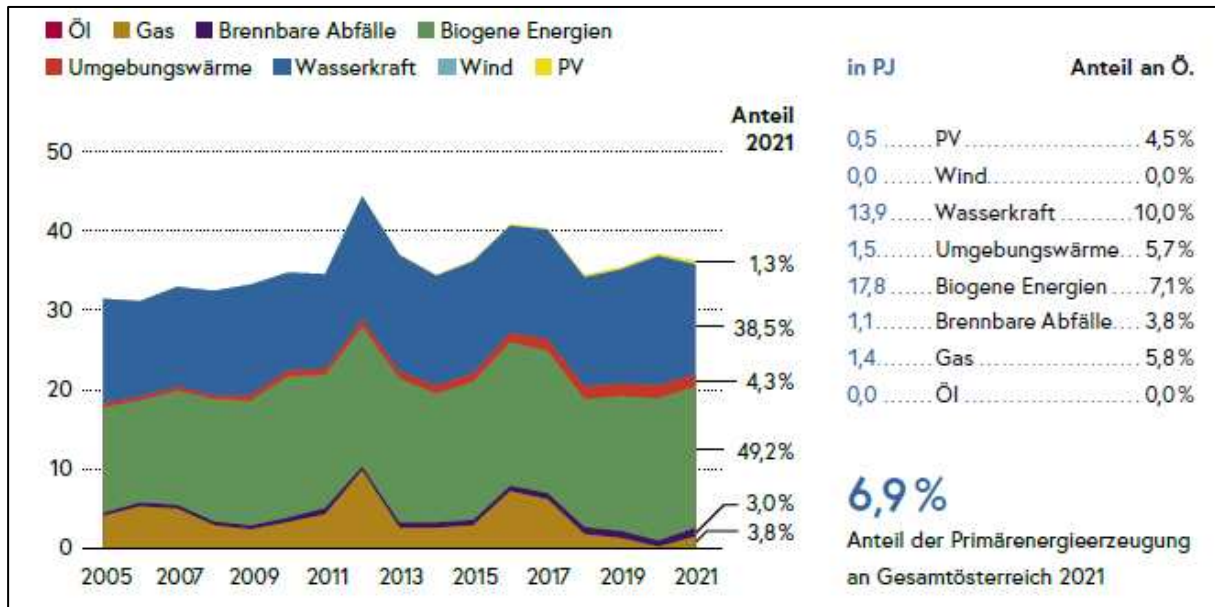


Abbildung 2-2: Überblick Primärenergieerzeugung im Land Salzburg (2005-2021) [1]

Basierend auf den Daten der Salzburg Netz GmbH erkennt man auch bei der Entwicklung der Anschlussbeurteilungen, dass es einen Trend zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gibt. Abbildung 2-3 verdeutlicht den Anstieg der Anzahl an realisierten Anlagen pro Jahr. Besonders die Photovoltaik erzielt im Jahr 2018 erstmalig die Realisierung von mehr als 1.000 neuen Photovoltaik-Anlagen innerhalb eines Jahres. Im Jahr 2023 steigt diese Zahl auf das 7-fache an mit einer Realisierung von 7.202 neuen PV-Anlagen. Selbst bei der Wasserkraft werden in den letzten 10 Jahren rund 50 neue Anlagen errichtet und erfasst. Des Weiteren ist ein zaghafter Anstieg an Hybridanlagen erkennbar. Diese definiert die Salzburg Netz GmbH als Erzeugungsanlagen, die durch mehr als eine Energiequelle betrieben werden. Der Bau von Windkraftanlagen hat im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH einen geringen Stellenwert. Ebenso bleiben die diversen Formen von Gaskraftwerken in ihrem Ausbau nahezu konstant.

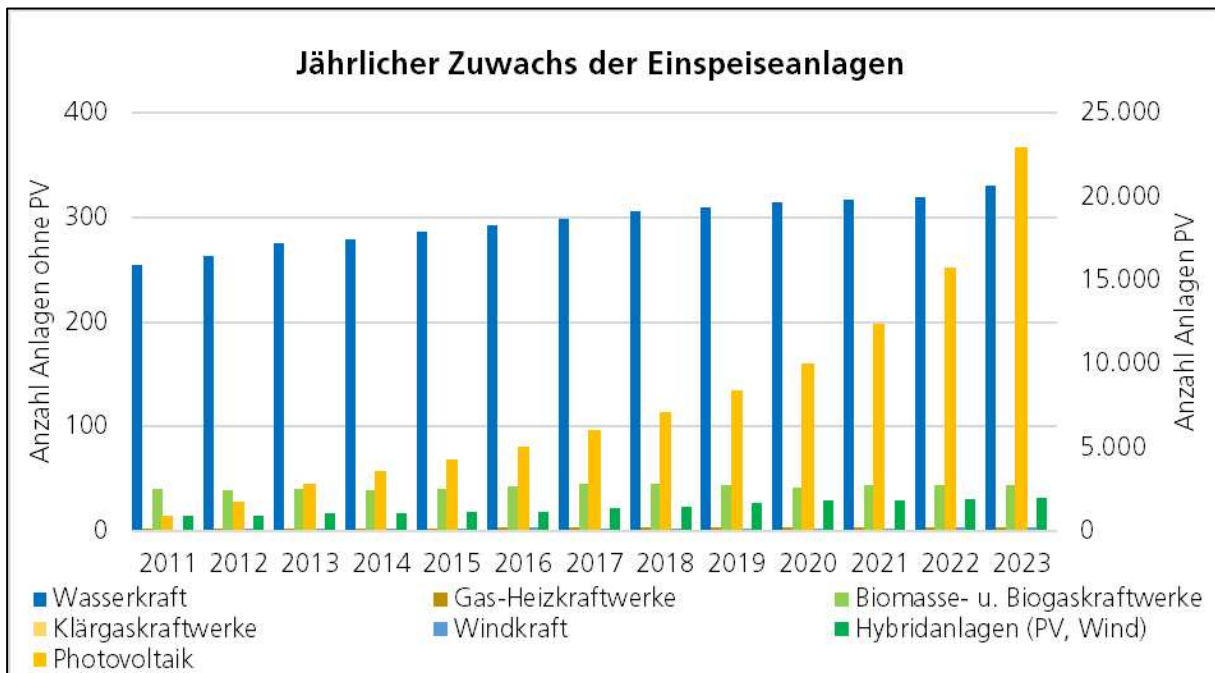


Abbildung 2-3: Jährlicher Zuwachs der Anzahl an Einspeiseanlagen (2011-2023) [Salzburg Netz GmbH]

Der stärkste Leistungszuwachs entfällt mit 252 MW auf die Photovoltaik, mit einem Anstieg von 82 MW im Jahr 2018 auf 339 MW im Jahr 2023, wie in Abbildung 2-4 dargestellt. Insbesondere in den letzten beiden Jahren wurde die Leistung durch PV-Anlagen verdoppelt. Dies ist auf Bemühungen bei der Bearbeitung von Anträgen und der kontinuierlichen Erweiterung des Verteilernetzes zurückzuführen. Obwohl die Anzahl der Windkraftanlagen noch begrenzt ist, zeigen ihre Einspeiseleistungen bereits eine erste Auswirkung auf die Gesamtleistung im Netz. Der Anstieg von Leistung aus Wasserkraft stieg im Jahr 2023 um 2 MW im Vergleich zu 2022, da die vorrangig gebauten Kleinkraftwerke eine geringe Leistung ans Netz liefern. Ähnliches gilt auch für Gaskraftwerke, die häufig von Industriebetrieben zur partiellen Deckung des Eigenverbrauchs gebaut werden.

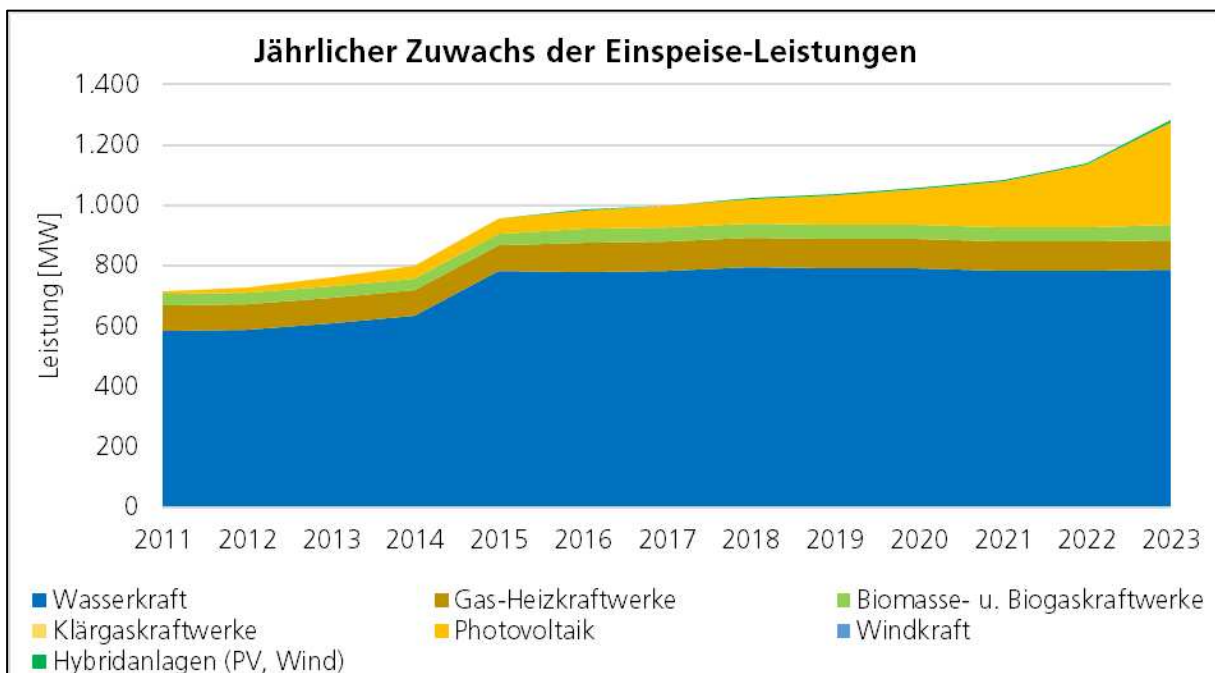


Abbildung 2-4: Jährlich erzeugte Leistung der Einspeiseanlagen [MW] (2011-2023) [Salzburg Netz GmbH]

Im Vergleich zur Leistung zeigt die Darstellung der produzierten Energiemenge aus Wasserkraft, dass diese Schwankungen unterliegen. In den Jahren 2015 und 2018 kann man in Abbildung 2-5 einen Anstieg erkennen, bedingt durch eine größere Erzeugungskapazität. Im Jahr 2020 sinkt die Energieeinspeisung, was auf verringerte Nachfrage aufgrund der Pandemie zurückzuführen ist. Des Weiteren zeigt sich der geringe Einfluss des Ausbaus an Photovoltaik-Anlagen auf die Energie, die ins Netz eingespeist wird. Dies ist erklärbar durch den hohen Eigenverbrauch der Endverbraucher. Ein Großteil der Energie aus Photovoltaik-Anlagen dient dem Eigengebrauch und führt zu einem geringeren Anstieg der Einspeisemenge im Vergleich zur Leistung.

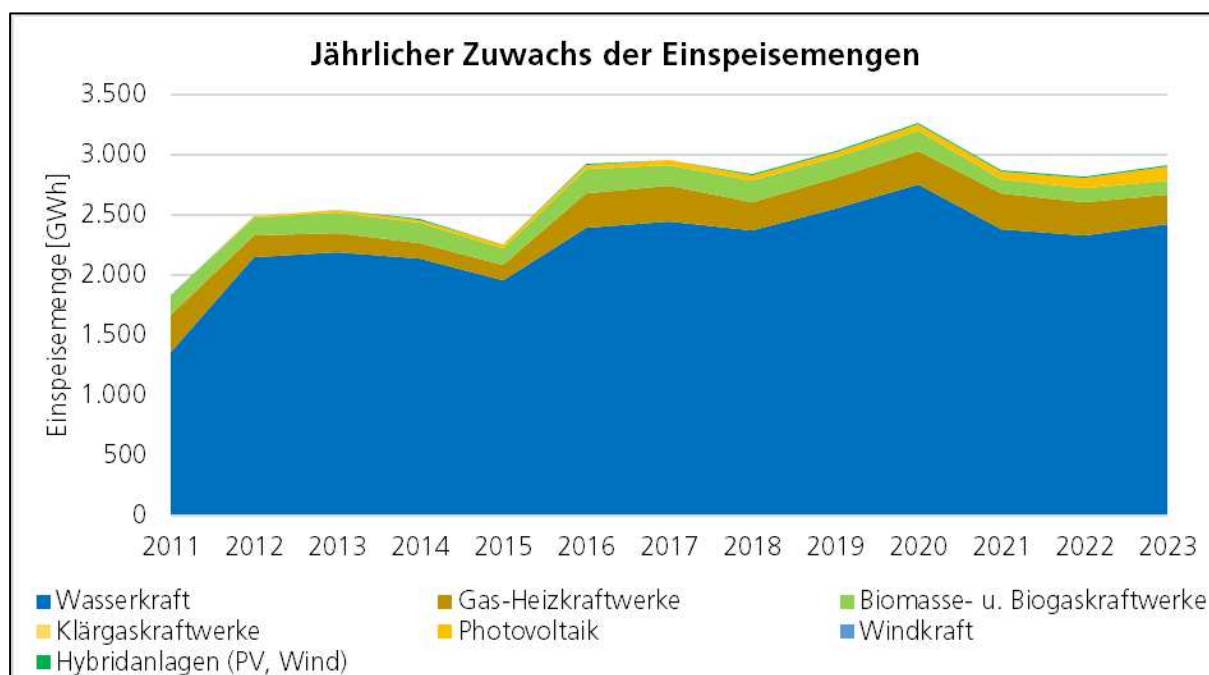


Abbildung 2-5: Jährlich eingespeiste Energiemenge der Einspeiseanlagen [GWh] (2011-2023 [Salzburg Netz GmbH])

Der hohe Anteil des Eigenverbrauchs lässt Rückschlüsse auf die Anlagenarten zu. Diese dienen zum Großteil der privaten Nutzung auf Dach- oder Freiflächen. Dabei gibt es die Unterscheidung zwischen Voll- und Überschusseinspeisern. Erstere ziehen keinen Eigennutzen aus der Leistung, außer dem Verkauf der Energie. Letztere geben nur den überschüssigen Anteil, die nicht verbrauchte Energie an das Netz ab und machen knapp 96 % aller PV-Anlagen im betrachteten Gebiet aus. Im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH gibt es eine Großanlage, die eine Leistung größer 2,5 MW erzeugt. Im Jahr 2023 wurde eine Gesamtleistung von 340 MW aus Photovoltaik in das Netz eingespeist, rund 88 % davon stammen aus Überschusseinspeisern. Die Erzeugung findet in knapp 23.000 Anlagen im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH statt.

2.2 Photovoltaik und das Dachflächenpotenzial

Das folgende Kapitel handelt von der Entstehung und dem Stand der Technik in der Photovoltaik-Technologie. Weiters folgt die Beschreibung des Solarpotenzials, welches als Basis für das Dachflächenpotenzial dient. Der nachfolgend beschriebene Gleichzeitigkeitsfaktor spielt ebenfalls eine Rolle bei der Bewertung des Potenzials, das durch die Ausschöpfung der Dachflächen entsteht.

2.2.1 Photovoltaik

Die Photovoltaik beschreibt den Prozess der direkten Stromerzeugung aus der Globalstrahlung der Sonne. Bereits im 19. Jahrhundert wurden erste Versuche zur Nutzung des photovoltaischen Effekts durchgeführt, die ersten Photovoltaik-Module entstanden jedoch erst 100 Jahre später. Mit Beginn der 2000er-Jahre kommt es aufgrund von Förderungen zu einer Aufschwung in der Entwicklung und Beschaffung von Photovoltaik-Anlagen für Privatpersonen und Industriebetriebe. Das Verfahren basiert auf der Umwandlung der diffusen Strahlungsenergie der Sonne von Silizium-Zellen in elektrische Energie. Die Silizium-Zellen können als mono- oder polykristalline Zellen hergestellt werden. Monokristalline Solarzellen werden aus einem einzigen Siliziumkristall gefertigt und haben deshalb eine einheitliche Oberfläche. Sie besitzen höhere Wirkungsgrade und sind dadurch auch teurer in der Produktion als polykristalline Zellen. Polykristalline Zellen werden, wie es der Name schon andeutet, aus mehreren Kristallen hergestellt. Weitere Arten von Zellmaterialien sind Dünnschicht- oder organische Zellen. Für Dünnschicht-Zellen werden Materialien, wie amorphes sowie mikrokristallines Silizium, Gallium-Arsenid, Cadmiumtellurid, oder Kupfer-Indium-Schwefel-Selen-Verbindungen eingesetzt. Die organischen Zellen bestehen hingegen aus Kohlenwasserstoffverbindungen. [5, 6]

2.2.2 Solarpotenzial

Das Solarpotenzial entspricht jener Globalstrahlung, die über ein Jahr hinweg auf einer Fläche einfällt. Für das Land Salzburg wurden diese Daten im Jahr 2023 durch Flugaufnahmen mittels Laserscan ermittelt und in hochauflösender Qualität allgemein zugänglich gemacht. Im verwendeten Strahlungsmodell „Strahlgrid“ der GeoSphere Austria werden die Direkt- und Diffusstrahlungen auf geneigten Dachflächen berücksichtigt. Der sogenannte Solarkataster des Landes Salzburg gibt die durchschnittliche Solareinstrahlung in kWh/m² für ein Jahr an. Das Solarpotenzial wird anhand der folgenden fünf Parameter ausgelegt: [7–9]

1. Direktstrahlung auf die reale (geneigte) Fläche
2. Direktstrahlung auf die horizontale Fläche
3. Diffusstrahlung, die die gestreute Strahlung von sichtbaren Wolken, blauem Himmel und Gelände enthält
4. Globalstrahlung auf die reale Fläche, die sich aus Direkt- und Diffusstrahlung zusammensetzt
5. Globalstrahlung auf die horizontale Fläche, die sich aus Direkt- und Diffusstrahlung zusammensetzt

Die Verschattung durch Gebäude und Bäume, sowie der Einfluss von Neigung und Exposition werden in der Berechnung berücksichtigt. Effekte, die zur Trübung der Atmosphäre führen, sind in der Auswertung beinhaltet. Dazu zählen das Vorhandensein von Wasserdampf und Aerosole, sowie Gelände- und Mehrfachreflexionen. Jene Reflexionen treten auf, wenn Sonnenstrahlen von Oberflächen wie beispielsweise von Gebäuden, Wasser oder anderen Objekten reflektiert werden. Diese zusätzlichen Strahlungsquellen können das Gesamtpotenzial der Solarenergieerzeugung beeinflussen und werden daher in der Bewertung berücksichtigt. Durch die Befliegung des gesamten Landes wurden mittels Laser-Scans detailgenaue Geländedaten erstellt. Diese bilden die realen Landschaftsbegebenheiten auf eine Genauigkeit von 0,5 bis 1 m nach. Die Anwendung der beiden Methoden führt zu einer qualitativ hochwertigen Abschätzung der Dachneigung, sowie die Verschattung von Gebäuden. Aus diesem Grund kann die im Solarkataster ermittelte Strahlungsleistung zur Bewertung der Solarpotenziale und den damit einhergehenden Dachflächenpotenzialen für die Photovoltaik im Land Salzburg herangezogen werden. [9–12]

2.2.3 Dachflächenpotenzial

Die Nutzung von Dachflächen für Photovoltaik-Anlagen ist nicht nur eine umweltfreundliche Energiequelle, sondern maximiert auch die Effizienz der städtischen Infrastruktur und fördert eine nachhaltige Raumnutzung. Der Einfluss des individuellen Strombedarfs hat dabei eine große Auswirkung auf die effiziente Nutzung der verfügbaren Dachflächen. Durch die Installation von Photovoltaik-Modulen auf Dächern können Gebäudebesitzer:innen ihre eigene Energiequelle schaffen und ihren Strombedarf reduzieren oder sogar vollständig decken. Um die Energie der Sonne durch Photovoltaik-Paneele auf den Dächern nutzen zu können werden Wechselrichter installiert, die den produzierten Gleichstrom der Module in Wechselstrom umwandeln. Außerdem wird über den Wechselrichter die konstante Strom- und Frequenzhaltung im Netz gesteuert. Größere Dachflächen ermöglichen die Installation von mehr Modulen, dies führt zu einer höheren Stromerzeugung, insbesondere wenn die Anlage optimal ausgerichtet und die Sonneneinstrahlung in der Region hoch ist. Der zusätzlich benötigte Strombedarf aus dem Netz hängt direkt mit der Größe und Effizienz der installierten Photovoltaik-Anlage sowie der Nutzung des erzeugten Stroms ab. Für die optimale Nutzung von Dachflächen ist die Ausrichtung der Fläche von großer Bedeutung. Von einer optimalen Lage spricht man bei Südausrichtung und einer Neigung von rund 30° , wie in Abbildung 2-6 dargestellt. Die Ausrichtung von PV-Modulen in Ost- und Westrichtung führt zu geringeren Erträgen aufgrund des Neigungswinkels, mit dem die Sonneneinstrahlung auf die Paneele einfällt. Häufig können die reduzierten Erträge jedoch durch optimierte Eigennutzung ausgeglichen werden. Auch die Verschattung durch Störfächen, wie Kamine, Laub oder Schnee kann ebenso zu schlechteren Erträgen führen. Durch diese kann weniger Solarstrahlung auf die Module einwirken und deshalb weniger Energie erzeugt werden. Gleichfalls sollte in der Bewertung der Dachfläche miteinbezogen werden, dass nicht die gesamte Fläche nutzbar ist, weil zu den genannten Störfächen, sowie zur Dachkante gewissen Sicherheitsabstände eingehalten werden müssen. [5, 12, 13]

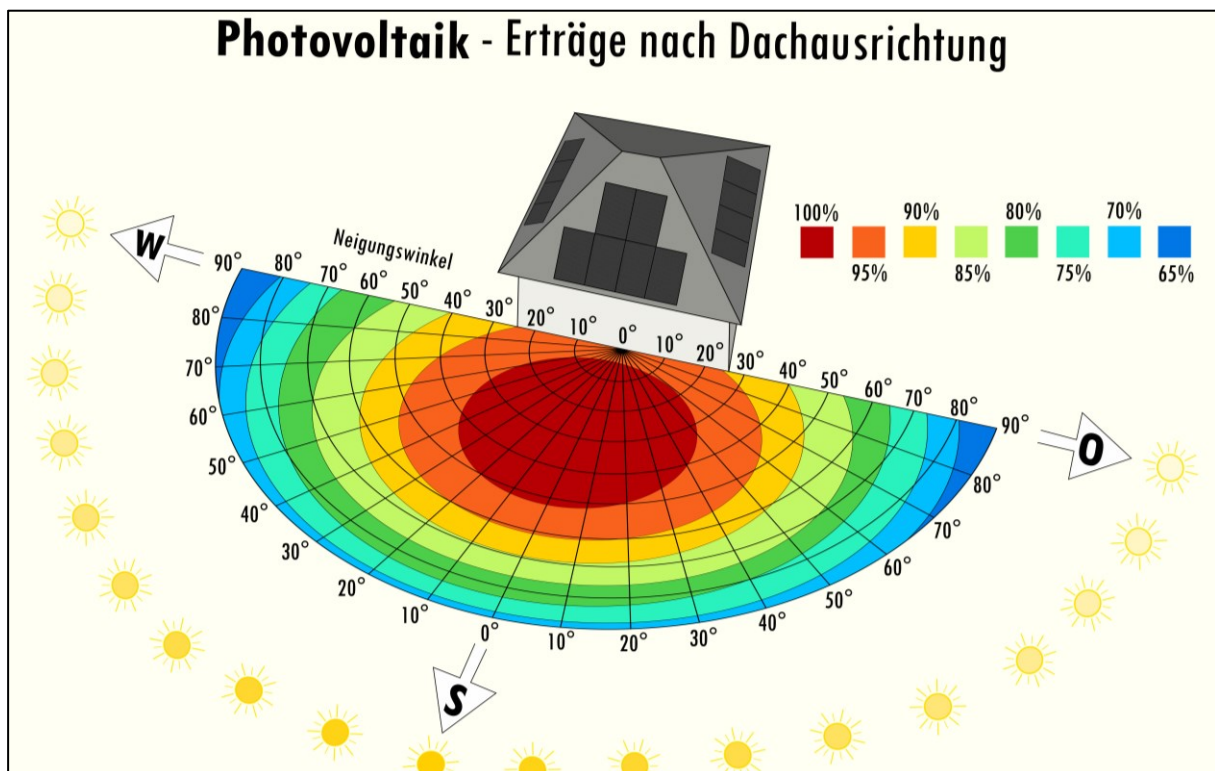


Abbildung 2-6: Erträge aus Solareinstrahlung in Abhängigkeit zur Dachausrichtung [14]

2.2.4 Gleichzeitigkeitsfaktor

Ein wichtiger Faktor für den Verteilernetzbetreiber ist jener der Gleichzeitigkeit, mit dem die erzeugte Energie im Netz eingespeist wird. Der Gleichzeitigkeitsfaktor (g) setzt sich aus der Summe der Leistungen aller Lasten ($P_i(t)$) und der Summe der maximalen Leistungen der Lasten ($\max P_i(t)$) zusammen (siehe (2-1)).

$$g = \frac{\max_t \sum_i P_i(t)}{\sum_i \max_t P_i(t)} \quad (2-1)$$

Auch an klaren Tagen und trotz guter Ausrichtung liegt die maximal erreichbare Erzeugungsleistung im Jahresdurchschnitt unter der, in genormten Bedingungen (STC - standard test conditions) ermittelten, Nennleistung. Die Standardbedingungen entsprechen einer Modultemperatur von 25 °C, senkrechter Einstrahlung und einem definierten Einstrahlungsspektrum. Diese Bedingungen können im realen Betrieb aufgrund von erhöhter Modultemperatur oder Verlusten beim Wechselrichter nicht erreicht werden. In einem Verteilernetz gibt es eine Vielzahl an Anlagen die zeitlich einspeisen. Für den Netzbetreiber stellt dies eine Herausforderung dar, da zeitgleich große Leistungen im Netz ankommen. Dies führt dazu, dass Einspeiseleistungen gekappt werden müssen, um den Betrieb aufrecht erhalten zu können. Der Gleichzeitigkeitsfaktor für Photovoltaik-Anlagen bewertet diese zeitlichen Versetzungen der vollen Einspeiseleistungen ins Netz. Für die Netzberechnung von Photovoltaik-Anlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz wird bei Untersuchungen festgestellt, dass diese nicht mit einer Gleichzeitigkeit von eins berücksichtigt werden müssen. Für Dachflächenanlagen im Niederspannungsnetz können 85 % der installierten Engpassleistung angenommen werden. Durch den Vergleich von Gleichzeitigkeitsfaktoren kann beurteilt werden, inwieweit Verbrauch und Erzeugung zeitversetzt stattfinden. Dies kann nicht nur tageszeitlichen, sondern auch saisonalen Schwankungen unterliegen. Für eine Gemeinde im Land Salzburg wurde ermittelt, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor der Netzeinspeisung deutlich höher ist als jener des Netzbezugs, was durch die Begrenzung der Einspeisung durch eine Engpassleistung begründet werden kann. In der Evaluierung hat die Einspeisung aus Photovoltaik keinen Einfluss auf den maximalen Bezug aus dem Netz. [15–17]

2.3 Das Stromnetz in Österreich

Das Stromnetz ist in sieben Netzebenen (NE) unterteilt, dazu gehören die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, wie in Abbildung 2-7 ersichtlich. Im Netz des Austrian Power Grid (APG), dem Übertragungsnetzbetreiber (TSO – Transmission System Operator), wird Strom auf den Höchstspannungsebenen von 380 kV und 220 kV transportiert. Die Höchstspannung im Übertragungsnetz auf Netzebene 1 und 2 ermöglicht einen verlustarmen Transport des Stroms über lange Distanzen und den überregionalen Handel von Strom. Die darunter liegenden Netzebenen 3 bis 7 fallen unter die Zuständigkeit der Verteilernetzbetreiber (DSO – Distribution System Operator), zu denen auch die Salzburg Netz GmbH zählt. Der Strom fließt über die zehn direkt angeschlossenen regionalen Verteilernetze in den Bundesländern auf der Hoch- (110 kV) und Mittelspannungsebene (30 bzw. 10 kV) bis zu den Haushaltskund:innen, die an den lokalen Niederspannungsnetzen angeschlossen sind. Das Niederspannungsnetz (400 V) der Salzburg Netz GmbH ist rund 12.500 km lang und versorgt rund 140.000 Netzanschlüsse, sowie 440.000 Zählerpunkte. Als Verbindungsglieder der unterschiedlichen Netzebenen mit dienen Transformatoren, die auch als Verteilungs-Schaltanlagen bezeichnet werden. Dabei wird zwischen Verteilungsstationen (Ortsnetzstationen, Netzstationen oder Transformatorstationen) und Umspannstationen (Umspannwerke, Abspannwerke) unterschieden. [18]

In den folgenden Absätzen erfolgt eine Beschreibung, der in Abbildung 2-7 dargestellten Betriebsmittel.

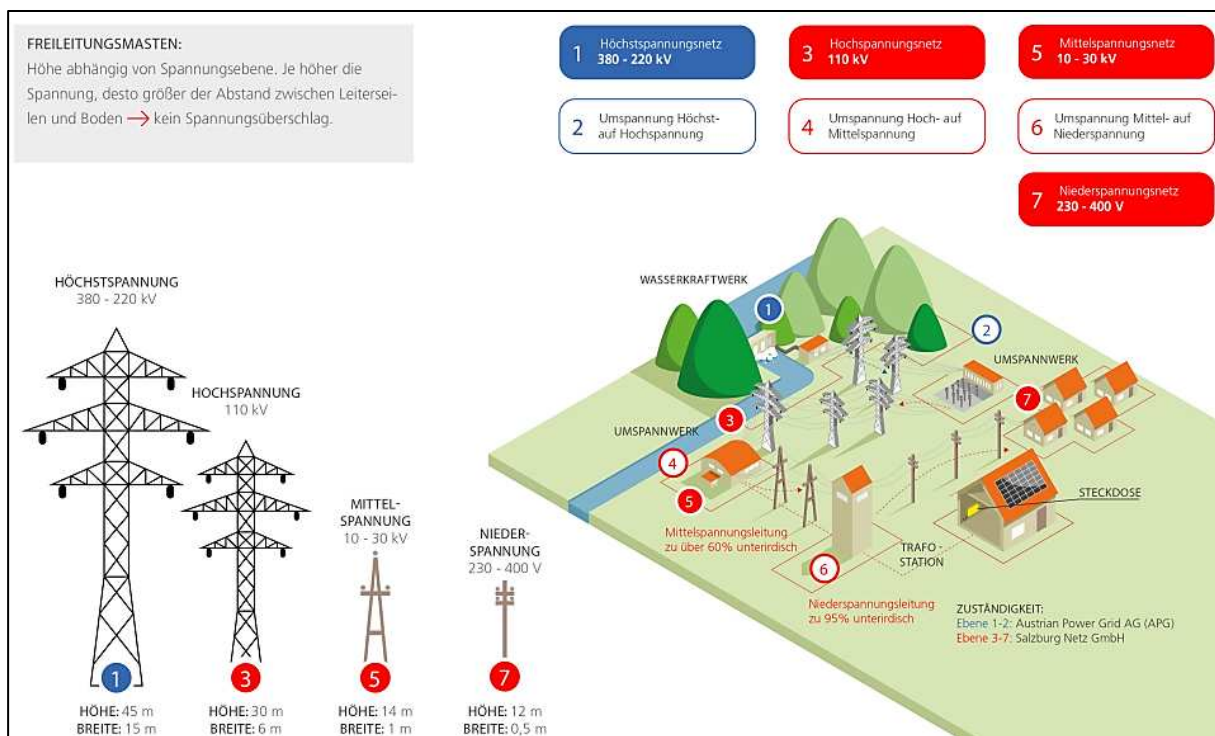


Abbildung 2-7: Darstellung eines beispielhaften Stromnetzes mit Netzebenen [18]

Umspannwerke (UW)

In Umspannwerken wird die Hochspannung mit 110 kV (NE3) auf Mittelspannung (30 – 5 kV) transformiert und über das Mittelspannungsnetz (NE5) regional verteilt. Dafür werden die ankommenden Leiterseile der Hochspannungsmasten im Umspannwerk abgespannt und mit Sammelschienen verbunden. Diese dienen als Verbindungsleitungen zwischen den Spannungsebenen. Schaltelemente, zu denen der Leistungsschalter oder der Trennschalter zählen, werden zur Verbindung zwischen einzelnen Leitungen verwendet. Durch den Einsatz von Leistungsschaltern können Leitungen jederzeit, auch unter maximaler Strombelastung, für Reparaturen sowie bei Störungen aus- und eingeschaltet werden. Der Trennschalter hingegen ermöglicht eine sichtbare Trennung der Leitung vom Umspannwerk und soll dadurch Bedienungsfehler verhindern. Dieser darf nur leistungslos geschaltet werden. Die Salzburg Netz GmbH ist für den Betrieb von 49 Umspannstationen und 27 Umspannwerken im Land Salzburg zuständig. [18]

Transformatorstationen (TST)

Bevor der Strom zu den Kund:innen im Niederspannungsnetz kommt, muss die Spannung umgewandelt werden. Dies geschieht mit Hilfe von Transformatoren (siehe 2.4.1), die auf der Primärseite mit der Mittelspannung versorgt werden und auf der Sekundärseite die Niederspannung abgeben. In einer Transformator-Station befindet sich mindestens ein Transformator. Diese können Privateigentum von Netzkunden oder im Besitz eines Verteilernetzbetreibers sein. Zusätzlich gibt es, ähnlich wie bei Umspannwerken spezielle Einrichtungen zur Schaltung, Regelung, Verteilung und Überwachung. Von der Niederspannungs-Sammelschiene aus verläuft das Netz in Strahlen, Maschen oder Ringen je nach örtlicher Begebenheit. Eine Freileitung bzw. ein Kabel wird bis zu einem Kabelverteiler geführt. Ab diesem werden Hausanschlusskabel zum Anschlussobjekt geführt, das in der Netzebene 7 ein Wohnhaus, ein Mehrparteienhaus, eine Schule, ein Bauernhof, o.ä. sein kann. Das bedeutet, dass an einem Anschlussobjekt mehrere Anlagen vorliegen können. Eine Anlage ist zum Beispiel ein Einspeiser, wie eine Photovoltaikanlage oder ein E-Auto als Last. Am Beispiel eines Mehrparteienhauses kann jeder

Netzkunde, ein oder mehrere solcher Anlagen besitzen. In den rund 5.000 Transformatorstationen der Salzburg Netz GmbH wird der Strom von einer Spannung kleiner gleich 30 kV auf 400 V bzw. 230 V Niederspannungsebene transformiert und verteilt. [18]

Netztopologie

Die Netztopologie wird in Maschen-, Ring- und Strahlennetze unterteilt. In Abhängigkeit der Spannungsebene werden unterschiedliche Strukturen vorzugsweise angewendet (siehe Abbildung 2-8). Dabei werden die Leitungen in unterschiedlichen Anordnungen zu den Sammelschienen der Transformatoren geführt. Außerdem haben die geografischen Gegebenheiten, Lastanforderungen und wirtschaftliche Aspekte einen Einfluss auf die Auswahl der einzusetzenden Topologie. [19–21]

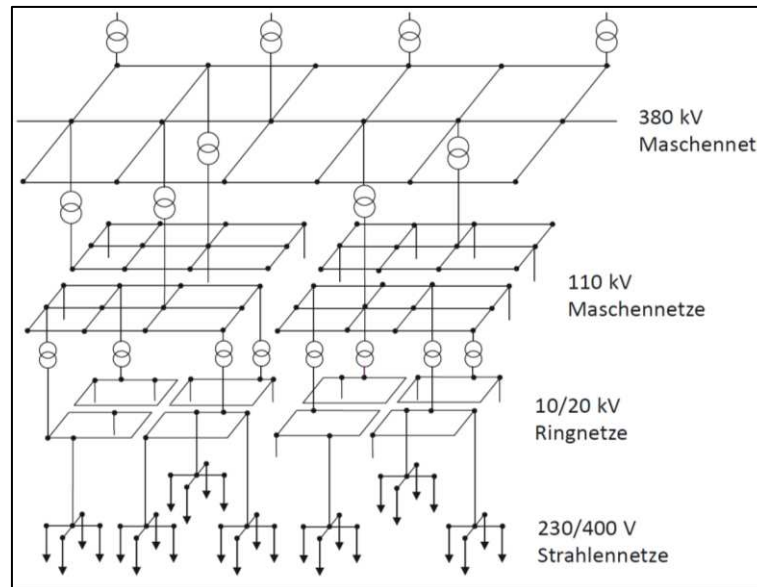


Abbildung 2-8: Netztopologien zur Energieübertragung nach Spannungsebenen [21]

In der Höchst- und Hochspannungsebene wird bevorzugt die Topologie des Maschennetzes eingesetzt. Im vermaschten Netz sind die Leitungen so angeordnet, dass jede Masche einen geschlossenen Stromkreis bildet. Dies bietet Zuverlässigkeit, Belastbarkeit und Flexibilität und ermöglicht alternative Wege für die Stromübertragung bei Fehlern. In den hohen bis mittleren Spannungsebenen ist dies eine grundlegende Anforderung. Mittelspannungsnetze werden häufig in Form von Ringnetzen ausgeführt. Auch bei dieser Anordnung des Netzes werden Transformatoren und Lasten durch zwei Seiten versorgt. Dadurch entsteht die Möglichkeit fehlerbehaftete Abgänge durch die andere Leitung zu versorgen und das betroffene Gebiet möglichst klein zu halten. Bei Ringnetzen kann zwischen verzweigten und offen betriebenen Ringleitungen unterschieden werden. Strahlennetze treten vor allem im Bereich der Niederspannung häufig auf. Ein Grund dafür ist die Wirtschaftlichkeit der Entmaschung des Netzes. Die untere Sammelschiene der Transformatoren aus der Mittelspannung dient als zentraler Punkt, von dem aus, die Leitungen in Strahlen zu den Endverbrauchern laufen, wie in Abbildung 2-9 dargestellt. Im Gegensatz zu Maschennetzen gibt es in Strahlennetzen keine geschlossenen Schleifen oder Redundanzen, wodurch die Gewährleistung der Versorgungssicherheit abnimmt. Bei Fehlern oder Störungen, wie beispielsweise Kurzschlüssen wird die Versorgung des gesamten Leitungsstrangs unterbrochen. Des Weiteren ist der Endverbraucher bei dieser Netztopologie anfälliger gegenüber Überbelastungen im Netz. Aufgrund der teilweise langen Versorgungsstrecken ohne Redundanz ist die Spannungshaltung ein häufiges Problem. Die einfachere Struktur erleichtert die Planung, den Bau und die Wartung des Strahlennetzes. [19–21]

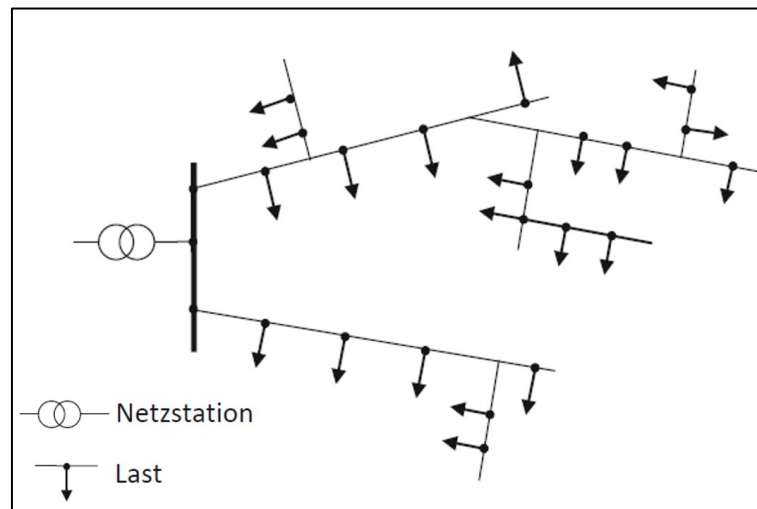


Abbildung 2-9: Darstellung eines Strahlennetz [21]

Auch bei der Salzburg Netz GmbH werden die Mittelspannungsnetze zu einem Großteil in Ringnetzen betrieben. Für das Niederspannungsnetz wird das Strahlennetz bevorzugt angewendet, da dieses weiterhin wächst und in der Planung und Umsetzung vorteilhafter ist.

2.4 Der Netzbetrieb in Verteilernetzen

Verteilernetzbetreiber ermöglichen, dass Kund:innen zu jeder Zeit kontinuierlich mit Spannung versorgt werden. Im sogenannten Asset Management wird sichergestellt, dass durch umsichtige Planung von Betrieb und Ausbau ein allzeit betriebsfähiges Netz zur Verfügung steht. Das übergeordnete Ziel ist die möglichst verlustfreie Übertragung und Verteilung der eingespeisten Energie bis zum Verbraucher.

2.4.1 Betriebsmittel im Verteilernetz

Die im Verteilernetz eingesetzten Betriebsmittel sind ausschlaggebend für die Strom- und Spannungsverhältnisse. Dazu zählen Leitungen, wie Freileitungen und Kabel, die die physische Verbindung zur Verteilung der elektrischen Energie darstellen. Währenddessen dienen Transformatoren als Bindeglied zwischen den Netzebenen. Sie stellen sicher, dass die elektrischen Eigenschaften des Stroms den Anforderungen entsprechen, um eine effiziente Versorgung im Verteilernetz zu gewährleisten.

Freileitungen und Kabel

Der Einsatz von Freileitungen ist historisch bedingt durch die einfache Fertigung von Leiterseilen aus Aluminium oder Aluminiumlegierungen. Diese sind technisch fortgeschritten, weitgehend standardisiert und im Gegensatz zu Kabeln kann die Isolierung der unterschiedlichen Leiter durch Luft stattfinden. Porzellan- oder Kunststoffisolatoren werden nur zur Isolierung der Leiter von den Stützstrukturen benötigt, wie Masten oder Türmen. Kabel sind im Gegensatz zu Freileitungen in der Erde verlegbar, die Leiter bestehen aus Kupfer oder Aluminium und können ein- oder mehr-drahtig gefertigt werden. Das früher vorherrschende Massekabel (Kabel mit ölgetränktem Papier) wird heute im Niederspannungsbereich durch Kunststoffkabel mit Polyvinylchlorid (PVC)- bzw. vernetzte Polyethylen (VPE)-Isolierung ersetzt. Die Bezeichnung für Kabel wird durch Buchstaben und Ziffern ausgedrückt und anhand des Beispiels von NAYY 4x150mm² beschrieben. Der erste Buchstabe (N) beschreibt den Grundtyp Normleitung, der zweite Buchstabe (A) bezeichnet in Österreich das Leitermaterial. In diesem Kabel wird Aluminium eingesetzt. Die letzten beiden Buchstaben (YY) weisen auf einen PVC-Mantel hin. Anhand der Ziffern kann der Querschnitt und die Anzahl der Leiter abgelesen werden. Die elektrischen Eigenschaften einer Leitung

umfassen die sogenannten Leitungsbeläge, deren Formeln werden in Tabelle 2-1 dargestellt. Leitungsbeläge können in Längs- und Querbeläge unterteilt werden, wie in Abbildung 2-10 ersichtlich. Erstere treten entlang der Leitung auf, die sogenannten Induktivitäts- und Widerstandsbeläge. Durch das Anlegen von Spannung an einer Leitung wird aufgrund des dadurch hervorgerufenen Stromflusses ein Magnetfeld erzeugt. Der entstehende magnetische Fluss wird zur Beschreibung des Induktivitätsbelags genutzt. Durch den Stromfluss im Leiter erfahren die Elektronen einen spezifischen Widerstand aufgrund von Kollisionen mit Atomen des Leitermaterials. Dies führt zu einem Spannungsabfall entlang der Leitung, der durch den Widerstandsbelag repräsentiert wird. Die zur Leitung quer auftretenden Querbeläge werden Kapazitäts- und Ableitungsbeläge genannt. Die angelegte Spannung führt zu einer Oberflächenladung in der Leitung, die damit einhergehende Ladungsdifferenz ist beschreibend für den Kapazitätsbelag. Ableitungsbeläge entstehen aufgrund unerwünschter elektrischer Entladungen, wie der Koronaentladung, die durch die Konzentration von elektrischen Feldern an scharfen Kanten oder Oberflächen hervorgerufen wird. [21–23]

Tabelle 2-1: Formeln für Leitungsbeläge

Leitungsbeläge	Formel	
Induktivitätsbelag	$L' = \frac{\Delta L}{\Delta x}$	(2-2)
Widerstandsbelag	$R' = \frac{\Delta R}{\Delta x}$	(2-3)
Kapazitätsbelag	$C' = \frac{\Delta C}{\Delta x}$	(2-4)
Ableitungsbelag	$G' = \frac{\Delta G}{\Delta x}$	(2-5)

Alle Beläge beschreiben die bei der Hin- und Rückleitung auftretenden Größen bezogen auf die Leitungslänge. Induktivitätsbeläge sind bei Freileitungen größer als bei Kabeln, da bei diesen aufgrund der räumlichen Nähe die elektrischen Feldlinien stärker gebündelt sind und eine geringere Induktivität auftritt. Widerstandsbeläge hängen von den Querschnitten der Leitung ab und sind daher in Freileitungen und Kabeln je nach Bauweise ungefähr gleich groß. Kapazitätsbeläge hängen von der Permittivität (früher Dielektrizitätskonstante genannt) ab. Je höher die Permittivität eines Materials, desto besser kann es elektrische Felder durchdringen, was zu einer höheren Kapazität führt. Da diese bei meist feuchter Erde im Verhältnis zu Luft um den Faktor 20 bis 30 größer ist, sind die Kapazitätsbeläge bei Kabeln größer als bei Freileitungen. Ableitungsbeläge beschreiben die Verluste aufgrund von Korona bzw. Kriechströmen über Isolatoren. Diese sind schwer kontrollierbare und unerwünschte Fehlerströme, die aufgrund von Verschmutzung oder Nässe zur Ionisation von Luftmolekülen führen bzw. zur Reduzierung der Isolationsfähigkeit beitragen. Bei Kabeln sind die Ableitungsbeläge in der Regel höher als bei Freileitungen, da Kabel aufgrund ihrer konzentrischen Bauweise eine begrenzte Umgebung für die Ableitung von elektrischer Energie bieten. [21–23]

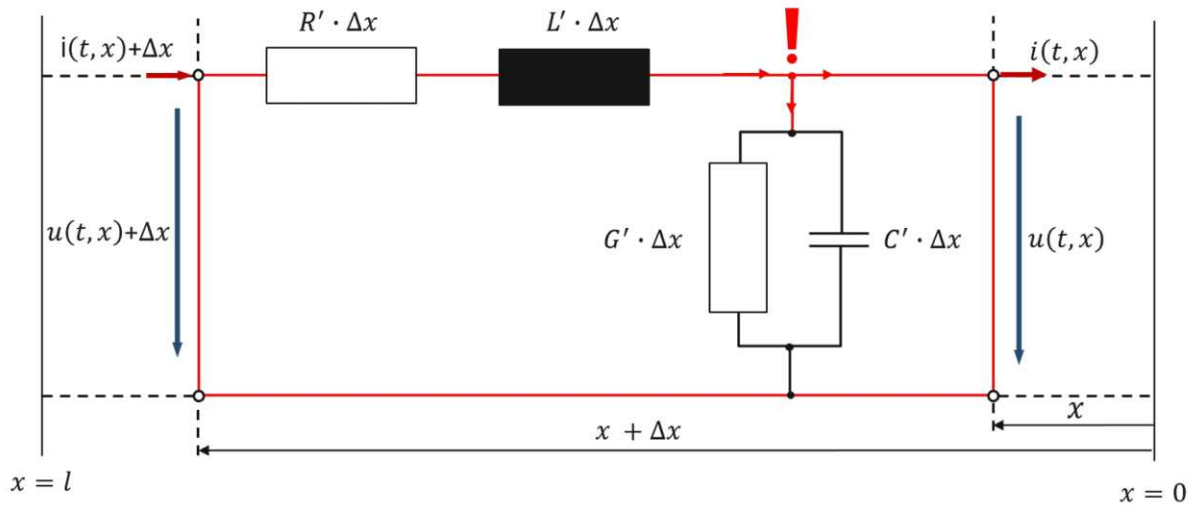


Abbildung 2-10: Ersatzschaltbild eines Leitungsabschnitts der Länge Δx [21]

Im Allgemeinen werden alle Leitungen, also Freileitungen, Kabel und gasisolierte Leitungen (GIL) durch Leitungsgleichungen beschrieben. Um die Belastung der Leitung durch kapazitive und induktive Lasten zu verstehen, werden diese Gleichungen vorgestellt. Außerdem kann anhand dieser die Belastung durch die natürliche Leistung erklärt werden, die nachfolgend noch beschrieben wird. Durch die Einbindung der Leitungsbeläge für ort- und zeitveränderlichen Größe Spannung $u(t,x)$ und Strom $i(t,x)$, kann eine Maschen- bzw. Knotenregel aufgestellt werden, deren Ergebnis zwei Differentialgleichungen ((2-6)(2-7)) sind. [21–23]

Tabelle 2-2: Grundgleichungen für elektrische Netze in differentieller Form

Grundgleichungen	Formel
Spannungsgleichung	$\frac{\partial u(t, x)}{\partial x} = R' i(t, x) + L' \frac{\partial i(t, x)}{\partial t} \quad (2-6)$
Stromgleichung	$\frac{\partial i(t, x)}{\partial x} = G' u(t, x) + C' \frac{\partial u(t, x)}{\partial t} \quad (2-7)$

Unter Annahme einer sinusförmigen Erregung und im eingeschwungenen Zustand kann für Spannung und Strom die komplexe Effektivwertdarstellung genutzt werden. Die Größen $u(t,x)$ wird als $\underline{U}(x)$ und $i(t,x)$ wird als $\underline{I}(x)$ angeschrieben, ebenso wird $\frac{\partial}{\partial t}$ zu $j\omega$ mit Kreisfrequenz ω , wie in (2-8) und (2-9) dargestellt. Aus der Längsimpedanz \underline{Z}' und der Queradmittanz \underline{Y}' können Wellenausbreitungskonstante $\underline{\gamma}$ und Wellenwiderstand \underline{Z}_w berechnet werden. Die in (2-10) beschriebene Wellenausbreitungskonstante beinhaltet den Dämpfungsbelag α und den Phasenbelag β . [21–23]

$$\underline{U}(x) = \underline{R}' \underline{I}(x) + j\omega \underline{L}' \underline{I}(x) \rightarrow \underline{Z}' = \underline{R}' + j\omega \underline{L}' \quad (2-8)$$

$$\underline{I}(x) = \underline{G}' \underline{U}(x) + j\omega \underline{C}' \underline{U}(x) \rightarrow \underline{Y}' = \underline{G}' + j\omega \underline{C}' \quad (2-9)$$

$$\underline{\gamma} = \alpha + j\beta = \sqrt{(\underline{R}' + j\omega\underline{L}')(\underline{G}' + j\omega\underline{C}')} \quad (2-10)$$

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{\underline{Z}'}{\underline{Y}'}} = \sqrt{\frac{(\underline{R}' + j\omega\underline{L}')}{(\underline{G}' + j\omega\underline{C}')}} \quad (2-11)$$

Durch Einsetzen von Spannung (U_2) und Strom (I_2) am Leitungsende ($x=0$) und ausrechnen der Koeffizienten sowie unter Einführung von hyperbolischen Funktionen ergibt sich die allgemeine Lösung zur Beschreibung der (stehenden) Effektivwert-Wellen an jedem Ort ($x=l$) der Leitung, wie in (2-12) und (2-13) angegeben. Ausgehend von der Vierpol- bzw. Zweitorgleichung lassen sich durch Koeffizientenvergleich die Elemente der Ersatzschaltungen bestimmen. [21–23]

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cosh \underline{\gamma} l + \underline{I}_2 \underline{Z}_W \sinh \underline{\gamma} l \quad (2-12)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 \cosh \underline{\gamma} l + \frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_W} \sinh \underline{\gamma} l \quad (2-13)$$

Für eine verlustlose Leitung können die Gleichungen wie folgt vereinfacht werden, indem die hyperbolischen Funktionen umgewandelt wird (siehe (2-14)&(2-15)). [23]

$$\cosh \underline{\gamma} l = \cosh(\alpha + j\beta)l = \cosh \alpha l \cdot \cos \beta l + j \sinh \alpha l \cdot \sin \beta l \quad (2-14)$$

$$\sinh \underline{\gamma} l = \sinh(\alpha + j\beta)l = \sinh \alpha l \cdot \cos \beta l + j \cosh \alpha l \cdot \sin \beta l \quad (2-15)$$

Für den Fall eines verlustfreien Systems ($\alpha=0$) folgt daraus, wie in Gleichungen (2-16) und (2-17) dargestellt. [23]

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 (\cos \beta l + j \sin \beta l) \quad (2-16)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_2 (\cos \beta l + j \sin \beta l) \quad (2-17)$$

Bei Belastung mit der natürlichen Leistung (P_{Nat}) herrschen optimale Übertragungsbedingungen (siehe (2-18)). Dabei sind die Beträge von Strom und Spannung in Phase entlang der Leitung gleich groß. Der Blindleistungsbedarf der Leitung ist ausgeglichen, die Längsinduktivität verbraucht so viel Blindleistung wie die Querkapazität erzeugen kann. Dies ist ein wichtiges Maß zum Vergleich von Leitungen verschiedener Spannungsebenen. [21, 23, 24]

$$P_{Nat} = \frac{|U_2|^2}{Z_W} \quad (2-18)$$

Leitungen können anhand von zwei Arten, entweder als π - oder T-Ersatzschaltung abgebildet werden, wie in Abbildung 2-11 dargestellt. Diese Art der Vereinfachung kann für die Beschreibung von kurzen und langen Leitungen herangezogen werden. Unter der Annahme, dass eine Leitung durch die Leitungsbeläge entlang der Leitung konstant belastet wird, kann diese als homogen bezeichnet werden. [21, 23, 25]

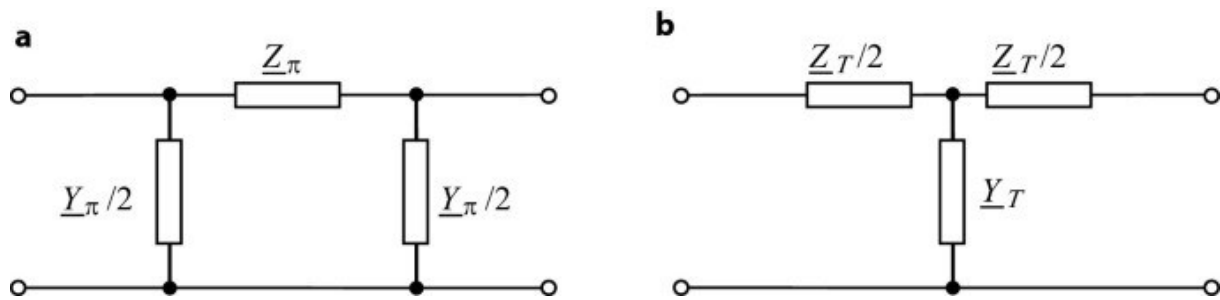


Abbildung 2-11: π - und T-Ersatzschaltbild für kurze Leitungen [26]

Bei elektrisch kurzen Leitungen ist es erforderlich, dass die Bedingung $(\gamma l) < 1$ erfüllt ist, um sie effektiv durch ein einzelnes π -Glied in einem Ersatzschaltbild darzustellen. Abhängig von der Art der Leitung und der Spannungsebene können bestimmte Komponenten vernachlässigt werden. Ableitungsbeläge (G') sind bei Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen häufig minimal. Wie bereits erwähnt sind die Kapazitätsbeläge bei Freileitungen in der Mittel- und Niederspannungsebene ebenso marginal, bei Kabeln sollten sie jedoch berücksichtigt werden. In Niederspannungsnetzen dominiert der ohmsche Widerstand aufgrund geringerer Leiterabstände, je höher die Spannungsebene, desto mehr Einfluss hat die Induktivität auf die Leiter. Eine elektrisch lange Leitung kann sich näherungsweise durch Aneinanderreihung mehrerer elektrisch kurzer, aus konzentrierten Bauelementen bestehenden π -Gliedern nachbilden lassen. Zur Nachbildung einer langen Leitung aus Kettengliedern gilt für die Anzahl (n) der π -Gliedern folgendes Verhältnis zu deren Länge (l) (siehe (2-19)&(2-20)): [21, 22]

Freileitung	$n = \frac{l}{100}$	(2-19)
Kabel	$n = \frac{l}{50}$	(2-20)

Mit Hilfe der oben beschriebenen Gleichungen können Betriebseigenschaften von Leitungen beschrieben werden. Bei der Eingliederung von Erzeugungsanlagen im Verteilernetz ist die Betrachtung der thermischen Überlastung von Betriebsmitteln, wie Kabel oder Freileitung ein wichtiger Aspekt. Diese treten auf, wenn bei gleichbleibender Spannung der Stromfluss erhöht wird und somit durch die Leitungsbeläge Betriebsmittel erwärmen bzw. überhitzen. Die Überhitzung kann zur Beschädigung von Isolierungen führen und schwerwiegende Probleme, wie Kurzschlüsse und daraus resultierende Stromausfälle, hervorrufen. Im Zuge dieser Diplomarbeit sind besonders die Spannung am Leitungsende, sowie die Stabilität der Energieübertragung (mehr dazu in 2.4.2) und der Blindleistungsbedarf der Leitungen (mehr dazu in 2.4.3) im Fokus.

Transformatoren, Strangregler und regelbare Ortsnetztransformatoren

Dreh- und Wechselstromtransformatoren werden zur Umspannung der Betriebsspannung auf ein anderes Spannungsniveau zwischen Mittel- und Niederspannung angewendet, damit Übertragungsverluste im Netz reduziert werden können. Die Transformation erfolgt induktiv über die unterschiedliche Anzahl an Wicklungen je Spule des Transformators. Diese sind meist einzeln oder mehrfach in Transformator-Stationen verbaut und können als Turm-, Mast- (Holzmast, Gittermast, Betonmast) oder Einbaustationen in Gebäuden ausgeführt werden. Der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) ist eine spezielle Art von Transformator, der im Gegensatz zur herkömmlichen Bauweise die Ausgangsspannung auch unter Last variabel anpassen kann. Auch Strangregler sind Transformatoren die gezielt zur Spannungsregelung einzelner Stränge im Verteilernetz eingesetzt werden. Die Funktionsweise von Transformatoren basiert

auf der physikalischen Grundlage des Induktionsgesetzes durch die magnetische Kopplung von Primär- und Sekundärwicklungen mittels eines geschlossenen Eisenkerns. Jene Spule mit mehr Windungen wird als Oberspannungswicklung (OS) bezeichnet, jene mit weniger Windungen als Unterspannungswicklung (US). Das Verhältnis der Wicklungen wird als Stufung oder Übersetzung (\ddot{u}) bezeichnet und durch die Division der Anzahl an Ober- und Unterspannungswicklung bestimmt. Sie gibt an, wie die Ein- und Ausgangsspannungen des Transformators zueinanderstehen. [21–23]

$$\ddot{u} = \frac{n_{OS}}{n_{US}} \quad (2-21)$$

Die in (2-21) beschriebene Gleichung lässt sich aus dem Induktivitätsgesetz ableiten. Dieses besagt, dass die Änderung des magnetischen Flusses eine induzierte elektrische Spannung erzeugt, was zu einer Stromänderung im Leiter führt.

$$u = L \frac{di}{dt} = n \frac{d\phi}{dt} \quad (2-22)$$

Für das Verhältnis von Ausgangs- zu Eingangsspannung kann aus Gleichung (2-22) das Übersetzungsverhältnis ermittelt werden. Wie in Abbildung 2-12 können für Transformatoren folgende Elemente dargestellt werden. Die Widerstände (R_1 und R_2) stellen die ohmschen Verluste der Wicklung dar. Der Eisenwiderstand (R_{Fe}) setzt sich aus ohmschen Wirbelstrom- und Hystereseverlusten zusammen. Durch die Änderung des magnetischen Feldes im Kern werden Wirbelströme erzeugt, die durch den elektrischen Widerstand des Eisens fließen und zu Wärmeverlusten führen. Die Hystereseverluste entstehen durch die innere Reibung der Moleküle im Eisen, die sich dem wechselnden Magnetfeld anpassen. Die Streureaktanzen ($X_{1\sigma}$) führen zu einer induzierten Spannung in den benachbarten Wicklungen, die nicht direkt durch den magnetischen Kern des Transformators geleitet wird. Die Reaktanzen werden verwendet, um die Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Wicklungen zu modellieren. Die Hauptreaktanz (X_{1h}) bei einem Transformator bezieht sich auf die Induktivität der Hauptwicklungen, die direkt mit der primären oder sekundären Spannungsquelle verbunden sind. Diese ist proportional zur Anzahl der Windungen in der Hauptwicklung und zur magnetischen Permeabilität des Kernmaterials. [21–23]

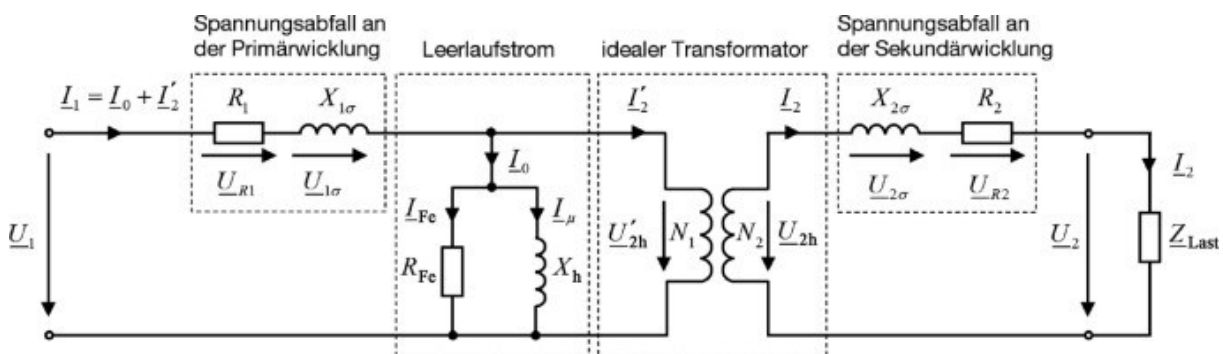


Abbildung 2-12: Ersatzschaltbild eines belasteten Transformators [27]

In elektrischen Energienetzen kommen hauptsächlich Drehstromtransformatoren zum Einsatz. Die Transformator-Schaltgruppen beschreiben die unterschiedlichen Möglichkeiten der ober- und unterspannungsseitigen Verschaltung von Spulen. Die Buchstaben werden zur Bestimmung der Schaltung der Wicklungsstränge und die Zahl zur Bestimmung der Phasenverschiebung verwendet. Am Beispiel der Dy5-Schaltung, die bei großen Verteiltransformatoren zum Einsatz kommt, kann gezeigt werden, wie die

Bezeichnung interpretiert wird. Der Großbuchstabe (D) beschreibt die Oberspannungswicklung in Dreieckschaltung. Die Unterspannungswicklung wird durch den Kleinbuchstaben (y) dargestellt und zeigt an, dass der Sternpunkt der Wicklungen in Sternschaltung herausgeführt wird. Die hinten nachgestellte Zahl (5) gibt die Phasenverschiebung der Spannungszeiger zwischen Unter- und Oberspannungswicklung an und wird mit 30° multipliziert, um den Winkel zu bestimmen. Beim Einsatz von rONT wird die Schaltstufe an der Unterspannungswicklung automatisch entsprechend der Spannung an Netzausläufern angepasst. Daher wird dieser in Verteilnetzen eingesetzt, um eine bessere Ausnutzung des Spannungsbandes (siehe 2.4.2) in Abhängigkeit der Netzlast zu ermöglichen. Neben der Beeinflussung der Betriebsspannung durch Stufung von Transformatoren spielt auch das Blindleistungsmanagement eine bedeutende Rolle bei der Spannungshaltung, aufgrund der ohmsch-induktiven Belastung, die das Netz in Längsrichtung erfährt. [23, 28]

2.4.2 Spannungsregelung im Verteilernetz

Ein wichtiger Faktor, der durch den kontinuierlichen Zubau von Einspeisern und Verbrauchern beeinflusst wird, ist die Spannungshaltung über lange Distanzen. Das sogenannte Spannungsband gibt an, welche Spannungsgrenzen eingehalten werden müssen um die Versorgung der Netzkund:innen zu gewährleisten. Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass die Betriebsspannung an Netzanschlusspunkten im Niederspannungsnetz innerhalb des Spannungsbereich von $\pm 10\%$ gehalten werden kann. Das verfügbare Spannungsband wird für Spannungsabfälle im Mittelspannungsnetz, am Ortsnetz-Transformator und im Niederspannungsnetz ausgelegt, wie in Abbildung 2-13 dargestellt. Da das Einspeisen Erneuerbarer Energien, sowie der Verbrauch durch Kund:innen, wie das Laden von Elektroautos tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen unterliegt muss die Spannungsgrenze so gewählt werden, dass diese sowohl für starke Einspeise- als auch Verbrauch-Fälle eingehalten werden kann.

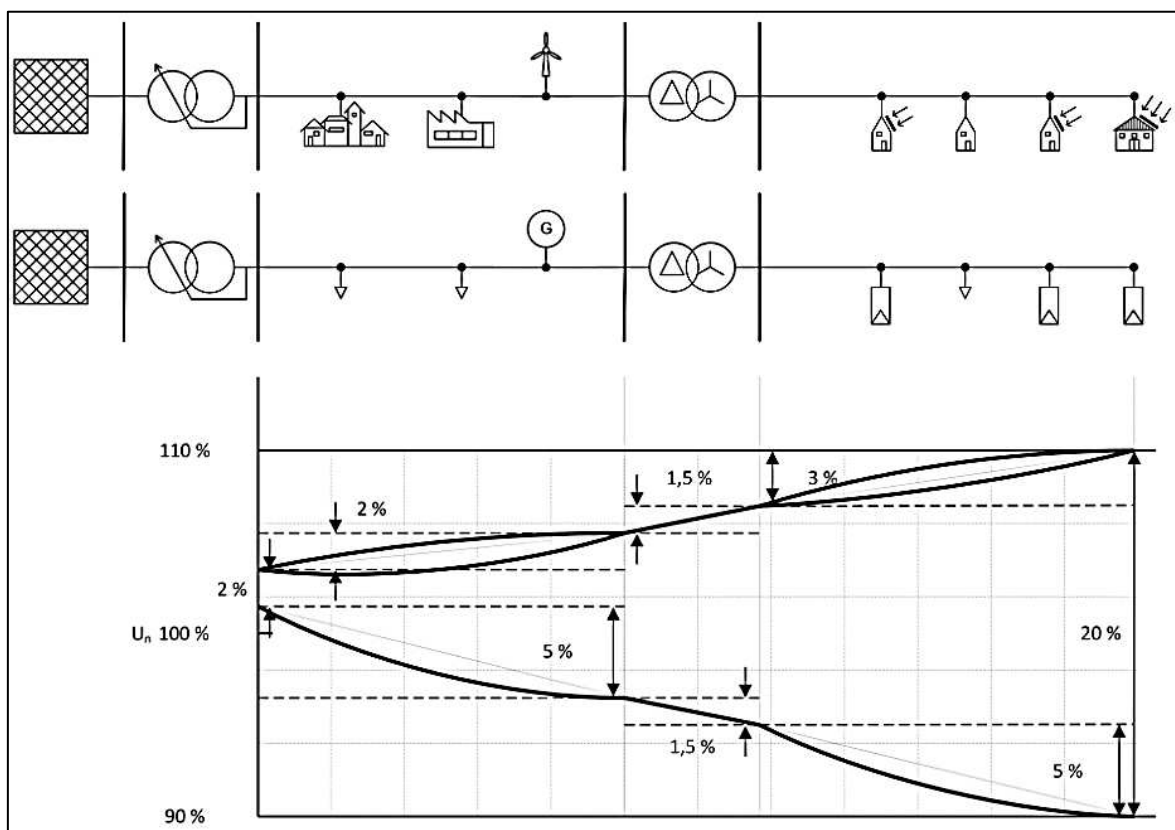


Abbildung 2-13: Beispielhafte Verteilung der Spannungsbandes innerhalb eines Verteilernetzes [29]

Die Spannungsgrenzen, die für jeden Verteilernetzbetreiber vorgeschrieben werden, liegen bei maximal 3 % in der Niederspannung laut der Technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen für den Einspeise-Fall. Diese sollen sicherstellen, dass Spannungsniveaus über einen bestimmten Zeitraum eingehalten werden können, wenn es zu Erzeugungsspitzen im Netz kommt. Im Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH beträgt diese Grenze 4,5 %, um Netzausläufern genügend Raum zu bieten. Diese werden für die beiden Referenzlastfälle „Sommer-Erzeugungs-Fall“ und „Winter-Hochlast-Fall“ ausgelegt. Die Spannungsbänder dienen als Dimensionierungskriterien und stimmen deswegen nicht zwingend mit den Betriebsspannungen überein. [30–33]

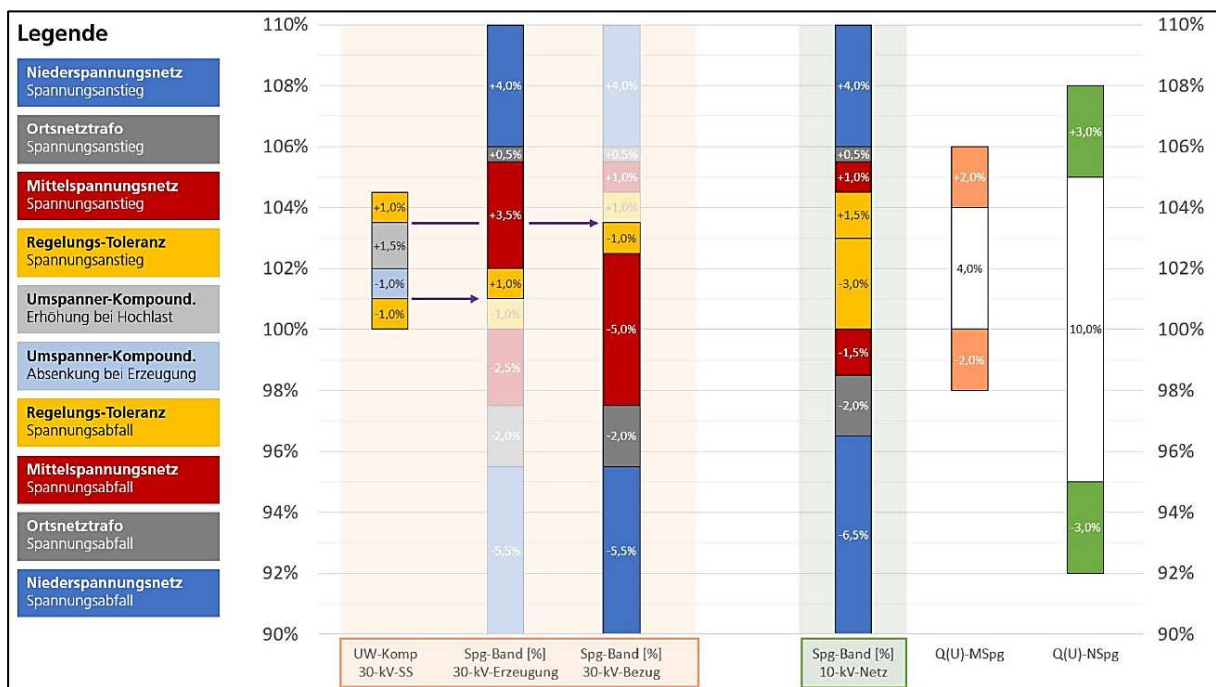


Abbildung 2-14: Spannungsbandgrenzen in Prozent (bezogen auf Niederspannung) [33]

Die Spannungsbandgrenzen im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH werden in Abbildung 2-14 dargestellt, wobei sich die Prozent auf die Niederspannung beziehen. Für die Erzeugung beläuft sich das Spannungsband für die Niederspannung auf 4 %, für die Spannungsanhebung am Ortsnetz-Transformator auf 0,5 % und für die Mittelspannung auf 3,5 %. In Bezugsrichtung wird für die Mittelspannung ein zulässiger Spannungsabfall von 5 %, für den Ortsnetz-Transformator von 2 % und für die Niederspannung von 5,5 % zugelassen. Die Werte für die Spannungsänderungen bei Ortsnetz-Transformatoren leiten sich aus Berechnungen für die unterschiedlichen Transformatorgrößen und -typen ab. Über die Verteilung der Auslastung der Ortsnetz-Transformatoren kann die Wirksamkeit eines Transformatortausches berechnet werden. [33]

2.4.3 Blindleistungsregelung im Verteilernetz

In der Wechselstromtechnik wird die Leistung in Schein-, Blind- und Wirkleistung unterteilt. Die Scheinleistung (S) ist die Gesamtleistung, die von elektrischen Geräten verbraucht oder erzeugt wird. Sie wird von Stromkreisen aufgenommen, unabhängig davon, ob sie genutzt wird, um Arbeit zu verrichten (Wirkleistung) oder das Magnetfeld aufrechtzuerhalten (Blindleistung), wie in (2-23) angeführt. Die Blindleistung (Q) ist die Verschiebeleistung, um das elektromagnetische Feld in Induktions- und Kapazitätskomponenten aufrechtzuerhalten (siehe (2-24)). Die Wirkleistung (P) beschreibt die tatsächliche Leistung, die im elektrischen Netz genutzt wird, um Arbeit zu verrichten (siehe (2-25)). Durch

diese drei Leistungsbegriffe kann das Verhalten von Strom und Spannung im symmetrischen Netzzustand beschrieben werden. [22, 34]

$$\underline{S} = P + jQ = 3 \cdot U \cdot I \cdot (\cos \varphi + j \sin \varphi) = 3 \cdot U \cdot I \cdot e^{j\varphi} \quad (2-23)$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (2-24)$$

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2-25)$$

Wie bereits in 2.4.1 erwähnt, werden unter optimalen Betriebsbedingungen Leitungen mit natürlicher Leistung (P_{Nat}) belastet und der Blindleistungsbedarf ist ausgeglichen. Es können jedoch auch zwei weitere Betriebsfälle auftreten:

- Übernatürlicher Betrieb: $P_{\text{Last}} > P_{\text{Nat}}$
- Unternatürlicher Betrieb: $P_{\text{Last}} < P_{\text{Nat}}$

Im übernatürlichen Betrieb wird die Leitung durch eine größere Leistung (P_{Last}) als die natürliche Leistung (P_{Nat}) belastet. Entlang der Leitung kommt es zu einer Zunahme an induktiver Blindleistung, die zum Aufbau des Magnetfeldes benötigt wird. Der damit einhergehende Blindstromanteil führt mit zunehmender Leitungslänge zu einem Spannungsabfall am Ende der Leitung. Dieser Betriebsfall ist der Normalbetrieb für Freileitungen. Für den unternatürlichen Betrieb gilt, dass eine geringere Leistung über die Leitung übertragen wird. Dadurch wirkt die Übertragungsstrecke kapazitiv und der Blindleistungsanteil ist negativ. Dies führt umgekehrt bei übernatürlichem Betrieb zu erhöhten Strömen und damit zu einer Spannungsüberhöhung am Leitungsende. Bei Kabeln wird diese Spannungsüberhöhung im Normalbetrieb ausgenutzt. [19, 22, 35]

Die spannungsabhängige Blindleistungsregelung ist eine Methode zur Steuerung der Blindleistung in einem Stromnetz, in Abhängigkeit von der Spannung an einem bestimmten Betriebspunkt im Verteilernetz. Bei der Q(U)-Regelung wird abhängig von der Höhe der Netzspannung induktive oder kapazitive Blindleistung eingespeist, wodurch Spannungsspitzen oder -tiefen vermieden werden können. Kompensationsanlagen, wie Kondensatoren liefern kapazitive, während Synchronkompensatoren und statische Kompensatoren sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung liefern können. Im Fall einer hohen Betriebsspannung wird induktive Blindleistung aus dem Netz bezogen und dadurch eine Spannungssenkung erreicht. Umgekehrt wird bei niedriger Betriebsspannung kapazitive Blindleistung zur Spannungsanhebung bezogen. Durch diese Gegebenheiten wird die Aufnahmefähigkeit des Netzes für zusätzliche Erzeugungsanlagen erhöht, gleichzeitig wird die Wirkleistungseinspeisung nicht beeinflusst. Die Überwachung der Betriebsspannung als Steuerkriterium erfolgt in der Regel unmittelbar am Generator oder Wechselrichter von Erzeugern. Die Q(U)-Regelung und die Spannungsbandbewirtschaftung, wie in Abbildung 2-14 dargestellt, sind so aufeinander abgestimmt, dass diese nicht gegeneinander arbeiten. [21, 36, 37]

2.4.4 Lastflussrechnung

Aufgrund der Komplexität realer Netze werden diese mit Hilfe des Programms NEPLAN® berechnet. Dafür findet eine Modellierung der beispielhaften Ortsnetze anhand von Projekten statt, in dem der Transformator und das untergeordnete Niederspannungsnetz dargestellt wird. Der Transformator wird durch seine Nennleistung definiert und durch einen Slack-Knoten gespeist, um die Leistung bzw. Spannung aus dem Mittelspannungsnetz nachzustellen. Im Anschluss werden von der Niederspannungs-Sammelschiene Stränge weggeführt. Diese Stränge bestehen aus Leitungen und Knoten. Eine Leitung kann dabei ein Kabel oder eine Freileitung darstellen. Im Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH

gilt das 240 mm²-Kabel als Standardkabel. Weitere häufig vorkommende Kabeltypen sind vom Durchmesser 150 mm², sowie 50 mm². Die Anwendung von Knoten bezieht sich auf die im Netz angewendeten Kabelverteilerkästen. Diese ermöglichen es dem Netzbetreiber mehrere Hausanschlüsse von einem Punkt aus stichweise zu versorgen. Die Hausanschlusskabel werden bei der Berechnung nicht berücksichtigt, da die Spannungshaltung bis zu den Kabelverteilern gewährleistet werden muss. Es wird sowohl beim Ist-Zustand als auch bei Voll-Ausbau mit einer Gleichzeitigkeit für Einspeisung und Verbrauch von 85 % gerechnet. Durch die Lastflussrechnung wird der Auslastungszustand des modellierten Netzes bestimmt. Anhand der Lastflussanalyse können die thermische Belastung und die Überschreitung der Spannungsbänder visualisiert und durch stufenweise Ausbauschnitte behoben werden. Das Programm stellt dafür mehrere Arten der Lastflussberechnung zur Verfügung. Das erweiterte Newton Raphson Verfahren dient zur Auswertung der Lastflüsse in den modellierten Netzen. Dieses bietet einen iterativen Zugang zur Lösung von nichtlinearen Gleichungssystemen, die am Ausgangspunkt als linear angenommen werden. Dabei werden die Leistung, sowie den Spannungsverlauf in Prozent entlang der Leitungen und Knoten ausgewertet. [21]

2.5 Netzausbaustrategien der EU, Österreichs und des Landes Salzburg

In diesem Kapitel werden potenzielle Netzausbaustrategien vorgestellt. Dabei wird zu Beginn auf die Netzentwicklung in der EU und in Österreich eingegangen, um daraus anwendbare Strategien für das Land Salzburg abzuleiten. Die Literatur bezieht sich vor allem auf Strategien für den Ausbau der Übertragungsnetze, die in dieser Arbeit nicht im Vordergrund stehen. Besonders für die EU ist dieses von Bedeutung, um die länderübergreifende Versorgung zu gewährleisten.

2.5.1 Netzausbaustrategien in der Europäische Union

Im europäischen „Grid Action Plan“, der Ende November 2023 veröffentlicht wurde, werden zusammengeschlossene und stabile Energienetze als Rückgrat des EU-Energiebinnenmarktes und als Schlüssel zur Ermöglichung einer grünen Energiewende bezeichnet. Das Übertragungsnetz der EU ist über 11 Mio. km lang und sichert die Energieversorgung von über 400 Mio. Menschen. In der EU wird ein Anstieg des Stromverbrauchs um 60 % bis 2030 erwartet. Dies stellt eine erhebliche Herausforderung für die Netze dar, die sich auf ein digitalisiertes, dezentralisiertes und flexibles System einstellen müssen. Eine weitere Erschwernis stellen die 40% der Verteilernetze dar, die älter als 40 Jahre sind. Der „Ten Year Network Development Plan“ der ENTSO-E (TYNDP) [38] zeigt, dass bis 2025 eine zusätzliche Kapazität von 23 GW und bis 2030 weitere 64 GW hinzukommen sollen. Zugleich sind lange Wartezeiten für Genehmigungen zur Netzverstärkung zwischen 4 bis 10 Jahren zu erwarten, bei Hochspannungsleitungen sogar zwischen 8 bis 10 Jahren. Die Nachfrage nach Anschlüssen an das Verteilernetz nimmt zu, einzelne Netzbetreiber pro Monat mehrere tausend Anfragen erhalten. Unklarheiten und Widersprüche betreffend Anschlussfristen und -kosten können zu Verzögerungen oder zum Abbruch geplanter Erzeugungsprojekte führen. Während die EU-Gesetzgebung bereits Vorschriften für Verteilernetzbetreiber enthält, fördert die Kommission mit dem Aktionsplan zum ersten Mal gezielte Maßnahmen für die derzeit größten Herausforderungen. Beispielsweise wird die Verbesserung der langfristigen Netzplanung für einen höheren Anteil erneuerbarer Energien und eine verstärkte Elektrifizierung als Herausforderung beschrieben. Die Maßnahmen sollten innerhalb der nächsten 18 Monate umgesetzt werden, um einen geeigneten Rahmen für Investitionen in das Stromnetz zu erlauben. Diese soll durch die Unterstützung der Netzplanung für Verteilernetzbetreiber durch die Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber

(EU-VNBO) geschehen, indem bestehende Entwicklungspläne für das Verteilernetz und deren Merkmale systematisch erfasst werden. [38–40]

2.5.2 Netzausbaustrategien in Österreich

Der 2024 veröffentlichte Entwurf des „integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan“ (ÖNIP) soll als übergeordnetes strategisches Planungsinstrument dienen und eine umfassende Gesamtbetrachtung der Infrastrukturnotwendigkeiten des zukünftigen Energiesystems ermöglichen. Dieser greift jedoch stark den TYNDP auf und beschäftigt sich daher mehr mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes in Österreich. Das Ziel des ÖNIP ist es, unter Berücksichtigung von Erzeugung und Verbrauch, Transporterfordernisse für Strom und Gas zwischen Regionen aufzuzeigen. Die Betrachtung der Verteilernetze liegt außerhalb der Analysen des ÖNIP, es wird jedoch darauf verwiesen, dass auch auf der Verteilernetzebene entsprechende Maßnahmen zum Netzausbau und zur Netzverstärkung umgesetzt werden müssen. [41]

„Der Ausbau eines Verteilernetzes beruht auf einem transparenten Netzentwicklungsplan, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorlegt. Der Netzentwicklungsplan sorgt für Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen und enthält die in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen, mit besonderem Augenmerk auf die wesentliche Verteilerinfrastruktur, die erforderlich ist, um neue Erzeugungskapazitäten und neue Lasten, einschließlich Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, anzuschließen. Der Netzentwicklungsplan thematisiert zudem die Nutzung von Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeichereinrichtungen und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als Alternative zum Netzausbau zurückgreift.“ Artikel 32 (3) der Strombinnenmarkttrichtlinie (RL (EU) 2019/944) [42]

Durch die Umsetzung von Artikel 32 im künftigen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), dem Nachfolger des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 2010), wird diese Anforderung im nationalen Rechtsrahmen verankert. Zu diesem Zwecke stellt die E-Control einen Leitfaden für die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze [43] zur Verfügung. Dieser soll für einen einheitlichen und transparenten Ablauf von Netzausbauprojekten sorgen. Dabei sollen die Ausgangssituation, Planungsannahmen sowie Planungsgrundsätze und -methoden dargelegt werden. Der Unterpunkt „Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendeten Werkzeuge“ führt beispielsweise die Nutzung von Netzmodellen und den Einsatz von Digitalen Zwillingen an. Des Weiteren soll der Einsatz von Standardmaßnahmen, wie Leitungsverstärkung, Transformatortausch und Ringschlüssen im Bericht zur Netzentwicklungsplanung genau beschrieben werden. [43] Auch ein Bericht der deutschen Bundesnetzagentur [44] liefert Einblicke in die Herausforderungen in der Netzentwicklung beim Verteilernetz. Besonders die Ausnutzung und Verstärkung der Bestandsnetze, aber auch die Digitalisierung ist von großer Bedeutung. Einer aussagekräftigen Netzauslastungsprognose liegt in erster Linie das Vorhandensein und die Aufbereitung von nahezu Echtzeit-Daten für Last und Einspeisung zugrunde. Zusätzliche Daten, wie Wetterprognosen, Temperaturüberwachung von Leitungen, Lastgangdaten aus der NS-Ebene, kundenseitige Prognose von Last und Erzeugung ermöglichen die Planung und Auslegung der Netze in ihrer Genauigkeit noch weiter zu verbessern. Als tatsächliche technische Maßnahmen zur Ausnutzung der Bestandsnetze werden das Freileitungsmonitoring, rONT, sensitive Einspeisemanagementregler, Spannungs- und Blindleistungsmanagement sowie Regelungskonzepte und Weitbereichsregler erwähnt. Beim Spannungs- und Blindleistungsmanagement ist der Einsatz in ländlichen, städtischen und ausgeglichenen Netzgebieten laut Studie ähnlich ausgeprägt. Der Einsatz von rONT wurde überwiegend von Verteilernetzbetreibern mit eher ländlicher oder ausgeglichener Netzstruktur gemeldet. [44]

2.5.3 Netzoptimierungsstrategien im Niederspannungsnetz

Das Ziel der Verteilernetzbetreiber ist es, ihre Netze auf die maximal mögliche Leistung auszulegen, ohne thermische oder spannungstechnische Grenzen zu überschreiten. Mögliche Ansätze für den zukünftigen Ausbau sind Netzbau-Maßnahmen an der vorhandenen Infrastruktur. Aufgrund geografischer Gegebenheiten gibt es auch im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH teilweise Freileitungen im Niederspannungsnetz. Besonders in ländlichen Regionen kann dies zu Problemen in der Spannungshaltung am Ende langer Leitungen führen. Im Gegensatz dazu gibt es in städtischen Gebieten Herausforderungen bezüglich der Erfüllung von Toleranzen aufgrund von thermischen Leitungsbeanspruchungen durch große Lasten bzw. Einspeiser. Die Verkabelung von Freileitungen kann vorteilhaft sein, da bei diesen unter gleicher thermischer Belastung im Vergleich zu Kabeln ein höherer Spannungsabfall stattfindet. Dies ist teilweise auf den ohmschen Widerstand durch kleinere Querschnitte zurückzuführen. Weitere Ausbaumaßnahmen sind die Verstärkung von Kabeln durch die Querschnittserhöhung bzw. die Verlegung von zusätzlichen (Parallelkabel). Durch die Vergrößerung des Querschnitts von Kabeln kann der Gleichstromwiderstand reduziert werden und somit der ohmsche Spannungsabfall. Ein ähnlicher Effekt wird auch bei der Parallelverkabelung beobachtet, wo nicht nur der ohmsche Widerstand, sondern auch die Reaktanz der Strecke reduziert wird. Des Weiteren kann auch die Umstellung auf Ringschaltungen eine Veränderung erzielen. Wie bereits in 2.3 erwähnt bietet die Ringschaltung durch ihre Redundanz vorteilhafte Eigenschaften in Bezug auf die Spannungshaltung in Fehlerfällen. Die genannten Optionen zielen einerseits auf die Verbesserung der Spannungsgrenzen-Einhaltung im bestehenden Netz ab und andererseits den klassischen Netzausbau durch die Neuanschaffung von Betriebsmitteln. [25, 35, 45, 46]

An der Übergabestelle zwischen Mittel- und Niederspannung stehen für die Transformator-Stationen der Transformatortausch oder der Neubau als Optionen zur Verfügung. Alternativ können alternative Betriebsmittel, wie rONT oder Strangregler zur flexibleren Spannungsregelung zum Einsatz kommen. Konventionell werden in den Transformator-Stationen im Verteilernetz der Salzburg Netz GmbH unregelmäßig verbaut. Das Niederspannungsnetz wird somit starr an das Mittelspannungsnetz gekoppelt. Das bedeutet im Fall der Einspeisung von Erzeugern im Niederspannungsnetz, dass dies auch Auswirkungen auf das Mittelspannungsnetz und dessen Spannungsband mit sich bringt. Beispielsweise kann in Gebieten, wo viele kleine Erzeugungsanlagen an einem Strang hängen, die zusätzliche Anbindung einer Anlage zu einer Überschreitung der thermischen Toleranzen in den Leitungen oder den im Spannungsband vorgegebenen Grenzen führen. Dieses Problem kann durch den Tausch des Bestandstransformator in der Ortsnetzstation oder durch den Bau einer neuen Transformator-Station behoben werden. Alternativ kann aber auch der Einsatz von rONT oder Strangreglern in Erwägung gezogen werden. Transformatoren können als Längs-, Quer- und Schrägregler ausgeführt werden, wie in Abbildung 2-15 dargestellt. [21, 47, 48]

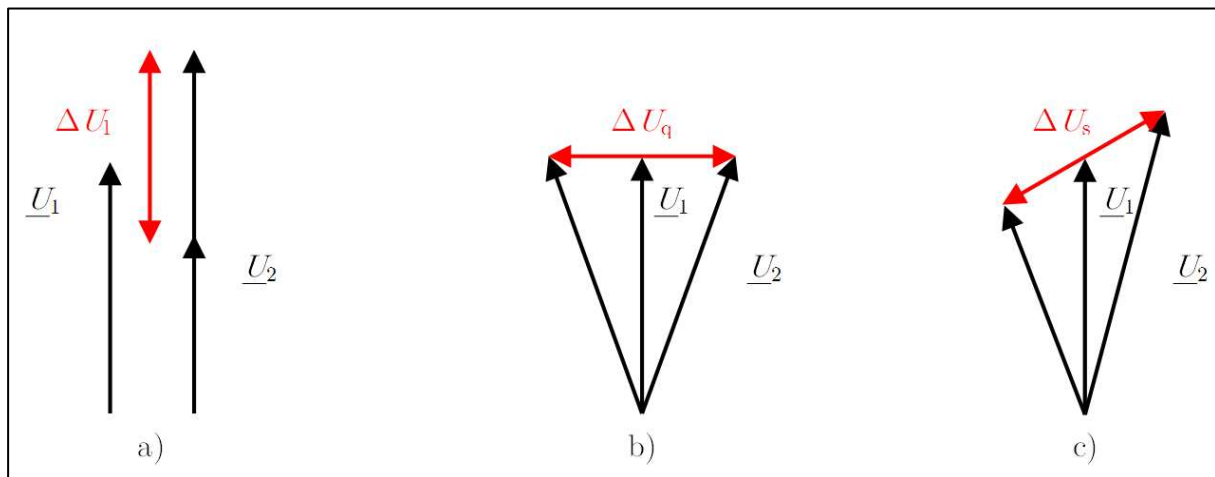


Abbildung 2-15: Spannungsdiagramme für a) Längs-, b) Quer- und c) Schräg regler [47]

Im Verteilernetz werden Transformatoren als Längsregler ausgeführt, da diese ausschließlich zur Spannungsregelung verwendet werden. Querregler verändern im Gegensatz dazu die Spannung nur gering, hingegen den Phasenwinkel der Ausgangsspannung deutlich. Dies wird genutzt, um den Transport der Wirkleistung im Netz zu beeinflussen. Der Schrägregler kombiniert die Funktionen von Längs- und Querregler, greift also sowohl bei der Spannungsregelung als auch bei der Phasenverschiebung ein. Sowohl der rONT als auch der Strangregler können als Spannungslängsregler ausgeführt werden. Der Unterschied zwischen den beiden liegt in der Stufung der Phasen. Der Strangregler regelt einzelne Phasen durch das Zuschalten von Stufentransformatoren, während beim rONT dreiphasig gestuft wird. Strangregler kommen am Ende der Leitung zum Einsatz, um die Phasenspannungen direkt in der Niederspannung zu beeinflussen. Im Unterschied dazu erfolgt der Bau des rONT in der Transformatorstation und die Ausregelung von Spannungsschwankungen läuft über die Wicklungen am Transformator in der Mittelspannung. [21, 47–49]

Andererseits gibt es die Möglichkeit intelligente Steuerungen zu nutzen, um die Überbeanspruchungen von Betriebsmitteln zu verhindern und spannungsbedingte Engpässe zu beseitigen. Durch Spitzenlastkappung ab einem gewissen Prozentsatz der Leistung können im Netz Spannungsspitzen verhindert werden. Weitere Maßnahmen sind beispielsweise die Stärkung des nachfrageseitigen Lastmanagements (Demand-Side-Management), die Nutzung von Speichertechnologien und die Vernetzung dezentraler Anlagen mit der Elektromobilität. Diese Maßnahmen ermöglichen eine koordinierte Abstimmung von Erzeugungsanlagen, Netzinfrastruktur, Speichern und Verbrauchern, die in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt werden. [50]

In Folge des zu erwartenden Netzzubaus an Erneuerbaren Energien kann es Bereiche geben, wo ohne einen vorherigen Netzausbau die Eingliederung zusätzlicher Einspeiser bzw. Verbraucher trotz der Anwendung der genannten Regelungs- und Verbesserungsmöglichkeiten nicht möglich sein wird.

3 METHODIK

In diesem Kapitel wird die Methodik und angewendeten Programme, mit denen das Ziel der Masterarbeit erreicht wird, beschrieben. Als Datenbasis für die erfolgten Untersuchungen wird das Tätigkeitsfeld der Salzburg Netz GmbH im Land Salzburg gewählt. Der Aufgabenbereich, Systemumfang und das derzeitige Niederspannungsnetz werden zu Beginn dieses Kapitels beschrieben. Die Daten zur Auswertung stammen aus dem Geografischen Informationssystem (GIS) und werden mithilfe von MATLAB® verarbeitet. Auf Basis der grundlegenden Informationen aus 2.2 bezüglich des Solarpotenzials und dem daraus ableitbaren Dachflächenpotenzial wird in 3.3 dieses für das Land Salzburg ermittelt. Nach einer Analyse der Daten für den Ist-Zustand des Niederspannungsnetzes erfolgt durch die Methode der Netzplanung und Kapazitätsberechnung auf Basis des Dachflächenpotenzials aus dem Solarkataster eine Prognose für die Voll-Auslastung des Netzes. Im darauffolgenden Kapitel 3.4 wird im Programm NEPLAN® durch die Analyse der Lastflussrechnung (siehe 2.4.4) die Netzplanung und -modellierung (siehe 2.5.3) zur Einbindung zukünftiger Einspeiser dargestellt. Die ermittelten Auslastungen des Netzes werden zur Erstellung von beispielhaften Ortsnetzen genutzt und in verschiedene Szenarien zum potenziellen Ausbau modelliert. Die Schwierigkeit der Bewertung liegt darin, eine ganzheitliche Lösung zu finden, die die Versorgung für die Zukunft sicherstellt und gleichzeitig flexibel genug bleibt, um den weiteren Zuwachs einzubinden.

3.1 Systembeschreibung des Industriepartners Salzburg Netz GmbH

Die Salzburg Netz GmbH ist eine Tochterfirma der Salzburg AG und für die Errichtung, die Wartung, den Betrieb und die Instandhaltung des Verteilernetzes in Teilen des Land Salzburg zuständig. Zum Versorgungsgebiet zählt das gesamte Bundesland Salzburg mit Ausnahme von Regionen im Großarlal, in Hofgastein und in Neukirchen am Großvenediger. Die Salzburg Netz GmbH beschäftigt rund 760 Mitarbeiter. Das Verteilernetz in der Salzburg Netz GmbH unterteilt sich in Hoch-, Mittel- und Niederspannung. Das Leitungsnetz besteht aus Freileitung oder Erdkabelleitung und weist eine Länge von 18.231 km auf, siehe Abbildung 3-1. In den 28 Umspannwerken der Salzburg Netz GmbH wird die elektrische Energie von Hochspannung mit 110 kV auf Mittelspannung (5-30 kV) transformiert und über das Mittelspannungsnetz regional verteilt. In Bezug auf diese Arbeit sind vor allem die Voraussetzung im Niederspannungsnetz von Interesse. Dieses wird durch rund 5.000 Transformatorstationen mit Niederspannung von 400 V Niederspannungsebene versorgt. Das Niederspannungsnetz ist rund 12.800 km lang und versorgt rund 140.000 Netzanschlüsse, sowie 440.000 Zählpunkte. Als Netzbetreiber steht die sichere Versorgung der 452.000 Kundenanlagen im Vordergrund. Zusätzlich werden behördlich festgelegte Netztarife und genehmigte Allgemeine Bedingungen für den Netzzugang zur Verfügung gestellt. [18]

Leitungsnetz	Freileitungen (km)	Kabel (km)	Verkabelungsgrad
Hochspannung 0 - 110.00 V	561	50	8%
Mittelspannung 1.000 - 30.000 V	1.539	3.058	67%
Niederspannung 400 V	356	12.4667	97%
Gesamt	2.456	15.775	87%

Abbildung 3-1: Aufteilung des Leitungsnetzes der Salzburg Netz GmbH nach Netzebene und Leitungstyp [18]

Der Ablauf für den Netzzutritt durch eine Kundenanlage wird im Zuge der folgenden Punkte erläutert. Der erste Schritt beinhaltet das Einholen von einem Angebot durch eine Photovoltaik-Fachfirma. Durch die Übermittlung der technischen Details der gewünschten Anlage mittels Online-Formular kommt es zur Erfassung der Anfrage im System der Salzburg Netz GmbH. Daraufhin wird nach der Überprüfung der Netzauslastung eine Einspeisebestätigung ausgesandt. Nach dem Einlangen der Baubewilligung und möglichen Förderungen auf Kund:innenseite erfolgt die Auftragserteilung für die Anlagenerrichtung und der Bau der PV-Anlage kann starten. Die Online-Fertigstellungsmeldung durch den Anlagenerrichter führt zum Versand des Netzzugangsvertrag. Der letzte Schritt vor der Inbetriebnahme der Anlage beinhaltet die die Unterzeichnung des Energieabnahmevertrags für den Überschussstrom. [18]

Für die Bewertung des Niederspannungsnetzes werden von der Salzburg Netz GmbH aktuelle Daten zu den Leistungen im Netz, sowie den sich in Betrieb befindlichen Betriebsmitteln zur Verfügung gestellt. Im GIS können diese Werte für jedes Ortsnetz tagesaktuell abgerufen werden. Dieses ist an die Anschlussbeurteilung gekoppelt, um technisch geeignete Anschlusspunkte (TGA) zu ermitteln und neu angefragte Leistungen zu reservieren. Aus dem GIS wird für die Masterarbeit ein Datensatz für den derzeitigen Ausbaustand des Niederspannungsnetzes ausgefahren. Die folgenden GIS-Daten von Anschlussobjekten dienen zur Darstellung des Ist-Ausbaus:

- Geschäftspartner
- Netzebene
- Engpassleistung
- Übergeordnete Transformator-Stationsnummer
- Transformator-Stationsbezeichnung
- Nennleistung der Transformator-Station
- Übergeordnetes Umspannwerk

Als Basis für die Berechnung des PV-Dachflächenpotenzial dienen der vom Land Salzburg im Salzburger Geographischen Informationssystem (SAGIS) zur Verfügung gestellte Solarkataster. Die Salzburg Netz GmbH hat im Zuge dessen im Programm QGIS® das Solarpotenzial mit Gebäudeflächen und Anschlussobjekten verschnitten und für die Masterarbeit zur Verfügung gestellt. Die Daten liegen in Form einer Tabelle vor, die in MATLAB® eingelesen werden kann.

Der Netzbetrieb und die Netzausbauplanung der Salzburg Netz GmbH basiert derzeit auf der Beurteilung von Anfragen in Bezug- und Einspeiserichtung. Der Ausbau folgt dem „first-come-first-serve“-Prinzip, das für alle Verteilernetzbetreiber verpflichtend ist, um die Gleichberechtigung von Kund:innen zu

gewährleisten. Dabei werden je nach Anfragezeitpunkt die notwendigen Veränderungen am Netz zur Einbindung der Leistung ermittelt und an die Planungsstellen im Unternehmen weitergeleitet. Intern werden die Betriebsmittel, wie Transformatoren und Kabel, sowie Freileitungen auf deren Einhaltung der Spannungsgrenzen und thermische Belastung geprüft. Für Anlagen ab einer Engpassleistung größer 400 kW werden spezielle Netzkonzepte für die Mittelspannungsebene erstellt und im Programm NEPLAN® eingepflegt. In Anlehnung an diese Netzkonzepte werden in der Masterarbeit die beispielhaften Ortsnetze modelliert.

3.2 Bewertung des behandelten Niederspannungsnetzes anhand der Transformator-Auslastung

Zur Bewertung der Niederspannungsnetzauslastung im Verteilernetz erfolgt die Auswertung der Messdaten der Salzburg Netz GmbH in MATLAB®, um Engpässe bei den TST im Netz zu identifizieren. Im bestehenden Netz der Salzburg Netz GmbH werden täglich zahlreiche neue Photovoltaik-Anlagen realisiert, die bereits derzeit zu erhöhten Auslastungen im Niederspannungsnetz führen. Durch die Kapazitätsberechnung und der darauf aufbauenden Netzplanung für das Niederspannungsnetz kann sichergestellt werden, dass dieses die steigende Nachfrage an elektrischer Energie bewältigen und gleichzeitig eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet wird. Zur Bewertung des Niederspannungsnetz-Zustandes dient die Auslastung der Transformator-Stationen. Diese stellen die Verbindung der Niederspannung in die vorgelagerte Mittelspannung dar und sind ein wichtiger Bestandteil der Infrastruktur im Verteilernetz.

Im ersten Schritt der Auslastungsbeurteilung findet der Export und die Analyse der in 3.1 angeführten Daten statt. Die Bereinigung und anschließende Klassifizierung der Daten wird im Programm MATLAB® durchgeführt. Bei der Analyse der Daten sollen fehlerhafte Leistungen für die Berechnung ausgeschlossen werden. Durch den Abgleich der Engpassleistungen für die ein Geschäftspartner vorliegt, kann sichergestellt werden, dass eine tatsächliche Anlage für ein Anschlussobjekt vorhanden ist. Im Zuge dieser Masterarbeit wird die Auslastung bzw. das Ausbaupotenzial in der Niederspannung betrachtet. Daher erfolgt in der Berechnung ausschließlich, die Berücksichtigung der Anlagen in Verrechnungs-Netzebene 67 und 77. Um nicht fälschlicherweise Wandler für Umspannwerke zu erfassen, werden diese in der Transformator-Stationenbezeichnung gefiltert und entfernt. Die Nennleistung je TST errechnet sich aus der Summe der einzelnen in der Station verbauten Transformatoren. Die in der Salzburg Netz GmbH gängigen Stationsbezeichnungen setzen sich aus vier- bis fünfstelligen Zeichen zusammen und bestehen entweder nur aus Ziffern oder aus einem vorangestelltem „S“ und Ziffern. So können diese auch im Nachgang eindeutig identifiziert und für genauere Analysen herangezogen werden. Die Unterteilung des Netzes in verschiedene Segmente ermöglicht die Transformator-Auslastungen jedes individuell zu klassifizieren. Um einen besseren Einblick in die vorherrschenden Transformator-Auslastungen zu bekommen, werden Transformator-Stationen sowohl nach der Anzahl von Anschlussobjekten als auch nach der berechneten Auslastung analysiert. Durch die Zuordnung der Transformator-Stationen zu den übergeordneten Umspannwerken erfolgt die detailliertere Darstellung von Engpässen in bestimmten Gebieten oder auf bestimmten Leitungsabschnitten.

Der nächste Schritt ist die Berechnung der Transformator-Auslastung durch den Vergleich des prozentualen Anteils der Engpassleistung (EPL) zur Nennleistung (P_{Nenn}) eines Transformators, wie in (3-1) gezeigt.

$$Auslastung_{Ist} = \frac{EPL}{P_{Nenn}} \cdot 100\% \quad (3-1)$$

In der Masterarbeit wird eine Spitzenauslastung und kalkulatorischer Grenzwert von 120% der Auslastung festgelegt, um dadurch Transformatoren bzw. Transformator-Stationen mit Ausbaubedarf zu ermitteln. Diese Berechnung wird unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur einerseits für die derzeitige Auslastung, den Ist-Ausbau, und andererseits für die Auslastung durch das PV-Dachflächenpotenzial, den Voll-Ausbau, durchgeführt. Für den Voll-Ausbau wird die ermittelte Leistung aus dem PV-Dachflächenpotenzial (EPL_{PV}) durch die Nennleistung (P_{Nenn}) dividiert, siehe (3-2). Weiters wird ein Soll-Ausbau ermittelt, der den Voll-Ausbau ohne den Ist-Ausbau darstellt, siehe (3-3).

$$Auslastung_{Voll} = \frac{EPL_{PV}}{P_{Nenn}} \cdot 100\% \quad (3-2)$$

$$Auslastung_{Soll} = Auslastung_{Voll} - Auslastung_{Ist} \quad (3-3)$$

3.3 Photovoltaik-Dachflächenpotenzial im Land Salzburg

Im zweiten Teil der methodischen Analyse des Niederspannungsnetzes werden die Leistungsprognosen durch die Einbindung des PV-Dachflächenpotenzials bewertet. Beginnend mit der Auswertung der Daten aus dem Solarkataster, wird anhand der Globalstrahlung im Land Salzburg das Dachflächenpotenzial ermittelt. Die Erstellung einer Prognose für die Auswirkung von Photovoltaik im Niederspannungsnetz soll der Salzburg Netz GmbH ermöglichen effektiv auf die Herausforderungen der dezentralen Energieerzeugung zu reagieren und die Netzstabilität gewährleisten zu können.

3.3.1 PV-Dachflächenpotenzial aus Solarkataster

Zur Ermittlung des Dachflächenpotenzials werden drei Zugänge angewendet. Zu Beginn wird eine Erstabschätzung des Potenzials anhand der Grundriss-Gebäudeflächen im Land Salzburg und einer durchschnittlichen Leistung je Fläche bestimmt. Die Summe dient als Vergleichs- und Kontrollwert für die weiteren Berechnungen.

Im nächsten Schritt werden die Daten des Solarkataster für das Land Salzburg herangezogen. Wie bereits in 2.2 erwähnt ist dieser aufgrund seiner Aktualität und der Genauigkeit der Bewertungsmethoden als Datenbasis gewählt worden. Ein wichtiger Aspekt bei der Analyse des Potenzials ist neben der Ermittlung der Globalstrahlung auch die Abschätzung der nutzbaren Dachfläche. Dies ermöglicht einen Vergleich zwischen jenen Flächen, die durch Anschlussobjekte im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH angebunden sind, mit jenen von anderen Netzbetreibern oder solchen, die nicht erfasst werden aufgrund ihrer geografischen Exposition. Die Nutzbarkeit der verfügbaren Dachflächen wird zusätzlich durch die Kategorisierung des Solarpotenzials in drei Kategorien unterschieden. Das Solarpotenzial wird dabei in kWh pro Jahr und m^2 angegeben:

- Wenig geeignet: $< 900 \text{ kWh/a} \cdot m^2$
- Gut geeignet: $900-1.100 \text{ kWh/a} \cdot m^2$
- Sehr gut geeignet: $> 1.100 \text{ kWh/a} \cdot m^2$

Zu den „wenig“ geeigneten Dachflächen zählen jene, die teilverschattet sind oder deren Ausrichtung und Neigung nicht dem optimalen Potenzial entsprechen. Für die Berechnung des gesamten Solarpotenzials werden nur die „gut“ und „sehr gut“ geeigneten Flächen herangezogen. So wird sichergestellt, dass Abstände zu Kanten und Störfächen, sowie wenig ertragreiche Flächen nicht in die Berechnung einfließen. Im Zuge dieser Masterarbeit wird angenommen, dass „wenig“ geeignete Flächen in Zukunft nur einen geringen Beitrag zur Gesamterzeugung leisten und daher vernachlässigt werden können.

Des Weiteren ist es wichtig zu erwähnen, dass bei der Verschneidung der angewendeten Gebäude-Layer im Programm „QGIS“ nicht alle Flächen einem Anschlussobjekt zugeordnet werden konnten. Dies hängt beispielsweise damit zusammen, dass ein Anschlussobjekt nur einer einzelnen Fläche zugeordnet werden kann. Dadurch werden Gebäude, deren Fläche sich im Layer auf mehrere, einzelne Objekte verteilt, nicht erfasst. Ebenso gibt es im Land Salzburg noch unerschlossene Gebäude, wie z.B. Almhütten, die nicht im Solarpotenzial einbezogen werden. Diese reduzierenden Faktoren müssen bei der Bewertung des Solarpotenzials berücksichtigt werden. Die entstehende Leistungsdifferenz wird in zwei Potenzialen dargestellt. Einerseits findet die Darstellung des Potenzials aller erkannten Gebäudeflächen statt. Andererseits wird das Dachflächenpotenzial bezogen auf die mit Anschlussobjekten verbundenen Gebäudeflächen ermittelt. Der nächste Schritt beinhaltet die Umrechnung des Solarpotenzials in das PV-Dachflächenpotenzial, dies wird in 3.3.1 weiter ausgeführt.

3.3.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung des PV-Dachflächenpotenzial

Zur Ermittlung des technisch und wirtschaftlich realistischen Potenzials werden die Methoden der vorherigen Kapitel herangezogen. Dabei ist es wichtig drei Potenzial-Begriffe für diese Masterarbeit zu definieren, angelehnt an die Studie „Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich“. [12]

Das **theoretische Potenzial** für das Land Salzburg ist das physikalisch nutzbare Energieangebot, das PV-Dachflächenpotenzial. Dafür wird im Zuge der Arbeit die Berechnung des PV-Dachflächenpotenzial für alle Gebäudeflächen im Land herangezogen. In Abhängigkeit technologischer Fortschritte kann sich auch dieses Potenzial ändern. Dies bezieht sich insbesondere auf die Wirkungsgrade, meteorologischen Veränderungen oder die Erweiterung der verfügbaren Dachflächen.

Das **technische Potenzial** beschreibt die Möglichkeit eines technischen Anschlusses an einem derzeit bestehenden Anschlussobjekt. Dieses Potenzial entspricht dem PV-Dachflächenpotenzial bezogen auf die vorhandenen Anschlussobjekte. Veränderungen an dieser Potenzial-Definition sind möglich, wenn weitere Anschlussobjekte zu bewerteten Dachflächen in das Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH fallen würden.

Das **wirtschaftliche Potenzial** wird anhand der Analyse der Ausbaustrategien ermittelt. Dafür müssen die potenziellen Gesamtkosten für den Niederspannungsnetzausbau, den vom Netzbetreiber eingemommenen Netzentgelten gegenübergestellt werden. Die Kosten für die Eingliederung der zusätzlich erzeugten Energie aus Photovoltaik sollten gleichauf mit den Kosten für alternative Energieformen sein. Der finanzielle Einfluss verschiedener Ausbau-Strategien dient zur Bewertung der in Zukunft heranzuziehenden Szenarien.

Zur Berechnung des theoretischen PV-Dachflächenpotenzials wird das ermittelte Solarpotenzial, welches in kWh/a*m² angegeben wird, in eine mögliche Erzeugungsleistung umgerechnet. Es wird angenommen, dass dieses der Engpassleistung, die im Netz eingebunden werden kann, entspricht. Die auf den Dachflächen erzeugte Energie, die von Verbraucher:innen tatsächlich genutzt werden kann, setzt sich aus dem Solarpotenzial (SP) multipliziert mit dem Systemwirkungsgrad für die PV-Anlage (η_{Syst}) zusammen. Um von dieser Energiemenge auf die produzierte Leistung zu schließen, muss die Energiemenge durch die Volllaststunden (t_{Volllast}) dividiert werden, wie aus (3-4) hervorgeht.

$$PVDachflächenpotenzial = \frac{SP \cdot \eta_{\text{Syst}}}{t_{\text{Volllast}}} \quad (3-4)$$

Die durchschnittlichen Vollaststunden werden einerseits aus dem Mittelwert der nutzbaren Sonnenstunden des Klima- und Energiefonds von 2020 bis 2022 ermittelt und in Tabelle 3-1 angeführt. Da die tatsächlichen Stunden, welche für die Berechnung des Solarkataster nicht einsehbar sind, werden diese Werte herangezogen. Sie repräsentieren die tatsächlich nutzbaren Stunden der Sonneneinstrahlung. [51–53]

Tabelle 3-1: Durchschnittliche nutzbare Sonnenstunden für das Land Salzburg

Faktor	Klimarückblick [51–53]
2020	1.519
2021	1.474
2022	1.530
Mittelwert	1.508

Bei der Ermittlung des Wirkungsgrades für eine PV-Anlage erfolgt die Unterscheidung von drei Arten.

Der **Solarzellwirkungsgrad** bezieht sich auf die Effizienz, mit der einzelne Solarzellen die Solarstrahlung in elektrische Energie umwandeln. Abhängig von der angewendeten Technologie variiert dieser. Für monokristalline bzw. polykristalline Solarzellen liegen diese bei 20-22 % bzw. 15-20 %. Dünnschichtzellen weisen Wirkungsgrad zwischen 10 und 13 % auf. Der Solarzellenwirkungsgrad von organischen Zellen liegt bei knapp 16 %. [12, 54, 55]

Der **Modulwirkungsgrad** beschreibt die Effizienz eines gesamten PV-Moduls, das aus mehreren Solarzellen besteht. Er berücksichtigt neben dem Solarzellwirkungsgrad auch Verluste durch Zwischenräume zwischen den Zellen, Verkabelung, Rahmen und andere Faktoren. Der Modulwirkungsgrad liegt typischerweise im Bereich von etwa 15% bis über 20%. [56]

Der **Systemwirkungsgrad** bezieht sich auf die Gesamteffizienz der PV-Anlage, einschließlich PV-Module, Wechselrichter, Verkabelung, Montagesysteme und anderer Komponenten. Auch Verluste durch Verschattung, Temperatur, Alterung und andere Betriebsfaktoren werden dabei berücksichtigt. Der Systemwirkungsgrad kann je nach Anlagengröße, Standort und Installationsqualität stark variieren, liegt jedoch im Allgemeinen im Bereich von etwa 12-14 %. [12]

Die in Tabelle 3-2 folgenden Faktoren werden zur Umrechnung auf die Leistung angewendet. Die Werte für die nutzbaren Sonnenstunden und den Systemwirkungsgrad kommen aus den vorangegangenen Überlegungen, der Faktor des Last-Einflusses wird für die später durchgeführte Analyse des Bestandsnetzes benötigt.

Tabelle 3-2: Berechnungsfaktoren für das PV-Dachflächenpotenzial

Faktor	Gewählter Wert	Einheit
Nutzbare Sonnenstunden	1.508	h
Wirkungsgrad	13,5	%

Die für diese Masterarbeit berechneten Werte beziehen sich nur auf den Systemgesamtwirkungsgrad und die nutzbaren Sonnenstunden. Außerdem wird eine Veränderung der Systemwirkungsgrade für die Zukunft vernachlässigt. Gleiches gilt für die Annahme der nutzbaren Sonnenstunden im derzeitigen System. Der notwendige Ausbau in der Niederspannung wird auf Basis von derzeit gültigen Daten bewertet.

3.4 Ausbau im Niederspannungsnetz

Der Ausbau des Niederspannungsnetzes ist unvermeidlich, wenn man den stetig wachsenden Anfragen, sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite in Zukunft gewachsen sein will. Dies ist jedoch nicht nur eine technische, sondern auch eine wirtschaftliche Herausforderung, die in den folgenden Absätzen betrachtet werden soll.

3.4.1 Ansätze zur stufenweisen Integration des PV-Dachflächenpotenzial

Die Auswertung der stufenweisen Integration des Potenzials erfolgt durch die Netzanalyse und die Bewertung der freien Kapazitäten. Anhand der vorangegangenen Netzanalyse können sowohl die vorhandene Kapazität des Niederspannungsnetzes als auch Engpässe beurteilt werden. Im weiteren Verlauf wird eine Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Transformatoren und Leitungen im Niederspannungsnetz durchgeführt. Dafür wird zu Beginn der Auswertung des Voll-Ausbaus die maximale Nennleistung, für die sich im Betrieb befindlichen Transformatoren ermittelt. Die derzeit im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH vorhandenen Bauarten von Transformatoren werden in Tabelle 3-3 mit ihrer maximalen Nennleistung dargestellt.

Tabelle 3-3: Transformator-Bauarten mit maximal aufrüstbaren Nennleistungen

Transformator-Bauart	Maximale Nennleistung [kVA]
Holzmast	150
Beton-Gittermast	400
Einbau	630
Blech	630
Lepschi	630
Massiv	630
Beton-Fertigteil	919
Sonstige	630

Im Anschluss wird eine Kategorisierung der Transformator-Stationen eingeführt, um den Ausbaubedarf zu unterteilen: Die erste Gruppe der Stationen bezieht sich auf jene, bei denen die aus Einspeisern ankommende Leistung über den derzeit verwendeten Transformator übertragen werden kann. Zur Berechnung der TST in der zweiten Gruppe, wird anhand der Bauart ermittelt, wie groß der baulich maximal einsetzbare Transformator sein darf. Dies führt zu jenen Stationen, bei denen ein Transformator-Tausch notwendig wird. Nach dem Tausch des Bestands auf einen Transformator mit größerer

Nennleistung kann die Leistung zwischen Nieder- und Mittelspannungsebene transformiert werden, es muss jedoch eine Analyse des Niederspannungsnetzes durchgeführt werden. Die letzte Gruppe umfasst jene Stationen, bei denen nur ein Neubau in Frage kommt. Damit einhergehend erfolgt die Ermittlung der Anzahl an Transformatoren, die benötigt wird, um die Leistung übertragen zu können. Dies erfolgt unter der Annahme, dass der Neubau in Form einer Betonfertigteile-Station mit einer Nennleistung von 1.250 kVA stattfindet. Der Ausbau von Netzen, bei denen ein Neubau erforderlich ist, stellt eine Herausforderung dar. Diese können aufgrund ihrer örtlichen Gegebenheiten und der unterschiedlichen Ausgangssituationen schwer pauschal bewertet werden.

3.4.2 Ausbaustrategien anhand ausgewählter beispielhafter Ortsnetze

Anhand ausgewählter Beispiele, die im Betrieb durch erhöhte Auslastungen aufgrund aktueller Anfragen auffallen, werden Ortsnetze modelliert. Unter Berücksichtigung des ermittelten PV-Dachflächenpotenzials kann der Voll-Ausbau nachgestellt und Engpässe ermittelt werden. Die beispielhaften Ortsnetze fallen unter die Kategorie der Stationen, bei denen ein Transformator-Tausch vorgenommen werden muss. Diese Gruppe bietet ein breites Portfolio an Ausbaumöglichkeiten, wie den Einsatz von rONT, Längsregler oder Verkabelung. Ebenso werden jene Beispiele gewählt, da in diesen Ortsnetzen durch den Transformator-Tausch hohe Investitionskosten anfallen. Die Auswahl der Beispiele wurde darauf ausgerichtet, die große Varianz der unterschiedlichen Ortsnetze darzustellen. Dafür werden Netze gewählt, die beispielsweise einen oder mehrere Stränge mit hoher Besiedlungsdichte aufweisen. Andererseits weisen die Netze lange Netzausläufer mit geringer Anzahl an Anschlussobjekten (AO) auf. Dies soll ein durchschnittliches Ortsnetz im Versorgungsgebiet nachstellen, um daraus Schlüsse für diverse Netztopologien ziehen zu können. Für die Stationen, die keinen Handlungsbedarf am Transformator aufweisen gelten dieselben Bedingungen in der Bewertung der Methoden. Jedoch fallen sowohl der Neubau als auch der Tausch von Transformatoren weg.

Die Netze werden anhand von vier Basisszenarien und Kombinationsszenarien abgebildet.

Szenario 1 - Maximale Verkabelung: Es wird die notwendige Verlegung von Parallelkabeln sowie mögliche Ringschaltungen bewertet. Für die Verkabelung wird davon ausgegangen, dass Bestandskabel, sofern sie keine Bleikabel sind, erhalten bleiben und als Reserve in der Künette liegen. Zusätzlich werden Standardkabel mit einem Durchmesser von 240 mm² verlegt. Diese werden nach einer schrittweisen Betrachtung verlegt, indem nach der Zulegung von Kabeln das Spannungsband geprüft wird und jeweils der Strang mit steilstem Anstieg verstärkt wird. Dadurch wird von der Sammelschiene weg jede Leitung verstärkt, bis keine thermischen oder spannungstechnische Begrenzungen vorliegen. Des Weiteren wird durch die Verstärkung am Beginn der Leitung eine Verbesserung der Stabilität für den gesamten Strang ermöglicht.

Szenario 2 - Neubau Transformator-Station: In der Modellierung der Netze wird ein Szenario für den Neubau einer Station durchgeführt. Dies soll einen Vergleich zu der in MATLAB® ausgewerteten Kategorisierung ermöglichen. Der Neubau einer Transformator-Station in Form einer Beton-Fertigteile-Station genauer betrachtet. Für neue Transformator-Stationen wird mittels GIS ein passender Standort ausgesucht und durch reale Längenangaben im Netz eingebunden.

Szenario 3 - rONT: Bei dem Einbau eines rONT anstelle des vorhandenen Transformators wird angenommen, dass die Regeltoleranz $\pm 2\%$ beträgt. Für das gesamte Spannungsband von 20 % kann folglich ein Spannungsanstieg von 7 % und ein Spannungsabfall von 9 % ausgeregelt werden. Dies kann für den Einspeisefall entweder durch eine Spannungstoleranz von 107 % beim Berechnungsergebnis oder durch die Reduzierung der Spannungsdrings (U%) auf 97,5 % am Slack-Knoten berücksichtigt werden.

Szenario 4 - **Längsregler**: Für den Einsatz von Längsreglern werden ebenfalls geeignete Standorte im modellierten und realen Netz ermittelt. Für Längsregler wird angenommen, dass diese zwischen Ein- und Ausgangsspannung eine Differenz von 6 % ausregeln können. Ebenso werden ohmsche Verluste vernachlässigt und die Kupferverluste mit einem Wert von 0,5 % berechnet.

Kombinations-Szenario: Zum Abschluss wird eine Kombination ausgewählter Szenarien angewendet. Da die Möglichkeiten der unterschiedlichen Lösungswege vielfältig sind, werden nur Kombinationen aus drei verschiedenen Szenarien untersucht.

Die angewendeten Szenarien (exklusive Stations-Neubau) fallen ebenfalls für jene Stationen an, bei denen keine Verstärkung des Bestands-Transformators notwendig ist, diese werden in der Masterarbeit jedoch nicht modelliert. Für Ortsnetze, in denen ein oder mehrere neue Transformatoren und daher zusätzliche Stationen gebaut werden müssen, um die Leistung zu übertragen, müssen die naheliegenden Ortsnetze gesamtheitlich neu strukturiert werden. Die Suche eines geeigneten Standortes für einen solchen Neubau wird bei den ausgewählten Ortsnetzen modelliert. Dies wäre für die Übertragung der Leistung in die Mittelspannung nicht notwendig und dient der Entlastung des bestehenden Ortsnetzes.

Um den Vergleich zwischen den unterschiedlichen Ortsnetzen zu realisieren, erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung der jeweiligen Szenarien. Die Vergleichbarkeit der Ortsnetze untereinander steht dabei im Vordergrund, weshalb Vereinfachungen und Annahmen bezüglich der wirtschaftlichen Beurteilung getroffen werden. Einerseits werden die Kosten für die Beschaffung und Verlegung von Kabeln analysiert. Innerhalb der Salzburg Netz GmbH wurde ermittelt, dass bei einer Mitverlegung in Künetten, die Kosten ab dem zweiten Kabel reduziert anfallen. In der Beurteilung der Ergebnisse wird daher angenommen, dass die Verlegung eines Kabels, für die Grabungsarbeiten, Personalkosten, sowie die Kosten für das Kabel selbst zu Gesamtkosten von 90 T€/km führen. Für jedes weitere Kabel wird angenommen, dass sich die Kosten auf 50 T€ belaufen. Weiters wird bei Veränderungen an Kabeltypen vorausgesetzt, dass der derzeitige Standardtyp mit einem Durchmesser von 240 mm² verlegt wird. Für die Masterarbeit wird festgelegt, dass sobald ein Kabeltausch stattfindet, dass vorher verwendete Kabel als Reserve in der Künette liegen bleibt. Bezüglich der Beschaffung von Betriebsmitteln werden die Kosten für einen neuen Transformator mit Nennleistung von 1250 kVA auf 30 T€ festgelegt. Ebenso werden die Kosten für die Anschaffung eines rONT mit 50 T€, sowie für Längsregler mit 55 T€ angenommen. Der Transformator-Tausch ist ein weiteres Beispiel für eine potenzielle Ausbaustrategie im Netz und führt zu Kosten aufgrund der Neuanschaffung eines Transformators für die Station. Zusätzlich fallen Transport- und Personalkosten an, die mit der Verstärkung des Niederspannungshauptverteilers zusammenhängen. Diese werden dem Restwert des vorhandenen Transformators gegenübergestellt. Die Differenz wird als minimal angenommen und im Zuge der Masterarbeit vernachlässigt. Kommt es im Zuge des Ausbaus zu einem Stationsneubau mit Neuanschaffung des Transformators, so belaufen sich die Kosten für diesen auf 80 T€.

Die Netzverstärkung und Modernisierung kann besonders bei den Leitungen in der Niederspannung durch den Austausch von veralteten Komponenten, die Verstärkung von Leitungen oder die bereits erwähnte Parallelverkabelung stattfinden. Die Bewertungsgrundlage für die diversen Umstrukturierungen in der Niederspannung stammt aus den Erkenntnissen der Modellierung der beispielhaften Ortsnetze.

4 ERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Auslastungen des Niederspannungsnetzes aufgrund des Ist-Ausbau aufgezeigt. Des Weiteren wird das ermittelte PV-Dachflächenpotenzial vorgestellt und die dadurch entstehenden Auslastungen aufgrund des Voll-Ausbau. Im Anschluss folgen die Ergebnisse der Modellierung der Maßnahmen für den Niederspannungsnetzausbau von beispielhaften Ortsnetzen.

4.1 Derzeitigen Auslastung auf Basis der Einspeise-Anlagen

Zu Beginn der Ergebnisse wird der Ist-Ausbau genauer betrachtet, um ein Verständnis für den derzeitigen Ausbau-Zustand zu bekommen. Dafür werden die Auslastungen der Transformator-Stationen herangezogen. In Abbildung 4-1 wird auf der x-Achse die Anzahl der Anschlussobjekte je Transformator-Station dargestellt. Dies gibt Einblicke in die Größe eines Ortsnetzes und der damit versorgten Objekte. So kann bei TST mit einer größeren Anzahl an AOs davon ausgegangen werden, dass es sich um ein urbanes Gebiet handelt. Ebenso kann bei TST mit geringeren AO-Anschlüssen von ländlichen Regionen ausgegangen werden. Es gilt jedoch zu beachten, dass einige Transformator-Stationen zum Ausbau des Netzes aufgrund von Einspeisern errichtet wurden und daher eine sehr geringe Anzahl an AO aufweisen. Auf der y-Achse wird die Auslastung der Ortsnetzstationen dargestellt. Es ist erkennbar, dass sich beim Ist-Ausbau nur einige wenige Transformator-Stationen bei einer Auslastung über der Spitzenbelastung von 120 % befinden. Es gibt einen Ausreißer mit 300 % Auslastung, bei dem nach Überprüfung der Transformator-Station festgestellt wird, dass es sich um einen Aufzeichnungsfehler im GIS handelt. Die an der Station erfasste Leistung fällt aufgrund eines Neubaus an einer anderen an. Im Prozess der Ermittlung eines passenden Anschlusspunktes, wurden die Daten fälschlicherweise jener in der Auswertung betrachteten Station zugewiesen. Die Nennleistung der Transformatoren wird derzeit nur in wenigen Fällen durch die Einspeiseleistung überschritten.

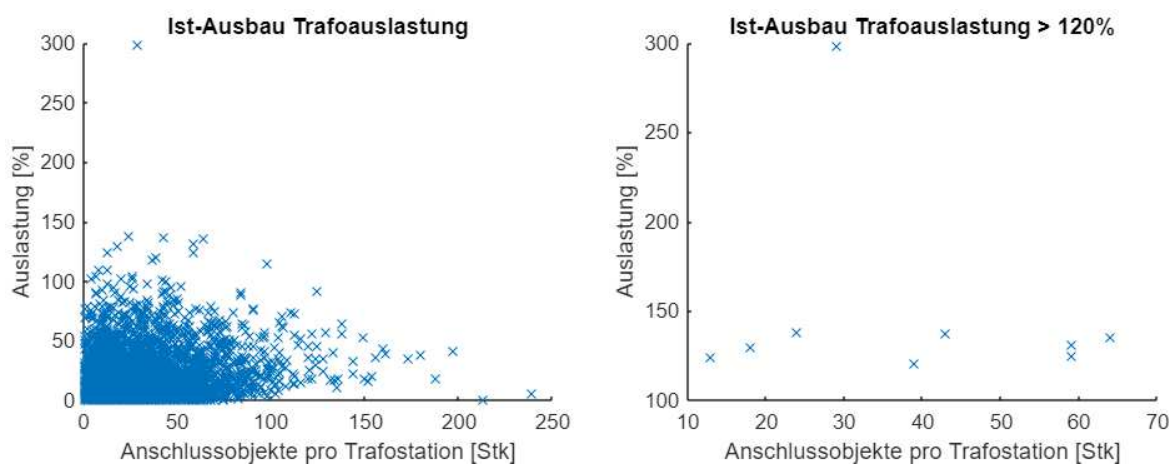


Abbildung 4-1: Darstellung der derzeitigen Transformator-Auslastung bezogen auf die AO je TST gesamt und über 120 %

In Abbildung 4-2 wird die Ist-Auslastung der einzelnen Transformator-Stationen im Versorgungsgebiet dargestellt. Die Grafik zeigt eine absteigende Sortierung der Auslastung für jede TST. Die resultierende Kurvenform veranschaulicht, dass knapp 94 % der Stationen bei einer Auslastung von unter 50 % liegt.

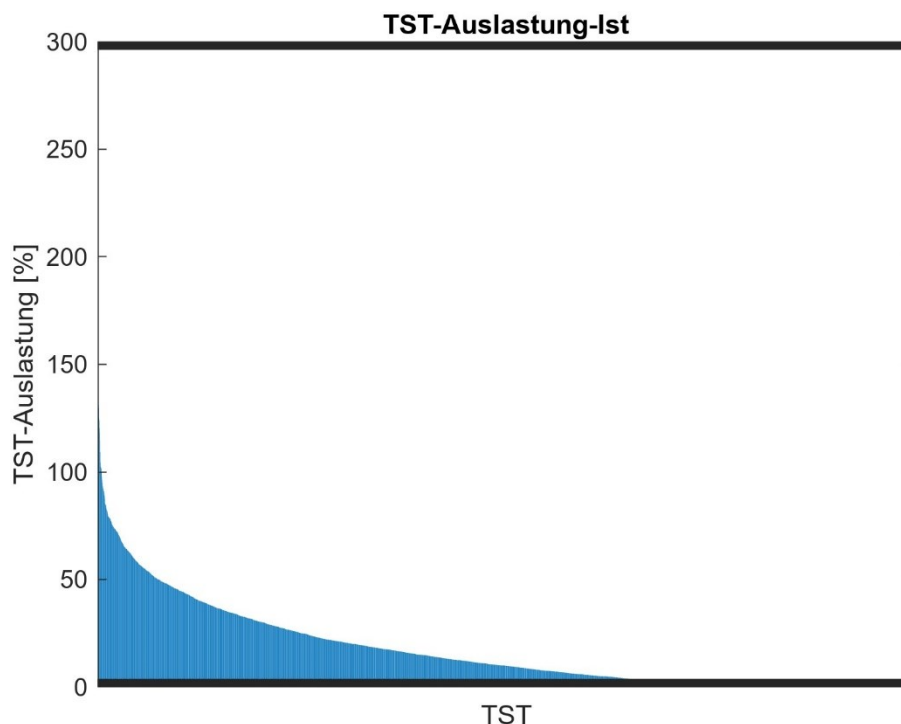


Abbildung 4-2: Darstellung der Ist-Auslastung je Transformator-Station für das gesamte Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH

In den folgenden Grafiken wird in beispielhaften Balkendiagrammen die Auslastung der Transformator-Stationen dargestellt. Diese werden aufgrund der Vielzahl der Stationen im Verteilernetz anhand der übergeordneten Umspannwerke unterteilt und absteigend sortiert. Dabei wird die Auslastung in Prozent angegeben und für jede Transformator-Station im Versorgungsbereich des Umspannwerkes abgebildet. Durch diese Sortierung wird ersichtlich gemacht, dass im Gebiet rund um das UW Flachgau wird, eine TST dargestellt mit einer Auslastung über 120 %, siehe Abbildung 4-3. Der Verlauf der Kurve ist regelmäßig und rund 99 % der Stationen befinden sich unter einer Auslastung von 100 %.

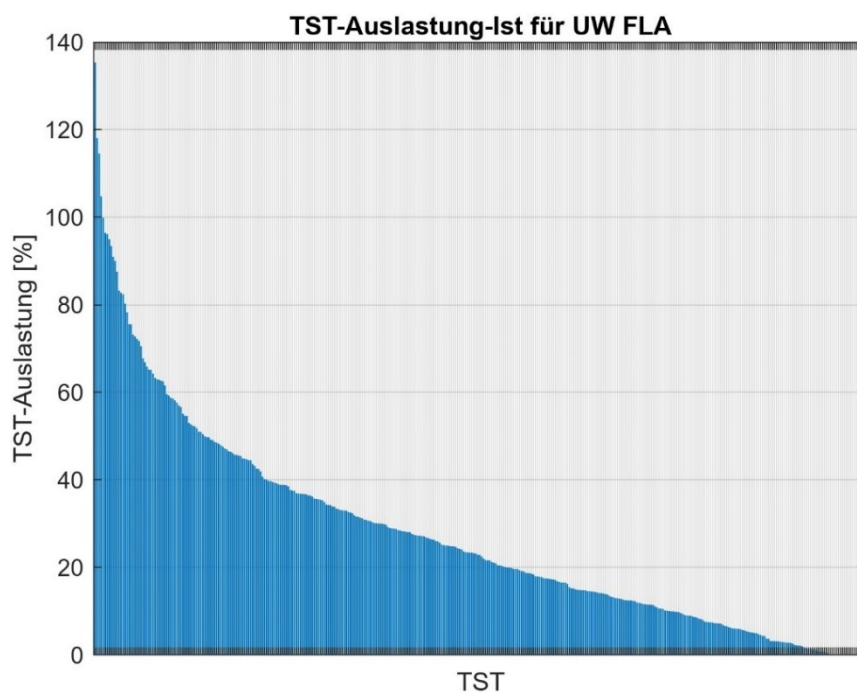


Abbildung 4-3: Darstellung der TST-Auslastungen für das übergeordnete UW Flachgau

Im Altstadtgebiet von Salzburg liegt die TST-Auslastung durchgehend unter 50 %, wie in Abbildung 4-4. Bezogen auf die vorhandene Dachfläche ist die Bezugsleistung im Stadtgebiet hoch, da eine Vielzahl an Anschlüssen auf eine Dachfläche fallen. Besonders im Altstadtgebiet sind geringere Einspeisemengen im Vergleich zu ländlichen Gebieten erkennbar.

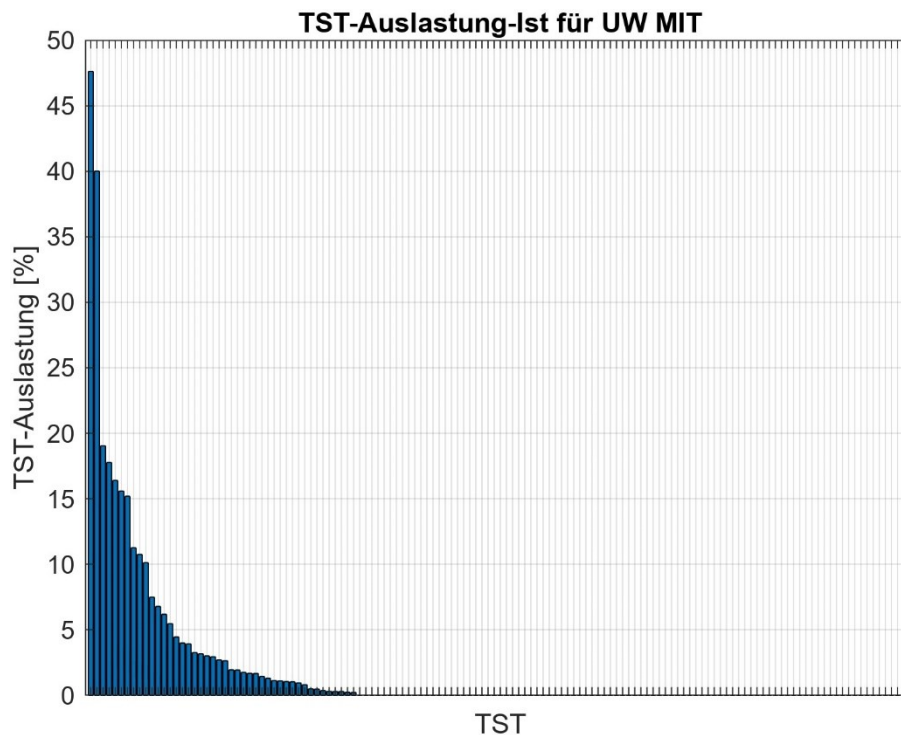


Abbildung 4-4: Darstellung der TST-Auslastung für das übergeordnete UW Mitte

Für alle Grafiken gilt, dass alle Einspeiser der Netzebene 7, sowie teilweise auch jene der Netzebene 6 miteinbezogen werden. Dies entsteht durch die Berücksichtigung der Verrechnungsebene 67 bei der Auswertung. Die erste Ziffer beschreibt die Netznutzungsebene, in der der Leistungsbezug bzw. die -einspeisung stattfindet. Die zweite Ziffer beschreibt die Netzebene, an der die Messung der Netzverluste durchgeführt wird. Dies ist ein Grund, weshalb Anlagen mit EPL größer als 100 kW in der Berechnung vorkommen.

4.2 Prognostizierte Auslastung durch den Einfluss des ermittelten Dachflächenpotenzials

Für die **erste Hochrechnung** wird anhand der Multiplikation der Dachflächen (45,8 km²) im Land Salzburg mit einer PV-Leistung von 0,215 kWp/m² ein **Potenzial von 9,85 GW** berechnet. Dieses soll als Anhaltswert dienen, um die folgend ermittelten Potenziale zu Vergleichen. Die Größen der Dachflächen stammen aus den im GIS hinterlegten Gebäudestrukturen und berücksichtigen keine Neigung oder Verschattung. Die zweite Berechnung wurde auf Basis der ermittelten Strahlungswerte auf jene Dachflächen durchgeführt und beschreibt das theoretische Potenzial der Dachflächen. Diese beinhalten jedoch noch keine Zuordnung bezüglich der Anschlussobjekte im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH. Jedoch werden hierbei die Auswirkungen von Neigung und Verschattung durch das Solarpotenzial aus dem Solarkataster berücksichtigt. Dafür werden jene Dachflächen herangezogen, die unter die Kategorien der „guten“ und „sehr guten“ Eignung fallen. Dabei konnte unter Einhaltung der bereits erwähnten Faktoren für den Systemwirkungsgrad (13,5 %) und die nutzbaren Sonnenstunden (1508 h) ein **theoretisches Potenzial von 3,5 GW** errechnet werden. Im Anschluss wird das technische Potenzial unter Berücksichtigung des Anschlussobjekts der jeweiligen Gebäude ermittelt. Das **technische Potenzial** beläuft sich bei einem Belegungsgrad von 100 % auf **2,71 GW**. Der Unterschied zwischen dem theoretischen und technischen Potenzial liegt einerseits in der Größe des Versorgungsgebiets der Salzburg Netz GmbH. Da dieses nicht das gesamte Land Salzburg umfasst und daher einige Gebäude nach Verschneidung mit den AO wegfallen. Weiters liegt in der Bewertungsmethode durch QGIS, in der nicht alle Gebäudeflächen einwandfrei erfasst werden.

Wie in Abbildung 4-5 dargestellt, kommt es im Stadtgebiet von Salzburg, sowie in den städtischen Gebieten im Land Salzburg zu erhöhtem PV-Potenzial (in rot). In jenen Gebieten summieren sich die Anzahl der Transformator-Stationen ebenso wie die Anzahl der Dachflächen auf kleinerem Raum im Vergleich zu den ländlichen Gebieten. Die Grafik veranschaulicht das PV-Dachflächenpotenzial je TST, daher entstehen die Hot Spots entlang der bestehenden Stationen.

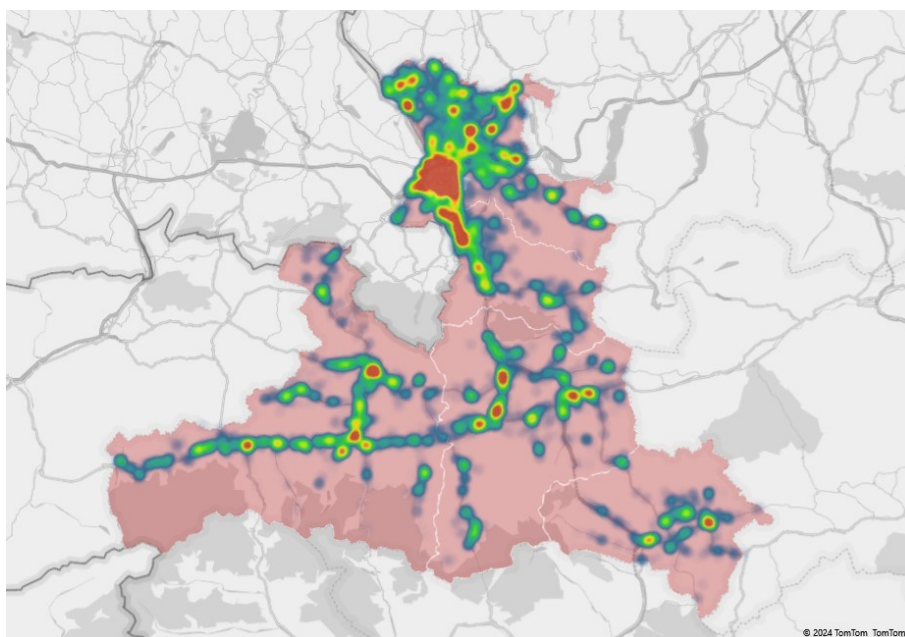


Abbildung 4-5: Summe der Dachflächenpotenziale [MW] je TST

Der Mittelwert über die TST-Auslastungen im Versorgungsgebiet, zeigt in Abbildung 4-6 die hohe mittlere Auslastung im Norden von Salzburg. Das Gebiet weist gute Bedingungen für Photovoltaik-Anlagen auf,

wie auch in der vorherigen Grafik ersichtlich ist. Auch in der Region Lungau (unten rechts) wird durch die grünen Spots gekennzeichnet, dass die mittlere Auslastung in einigen Gebieten höher sind als in Teilen vom Pinzgau oder Pongau.

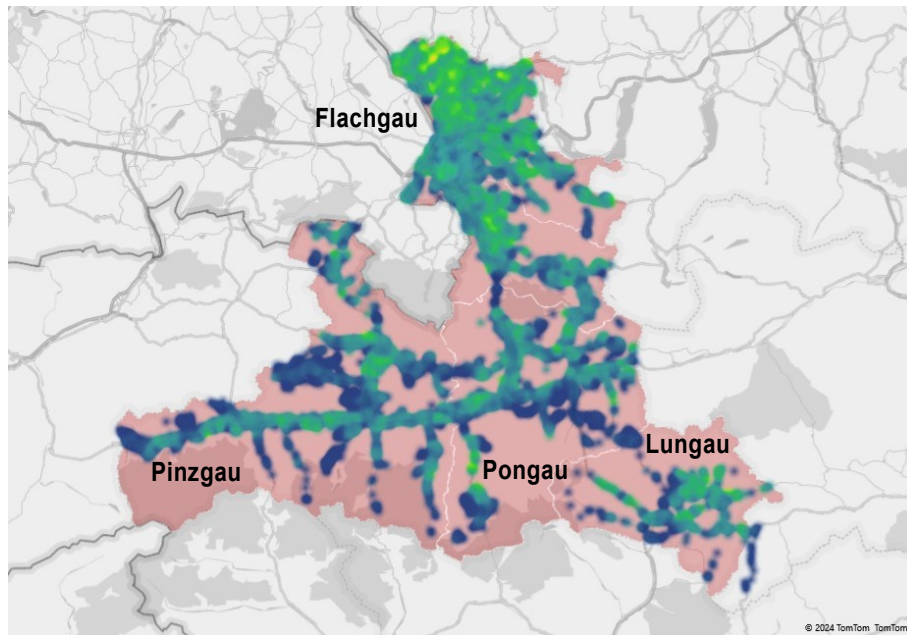


Abbildung 4-6: Mittelwerte der TST-Auslastungen

In Abbildung 4-7 wird die Summe der TST-Auslastung dargestellt. Diese stimmt gut mit der Summe der PV-Potenzial in Abbildung 4-5 überein. Wie bereits erwähnt sind besonders in den städtischen Gebieten die Dachflächen auf ein kleineres Gebiet zentriert und bilden so in Summe eine stärkere Auslastung auf kleiner Fläche ab.

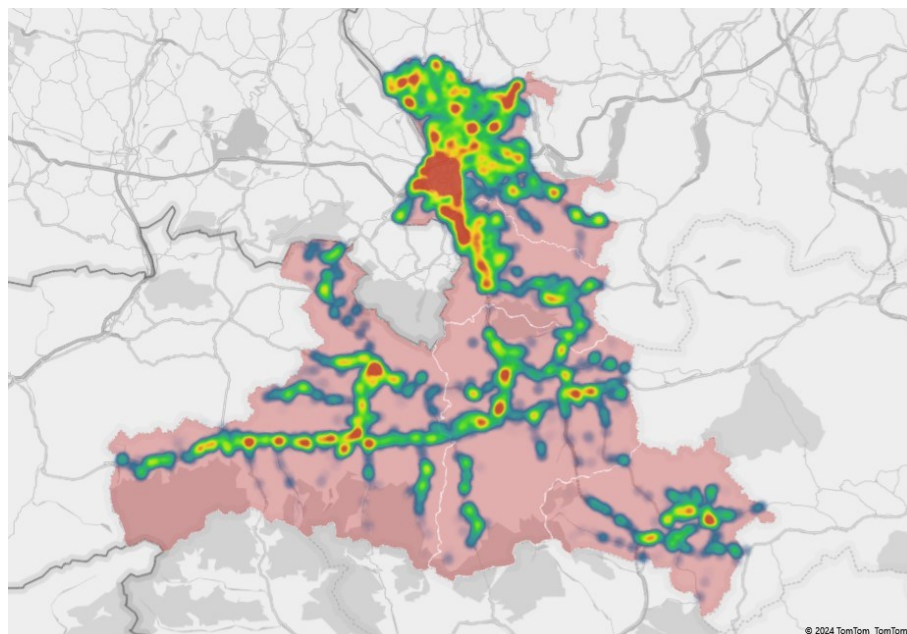


Abbildung 4-7: Summe der TST-Auslastung

In Abbildung 4-8 wird zum Vergleich zur Abbildung 4-1 die Auslastung der TST bezogen auf die Anzahl der Anschlussobjekte je Transformator-Station für den Voll-Ausbau dargestellt. Hier ist eine deutliche Vergrößerung der Anzahl an TST, die über 120 % der Auslastung kommen, sichtbar. Bei einer Verzehnfachung der Leistung ist im Vergleich ersichtlich, dass es nur bei vereinzelt Stationen zu

derselben Vervielfachung der Auslastung bei den Transformator-Stationen kommt. Es ist erwähnenswert, dass bereits ein Faktor für die gleichzeitige Einspeisung und Verbrauch von 0,85 bei diesen Daten einberechnet wird.

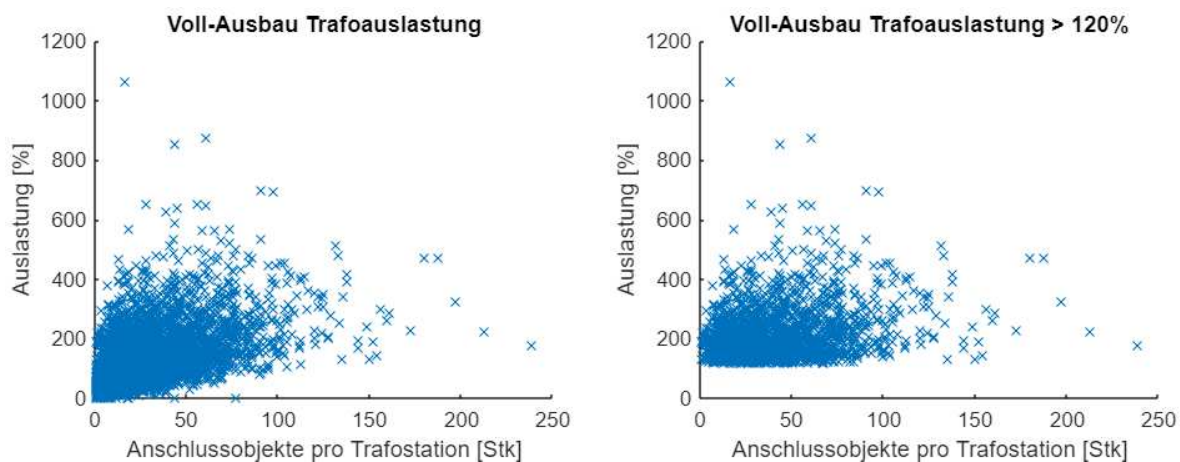


Abbildung 4-8: Darstellung der Transformator-Auslastung bei Voll-Ausbau bezogen auf die AO je TST gesamt und über 120 %

Zur weiteren Bewertung der Auslastung in den Transformator-Stationen werden diese kategorisiert. Die Stationsauslastung dient als Indikator für die Netzauslastung der Ortsnetze. Mit der Einführung einer Spitzenbelastung für die Transformator-Nennleistung von 120 % wird bewertet. Bei **977 Stationen** ist zwingend ein **Stations-Neubau** erforderlich, um die Leistung aus der Niederspannung ins Mittelspannungsnetz transformieren zu können. Für jede dieser Stationen wird außerdem ermittelt, wie viele Transformatoren zur Einbindung der Leistung in das Netz notwendig sind. Im nächsten Schritt werden jene Stationen ermittelt, wo ein Transformator-Tausch auf die maximale Nennleistung notwendig ist. Dies ist begrenzt durch bauliche Vorschriften und kann anhand der Bauarten für jede Station einzeln ermittelt werden. Es werden **2.015 Transformator-Stationen** identifiziert, für die ein **Transformator-Tausch** durchgeführt werden muss. Für 1.042 davon konnte festgestellt werden, dass nach einer Analyse des Niederspannungsnetzes das Ortsnetz betriebsfähig wäre. Diese Netzanalyse umfasst eine Lastflussrechnung, in der thermische Engpässe und Spannungsbandabweichungen beurteilt und behoben werden. Von den rund 5.000 Transformator-Stationen im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH gibt es bei **2.960 keine Engpässe bei der Leistungsverteilung** auf die Mittelspannungsebene. Auch in diesen Ortsnetzen ist die Durchführung einer Netzanalyse für die Niederspannung notwendig.

In den folgenden Grafiken wird in Balkendiagrammen die Auslastung der Transformator-Stationen nach Einbindung des PV-Dachflächenpotenzials dargestellt. Dabei wird diese absteigend nach Größe sortiert, um hohe Auslastungen eindeutig darstellen zu können. Außerdem ist bei der grafischen Darstellung der Soll-Ausbau über dem Ist-Ausbau in blau abgebildet. Dies führt dazu, dass die ablesbaren Spitzen den gesamten Voll-Ausbau zeigen, aber auch zu negativen Werten, wenn der derzeitige Ausbau den prognostizierten Ausbau übersteigt. Die Auslastung im gesamten Versorgungsgebiet wird in Abbildung 4-9 dargestellt. Die Auslastung wird in Prozent und für jede Transformator-Station im Versorgungsbereich des Umspannwerkes angegeben. Dabei ist ersichtlich, dass rund 56 % der Stationen unter einer Auslastung von 100 % liegen. Bei jenen Stationen, die eine Auslastung unter 50 % aufweisen handelt es sich um rund 37 %.

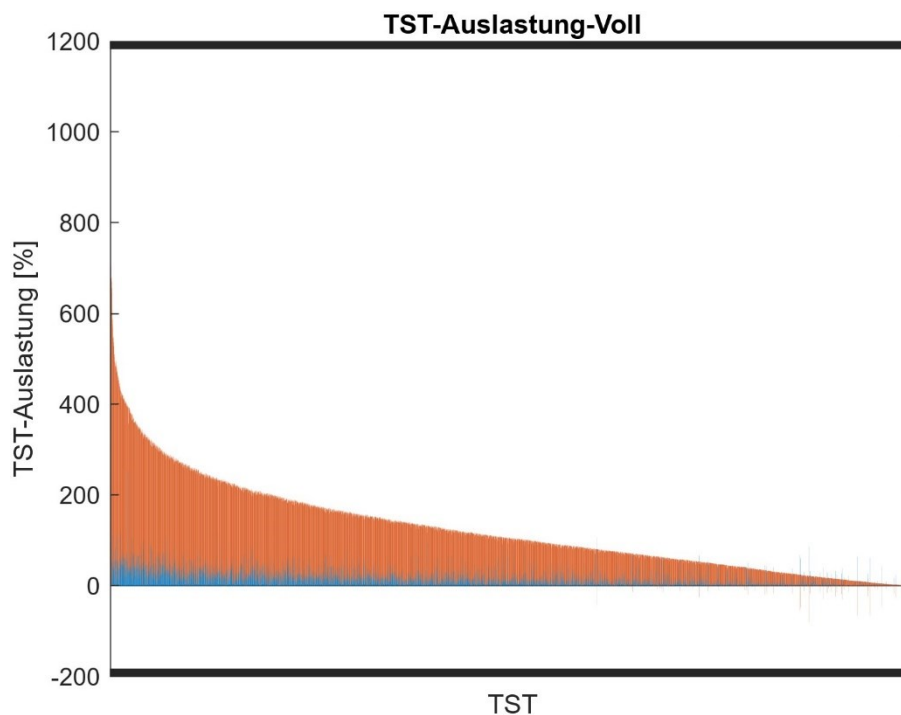


Abbildung 4-9: Darstellung der Voll-Auslastung für die Transformator-Stationen im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH

Die Region Flachgau weist geografisch ein flaches Landschaftsbild auf. Die Transformator-Auslastung wird in Abbildung 4-10 dargestellt. Bei fünf Transformator-Stationen liegt das Potenzial über 500 %. Für diese konnte in der Kategorisierung nur ein Neubau von zusätzlichen Stationen als Maßnahme festgestellt werden. Dies bedeutet, dass auch die Beurteilung der untergeordneten Niederspannungsnetze für jene Versorgungsgebiete neu konzipiert werden müssen.

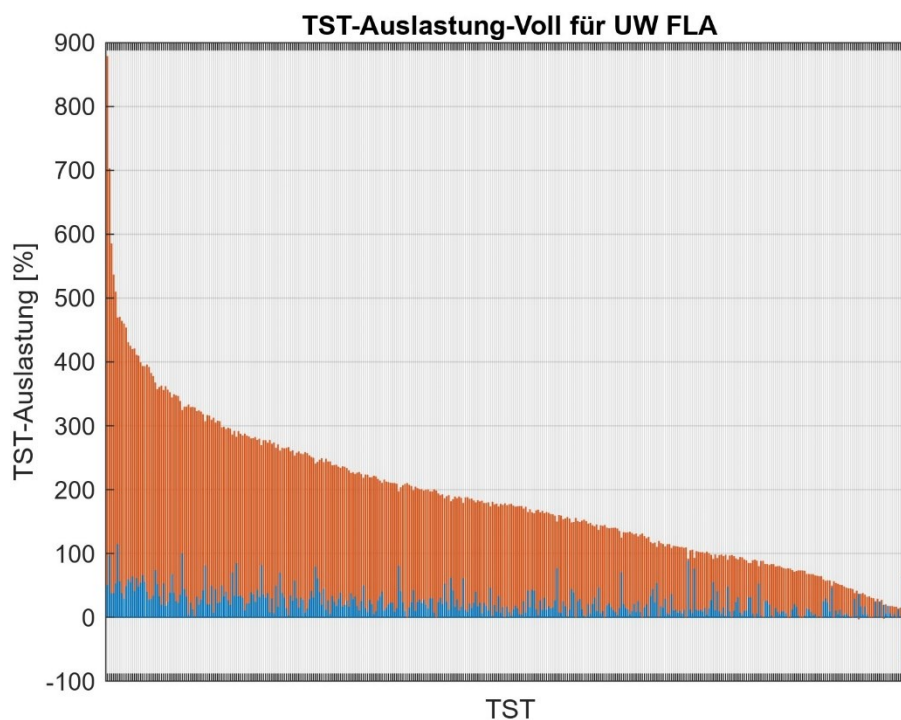


Abbildung 4-10: Darstellung der TST-Auslastungen für das übergeordnete UW Flachgau

Bei näherer Betrachtung fällt ein negativer Ausreißer im rechten Teil von Abbildung 4-10 auf. Der Grund dafür ist ein größerer Ist-Ausbau als die Prognose für den Voll-Ausbau und somit der Soll-Ausbau einen negativen Wert hat. Dieses Ortsnetz kann beispielhaft verwendet werden, um die fehlerhafte Auslesung der Dachflächen mittels QGIS zu beschreiben. Dabei zeigt Abbildung 4-11 jene in Rot hinterlegten Flächen, die nicht erfasst wurden. Bei der Verschneidung mit den Anschlussobjekten werden nur die Flächen erfasst, die umrandet sind und sich mit einem roten Anschlusspunkt überschneiden. Dies führt dazu, dass die potenzielle Leistung einen geringeren Wert aufweist als die derzeitige Engpassleistung. Des Weiteren kann hinzugefügt werden, dass die Gebäude auf der rechten Seite durch ein Privatkabel direkt in der Netzebene 6 versorgt werden und die Anlagen daher keine Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz haben.



Abbildung 4-11: beispielhaftes Ortsnetz mit fehlerhafter Berechnung der Dachfläche

Im Stadtgebiet von Salzburg am übergeordneten UW Mitte gibt es eine Station, die eine Auslastung von über 800 % und eine weitere, die über 600 % erreicht. Damit die Leistung an die Mittelspannung übertragen werden kann bedarf es 4 bzw. 3 neue Transformator-Stationen. Außerdem gibt es einen negativen Wert in der Beurteilung, dies zeugt davon, dass das berechnete PV-Dachflächenpotenzial geringer ist als die derzeit tatsächlich erzeugte Leistung. Im Falle dieser Station handelt es sich um ein Kleinwasserkraftwerk und nicht um eine Photovoltaik-Anlage. Die Station beinhaltet einen Transformator mit einer Nennleistung von 315 kVA und kann leistungstechnisch am Transformator die derzeit installierte Leistung aus dem Kleinwasserkraftwerk und jene des PV-Dachflächenpotenzials übertragen. Daher kann das ermittelte PV-Potenzial von rund 60 kW ausgeschöpft werden. Ob eine Verteilung im Niederspannungsnetz möglich ist, kann erst nach einer Analyse der Niederspannungsnetzauslastung bestätigt werden.

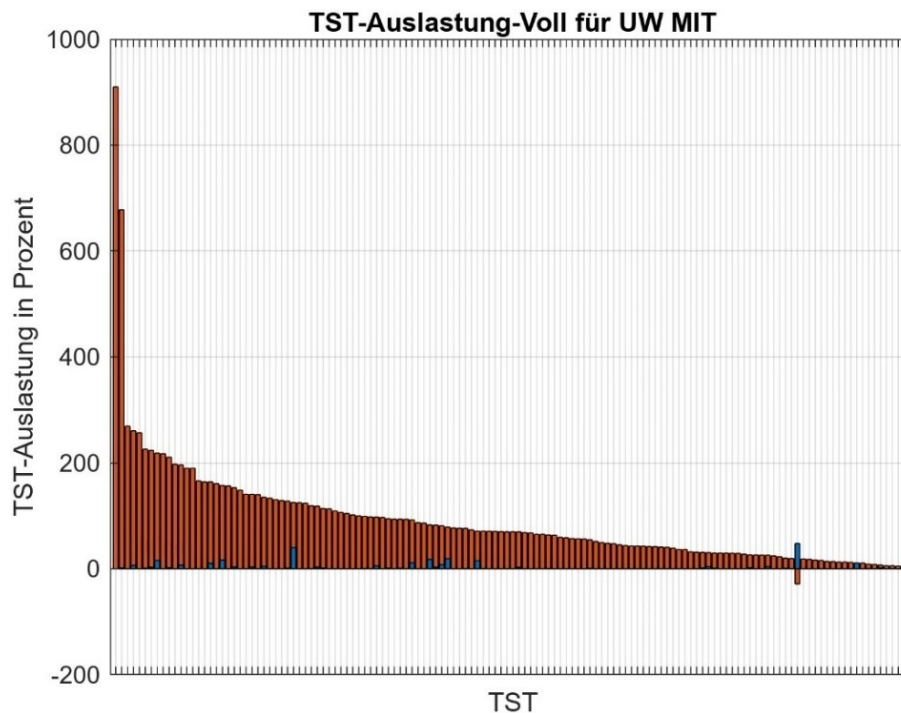


Abbildung 4-12: Darstellung der TST-Auslastung für das übergeordnete UW Mitte

Für das UW Lungau können in Abbildung 4-13 einige negative Ausreißer gefunden werden. Im rechten Teil der Abbildung sind die berechneten PV-Potenziale gleich Null, weshalb bereits installierte Leistungen zu negativen Ausreißern führen. Ebenso tritt wieder ähnlich wie im vorher gezeigten Beispiel, eine große Anlage auf, welche zur Netzebene 6 zählt, aber aufgrund der Berechnungsmethode in die Auswertung einfließt. Diese stellt den größten negativen Ausreißer von knapp 45 % dar. Andererseits kann bei den TST mit hohen Auslastungen ein Ort ausgemacht werden, da eine günstige Lage für PV-Dachflächennutzung vorliegt. Besonders bei den größten zwei Auslastungen handelt es sich um Wohngebiete mit einer Vielzahl an Dachflächen. Die nächsten drei Gebiete rund um die ausgelasteten Stationen sind weit ausgedehnte Ortsnetze mit sehr großen Höfen und dadurch großen Flächen mit guter Ausrichtung.

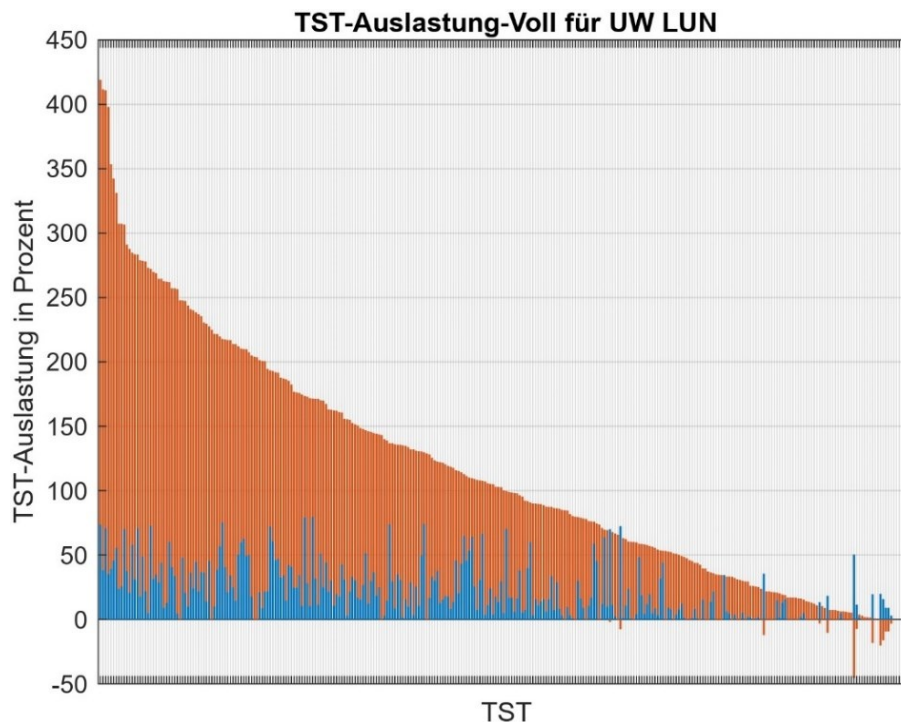


Abbildung 4-13: Darstellung der TST-Auslastung für das übergeordnete UW Lungau

Anhand dieser beispielhaften Grafiken werden die Auswirkungen des Voll-Ausbaus für die Transformator-Stationen beurteilt.

4.3 Beispielhafte Netzausbauplanung

Die Ergebnisse der stufenweisen Netzausbauplanung werden anhand von Beispielen abgebildet. Das prognostizierte PV-Potenzial dient bei der Modellierung zur Analyse praxisnaher Ortsnetze. Dafür erfolgt der Vergleich der Ausbaumöglichkeiten anhand einer wirtschaftlichen Betrachtung. Die angewendeten Ortsnetze fallen alle unter die Kategorie, in der ein Transformator-Tausch vollzogen werden muss. Trotz dieser Kategorisierung wird auch der Neubau einer weiteren Station im Ortsnetz modelliert, um die Schwierigkeit der Standortsuche und die Kosten für jene Maßnahme darzustellen.

4.3.1 Ortsnetz TST-11927

Als erstes Beispiel dient das Ortsnetz der Station 11927. Dieses wurde bereits in der Salzburg Netz GmbH zu Schulungszwecken angewendet. Im Ortsnetz erreichen die Bestandsanlagen das obere Spannungslimit und durch eine zusätzliche Anfrage für eine Installation von größer 100 kW würde dieses überschritten werden. Im Zuge dessen werden die Möglichkeiten für den Ausbau des Niederspannungsnetzes möglichst zukunfts- und kostenorientiert beurteilt. Dafür wird das in Abbildung 4-14 dargestellte Ortsnetz mit fiktiven Potenzialen und der realen Anfrage versehen. Die Bestandsstation ist im Beispiel eine Gittermaststation aus dem Jahr 1968. Dabei stellte sich der Neubau einer Station als der beste Weg heraus.

Nun wird dieses Ortsnetz erneut bewertet, anhand der ermittelten Leistungen für den Voll-Ausbau. Das am häufigsten verbaute Niederspannungskabel in diesem Ortsnetz ist ein 150 mm² Alu-Kabel. Eine kurze Strecke wird durch ein 95 mm² Kabel versorgt und Nahe der TST wird bereits das standardmäßig verbaute 240 mm²-Kabel angewendet. Durch die erneute Betrachtung erfolgt eine Abschätzung der umgesetzten Veränderungen für das Niederspannungsnetz unter der Belastung des vollen Dachflächenpotenzials.



Abbildung 4-14: Ortsnetz der TST-11927

In Abbildung 4-15 wird das beispielhafte Ortsnetz (OZ) 11297 in NEPLAN® dargestellt. Dieses wird durch einen Slack-Knoten als Speisung für die Mittelspannung, den 630 kVA-Transformator, der die Mittel- und Niederspannung miteinander verkoppelt und zwei Strängen modelliert. An den Knoten werden Einspeiser modelliert, jeweils für den Ist-Ausbau und den Voll-Ausbau. Auf der rechten Seite ist Strang 1 erkennbar, in dem die Leitungen im Ring geschaltet werden und das Gebiet im Ortsnetz ist dicht besiedelt. Auf der linken Seite liegt Strang 2, ein langer Ausläufer mit vereinzelt weit auseinander liegenden Anschlussobjekten vor.

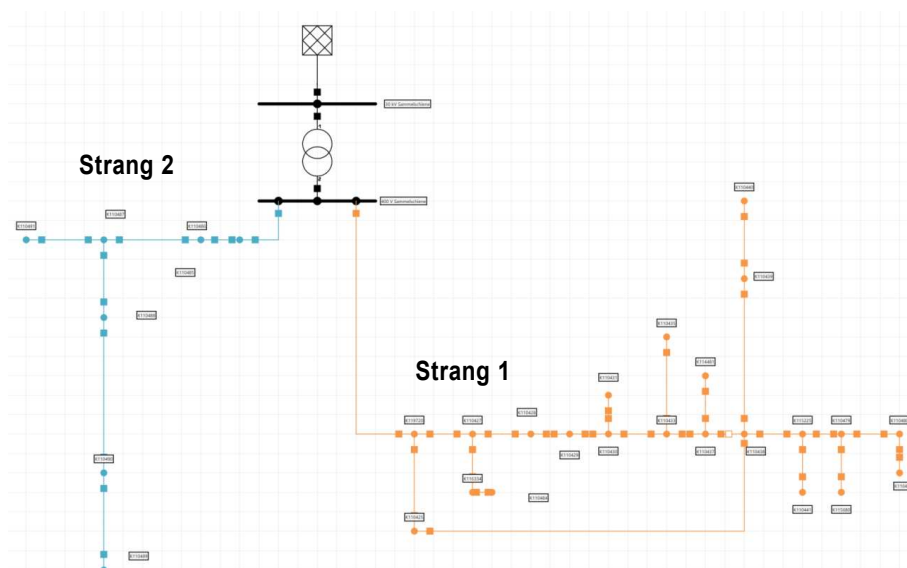


Abbildung 4-15: Schaltbild der OZ für TST-11927 in NEPLAN®

Für dieses Ortsnetz konnten unter Einbindung des PV-Dachflächenpotenzials die in Abbildung 4-16 dargestellten Spannungsverläufe berechnet werden. Das berechnete Potenzial beträgt rund 700 kW. Für

den orangenen Verlauf (Strang 1) kann ein Spannungsmaximum von knapp 120 % beobachtet werden, während der blaue Verlauf (Strang 2) knapp über 115 % sein Maximum erreicht. Zulässig sind im Spannungsband der Salzburg Netz GmbH, wie bereits in 2.4.2 erwähnt 104,5 % in Einspeiserichtung. Durch Anwendung der folgenden Szenarien sollen die Grenzen im Spannungsband eingehalten und Fehler aufgrund von thermischer Überbelastung vermieden werden.

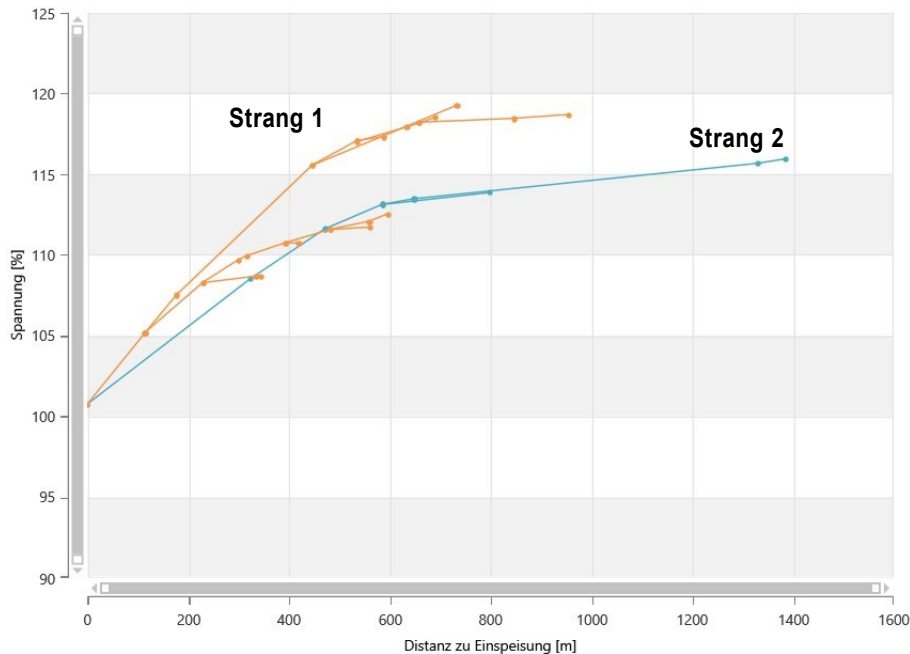


Abbildung 4-16: Spannungsverlauf für Voll-Ausbau in TST-11927

Für Szenario 1, der **maximalen Verkabelung**, werden in Strang 1 rund 3,9 km Kabelstrecke auf 240 mm² verstärkt. Von der Sammelschiene weg werden alle Kabel im unteren Teil der Ringschaltung durch fünf Parallelkabel realisiert. Für Strang 2 werden rund 3,3 km durch 240 mm²-Kabel ersetzt. In beiden Strängen ist vor allem nach Verlassen der Station eine Verstärkung des ersten Kabels notwendig. Dafür werden jeweils fünf Parallelkabel benötigt, um der thermischen Belastung standzuhalten. Unter Berücksichtigung der Kosten für die Beschaffung und Verlegung des Niederspannungskabels fallen rund 468 T€ für die maximale Verkabelung an. Damit die anfallende Leistung aus dem PV-Dachflächenpotenzial übertragen werden kann, muss ein Transformator-Tausch auf eine Nennleistung von 1250 kVA stattfinden. Zusätzlich fallen noch 30 T€ für die Beschaffung des neuen Transformators an.

In Szenario 2 wird eine **neue Transformator-Station** mit einer Nennleistung von 1.250 kVA, siehe Anhang (Abbildung 7-1). im Gebiet realisiert. Nach Beurteilung der geografischen Gegebenheit wird die Station aufgrund der Nähe zur Mittelspannungsleitung (rot) und dem Ausläufer des Kabelverteilers, in Abbildung 4-14 rechts oben dargestellt, modelliert. Der Einsatz der neuen Station kann jedoch die Spannungsbänderhöhung im gesamten Netz nicht lösen. In Strang 1 müssen rund 2,9 km Niederspannungskabel verlegt werden. Zur Anbindung der Station sowie zur Verstärkung des Bestandsnetzes auf der rechten Seite, die jetzt als Strang 3 betrieben wird. Der Strang 2 wird vom Bau der Transformator Station nicht beeinflusst und muss, wie in Szenario 1 durch 3,3 km Kabellegung verstärkt werden. Zu den Kosten, die durch den Bau der neuen Station entstehen, sowie durch die Verkabelung, treten auch Kosten für einen Transformator-Tausch in der ursprünglichen Transformator-Station auf. Die Gesamtkosten für dieses Szenario belaufen sich auf 558 T€, davon fallen 60 T€ auf die Investitionskosten für die Transformatoren, 80 T€ für den Bau einer neuen Station und 418 T€ für die Verkabelung.

Für den Einsatz des **rONT** in Szenario 3 wird festgestellt, dass eine geringere Anzahl an Parallelkabel notwendig ist, um das Niederspannungsnetz in einen betriebsfähigen Zustand zu bringen, siehe Anhang (Abbildung 7-2). Der größte Einfluss auf die Spannung kann anhand der Steigung der Spannung in Bezug auf die Leitungslänge betrachtet werden. Anhand dieser Strecken werden die Kabel zwischen den Verteilern verstärkt, bis der gewünschte Spannungszustand erreicht wird. Ähnlich wie in Szenario 2 kann die Spannungserhöhung jedoch nicht nur durch den Einsatz des rONT reduziert werden und es müssen Kabel verlegt werden. Diese belaufen sich jeweils für Strang 1 und Strang 2 auf rund 2,0 km. Da durch die Beschaffung des rONT kein Transformator-Tausch notwendig ist, fallen nur die Investitionskosten von 50 T€ an. Hinzu kommen die Kosten für die Verkabelung von 295 T€. Dies führt zu Gesamtkosten von 345 T€ in Szenario 3.

Der Einsatz des **Längsreglers** in Szenario 4 wird durch das Einfügen eines Transformators mit einer vorgegebenen Regelung von 400 V an der Unterspannungsseite und 432 V an der Oberspannungsseite im System eingebracht, siehe Anhang (Abbildung 7-3). Dieser wird bei Strang 2 eingesetzt, um den langen Ausläufer des Netzes durch die Regelung auf dem gewünschten Spannungsniveau halten zu können. Dafür werden zusätzlich rund 1,4 km Niederspannungskabel verlegt. In Strang 1 hingegen müssen dieselben Maßnahmen, wie in Szenario 1 durchgeführt werden und 3,9 km Kabel verlegt werden. In Summe würden durch die Verlegung der Kabel Kosten von rund 340 T€ entstehen. Für den Längsregler werden Kosten von 55 T€ festgelegt.

In Szenario 5 wird das **Zusammenspiel** eines **Längsreglers** in Strang 1, eines **rONT** und der zusätzlichen benötigten **Verkabelung** ermittelt, siehe Anhang (Abbildung 7-4). Der rONT wird in die bestehende Station eingebaut und erzeugt dadurch nur die entstehenden Beschaffungskosten von 50 T€. In Strang 1 fallen durch das Zusammenspiel aus rONT und Längsregler nur mehr in 1,9 km Kabelstrecke thermische bzw. spannungstechnische Engpässe an. Auch in Strang 2 kann die Strecke an benötigten Kabeln auf knapp 0,8 km reduziert werden. Insgesamt ergeben sich dadurch Gesamtkosten von 303 T€.

In Tabelle 4-1 werden die wirtschaftlichen Auswirkungen der 5 Szenarien zusammengefasst. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Kombination aus rONT und Längsregler im Vergleich zu den anderen 4 Szenarien die wirtschaftlich beste Lösung bietet.

Tabelle 4-1: Wirtschaftliche Auswirkungen der bewerteten Szenarien für TST-11927

Szenario	Verlegte Kabellängen	Kosten für Verkabelung	Kosten für Transformator, rONT und Längsregler	Gesamtkosten
1	7,2 km	468 T€	30 T€	498 T€
2	6,2 km	418 T€	140 T€	558 T€
3	4,0 km	295 T€	50 T€	345 T€
4	5,3 km	340 T€	55 T€	395 T€
5	2,7 km	198 T€	105 T€	303 T€

4.3.2 Ortsnetz TST-0330

Das in Abbildung 4-17 dargestellte Ortsnetz befindet sich in Hanglage in der Region Lungau. Im unteren Teil der Grafik verläuft die (rote) Mittelspannungsleitung quer durch die OZ-Zone. Der bestehende Transformator hat eine Nennleistung von 400 kVA. Die im Netz zusätzlich anfallende Leistung aufgrund des PV-Dachflächenpotenzials bringt den Transformator an seine Grenzen, weswegen dieser verstärkt werden muss. Das vorherrschende Kabel in diesem Gebiet hat einen Querschnitt von 150 mm².

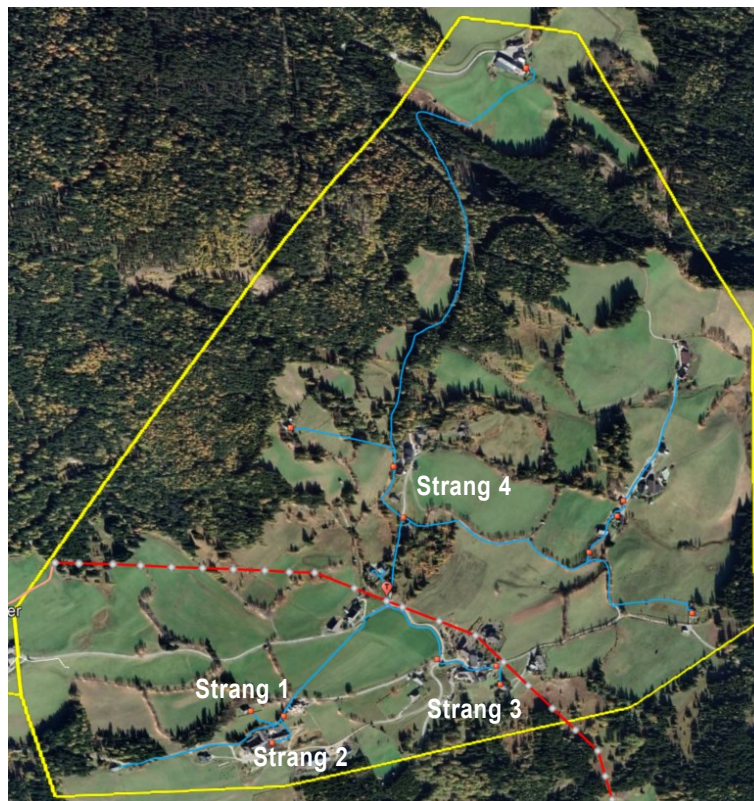


Abbildung 4-17: Ortsnetz der TST-0330

Das Ortsnetz wird in NEPLAN® anhand von vier Strängen dargestellt, siehe Abbildung 4-18. Dabei wird der Transformator wieder durch einen Slack-Knoten gespeist und die einzelnen Stränge von der Sammelschiene weg modelliert. Auf der linken Seite sind Strang 1 und 2 erkennbar, diese stellen den parallellaufenden Kabelstrang in Abbildung 4-17 nach links unten dar. Dabei werden von den drei Kabelverteiler zwei von Strang 1 und einer von Strang 2 versorgt. Strang 3 ist jener Strang, der die Kabelverteiler entlang der Mittelspannungsleitung (in rot) versorgt. Der verzweigte Strang 4 stellt das Gebiet oberhalb der Mittelspannungsleitung dar.

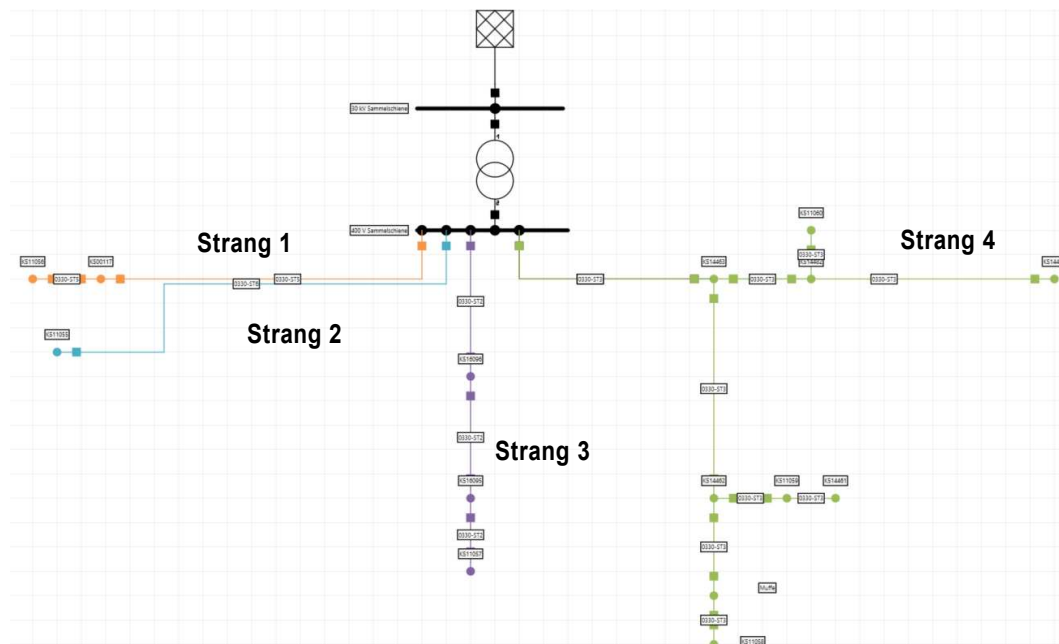


Abbildung 4-18: Schaltbild der OZ für TST-0330 in NEPLAN®

Die in Abbildung 4-19 dargestellten Spannungsverläufe entstehen aufgrund der Einbindung des PV-Dachflächenpotenzials von rund 400 kW. Im orangenen Verlauf (Strang 1) liegt der Spannungsanstieg trotz der zusätzlichen Leistungen bei unter 104 % bezogen auf die Niederspannung. Strang 2 (blau) weist ein deutlich höheres Maximum von 106,5 % auf. Auch bei Strang 4 (violett) kann eine Einhaltung der Spannungsbandgrenze beobachtet werden, da diese mit knapp 103 % unter den vorgeschriebenen 104,5 % liegt. Strang 4 (grün) kann ähnlich wie Strang 2 beurteilt werden, wobei ein Abzweig unter den Grenzen bleibt. Die weiteren Ausläufe überschreiten teilweise 106 % der Spannungsgrenze. Bei der Kategorisierung der Transformator-Station wird ermittelt, dass ein Transformator-Tausch notwendig ist. Dies wird auch in NEPLAN® ersichtlich, weshalb eine Verstärkung des Transformators auf eine Nennleistung von 630 kVA vorgenommen werden muss.

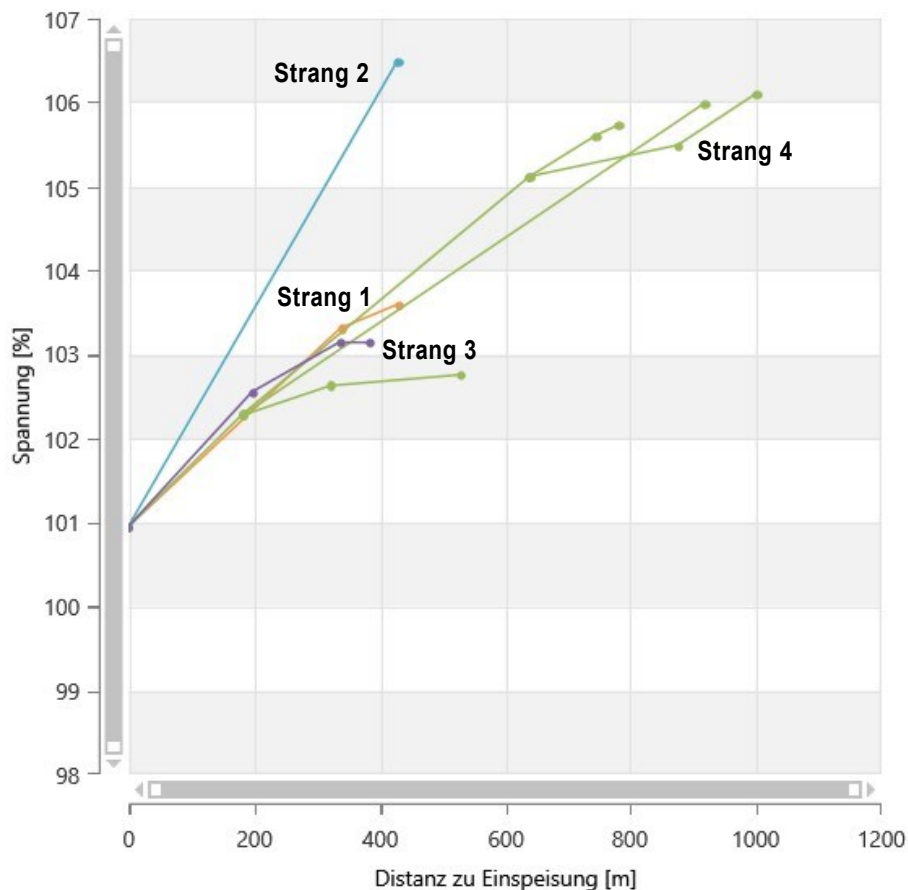


Abbildung 4-19: Spannungsverlauf für Voll-Ausbau in TST-0330

In Szenario 1 wird die **maximale Verkabelung** des Ortsnetzes umgesetzt. Nach der Durchführung der Lastflussrechnung kann, wie bereits erwähnt, festgestellt werden, dass Strang 1 und 3 bereits innerhalb der Spannungsbandgrenzen liegen. Daher wird nur das einfache Kabel mit einer Länge von 0,4 km in Strang 2 auf 240 mm² verstärkt. In Strang 4 werden das von der Sammelschiene abgehende Parallelkabel, sowie die beiden Ausläufer in ihrem Querschnitt vergrößert. Dies führt zu einer Gesamtlänge von rund 1,6 km. Für die Beschaffung und Verlegung der Kabel entstehen Kosten von rund 172 T€. Nach Berücksichtigung der Kosten für den Transformator ergeben sich Gesamtkosten von rund 202 T€.

In Szenario 2 wird eine **neue Transformator-Station** mit einer Nennleistung von 1.250 kVA im Ortsnetz zugebaut, siehe Anhang (Abbildung 7-5). Unter Berücksichtigung der geografischen Begebenheiten wird als Standort der vorletzte Kabelverteiler in Strang 3 herangezogen. Dieser kann durch die Verlegung eines Kabels und Umschaltverbindungen mit der vorletzten Station in Strang 4 gekoppelt werden. Die Umschaltverbindung ermöglicht es, die Stränge je nach Belastung schalten zu können. Dafür müssen in Strang 2 wieder 0,5 km auf 240 mm² verstärkt werden, sowie 1,0 km in Strang 4, wo auch die neuen Kabel aus der Niederspannungssammelschiene darunterfallen. Auch in diesem Szenario muss der 400 kVA-Transformator getauscht werden und somit ergeben sich Kosten für die Betriebsmittel und den Bau der neuen Station von 140 T€. Ebenso müssen für die Verkabelung 132 T€ eingesetzt werden. Dies führt zu einer Summe von 272 T€.

Beim Einsatz des **rONT** in Szenario 3 wird festgestellt, dass dieser das Niederspannungsnetz innerhalb der Spannungsgrenzen versorgen kann, siehe Anhang (Abbildung 7-6). Es fallen nur die Kosten der Anschaffung von 50 T€ an.

Der **Längsregler** wird in Szenario 4 in Strang 4 eingesetzt, um vor der Verzweigung die Spannungsgrenzen zu regeln, siehe Anhang (Abbildung 7-7). Dadurch müssen in diesem Strang keine Verstärkungen durchgeführt werden. Der Längsregler beeinflusst Strang 2 jedoch nicht, weshalb die 0,4 km verstärkt werden müssen und Gesamtkosten von 94 T€ aufgrund der Anschaffung des Längsreglers und der Verkabelung entstehen.

Für dieses Ortsnetz wird kein Kombinations-Szenario berechnet, da der Einsatz des rONT bereits die wirtschaftlichste Lösung darstellt, ohne eine Verkabelung zu benötigen.

Tabelle 4-2: Wirtschaftliche Auswirkungen der bewerteten Szenarien für TST-0330

Szenario	Verlegte Kabellängen	Kosten Verkabelung	Kosten Transformator, rONT und Längsregler	Gesamtkosten
1	2,0 km	172 T€	30 T€	202 T€
2	1,5 km	132 T€	140 T€	272 T€
3	-	-	50 T€	50 T€
4	0,4 km	39 T€	55 T€	94 T€

In Tabelle 4-2 werden die wirtschaftlichen Auswirkungen der vier Szenarien zusammengefasst. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Kombination aus rONT und Längsregler im Vergleich zu den anderen vier Szenarien die wirtschaftlich beste Lösung bietet.

4.3.3 Ortsnetz TST-1616

Das in Abbildung 4-20 dargestellte Ortsnetz liegt in der Region Flachgau und ist durch eine Ringschaltung, sowie einen Ausläufer gekennzeichnet. Die Mittelspannungsleitung verläuft von links nach rechts quer durch die OZ-Zone entlang der unteren Stränge. Der bestehende Transformator hat eine Nennleistung von 250 kVA. Die im Netz zusätzlich anfallende Leistung aufgrund des PV-Dachflächenpotenzials bringt den Transformator an seine Grenzen, weswegen dieser auf 1250 kVA verstärkt werden muss. Das vorherrschende Kabel in diesem Gebiet hat einen Querschnitt von 150 mm².



Abbildung 4-20: Ortsnetz der TST-1616

Im Ortsnetz werden in NEPLAN® fünf Stränge dargestellt, siehe Abbildung 4-21. Strang 1 wird im Ring geschaltet und ist über eine Umschaltverbindung mit Strang 3 verbunden. Dasselbe gilt auch für Strang 2, der den Ausläufer, in Abbildung 4-20 rechts oben dargestellt, versorgt und über einen offenen Schalter von Strang 1 und 3 getrennt wird. Strang 4 und 5 verlaufen teilweise parallel in Richtung der nächsten OZ.

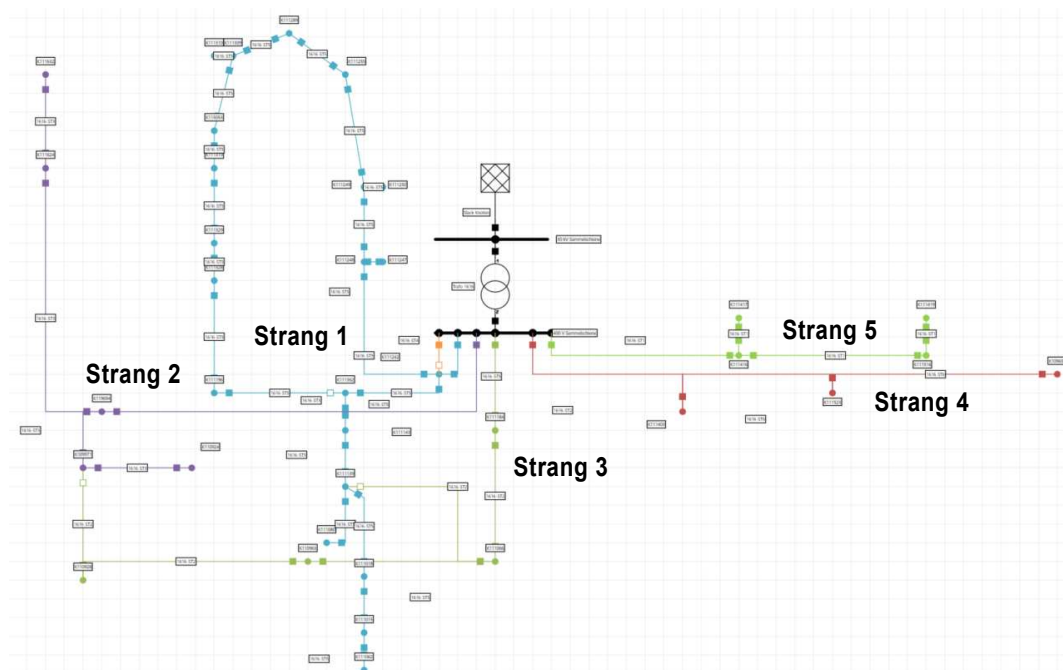


Abbildung 4-21: Schaltbild der OZT für TST-1616

In Abbildung 4-22 wird der Spannungsanstieg bezogen auf die Leitungslänge für die Station 1616 dargestellt. In allen Strängen liegt bereits an der Niederspannungssammelschiene eine Spannung von 105 % vor, weshalb der Transformator-Tausch zwingend notwendig ist, um die Leistung übertragen zu können. Im blauen Verlauf (Strang 1) liegt der Spannungsanstieg bei rund 114 % bezogen auf die Niederspannung und überschreitet damit die Spannungsbandgrenze. Strang 2 (violett) erreicht sogar einen Anstieg auf knapp 120 %. Auch Strang 3 (grün) verläuft linear und erreicht sein Maximum bei rund 113 %. Strang 4 (rot) zeichnet einen flachen Verlauf ab, erhöht die Spannung trotzdem noch weiter auf 107 %. Für Strang 6 (hellgrün) kann erwähnt werden, dass dieser der kürzeste Strang im Ortsnetz ist. Selbst hier kommt es zu einem Anstieg um knapp 3 %. Bei der Kategorisierung der Transformator-Station wird ermittelt, dass ein Transformator-Tausch notwendig ist. Die anfallende Leistung beträgt rund 1000 kW. Dies wird auch in NEPLAN® ersichtlich, weshalb eine Verstärkung des Transformators auf eine Nennleistung von 1250 kVA vorgenommen werden muss.

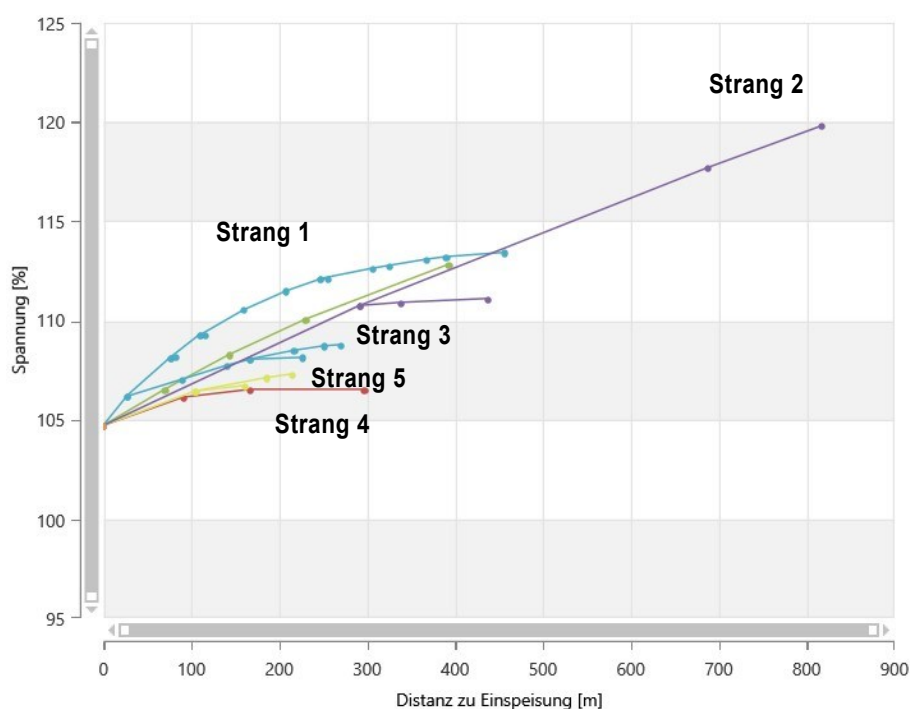


Abbildung 4-22: Spannungsverlauf für Voll-Ausbau in TST-1616

Bei Szenario 1 wird die **maximale Verkabelung** im Ortsnetz umgesetzt. Nach dem Tausch des Transformators und der Durchführung der Lastflussrechnung kann festgestellt werden, dass Strang 4 und 5 bereits innerhalb der Spannungsbandgrenzen liegen. Aufgrund der thermischen Auslastung der Leitungen in der Ringschaltung von Strang 1 müssen die Kabel auf zwei Parallelkabel mit Durchmesser von 240 mm² verstärkt werden. Dies betrifft eine Strecke von 0,7 km. Strang 2 hat besonders durch die langen Ausläufer den Bedarf nach Verstärkung und so werden von der Sammelschiene in Richtung des Ausläufers zweimal drei Kabel parallel und einmal zwei Kabel parallel geführt. Dies ergibt eine Kabellänge von 2,3 km. Strang 3 wird ebenfalls aufgrund der thermischen Beanspruchung direkt nach der Sammelschiene durch zwei parallele 240 mm²-Kabel ersetzt, wodurch eine Leitungslänge von 0,4 km verändert wird. Die Kosten für die Verkabelung betragen 231 T€, zu denen noch die Kosten für den neuen Transformator hinzukommen. Insgesamt müssen für die maximale Verkabelung 261 T€ aufgewendet werden.

In Szenario 2 wird eine **neue Transformator-Station** mit einer Nennleistung von 1.250 kVA im Ortsnetz verbaut, siehe Anhang (Abbildung 7-8). Diese wird einerseits mit der Ringschaltung von Strang 1 und

andererseits vor dem Ausläufer von Strang 2 verschaltet. Dies ermöglicht den Betrieb der Ringschaltung auf beide Stationen aufzuteilen. Des Weiteren wird auch Strang 2 vollkommen durch die neue Station versorgt und ein weiterer Abschnitt von Strang 3. Daraus folgt, dass für Strang 3 ein kürzerer Abschnitt von 0,1 km verkabelt werden muss. Strang 2 muss nach dem neu verlegten Kabel zur Station verstärkt werden. Die Länge der Verstärkung beträgt 1,1 km. Die Länge der neuen Kabel von der Niederspannungssammelschiene weg beträgt 0,6 km. Die Kosten für die Verkabelung können durch die neue Station im Gegensatz zu Szenario 1 auf 128 T€ reduziert werden, dafür fallen jedoch 140 T€ für den Transformator-Tausch des Bestands-Transformator und den Neubau an. Insgesamt belaufen sich die Kosten dieses Szenarios auf 268 T€.

Durch den Einsatz vom **rONT** in Szenario 3 entsteht ein geringerer Aufwand in der Verkabelung verglichen mit Szenario 1, siehe Anhang (Abbildung 7-9). Die Verstärkung der Stränge 1 – 3 findet in denselben Abschnitten, jedoch mit einer geringeren Anzahl an Parallelverlegungen statt. Die Leitungslängen verteilen sich auf Strang 1 mit 0,3 km, Strang 2 mit 1,5 km und Strang 3 mit 0,2 km. Die Gesamtkosten betragen in diesem Szenario 201 T€, wovon 50 T€ auf den rONT fallen.

In Szenario 4 wird in diesem Beispiel ein **Längsreglers** eingesetzt. Dieser wird an in Strang 2 eingebaut, siehe Anhang (Abbildung 7-10) und ermöglicht die Spannungsregelung für den Ausläufer. Für die Betriebsfähigkeit von Strang 1 müssen 0,6 km Kabel verlegt werden. Strang 2 benötigt eine Verstärkung auf 240 mm² auf einer Länge von 1,1 km, um den Ausläufer versorgen zu können. In Strang 3 werden 0,7 km vom Niederspannungskabel verbaut. Dies führt zu Verkabelungskosten von 172 T€. Hinzu kommen noch die Kosten für den Längsregler mit insgesamt 55 T€.

Szenario 5 beschreibt den Einbau eines **rONT** in die Bestandstation, die Anwendung eines **Längsreglers** in der Ringschaltung und die zusätzlich notwendige **Verkabelung**, siehe Anhang (Abbildung 7-11). Diese beläuft sich im Szenario auf 0,3 km für Strang 1, 1,4 km für Strang 2 und 0,2 km für Strang 3. Die Kosten für die Verkabelung betragen 139 T€. Für die Beschaffung und Einbindung von rONT und Längsregler treten Kosten von 105 T€ auf.

In Tabelle 4-3Tabelle 4-1 werden die wirtschaftlichen Auswirkungen der fünf Szenarien zusammengefasst. Daraus kann abgeleitet werden, dass der Einsatz des rONT im Vergleich zu den anderen vier Szenarien die wirtschaftlich beste Lösung bietet.

Tabelle 4-3: Wirtschaftliche Auswirkungen der bewerteten Szenarien für TST-1616

Szenario	Verlegte Kabellängen	Kosten Verkabelung	Kosten Transformator, rONT und Längsregler	Gesamtkosten
1	3,4 km	231 T€	30 T€	261 T€
2	1,8 km	128 T€	140 T€	268 T€
3	2,0 km	151 T€	50 T€	201 T€
4	2,4 km	172 T€	55 T€	227 T€
5	1,9 km	139 T€	105 T€	244 T€

4.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse für die beispielhaften Ortsnetze

In Tabelle 4-4 werden die jeweiligen Maßnahmen für die verschiedenen Ortsnetze dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass bis auf Szenario 3 für TST 0330, bei allen Szenarien die Verkabelung zusätzlich zu den anderen Maßnahmen notwendig ist, um die Grenzwerte einzuhalten. Weiters ist erkennbar, dass der Tausch des Transformators bei allen Stationen und in allen Szenarien durchgeführt werden muss. Im Falle des Einsatzes des rONT wird statt des neuen Transformators jedoch ein regelbarer Transformator eingesetzt.

Tabelle 4-4: Auswahl der angewendeten Maßnahmen je beispielhaftem Ortsnetz

Ortsnetz	11927					0330				1616				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	4	5
Verkabelung	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x
Stationsneubau		x					x				x			
Transformator-Tausch	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
rONT			x		x			x				x		x
Längsregler				x	x				x				x	x

Zusammenfassend für alle Szenarien wird ersichtlich, dass die Suche eines geeigneten Standortes für die Ortsnetze eine große Herausforderung darstellt. Diese ist nicht nur von der optimalen Lage in Anbindung an die Mittelspannung abhängig, sondern auch von der Bebaubarkeit des ausgewählten Grundstückes. Für die modellierten Ortsnetze konnten jeweils mehrere Standorte im Ortsnetz gefunden werden, für die zumindest ein Anschluss an die Mittelspannung und eine potenziell unverbaute Stelle vorlag. In der Masterarbeit werden jene Standorte präsentiert, die unter den betrachteten Standorten die geringste zusätzliche Verkabelung benötigen.

Anhand der maximalen Verkabelung werden die benötigten Kabellängen festgestellt, um ein Ortsnetz zu versorgen. Diese benötigten Kabellängen können durch den Einsatz eines rONT im Vergleich zur maximalen Verkabelung um mindestens 40 % reduziert werden. In einem der Fälle kann dadurch sogar vollkommen auf zusätzliche Verkabelung verzichtet werden, um sowohl die Spannungs-, als auch die thermischen Belastungsgrenzen nicht zu überschreiten. Für den Einsatz von Längsreglern verringern sich die eingesetzten Kabellängen um rund 30 %. In Ortsnetz 0330 beträgt die Reduktion über 50 %. Die Kosten für die Verkabelung spiegeln sich auch in den Gesamtkosten der Szenarien. Der Stations-Neubau ist das teuerste Szenario in allen Ortsnetzen, jedoch nicht nur aufgrund der Verkabelungskosten, sondern auch bedingt durch die hohen Anschaffungskosten für die Transformatoren und den Stationsbau. Die maximale Verkabelung belegt bei allen Ortsnetzen den zweiten Platz in Bezug auf die Gesamtkosten. Für die betrachteten Ortsnetze stellen in Szenario 1 die Kosten für die Verkabelung knapp 90 % der Gesamtkosten dar. Die restlichen 10 % entfallen auf den Transformator-Tausch. Der Anteil der Verkabelungskosten in Bezug auf die Gesamtkosten macht für die Szenarien 3 und 4 zwischen 40 % in kurzen Ortsnetzen und rund 80 % in langen Ortsnetzen aus. In Szenario 5 sind die Kosten für die zusätzliche Verkabelung verantwortlich für rund 60 % der Gesamtkosten.

5 SCHLUSSFOLGERUNG UND AUSBLICK

Ziel dieser Masterarbeit war es, anhand einer Potenzial-Analyse der PV-Leistung auf Dachflächen im Land Salzburg, Ableitungen für den notwendigen Ausbau im Niederspannungsnetz zu ermitteln. Dabei sollten durch die Bewertung des derzeitigen Zustands und des eines vollen Ausbaus die notwendigen Mittel für eine zukunftsfähige Netzinfrastruktur gefunden werden. Diese Zielsetzung wurde erreicht, indem die Daten aus der Salzburg Netz GmbH mittels MATLAB® aufgearbeitet und kategorisiert wurden. Des Weiteren wurde anhand der Berechnung des PV-Dachflächenpotenzials eine mögliche Entwicklung für das Niederspannungsnetz prognostiziert. In der abschließenden Beurteilung realer, beispielhafter Ortsnetze in NEPLAN® wurden die Auswirkungen der ermittelten Leistungen durch den stufenweisen Ausbau von Leitungen und die Anwendung von Betriebsmitteln, wie regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und Längsregler dargestellt. Dadurch wurden wirtschaftliche Aspekte im Zuge des Netzausbaus vergleichbar gemacht.

Die Analyse der derzeitigen Entwicklungen im Ausbau und der Ausschöpfung des PV-Potenzials hat gezeigt, dass im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH im Jahr 2023 insgesamt rund 340 MW an Leistung aus Photovoltaik in das Verteilernetz eingespeist wurden. Aufgrund der wichtigen Rolle, die die Photovoltaik auf Dachflächen im derzeitigen Netz einnimmt, wurde auf Basis des Solarkatasters des Land Salzburg eine Potenzialanalyse erstellt. Obwohl es im Versorgungsgebiet von Salzburg bereits Freiflächenanlagen gibt, werden mögliche Potenziale im Rahmen dieser Masterarbeit nicht berücksichtigt. Die Untersuchung des Versorgungsgebiets hat gezeigt, dass im Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH vorwiegend Leitungen, wie Kabel und Freileitungen, sowie Transformatoren im Einsatz sind. Alternative Bauarten von Transformatoren, wie Längsregler und rONTs finden derzeit keine Anwendung, werden jedoch in der Literatur als potenzielle Unterstützung für den Netzausbau gesehen. Im Bereich der Spannungshaltung wurde die Wichtigkeit der Einhaltung eines Spannungsbandes von 4,5 % in Einspeiser-Richtung definiert. Bei der Analyse der derzeit angewendeten Ausbaustrategien wurden in der Literatur länderübergreifend und auch für das Land Österreich nur jene erwähnt, die sich auf das Übertragungsnetz beziehen. Daher wurden einzelne Strategien für den Ausbau im Niederspannungsnetz herangezogen, wie der Einsatz von rONTs oder Längsregler.

Aus der Datenerhebung für die Transformator-Stationen (TST) im Verteilernetz ging hervor, dass sich diese zu einem Großteil unter 100 % der Engpassleistung bezogen auf deren Nennleistung befinden. Einige Ausreißer über 100 % konnten als Sonderfälle in der Bewertung ausgewiesen werden. Dies bezog sich vor allem auf die Betrachtung der Netzebenen 6 und 7. Während der Ausbau nur in der Netzebene 7 stattfinden soll, wurden für die Bewertung auch Anlagen, die bei der Verrechnung zwischen den beiden Ebenen liegen berücksichtigt. Diese blockieren in der Berechnung zwar die Transformator-Station, haben in der Realität aber keinen direkten Einfluss auf das Niederspannungsnetz, sondern auf den verbauten Transformator. Die Bewertung der Ist-Auslastung wurde in Bezug auf die Transformator-Stationen erhoben. Das Niederspannungsnetz wurde dabei vernachlässigt. Die Untersuchung des Dachflächenpotenzials hat in einer ersten Hochrechnung anhand der Dachflächen (45,8 km²) und eine beispielhaften PV-Leistung (0,215 kWp/m²) ein Potenzial von 9,85 GW ergeben. Unter Berücksichtigung der reduzierenden Faktoren, wie Verschattung, Neigung und Ausrichtung wurde ein theoretisches Potenzial von 3,5 GW ermittelt. Dieses wurde anhand der guten und sehr gut geeigneten Dachflächen, sowie einem Systemwirkungsgrad von 13,5 % und den im Land Salzburg nutzbaren Sonnenstunden von 1508 h berechnet. Durch die Reduktion auf Gebäude mit Anschlussobjekten im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH wurde bei einem Belegungsgrad der ausgewählten Flächen mit 100 % ein technisches Potenzial von 2,71 GW identifiziert. Nach einer erneuten Beurteilung der Auslastung der Transformator-Stationen wurde festgestellt, dass trotz der achtfachen Leistung, die ins Netz gelangt, nur

bei vereinzelt Stationen dieselbe Vervielfachung der Auslastung bei den Transformator-Stationen auftritt. Durch eine Kategorisierung der Stationen konnte der Ausbau-Bedarf an der TST ermittelt werden. Bei knapp 1.000 der 5.000 vorhandenen Transformator-Stationen ist der Neubau einer zusätzlichen Station notwendig, da für die Bereitstellung der erforderlichen Leistung der vorhandene Transformator nicht ausreicht. Bei den restlichen 4.000 Stationen bedarf es einer nachfolgenden Niederspannungsnetzanalyse. Diese Netzanalyse wurde in NEPLAN® anhand beispielhafter Ortsnetze durchgeführt, für die ein Transformator-Tausch notwendig ist. Im Zuge dessen wurden Maßnahmen, wie die Verstärkung des Bestands-Transformators durch dessen Austausch, die Verstärkung von Leitungen und die Einbindung von rONT sowie Längsregler modelliert. Des Weiteren wurde auch die Alternative des Neubaus einer zusätzlichen Station durchgeführt und anhand der geografischen Gegebenheiten ein passender Standort für diesen ermittelt.

Aufgrund der zusätzlichen Leistung, die in das Ortsnetz eingebunden wird, kommt es besonders bei langen Kabelstrecken zu hohen Kosten durch die notwendige Verstärkung. Die ausgewählten Ortsnetze erweisen sich als sehr heterogen in ihren Systemeigenschaften und bilden diverse Formen von Schaltzuständen und Verkabelungsdistanzen ab. Anhand der Annahme von Kosten für die Anschaffung und Einbindung von Betriebsmitteln konnten die Beispiele miteinander vergleichbar gemacht werden. Dabei zeichnet sich ab, dass der Neubau einer Transformator-Station die unwirtschaftlichste Lösung darstellt. Dies unterstützt auch die Kategorisierung, welche in MATLAB® durchgeführt wurde. Auch die reine Verkabelung in Kombination mit dem Transformator-Tausch erweist sich als kostenintensiver als die anderen Szenarien. Knapp 90 % der Gesamtkosten entfallen auf die Verkabelung und die übrigen 10 % auf den Transformator-Tausch. Die wirtschaftlich vielversprechendsten Szenarien, sind jene in denen ein rONT eingebunden wurde. Die Verkabelungskosten können in diesen Szenarien auf bis zu 60 % der Gesamtkosten verringert werden. Auch der Einsatz von Längsreglern ist in der Gesamtbetrachtung im Vergleich zum rONT mit höheren Kosten verbunden. Dies gilt insbesondere, wenn der rONT zur Regelung des Großteils des Spannungsüberschusses eingesetzt wird und der Längsregler besonders stark belastete Stränge regelt. Für die Stationen, welche keine Verstärkung der Transformatoren benötigen, gelten dieselben Maßnahmen. Dabei gilt jedoch zu berücksichtigen, dass die Investitionskosten für rONT und Längsregler nur mit den Kosten für die Verkabelung konkurrieren und keine Kosten für den Transformator-Tausch anfallen.

In weiterführender Forschung kann die Niederspannungsnetzanalyse anhand von Parametern für unterschiedliche Ortsnetze bewertet werden. Dabei sollten die Größe der Netze, die Anzahl der versorgten Anschlüsse, sowie die Leistung der Transformatoren berücksichtigt werden. Dies ermöglicht eine umfangreiche Aussage für den Ausbau im Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH. Im Hinblick auf den Zuwachs an Lasten in Form von Speichern und E-Fahrzeugen kann es sinnvoll sein, diese in einer Analyse des Niederspannungsnetzes zu inkludieren. Auf Basis der Beurteilung der potenziellen Entwicklungen für Speichertechnologien können Lasten und Einspeiser zeitliche Differenzen ausgleichen und so, einen stabilen Netzbetrieb in der Niederspannung sicherstellen.

6 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BMK: *Energie in Österreich 2023 - Zahlen, Daten, Fakten*
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE (BMK): *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket*. URL https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/RegV/REGV_COO_2026_100_2_1842895/COO_2026_100_2_1842977.pdf – Überprüfungsdatum 2024-03-04
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich : Aktualisierung gemäß Artikel 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz*
- [4] LAND SALZBURG; MOSER, F. (Mitarb.); GRAGGABER, M. (Mitarb.) : *MasterplanKlimaEnergie2030*. Bericht Oktober 2021
- [5] KONRAD, F.: *Planung von Photovoltaik-Anlagen : Grundlagen und Projektierung*. Wiesbaden : Vieweg, 2007
- [6] PV: *Technische Grundlagen | PHOTOVOLTAIC AUSTRIA*. In: *PHOTOVOLTAIC AUSTRIA* (2021-01-21)
- [7] LAND SALZBURG: *SAGIS - Salzburger Geographisches Informationssystem*. URL <https://www.salzburg.gv.at/sagis>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-29 – Überprüfungsdatum 2024-03-29
- [8] LAND SALZBURG: *Solar*. URL <https://www.salzburg.gv.at/sagismobile/sagisonline/map/Energie/Solar>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-29 – Überprüfungsdatum 2024-03-29
- [9] NEUMAYER ; HOFER: *Erster hochauflösender Kataster für Solarpotenzial im Land Salzburg — ZAMG*. URL <https://www.zamg.ac.at/cms/de/aktuell/news/erster-hochaufloesender-kataster-fuer-solarpotenzial-im-land-salzburg>. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-07 – Überprüfungsdatum 2024-04-07
- [10] ZAMG: *Solarpotenzialkataster Salzburg : Dokumentation*. Oktober 2022 (2)
- [11] SALZBURGER LANDESKORRESPONDENZ: *Hochauflösende Laserscans zeigen Salzburgs Solarpotenzial : Österreichweit einzigartiger Kataster für die Photovoltaiknutzung / Kostenlos und frei zugänglich*. (LK) Die Landes-Referate Geodateninfrastruktur und Energiewirtschaft haben gemeinsam mit der GeoSphere Austria (zuvor ZAMG) den Solarpotenzialkataster überarbeitet. Damit kann Salzburg nun als erstes Bundesland in Österreich seiner Bevölkerung Daten anbieten, die durch hochauflösende Laserscans zeigen, wo eine PV-Anlage am meisten Sinn macht. URL <https://service.salzburg.gv.at/lkorrej/detail?nachrid=68007>. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-07 – Überprüfungsdatum 2024-04-07
- [12] FECHNER, Hubert: *Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können*

- [13] LAND SALZBURG: *Photovoltaik*. URL <https://www.salzburg.gv.at/themen/energie/erneuerbare-energie/pv>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-29 – Überprüfungsdatum 2024-03-29
- [14] THEISSEN, Bernd: *ausrichtung photovoltaik*. In: *solar1.de* (2023-11-22)
- [15] WIRTH, G. ; BECKER, G. ; PARADATSCHER, R. ; WITZMANN, R.: *Photovoltaik und Netzstabilität*. Sonnenenergie. URL https://www.bayernwerk.de/content/dam/revu-global/bayernwerk/documents/ueber-bayernwerk/veroeffentlichungen/Photovoltaik_und_Netzstabilitaet_Sonnenenergie_201105.pdf
- [16] GROß, C.: *Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumer Haushalten mit Elektrofahrzeugen* (14. Symposium Energieinnovation). Graz
- [17] DR. HARRY WIRTH, FRAUNHOFER ISE: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*
- [18] SALZBURG NETZ GMBH: *Strom-Netzstruktur - Salzburg Netz GmbH*. URL <https://www.salzburgnetz.at/stromnetz/netzstruktur.html>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-14 – Überprüfungsdatum 2024-03-14
- [19] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden : Vieweg+Teubner, 2010
- [20] VOPAVALA, J.: *Modellierung eines städtischen Elektrizitätsverteilnetzes basierend auf einem zellularen Ansatz*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Masterarbeit. 2016
- [21] SCHWAB, Adolf J. (Hrsg.): *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2022
- [22] TRAUPMANN, A.: *Anwendbarkeit der Methodik der Netzreduktion für den zellularen Ansatz*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Masterarbeit. 2018
- [23] BALZER, Gerd ; NEUMANN, Claus: *Schalt- und Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [24] LEONE, Marco (Hrsg.): *Theoretische Elektrotechnik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020
- [25] SCHWAB, Adolf J.: Verteilung elektrischer Energie vor der Energiewende. In: SCHWAB, Adolf J. (Hrsg.): *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2022, S. 395–418
- [26] LEONE, Marco: Wellen auf Leitungen. In: LEONE, Marco (Hrsg.): *Theoretische Elektrotechnik*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020, S. 321–378
- [27] STINY, Leonhard: Transformatoren und Übertrager. In: STINY, Leonhard (Hrsg.): *Passive elektronische Bauelemente*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019, S. 315–338
- [28] THORMANN, B.: *Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene*. Leoben, Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Masterarbeit. 2017
- [29] BRÜCKL, O.: *Spannungshaltung.de : Grundlagen*. URL <https://spannungshaltung.de/grundlagen/>. – Aktualisierungsdatum: 2017-03-16 – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [30] GEORG, Kerber: *Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz*
- [31] STOCK, David Sebastian: *Entwicklung eines flexiblen Optimierungswerkzeuges zur nichtlinearen mathematischen Mehrzieloptimierung in der Netzführung und Netzplanung*. Gottfried Wilhelm

- Leibniz Universität Hannover; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik; Fraunhofer IRB-Verlag. Dissertation
- [32] E-CONTROL: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen* (idF v. 2.4)
- [33] GROß, C.: *Spannungsband-Bewirtschaftung* (Seminar Verteilernetzplanung)
- [34] DEIMEL, Franz ; HASENZAGL, Andreas: *Grundlagen der Elektrotechnik*. 2. Auflage. Linz : Veritas, 2017
- [35] WURZER, G.: *Verkabelung von Verteilernetzen kleiner-gleich 20kV*. Graz, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen. Masterarbeit. 2013
- [36] SWISS ECONOMICS SE AG ; IAEW DER RWTH AACHEN: *Beurteilung des Netzanschlusses und der Netzanschlusskapazitäten in Österreich*
- [37] BRÜCKL, O.: *Spannungshaltung.de : Blindleistungsmanipulation*. URL <https://spannungshaltung.de/blindleistungsmanipulation/>. – Aktualisierungsdatum: 2017-03-20 – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [38] ENTSOE: *Planning the future grid - TYNDP*. URL <https://tyndp.entsoe.eu/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-05-07 – Überprüfungsdatum 2024-05-07
- [39] AUSTRIAN POWER GRID: *Europäischer Netzentwicklungsplan : Ten Year Network Development Plan*. URL <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/europaeischer-netzentwicklungsplan/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-14 – Überprüfungsdatum 2024-03-14
- [40] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Stromnetze, das fehlende Bindeglied – Ein EU-Aktionsplan für Stromnetze : Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen*
- [41] BUNDESMINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ ; UMWELT ; ENERGIE ; MOBILITÄT ; INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan*
- [42] EUROPÄISCHE UNION: *Richtlinie (EU) 2019/ 944 Ues Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU*
- [43] E-CONTROL: *Leitfaden NEP für Verteilernetze 2023-24 V1.0 : Leitfaden für die erstmalige Erstellung 2024*
- [44] BUNDESNETZAGENTUR: *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 : Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 2 i. V. m. §14 d EnWG*. Stand: Juli 2023
- [45] BRÜCKL, O.: *Spannungshaltung.de : Systemvergleich von Spannungshaltungskonzepten in Niederspannungsnetzen*. URL <https://spannungshaltung.de/systemvergleich-von-spannungshaltungskonzepten-in-niederspannungsnetzen/>. – Aktualisierungsdatum: 2017-05-24 – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [46] BRÜCKL, O.: *Spannungshaltung.de : Leitungsaustausch/ Parallelverkabelung*. URL <https://spannungshaltung.de/leitungsaustauschparallelverkabelung/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-02-02 – Überprüfungsdatum 2024-04-11

- [47] BRÜCKL, O.: *Informationsportal regelbare Ortsnetztransformatoren : RONT vs. Spannungsregler*. URL <https://ront.info/systemwirkung-ront/probleme-und-losungen/ront-vs-spannungsregler/>. – Aktualisierungsdatum: 2015-12-08 – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [48] CZESCHKA, D.: *Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen: Strangregler versus Batteriespeicher*. Wien, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe. Diplomarbeit. 2017
- [49] WALCHER GMBH & CO. KG: *Die Wirkungsweise von Netzregler, Längsregler & RONT - Walcher*. URL <https://www.walcher.com/p/netzregler-laengsregler/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-10-24 – Überprüfungsdatum 2024-04-11
- [50] UMWELTBUNDESAMT: *Netzausbau*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/netzausbau#Netzausbau>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-14 – Überprüfungsdatum 2024-03-14
- [51] HIEBL, J. ; ORLIK, A.: *Klimarückblick Salzburg 2021*
- [52] HIEBL, J. ; ORLIK, A.: *Klimarückblick Salzburg 2022*
- [53] HIEBL, J. ; ORLIK, A. ; HÖFLER, A.: *Klimarückblick Salzburg 2020*
- [54] PHOTOVOLTAIK-ANBIETER FÜR MODULE UND SPEICHER | SOLARWATT: *Dünnschicht-Solarmodule: Wann lohnt sich die Installation?* URL <https://www.solarwatt.de/ratgeber/duennschicht-solarmodule>. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-12 – Überprüfungsdatum 2024-04-12
- [55] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Weltrekord für organische Solarzelle auf einem Quadratcentimeter mit 15,8 Prozent - Fraunhofer ISE*. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2023/weltrekord-fuer-organische-solarzelle-auf-einem-quadratcentimeter-mit-15-prozent.html>. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-12 – Überprüfungsdatum 2024-04-12
- [56] PHOTOVOLTAIK.ORG: *Modulwirkungsgrad von Photovoltaik Modulen berechnen*. URL <https://photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/solarmodule/modulwirkungsgrad>. – Aktualisierungsdatum: 2024-04-22 – Überprüfungsdatum 2024-04-22

7 ANHANG

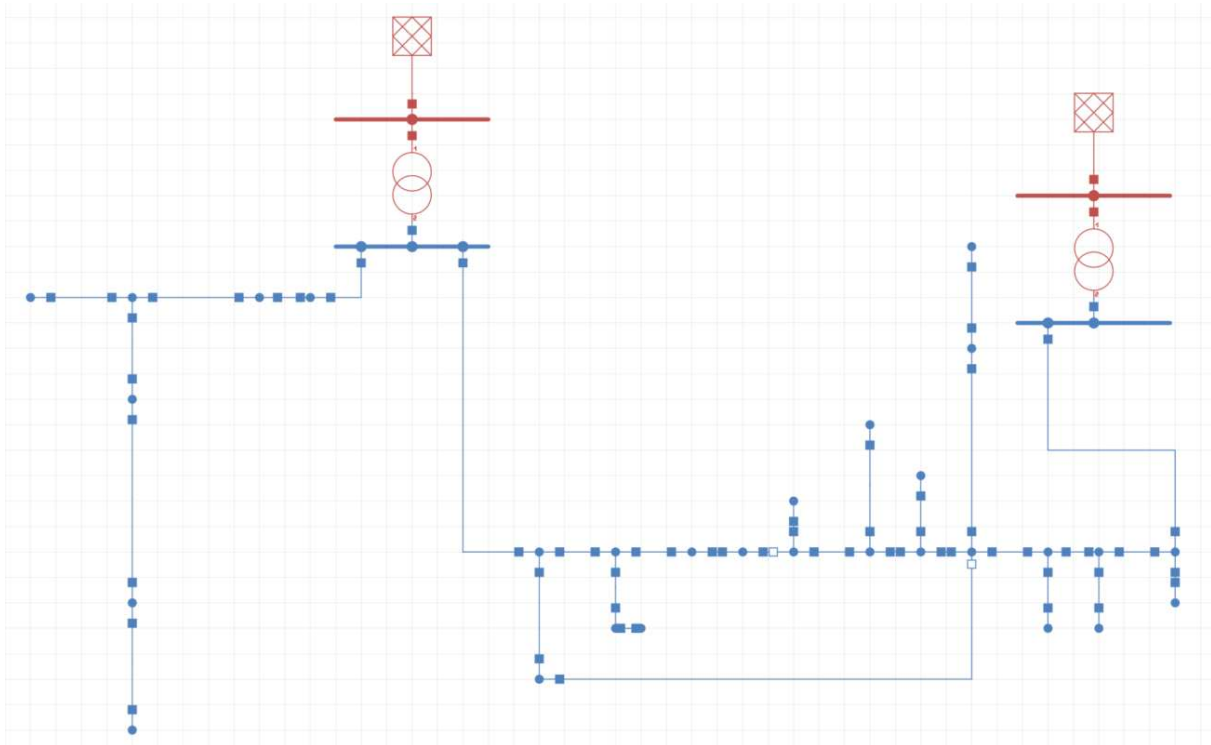


Abbildung 7-1: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 2

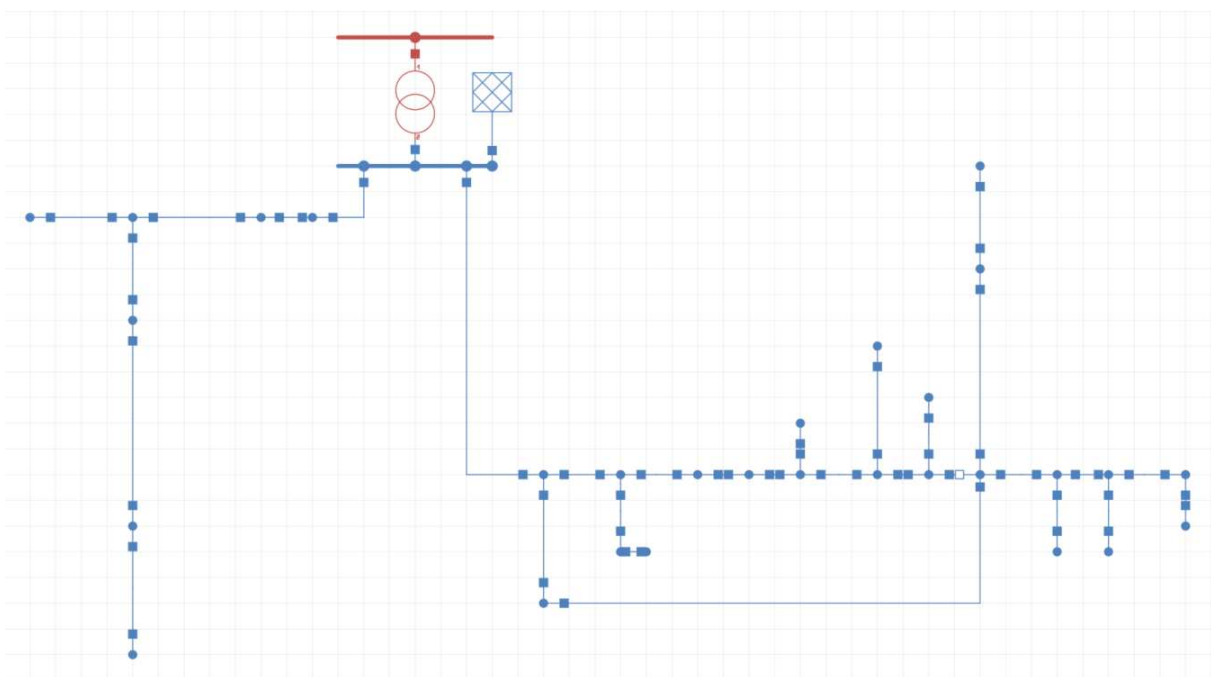


Abbildung 7-2: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 3

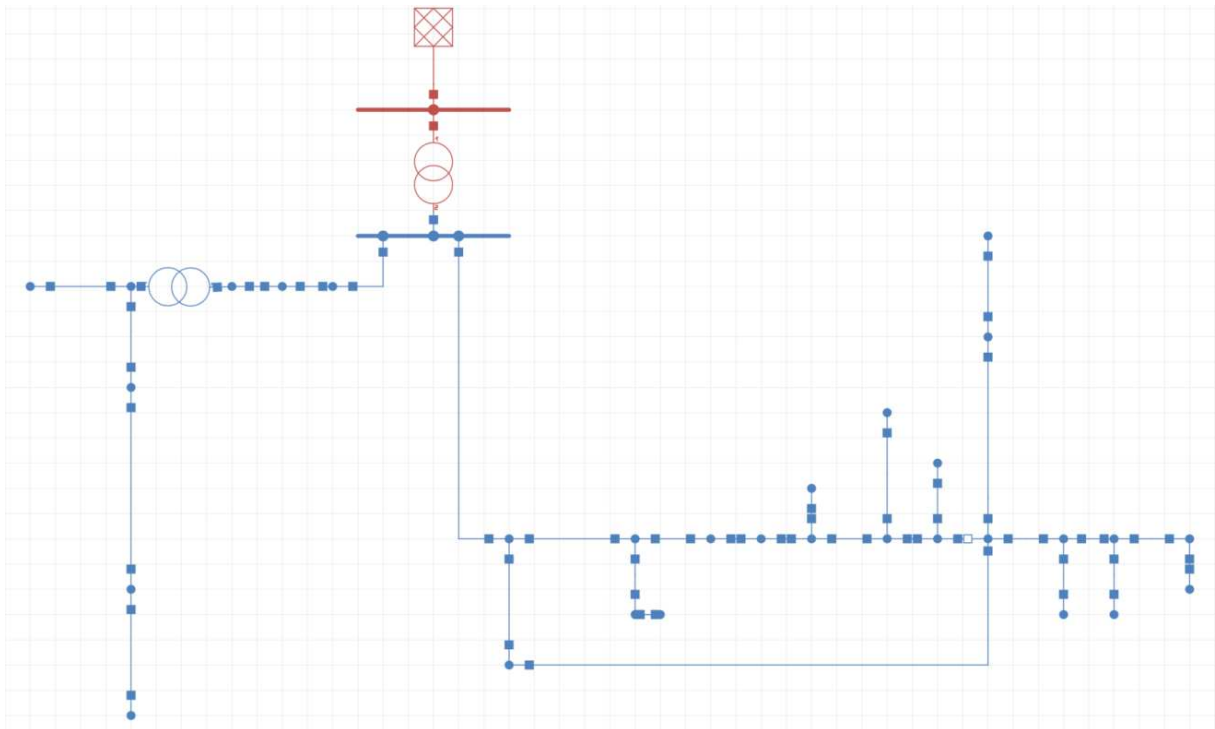


Abbildung 7-3: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 4

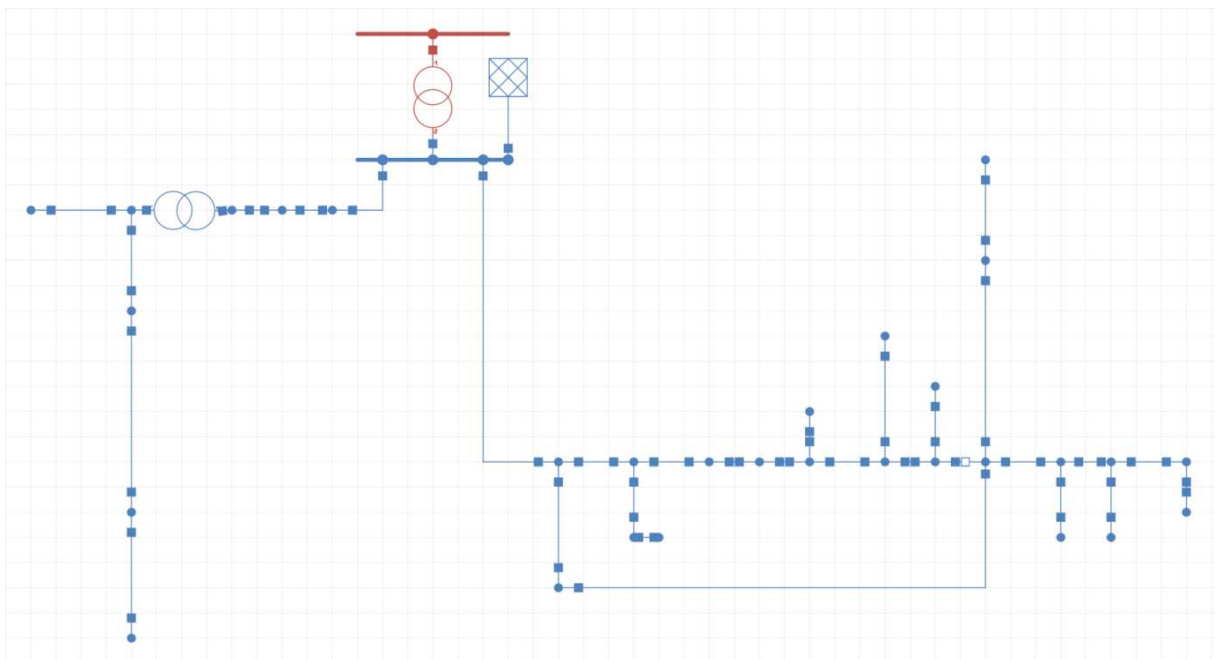


Abbildung 7-4: TST-11927 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 5

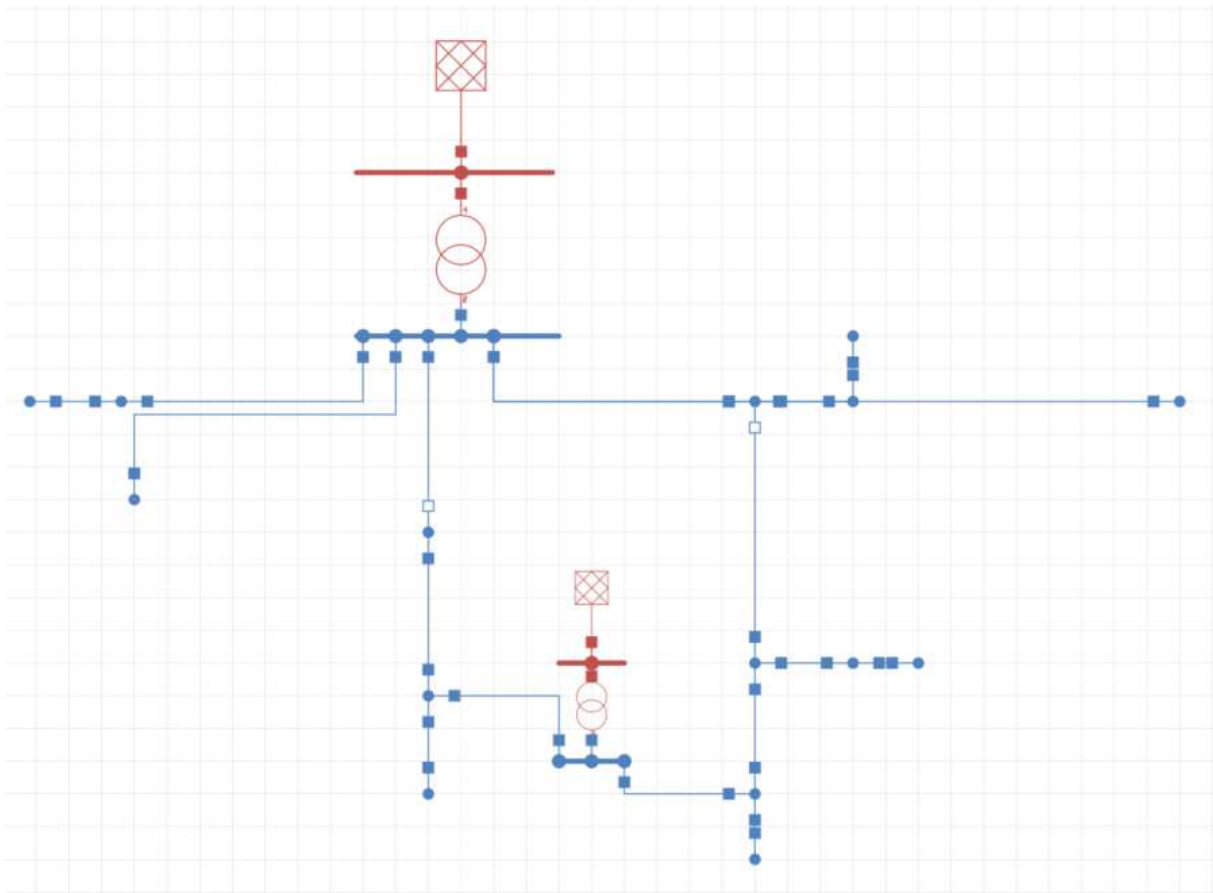


Abbildung 7-5: TST-0330 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 2

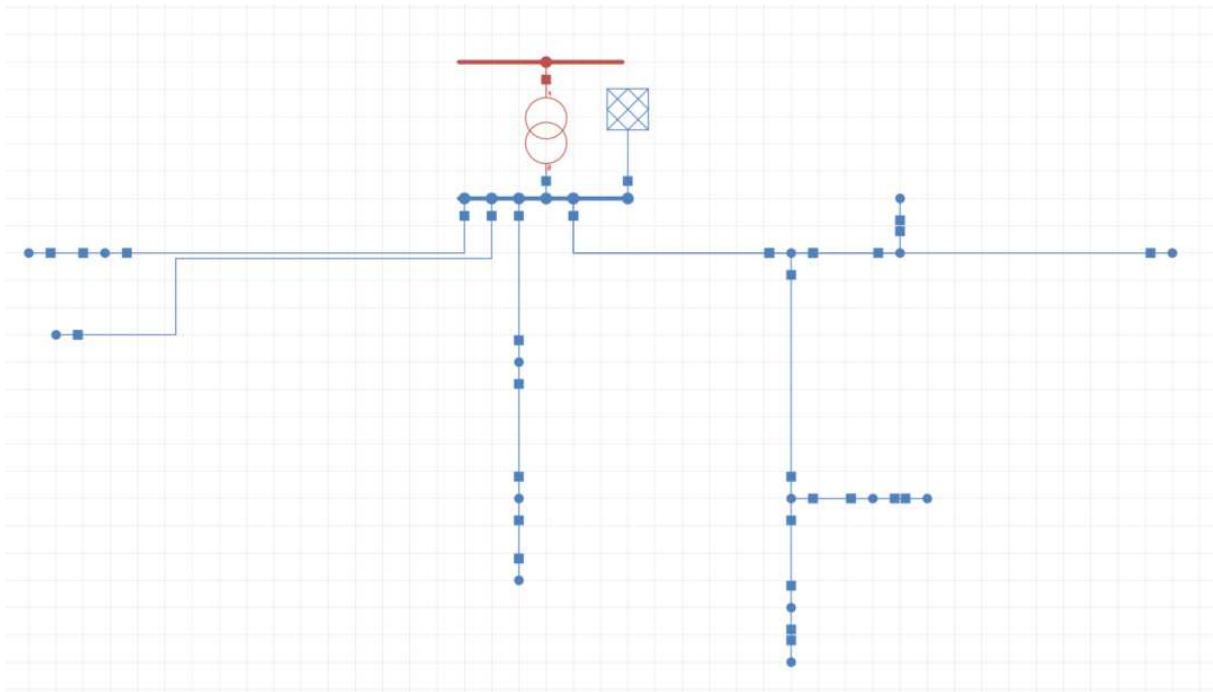


Abbildung 7-6: TST-0330 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 3

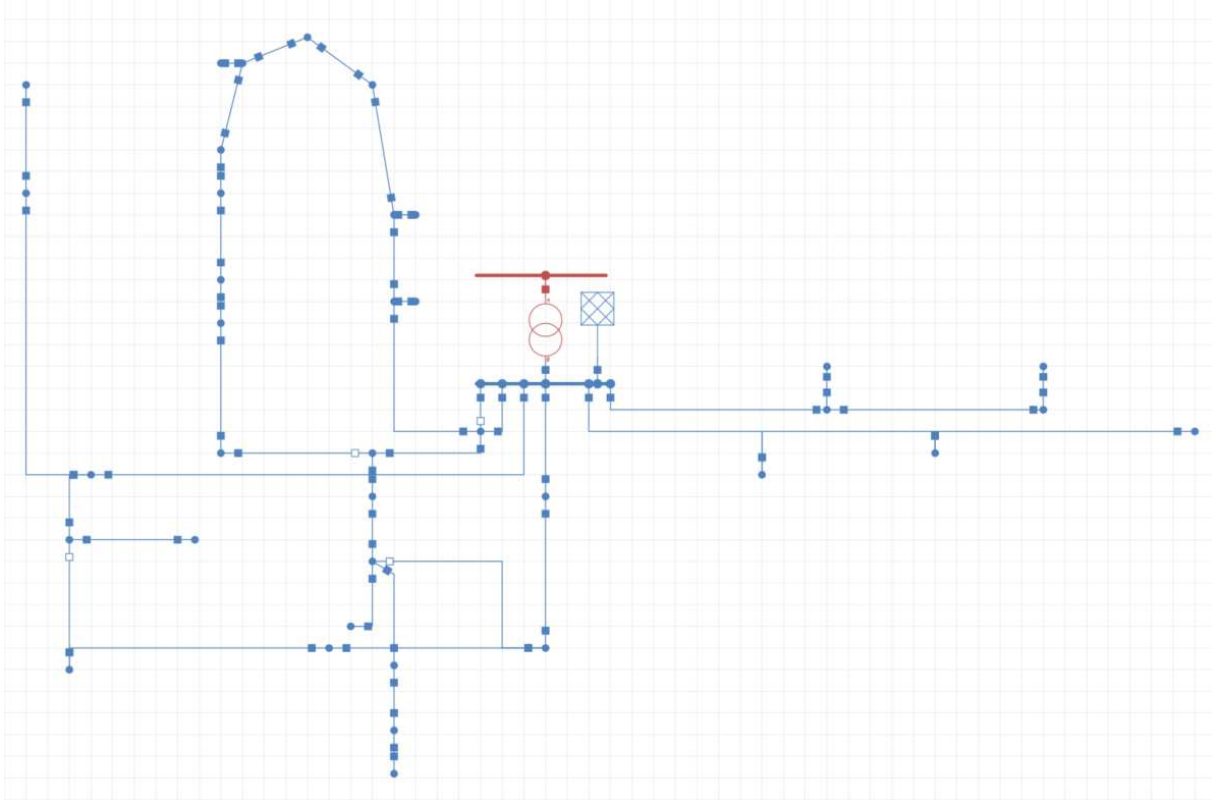


Abbildung 7-9: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 3

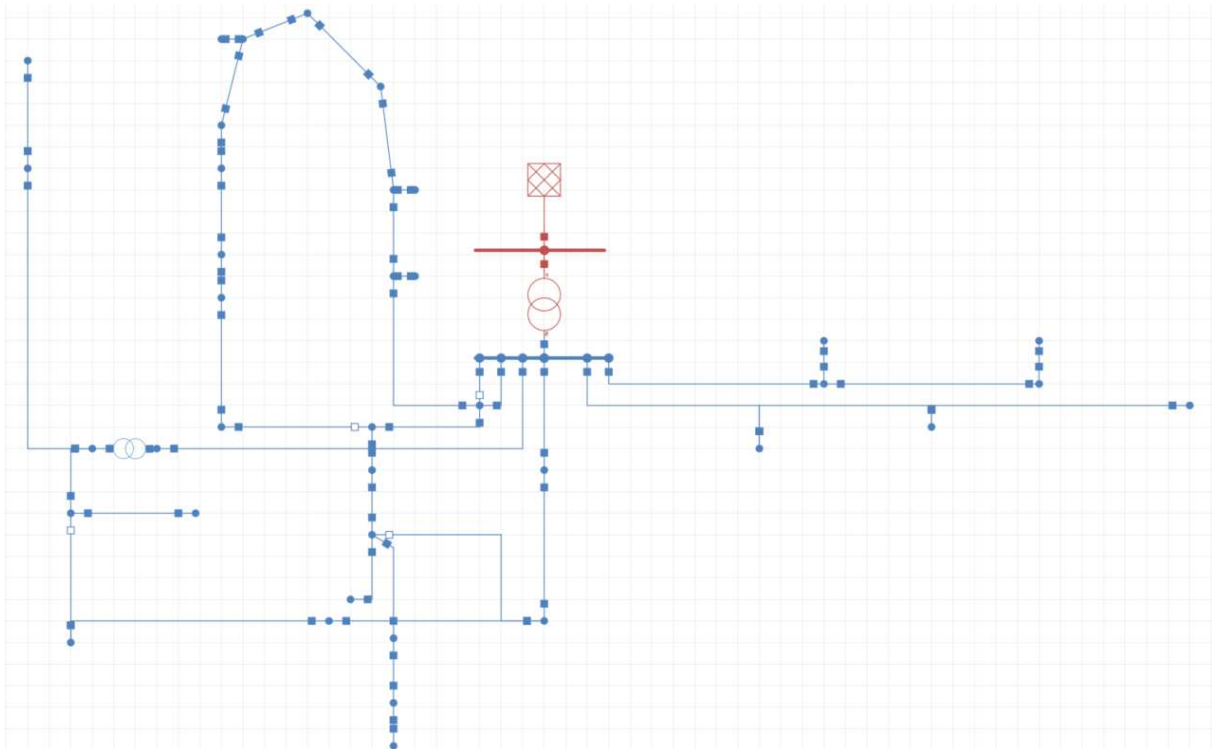


Abbildung 7-10: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 4

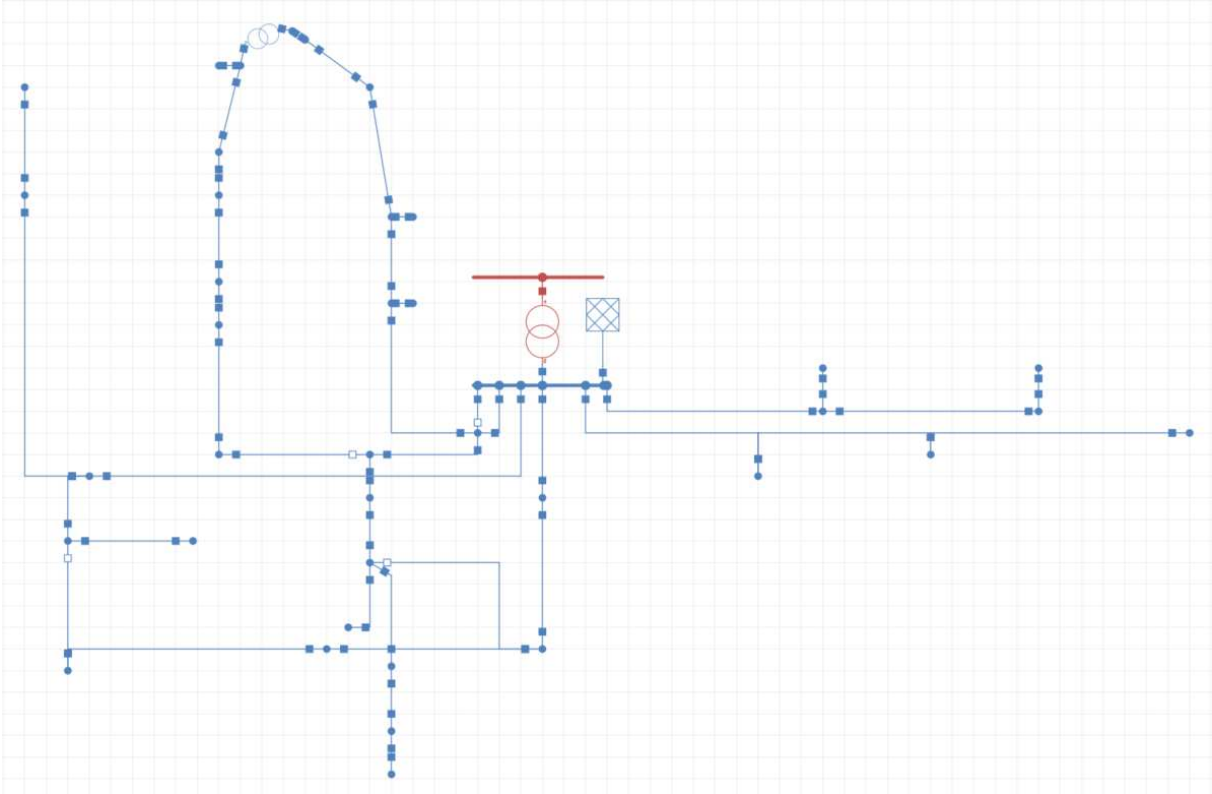


Abbildung 7-11: TST-1616 NEPLAN®-Darstellung für Szenario 5