



Energiezukunft 2050
Auswirkungen auf die Verteilnetze

Turhan Demiray & Thomas Ingold, Juli 2024

2050
Energiezukunft

Steuerungsausschuss

Niklaus Zepf, Axpo, swisselectric, Vorsitzender des Steuerungsausschusses

Andrea Papina, AET, ESI

Beat Gassmann, IBK, DSV

Jörg Wild, Energie 360°, Nichtorganisierte

Markus Balmer, IWB, Swisspower

Michael Frank, VSE

Michel Hirtzlin, SID, Multidis

Robert Schürch, WWZ, Regionalwerke

Projektleitung

Thomas Ingold, e-netz ag, Projektleitung

Turhan Demiray, ETH Zürich

C. Yaman Evrenosoglu, ETH Zürich

Martin Rüdisüli, VSE

Michele Chamberlin, EBP

Silvan Rosser, EBP

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	3
1.1 Ausgangslage	3
1.2 Zielsetzung und Auftrag	3
1.3 Rahmen und Kernfragen der Studie	3
2 Vorgehen und methodischer Ansatz	4
2.1 Szenarioraum	6
2.1.1 Energiewirtschaftliche Szenarien der EZ2050 als Ausgangspunkt	6
2.1.2 Verteilnetz-Szenarien	6
2.2 Regionalisierung	9
2.2.1 Wärmebedarf	10
2.2.2 Elektromobilität	13
2.2.3 Photovoltaik	15
2.2.4 Industrie	18
2.3 Netzanalysen – Niederspannung (NS)-/Mittelspannung (MS)-Studie	19
2.3.1 Implementierung und Verifizierung der realen Netzmodelle	21
2.3.2 Verknüpfung der Ist-Netze mit den energiewirtschaftlichen Szenarien	22
2.3.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfs auf konventionelle Art	22
2.3.4 Bestimmung des Netzausbaubedarfs basierend auf dem NOVA-Prinzip	27
2.4 Netzanalysen - Hochspannung (HS)-Studie	28
2.4.1 Implementierung und Verifizierung des Hochspannungsnetzes	29
2.4.2 Verknüpfung der Ist-Netze mit den energiewirtschaftlichen Szenarien	29
2.4.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfs auf konventionelle Art	29
2.4.4 Bestimmung des Netzausbaubedarfs basierend auf dem NOVA-Prinzip	30
2.5 Wirtschaftliche Analysen	30
2.5.1 Berechnung der Netzausbaukosten pro <i>Deep-Dive</i> -Gebiet	30
2.5.2 Berechnung der annualisierten Netzausbaukosten	30
2.5.3 Methodik zur Hochskalierung der Netzausbaukosten auf die ganze Schweiz	32
3 Ergebnisse	36
3.1 Nieder- und Mittelspannungsstudie	36
3.1.1 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A	38
3.1.2 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B	42
3.1.3 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet C	46
3.1.4 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet D	50
3.1.5 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet E	54
3.1.6 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F	58
3.1.7 <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G	62
3.1.8 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der NS-/MS-Studie	66
3.2 Hochspannungsstudie	68
3.3 Schweizweite Hochskalierung	71
4 Schlussfolgerungen	82
4.1 Wichtige Hinweise zur Interpretation der Studienresultate	82
4.2 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse	83

4.3	Abgeleitete Empfehlungen	85
4.4	Einordnung der Studienresultate zu anderen Studien	85
5	Anhang	87
5.1	Parametrisierung der Verteilnetz-Szenarien	87
5.2	Liste der Assets für den Netzausbau	89
5.3	Zusätzliche Tabellen zu den <i>Deep-Dive</i> -Resultaten	90
5.3.1	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet A	90
5.3.2	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet B	94
5.3.3	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet C	98
5.3.4	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet D	102
5.3.5	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet E	106
5.3.6	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet F	110
5.3.7	<i>Deep-Dive</i> -Gebiet G	114

Akronyme

Egid Eidgenössische Gebäudeidentifikator.

EM Elektromobilität.

HAK Hausanschlusskasten.

HS Hochspannung.

MS Mittelspannung.

NE Netzebene.

NS Niederspannung.

PV Photovoltaik.

QU Q(U)-Regelung.

RONT Regelbare Ortsnetztransformatoren.

WP Wärmepumpe.

Management Summary

Die Studie Energiezukunft 2050 [1] aus dem Jahr 2022 untersuchte mögliche Optionen für den Umbau des Schweizer Energiesystems und deren Auswirkungen im Hinblick auf die Erreichung der Energie- und Klimaziele der Schweiz bis 2050. Anhand von vier realistischen Szenarien, die sich durch zwei übergeordnete Dimensionen beschreiben lassen, zeigte die Studie Möglichkeiten auf, wie sich das Schweizer Energiesystem entwickeln kann. Die erste Dimension fokussierte auf den Einfluss der Akzeptanz neuer Energieinfrastruktur im Inland (offensiver vs. defensiver Ausbau) auf die Systemtransformation. Die zweite Dimension beschäftigte sich mit der Frage, wie die Integration der Schweiz in den europäischen Energiemarkt, konkret der Abschluss von Abkommen mit der Europäischen Union (integriertes vs. isoliertes Schweizer Energiesystem), den Systemumbau beeinflusst.

Darauf aufbauend hat die vorliegende Verteilnetzstudie die Zukunft der Schweizer Verteilnetze beziehungsweise deren Verstärkungs- und Ausbaubedarf in diesen vier Szenarien anhand einer repräsentativen Auswahl von sieben regionalen Schweizer Mittel- und Niederspannungsnetzen unterschiedlichen Charakters und einem überregionalen Hochspannungsnetz umfassend analysiert. Dabei wurden neben dem konventionellen Netzausbau auch intelligente Steuerungsmöglichkeiten und Betriebsmittel berücksichtigt und deren Auswirkungen dargestellt. Die wichtigsten Ergebnisse der Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Der Netzausbaubedarf der defensiven Szenarien mit einer maximal installierten PV-Kapazität von 29,4 GW ist deutlich höher als jener der offensiven Szenarien mit einer maximal installierten PV Kapazität von 16,4 GW. Die absoluten Werte der Netzausbaukosten variieren in Abhängigkeit davon, ob i) ein konventioneller Netzausbau oder ein «intelligenter» Netzausbau verfolgt wird und ob ii) der aktuelle Ausbauzustand der Netze Reserven enthält oder nicht. Die Tendenz, dass defensive Szenarien mehr Netzausbau erfordern als offensive Szenarien, bleibt jedoch über alle Analysen erhalten (siehe Schlussfolgerung **S.1**).

In den defensiven Szenarien mit einer maximal installierten PV Kapazität von 29,4 GW ist der Netzausbaubedarf sehr stark Photovoltaik (PV)-getrieben. Der Hauptgrund hierfür ist, dass in den defensiven Szenarien ein sehr starker Zubau an dezentraler PV benötigt wird, der auch in den Analysen den Netzausbaubedarf deutlich dominiert und somit Haupttreiber für den Netzausbau in den defensiven Szenarien ist (siehe Schlussfolgerung **S.4**)

Die zusätzlichen Investitionskosten (Netzausbaukosten) betragen maximal 1,1-1,5 Mia. CHF. Die Analysen zeigen, dass die Ist-Zustände der ausgewählten Netze tendenziell genügend Kapazitäten beinhalten. Deep-Dive-Gebiete mit einem «schwächeren» Ist-Netz würden zu höheren Netzausbaukosten führen (siehe Schlussfolgerung **S.2**).

Der Netzausbaubedarf ist in den Niederspannungsnetzen höher als in den Mittelspannungsnetzen. In diesen ist der Netzausbaubedarf wiederum höher als in den Hochspannungsnetzen. Vom gesamten Netzausbaubedarf entfallen gut 70% auf Niederspannungsnetze, rund 20% auf Mittelspannungsnetze und etwa 10% auf Hochspannungsnetze. Die Elektrifizierung der Nachfrage und der dezentralen Erzeugung mit PV-Anlagen findet grösstenteils in den Niederspannungsnetzen statt. In allen detaillierten Analysen der ausgewählten Netze über alle Szenarien wird der höchste Netzausbaubedarf in den Niederspannungsnetzen benötigt (siehe Schlussfolgerung **S.3**).

Eine PV-Einspeisebegrenzung ist eine zielführende Massnahme. Eine Begrenzung der Einspeisung auf beispielsweise 70% reduziert den Netzausbaubedarf um bis zu 30%. Besonders stark ist der kostendämpfende Effekt in den defensiven Szenarien. Mit stärkerer Begrenzung können die Netzausbaukosten noch weiter reduziert werden. Dies kann durch Kappung der Spitzenleistungen oder durch den netzdienlichen Einsatz von Batterien zusammen mit PV-Anlagen bei minimaler Reduktion der produzierten Energie realisiert werden (siehe

Schlussfolgerung **S.5**)

Eine Lastverschiebung oder -reduktion kann den Netzausbaubedarf um bis zu 10–15% reduzieren, insbesondere in den offensiven Szenarien. In Netzgebieten, in denen die Elektrifizierung der Nachfrage der Haupttreiber ist, wird die Wirkung der nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung ausgeprägter spürbar, insbesondere durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs bei Wärmepumpen (siehe Schlussfolgerung **S.6**)

Zur Vermeidung von Spannungsproblemen ist die Q(U)-Regelung (QU) eine zielführende Massnahme, um den Netzausbaubedarf für die Spannungshaltung zu verringern (siehe Schlussfolgerung **S.8**)

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) unterstützen ebenfalls bei Spannungsproblemen, können aber nicht alle Spannungsprobleme lösen (siehe Schlussfolgerung **S.7**)

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage

Der VSE hat in der Vergangenheit periodisch eigene Projektionen zur mittel- bis langfristigen Entwicklung der Energiebranche im Allgemeinen und der Strombranche im Besonderen veröffentlicht, mit dem Ziel, die Branchensicht zur Energiezukunft aufzuzeigen und zentrale Themen des Verbands zu analysieren. Im Jahr 2022 hat der VSE die «Vorschau», die zuletzt 2012 veröffentlicht wurde, fundamental neu aufgesetzt und als «Energiezukunft 2050» veröffentlicht. Dabei wurde das gesamte Energiesystem der Schweiz in Zusammenarbeit mit der Empa quantitativ in vier Grundszenarien modelliert. Außerdem wurden die Schwerpunktthemen Klima, Versorgungssicherheit, dezentrale Versorgung, Speicher/Flexibilität, Importabhängigkeit vs. Integration in das europäische Energiesystem und Wasserstoff abgedeckt. Das Resultat zeigt die komplexen Zusammenhänge in der Energiedeutschland Schweiz fundiert auf. Das wichtigste Element zur Erstellung der «Energiezukunft 2050» ist ein zentrales Rechenmodell. Dieses hat die Aufgabe, alle relevanten Einflussgrößen aus dem Energiesystem Schweiz und (in vereinfachter Form) aus dem angrenzenden Ausland in Szenarien zu verarbeiten und daraus technisch machbare und ökonomische Resultate zu berechnen.

Nicht Teil dieser Modellierung waren die Auswirkungen des Umbaus der Energieversorgung auf die Verteilnetze der Schweiz. Das Thema ist technisch komplexer und kann nicht summarisch für die ganze Schweiz abgehandelt werden. Benötigt wurde deshalb eine detaillierte technische Modellierung der Verteilnetze in feinerer Granularität. Diese wurde im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeführt.

1.2 Zielsetzung und Auftrag

Die vorliegende Studie analysiert die Zukunft der Verteilnetze der Schweiz beziehungsweise deren Verstärkungs- und Ausbaubedarf umfassend. Ziel ist die Bestimmung des kosteneffizienten Verstärkungs- und Ausbaubedarfs für eine repräsentative Auswahl an Schweizer Verteilnetzen und Szenarien auf Basis des übergeordneten Projekts «Energiezukunft 2050». Dabei wurden vor der Auswahl von Netzausbaumassnahmen ausgewählte betriebliche Steuerungsmöglichkeiten berücksichtigt und deren Wirkung dargelegt.

In Abgrenzung zu den Verteilnetzen dient das Höchstspannungsnetz primär dem Energietransport über grosse Strecken und der Anbindung an das gesamteuropäische Stromnetz. Außerdem sind an dieses Netz keine Endverbraucher angeschlossen, das Höchstspannungsnetz war deshalb nicht im Fokus der vorliegenden Fragestellung.

Die Studie wird anhand der Hochspannungsnetze der teilnehmenden VNB sowie in sieben repräsentativen *Deep-Dive*-Gebieten mit Mittel- und Niederspannungsnetzen durchgeführt. Neben den drei Gesamtstudien für Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze sind die spezifischen Ergebnisse der einzelnen Verteilnetzbetreiber von grossem Interesse.

1.3 Rahmen und Kernfragen der Studie

Das Projekt zielt insbesondere darauf ab, folgende Fragen zu beantworten:

1. *Welcher Verstärkungs- und Ausbaubedarf besteht für die zu analysierenden Szenarien?*
2. *Mit welchen Massnahmen kann der Netzausbaubedarf reduziert werden?*

2. Vorgehen und methodischer Ansatz

Ausgangspunkt der Analysen sind die vier energiewirtschaftlichen Szenarien der Studie «Energiezukunft 2050» des VSE [1]. Die auf die Strombilanz fokussierten Eckpunkte und Kennzahlen dieser Szenarien, sowohl auf der Stromangebots- als auch auf der Stromnachfrageseite, dienen als Grundlage für die Analysen in der vorliegenden Studie.

Nieder-/Mittelspannungsstudie (NS-/MS-Studie)

Um die Auswirkungen der vier energiewirtschaftlichen Szenarien auf die Netze möglichst realitätsnah untersuchen zu können, wurden sieben regionale, repräsentative Verteilnetze als *Deep-Dive*-Gebiete ausgewählt, die 56 Gemeinden in der Schweiz abdecken (Netzebenen 4–7). Die **realen, heutigen** Verteilnetzdaten und Netzmodelle für die Nieder-/Mittelspannungsnetze der *Deep-Dive*-Gebiete wurden dem Auftragnehmer in Form von repräsentativen Teilnetzen zur Verfügung gestellt.

Regionalisierung

Um die benötigten vernetzbezogenen Analysen für die selektierten *Deep-Dive*-Gebiete durchführen zu können, wird in dieser Studie eine regionalisierte Beschreibung mit einer sehr hohen räumlichen Auflösung pro Hausanschlusskasten (HAK) benötigt. Aufbauend auf den vier energiewirtschaftlichen Szenarien der Hauptstudie wird in einem ersten Schritt eine solche Regionalisierung durchgeführt, bei der je HAK der stündliche Energiebedarf für unterschiedliche Lasttypen wie Strom, Warmwasser, Wärmepumpe (WP), Kälte, Elektromobilität (EM) und die stündliche PV-Einspeisung über ein Szenariojahr berechnet werden (siehe Abbildung 2.2).

Basierend auf der Zuordnung der stündlichen Zeitreihen pro HAK und pro Lasttyp (oder PV) auf die Verteilnetze der *Deep-Dive*-Gebiete können dann die Auswirkungen auf die Netze untersucht und der Netzausbaubedarf bestimmt werden.

Hochspannungsstudie (HS-Studie)

Für die Hochspannungsstudie (HS-Studie) werden die Netzebenen 2 und 3 mit 595 Gemeinden in einem Hochspannungsnetz untersucht, wobei der Strombedarf und die PV-Produktion pro Gemeinde aggregiert im Hochspannungsnetz abgebildet werden.

Verteilnetz-Szenarien

Notwendige Netzausbaubedarfe für NS-/MS-/HS-Netze werden dann auch für sogenannte «Verteilnetz-Szenarien» durchgeführt, welche ausgewählte Massnahmentypen (z. Bsp. PV-Einspeisebegrenzung, Leistungsspitzenverschiebung bei Elektromobilität etc.) berücksichtigen (siehe Abbildung 2.1).

Wirtschaftliche Analysen und Hochskalierung auf die ganze Schweiz

Darauf aufbauend werden in einem nächsten Schritt die Investitions- und Betriebskosten für die erforderlichen Netzausbaukosten für jedes *Deep-Dive*-Gebiet ermittelt und dann auf die ganze Schweiz extrapoliert.

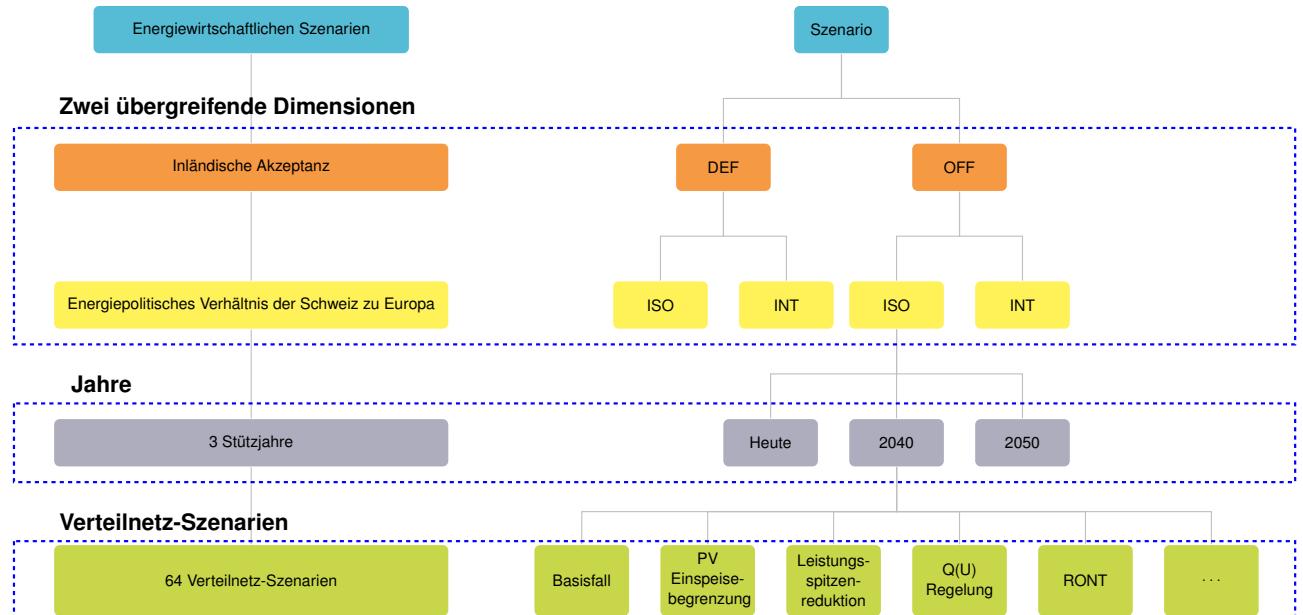


Abbildung 2.1: Insgesamt untersuchter Szenarioraum in der Studie.

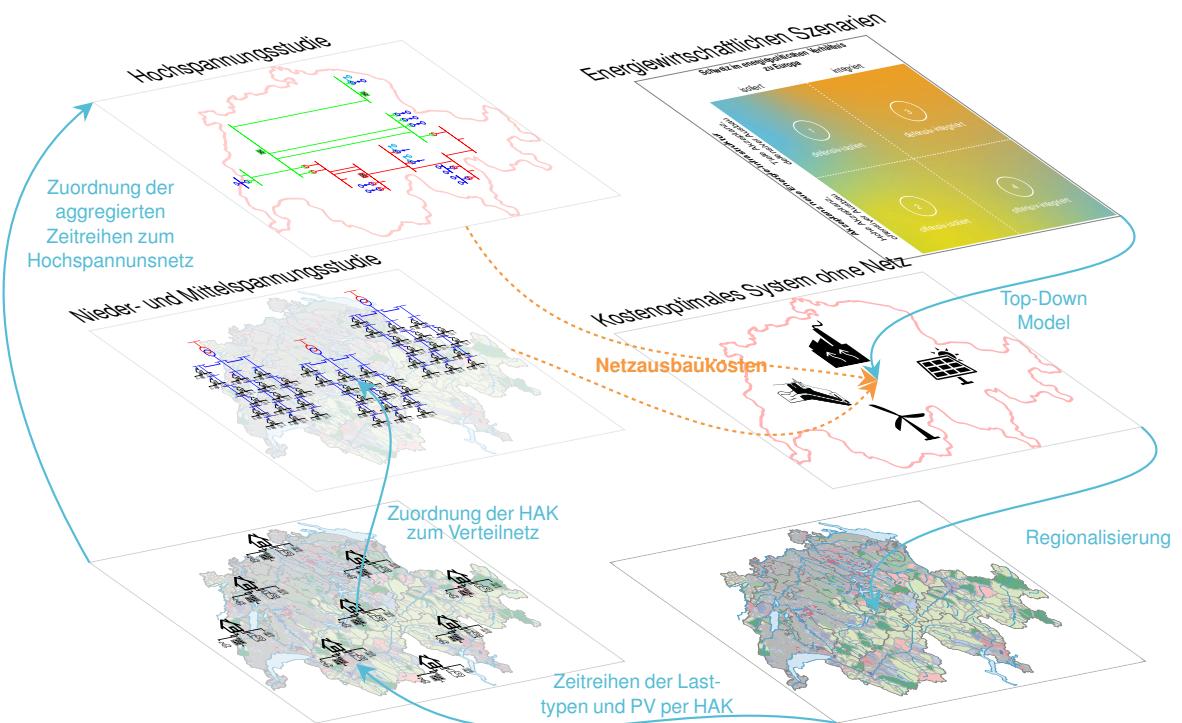


Abbildung 2.2: Überblick allgemeine Methodik.

2.1 Szenarioraum

2.1.1 Energiewirtschaftliche Szenarien der EZ2050 als Ausgangspunkt

Die energiewirtschaftliche Entwicklung in den Gemeinden der NS-/MS- und HS-Studie basiert auf den energiewirtschaftlichen Szenarien der Hauptstudie «Energiezukunft 2050» [1] (Siehe Abbildung 2.3). Es werden die Stützjahre REF (heutige Situation), 2040 und 2050 analysiert. Für dazwischenliegende Jahre erfolgt keine Berechnung. Analog zur Hauptstudie werden ebenfalls die Szenarien durch zwei übergreifende Dimensionen definiert:

- Energiepolitisches Verhältnis der Schweiz zu Europa (isoliert (ISO) vs. integriert (INT))
- Inländische Akzeptanz neuer Energie-Infrastrukturen und Technologien (offensiv (OFF) vs. defensiv (DEF))

Für weiterführende Informationen zu den Szenarien und deren Parameter wird auf die Hauptstudie [1] verwiesen.

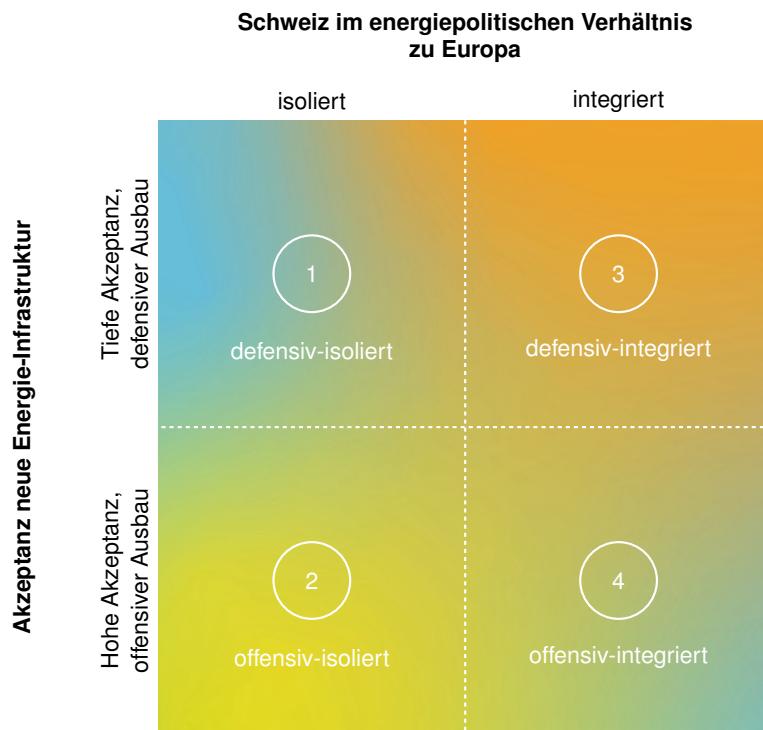


Abbildung 2.3: Energiewirtschaftliche Szenarien der Hauptstudie «Energiezukunft 2050» [1]

2.1.2 Verteilnetz-Szenarien

Die Verteilnetz-Szenarien in diesem Projekt spiegeln zum einen bestimmte Massnahmen unter Verwendung bestimmter Flexibilitätsoptionen wider, um deren Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf abzuschätzen, und zeigen zum anderen einige zusätzliche Differenzierungen der Netzausbaukosten.

Die Verteilnetz-Szenarien können in folgende Cluster unterteilt werden:

- Verteilnetz-Szenarien, die den Einfluss der **angebots- und nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung als Flexibilitätsoption** auf den Netzausbaubedarf quantifizieren;

- Verteilnetz-Szenarien, die den Einfluss **der Blindleistungsregelungsunterstützung (Q(U)-Regelung)** von unterschiedlichen dezentralen Anlagentypen (PV, Ladestationen, Wärmepumpen) auf den Netzausbaubedarf quantifizieren;
- Verteilnetz-Szenarien, die den Einfluss **der regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT)** mit einer U(U)-Regelung mit einem fixen Sollwert auf den Netzausbaubedarf quantifizieren;
- Verteilnetz-Szenarien, die den Einfluss **der Eigenverbrauchsoptimierung** auf den Netzausbaubedarf quantifizieren;
- Verteilnetz-Szenarien, die differenzieren, wie viel Netzausbau **nur aufgrund der Elektrifizierung der Nachfrage** erforderlich ist und um wie viel in diesem Fall **nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung** als Flexibilitätsoption den Netzausbaubedarf reduzieren kann;
- Verteilnetz-Szenarien, die eine Differenzierung des Netzausbaubedarfs nach **Neubauten** und **Bestandsbauten** anzeigen;
- Verteilnetz-Szenarien, die die Differenzierung des Netzausbaubedarfs für **Stromkapazitätserhöhung** und **Spannungshaltung** anzeigen;

Alle Verteilnetszenarien wurden primär mit einer oberen Belastungsgrenze für den Kapazitätsausbau **auf 80%** berechnet, um den Einfluss von Aspekten wie (N-1)-Sicherheit in Mittelspannungsnetzen, topologische Massnahmen für die Wiederversorgung und Reduktion der Strombelastbarkeit bei Parallelverlegung von Kabeln indirekt einzubeziehen. Zusätzlich wurden die Berechnungen für 100% durchgeführt, da obige Aspekte in den NE 6 und NE 7 netzplanerisch weniger relevant sind.

Für die technische Abbildung der Verteilnetz-Szenarien wurden folgende Parameter verwendet:

PV: Gibt den prozentualen Anteil der maximal möglichen PV-Produktion bezogen auf die installierte PV-Kapazität pro HAK an, welcher ins Netz eingespeist wird. Zum Beispiel repräsentiert **PV=70** eine Einspeisebegrenzung von PV auf 70%. Diese Einspeisebegrenzung kann durch Kappung der Spitzenleistungen oder durch den netzdienlichen Einsatz von Heimbatterien zusammen mit PV-Anlagen bei minimaler Reduktion der produzierten Energie realisiert werden.

EM: Gibt den prozentualen Anteil der maximal möglichen Ladeleistung für Elektromobilität bezogen auf die installierte Leistung der Ladestation pro HAK an. Zum Beispiel repräsentiert **EM=75** eine Leistungsspitzenreduktion von Ladeleistungen auf 75% ihrer maximalen Kapazität.

WP: Gibt den prozentualen Anteil der maximal möglichen Wärmepumpenleistung für Raumwärme und Warmwasser bezogen auf die installierte Leistung der Wärmepumpe pro HAK an. Zum Beispiel repräsentiert **WP=75** eine Leistungsspitzenreduktion von Wärmepumpen auf 75% ihrer maximalen Kapazität.

QU: Gibt an, ob bei den dezentralen Anlagen eine Blindleistungsregelung möglich ist. Durch die Aktivierung der sogenannten Q(U)-Regelung (Q = Formelzeichen für die Blindleistung, U = Formelzeichen für die Spannung) wird erreicht, dass der Wechselrichter abhängig von der Höhe der Netzspannung induktive oder kapazitive Blindleistung einspeist und so einer lokalen Spannungsanhebung oder Spannungsabsenkung entgegenwirkt. Zum Beispiel repräsentiert **QU=1** eine aktive Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen.

RT: Gibt an, ob regelbare Ortsnetztransformatoren in der Netzebene (NE)6 als technische Lösung für Spannungsprobleme eingesetzt werden. Zum Beispiel repräsentiert **RT=1**, dass regelbare Ortsnetztransformatoren in der

NE6 eingesetzt werden dürfen.

NB: Gibt an, ob nur Bestandsbauten oder auch Neubauten berücksichtigt werden sollen. Zum Beispiel repräsentiert **NB=0**, dass nur Bestandsbauten berücksichtigt werden.

EV: Gibt an, ob die Eigenverbrauchsoptimierung durch Heimbatteriespeicher und/oder Demand Side Management (DSM) berücksichtigt wird oder nicht. Zum Beispiel repräsentiert **EV=1**, dass die Eigenverbrauchsoptimierung berücksichtigt wird.

Insgesamt werden für jedes energiewirtschaftliche Szenario und für jedes Stützjahr 64 Verteilnetz-Szenarien analysiert. Die Liste der kompletten Verteilnetz-Szenarien kann dem Anhang, Abschnitt 5.1 entnommen werden.

2.2 Regionalisierung

Warum Regionalisierung ?

Die zunehmende nachfragerseitige Elektrifizierung durch die Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen sowie der massive angebotsseitige Ausbau von Photovoltaik auf Gebäuden finden dezentral in den Verteilnetzen statt. Um die Auswirkungen der Dezentralisierung und Elektrifizierung auf die Verteilnetze und letztlich auf den notwendigen Netzausbau und damit gebundene Netzausbaukosten bestimmen zu können, ist eine regionalisierte Untersuchung der treibenden Einflussfaktoren notwendig.

Regionalisierung für die NS-/MS-Studie

Aus diesem Grund erfolgt eine Regionalisierung der vier energiewirtschaftlichen Szenarien der Hauptstudie auf die sieben ausgewählten *Deep-Dive*-Gebiete für die NS-/MS-Studie (Netzebenen 4–7). Diese *Deep-Dive*-Gebiete verteilen sich in verschiedene geographische Regionen der Schweiz und unterscheiden sich bezüglich ihrer räumlichen Typologie in städtische, periurbane und ländliche Gebiete. In Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Charakteristika dieser *Deep-Dive*-Gebiete zusammengefasst.

Tabelle 2.1: Die sieben untersuchten *Deep-Dive*-Gebiete der NS-/MS-Studie mit ihren wichtigsten Charakteristiken.

VNB	Typologie	Anz. EGID (Bestand)	Anz. HAK (Bestand)	Neubauten
A	Agglomeration (periurban) mit städtischem Charakter	3485	2353	860
B	Ländliches Gebiet mit einer Stadt	5017	5142	320
C	Ländliches Gebiet mit Dörfern und wenig Industrie	10399	8125	583
D	Ländliches Gebiet mit Tourismus	954	803	20
E	(Gross-)Städtisches Gebiet mit Industrie, Gewerbe und Wohnungen	1365	1369	259
F	Städtische und ländliche Gebiete (inkl. Industrie)	6570	3906	280
G	Periurbane und ländliche Gebiete mit einer Stadt	3007	3546	374

Regionalisierung für die HS-Studie

Für die HS-Studie (NE 2 und 3) wird ein Netzgebiet mit gesamthaft 595 Gemeinden (BFS-ID, Stand 1. Juli 2022) im Hochspannungsnetz untersucht. Die Entwicklung dieser Gemeinden bezüglich Bevölkerung, Arbeitsplätze und Energiebezugsfläche entstammt dem SynPop-Modell von EBP [2] und ist in Tabelle 2.2 zusammengefasst.

Tabelle 2.2: Aggregierte Entwicklung von Bevölkerung, Angestellten und Energiebezugsfläche in der gesamten Schweiz sowie in den 595 Gemeinden der HS-Studie (in Millionen).

Charakteristik	Gebiet	REF	2040	2050
Bevölkerung	CH	8.5	10.0	10.4
Bevölkerung	HS	3.0	3.6	3.9
Angestellte	CH	5.2	5.6	5.7
Angestellte	HS	1.6	1.8	1.8
Energiebezugsfläche	CH	861.3	983.7	1008.9
Energiebezugsfläche	HS	247.8	304.8	317.7

Allgemein wird bei der Regionalisierung der Fokus wegen der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie der dezentralen Stromproduktion auf die räumliche Verteilung von Ladestationen, Wärmepumpen und PV-

Anlagen gesetzt, welche gebäudescharf abgebildet werden.

Gebäudemodell

Der regionale Energiebedarf für Strom, Warmwasser, Raumwärme und Kälte (Klimatisierung) aller Gebäude in den untersuchten *Deep-Dive*-Gebieten erfolgt – analog zur Hauptstudie – mit CESAR-P [3], einem *Bottom-up*-Modell zur Simulation des Energiebedarfs von Gebäuden. Aus der Gebäudegrundfläche, der Höhe, dem Baujahr und der Gebäudenutzung erzeugt CESAR-P ein detailliertes Gebäudemodell, das mit EnergyPlus [4] simuliert wird.

Gebäudebestand

Als Grundlage dieser Gebäudemodellierung dient für bestehende Gebäude (Bestandsbauten) das Eidgenössische Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) [5] und der Eidgenössische Gebäudeidentifikator (EGID). Aus dem GWR werden beispielsweise das Gebäudealter (Bauperiode), die Gebäudekategorie (Gebäude mit/ohne Wohnnutzung), die Gebäudeklasse (Ein-/Mehrfamilienhaus, Büro, Hotel/Restaurant, Spital, Schule, Shop, Industrie etc.) sowie die Anzahl Stockwerke und die heutige Technologie zur Raumwärme- respektive Warmwassererzeugung entnommen. Die Geometrien der Gebäudegrundflächen stammen von OpenStreetMap (OSM) und sind über eine FootprintID (FID) eindeutig identifizierbar. Als Verbindung der Gebäude zum Verteilnetz dienen die HAK, die ebenfalls über einen eindeutigen Identifikator (HAK-Nr.) verfügen.

Neubauten

Zusätzlich zum Bestand, welcher in den zukünftigen Szenarien bestehen bleibt, werden Neubauten modelliert, welche die entsprechende Entwicklung des Gebäudeparks bis 2050 repräsentieren. Dazu wird zwischen Neubauten im Sinne von Verdichtungen und im Sinne von effektiven Neuerschliessungen unterschieden. Die Anzahl Neubauten wird aus der zu erwartenden Bevölkerungs- und Arbeitsplatzentwicklung in der jeweiligen Region basierend auf dem SynPop-Modell von EBP [2] hergeleitet und mit typischen Werten für die Energiebezugsfläche (EBF) in Gebäude mit Gebäudegrössen (Stockwerke) und Gebäudetypen umgewandelt.

Wo in nützlicher Frist auffindbar und umsetzbar, wurden die designierten Entwicklungsgebiete (für Verdichtung und Neubauten) aus den Bau- und Nutzungsordnungen der betroffenen Gemeinden berücksichtigt, um die Neubauten möglichst realistisch in die aktuelle Netztopologie einzubauen.

2.2.1 Wärmebedarf

Regionalisierung des Wärmepumpenbedarfs für die NS-/MS-Studie

Für die Regionalisierung der Wärmeversorgung wird in drei Schritten vorgegangen. Die Untersuchungen fokussieren auf eine adäquate Darstellung der Durchdringung von Wärmepumpen für die Verwendungszwecke Raumwärme und Warmwasser. Prozesswärme in der Industrie wird nicht betrachtet, da dort der Einsatz von Wärmepumpen gering ist. Zur Veranschaulichung der Regionalisierung des Wärmepumpenbedarfs ist in Abbildung 2.4 der Bedarf in Form von Anzahl Wärmepumpen, in einem 100m x 100m Raster, für das Jahr 2050 dargestellt.

Im ersten Schritt wird der heutige Gebäudebestand auf Basis des nationalen Gebäude- und Wohnungsregisters (GWR) beschrieben (Gebäudekategorie, Energiebezugsfläche, Energieträger der Heizung und Energiekennzahl). In einem zweiten Schritt wird die Wärmeversorgung der Neubauten modelliert und anhand der Bevölkerungsentwicklung in jeder Gemeinde (für Wohnbauten) und anhand der Arbeitsplatzentwicklung in jeder Gemeinde (für Nichtwohngebäude) regionalisiert. In einem dritten Schritt wird die Wärmeversorgung der restlichen, 2020 bereits bestehenden Gebäude modelliert. Die Effizienz der bestehenden Gebäude und der Einsatz von Wärmepumpen wird gebäudescharf kalibriert, um die jeweilige Entwicklung je Szenario abzubilden. Für die Verteilung neuer Wärmepumpen auf die

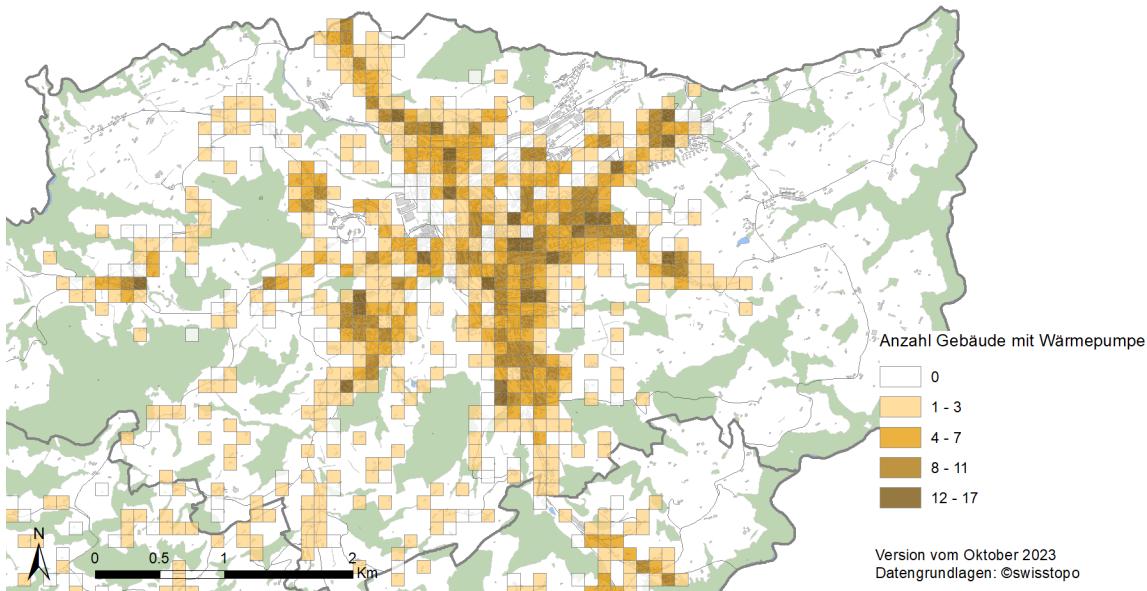


Abbildung 2.4: Regionalisierung des Bedarfs an Anzahl Gebäude mit installierten Wärmepumpen in einem Beispielgebiet eines Deep-Dives. Dargestellt ist das Szenario OFF-INT.

bestehenden Gebäude wird eine von EBP eigens gebildete, gebäudescharfe Eignung für Wärmepumpen benutzt. Die Eignung für Wärmepumpen jedes Gebäudes wird anhand der Wärmebedarfsdichte (Nutzenergie pro Hektare, in welcher das Gebäude liegt), der Energiekennzahl des Gebäudes sowie unter Einbezug potenziell geschützter Zonen (Ortsbildschutz) gebildet. In Gebieten mit hoher Bedarfsdichte, Gebäuden mit hohem spezifischem Verbrauch und in geschützten Zonen werden somit eher keine Wärmepumpen eingesetzt (diese Gebiete sind insbesondere geeignet für thermische Netze). Die Regionalisierung des Wärmepumpenpotenzials dient hier als Grundlage für die weiteren Berechnungen im folgenden Abschnitt.

Effizienzwerte bei Umwandlung von nutzbarer Energie zu Strombedarf

Mit CESAR-P wird der Bedarf an nutzbarer Energie bestimmt. Das heisst, die Effizienz von Technologien oder die Art und Weise, wie dieser Bedarf gedeckt wird, ist in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Der Endenergiebedarf am HAK wird aufgrund der angenommenen Effizienz und der regionalen Durchdringung von möglichen Erzeugungstechnologien bestimmt. Folglich wird der Strombedarf zur Deckung des Warmwasser-, Raumwärme- und Kältebedarfs für Wärmepumpen und Elektroheizungen berechnet. Für Wärmepumpen wird sowohl für die Wärme- als auch für die Kälteerzeugung eine jährlich konstante Leistungszahl (COP) von 4 [1] angenommen. Die regionale Zunahme von Wärmepumpen basiert auf der national modellierten Entwicklung (siehe Tabelle 2.3), welche regionalisiert wurde. Elektroheizungen haben eine Effizienz von 100% und eine in allen Szenarien gleiche prozentuale Abnahme der nationalen Jahresproduktion von heute 5021 GWh (REF, 100%) auf 850 GWh (16%) und 170 GWh (4%) in den Jahren 2040 respektive 2050 (siehe Tabelle 2.3). Der heutige Bestand an Elektroheizungen in den Deep-Dive-Regionen basiert auf den Angaben im GWR und entspricht 1,1% der Anzahl Elektroheizungen in der Schweiz.

Beim Kältebedarf wird eine Zunahme durch eine grössere Durchdringung von Klimageräten in Gebäuden ohne und mit teilweiser Wohnnutzung angenommen. Die entsprechende Durchdringung basiert auf [6] und ist in Tabelle 2.4 ersichtlich. Neubauten mit Wärmepumpen können ihre Anlagen auch zu Kühlzwecken nutzen. Die ermittelte regionale Zunahme des Kältebedarfs entspricht der angenommenen Zunahme auf nationaler Ebene gemäss Hauptstudie

Tabelle 2.3: Entwicklung des jährlichen Strombedarfs von Wärmepumpen und Elektroheizungen (in GWh / Jahr) auf nationaler Ebene und in den sieben Deep-Dive-Gebieten zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Die Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen ist konstant mit 4 modelliert. Die nationalen Zahlen sowie der COP entstammen der Hauptstudie [1].

Szenario	Technologie	Region	REF	2040	2050
alle	Elektroheizungen	CH	5021	850	170
alle	Elektroheizungen	DeepDive	55	9	2
DEF-INT	Wärmepumpen	CH	1626	11295	11839
DEF-INT	Wärmepumpen	DeepDive	18	222	228
DEF-ISO	Wärmepumpen	CH	1626	11326	11678
DEF-ISO	Wärmepumpen	DeepDive	18	222	229
OFF-INT	Wärmepumpen	CH	1626	11319	10609
OFF-INT	Wärmepumpen	DeepDive	18	226	200
OFF-ISO	Wärmepumpen	CH	1626	10337	6404
OFF-ISO	Wärmepumpen	DeepDive	18	200	87

[1].

Tabelle 2.4: Durchdringung von Klimageräten in Gebäuden ohne und mit teilweiser Wohnnutzung. 100% entspricht einer vollständigen Deckung des Kältebedarfs mit Klimageräten.

Jahr	VSE-Szenario	Entwicklung	Durchdringung
REF	-	-	15%
2040	defensiv	1/2 * (ZERO-BASIS + WWB)	20%
2040	offensiv	ZERO-BASIS	17%
2050	defensiv	1/2 * (ZERO-BASIS + WWB)	24%
2050	offensiv	ZERO-BASIS	20%

Modellierung der stündlichen Energiebedarfsprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren

Der mit CESAR-P modellierte stündliche Energiebedarf für Strom, Warmwasser, Raumwärme und Kälte von jedem einzelnen Gebäude (inklusive Neubauten) wird dem jeweiligen HAK zugeteilt.

Die räumliche und zeitliche Aggregation simulierter Energiebedarfsprofile von mehreren Gebäuden, insbesondere die Gleichzeitigkeit von Lastspitzen, stellt in der Modellierung eine besondere Herausforderung dar, weil bei der Aggregation mehrerer Profile unterschiedliche Nutzerverhalten erfasst werden müssen. CESAR-P ermöglicht dies mit variablen Nutzungsprofilen, die unterschiedliche Nutzverhalten für Heizung und Kühlung sowie für Beleuchtung und Strom zufällig aus einer Bibliothek von 100 Nutzprofilen auswählt, um die Variabilität zwischen Gebäuden realistisch zu erfassen. In der Studie [7] konnte gezeigt werden, dass ab 50 verschiedenen Nutzprofilen eine natürliche Variabilität erhalten bleibt und die Gleichzeitigkeit von Lastspitzen genügend berücksichtigt werden kann, so dass Profile realistisch aggregiert werden können. Basierend auf den Lastprofilen des Referenzjahres (REF) werden die Lastprofile für die Stützjahre 2040 und 2050 entsprechend der gesteigerten Effizienz durch Sanierungen (siehe Hauptstudie) linear extrapoliert. Dabei wird angenommen, dass der Strombedarf in jedem Gebäude unabhängig von der Bauperiode (inklusive Neubauten) gleichermassen abnimmt. Hingegen nimmt der Raumwärmeverbrauch primär in den Gebäuden mit Baujahr vor 2000 ab. Bei Gebäuden mit Baujahr nach 2000 und bei allen Neubauten wird angenommen, dass deren Raumwärmeverbrauch bereits auf einem tiefen Niveau und keine Anpassung zu berücksichtigen ist. Für die Ermittlung des zukünftigen Warmwasserbedarfs wird keine Reduktion angenommen.

Energiebedarf der Gebäude in der Hochspannungsstudie

Der Energiebedarf der Gebäude im HS-Gebiet wird nicht wie in der NS-/MS-Studie *bottom-up* pro Gebäude (mit CESAR-P) modelliert, sondern *top-down* indem die Resultate der Hauptstudie für die 595 Gemeinden (BFS-ID) regionalisiert werden. Dazu wird der nationale Energiebedarf nach sozio-demographischen Kennwerten und deren Entwicklungen aufgeteilt und für die jeweiligen Verbrauchskategorien separat ermittelt: Strom für Gebäude, Strom für Industrie, Raumwärme, Warmwasser, Kälte und industrielle Prozesswärme. Die sozio-demographische Entwicklung entstammt dem SynPop-Modell von EBP. Folgende repräsentative Kennzahlen wurden berücksichtigt:

- Bevölkerungszahl für Gebäudestrom und Warmwasser
- Anzahl Angestellte für industrielle Prozesswärme und Industriestrom
- Energiebezugsfläche für Raumwärme und Kälte

2.2.2 Elektromobilität

In dieser Studie wurden die Fahrzeugkategorien Personenwagen (PW) in den Ladetypen «Heimladen» (*Home*), «Laden am Arbeitsplatz» (*Work*), «Laden am Zielort» (POI) und «Schnellladen» (*Fast*) modelliert. Die Fahrzeugkategorien leichte und schwere Nutzfahrzeuge (LNF und SNF) sowie Busse wurden in die Ladetypen «Depotladen» und «Schnellladen» unterteilt und deren Energiebedarf wurde modelliert. Die unterschiedlichen Fahrzeugkategorien und Ladetypen werden unterschiedlich regionalisiert, da sie intrinsische Unterschiede aufweisen.

Elektromobilität in der NS-/MS-Studie

Auf NE7 wird das Laden an privaten Ladestationen für PW modelliert. Dies sind die Ladetypen *Home* und *Work*.

Hierfür wird der Ladebedarf für Heimladen und Laden am Arbeitsplatz (Flotte und Pendler) jeder Gemeinde unter Berücksichtigung des Gebäudealters, der Verfügbarkeit von Einstellplätzen, der Gebäudetypen (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Gewerbe oder Industrie) und der bestehenden Immatrikulationsdaten probabilistisch auf die Gebäude verteilt. Dafür wird ebenfalls die Entwicklung der Bevölkerung und der Arbeitsplätze berücksichtigt sowie deren direkter Einfluss auf den Gebäudebestand. Das Ergebnis ermöglicht einen HAK-spezifischen Energieverbrauch in den Ladetypen *Home* und *Work*, abgestimmt mit den gemeindespezifischen sowie mit den nationalen Prognosen.

Der Energiebedarf von PW für die Ladetypen POI und *Fast* sowie von LNF, SNF und Bussen wurde auf NE6 modelliert. Die PW-Ladetypen POI und *Fast* sind im Gegensatz zu den Ladetypen *Home* und *Work* viel weniger an einzelne Gebäude gebunden, sondern an die Zielorte und die Verkehrsachsen. Hierfür werden unterschiedliche räumlich aufgelöste Parameter verwendet. Unter anderem wird mit Standorten (wie z.B. Parkhäuser, Tankstellen, Waschanlagen, Rastplätzen,...) von *Open Street Map* oder mit Verkehrsbelastungswerten des Nationalen Personenverkehrsmodells (NPVM) des ASTRA gearbeitet (siehe [1]). Der resultierende Bedarf für POI und *Fast* wurde auf die speisenden Transformatoren der entsprechenden *Deep-Dive*-Gebiete umgelegt.

Zur Veranschaulichung der Regionalisierung ist in Abbildung 2.5 der Ladebedarf in Form von notwendiger installierter Leistung an privaten Ladestationen (Heimladen und Laden am Arbeitsplatz), in einem 100m x 100m Raster, für das Jahr 2050 dargestellt.

Für den Depotladebedarf von SNF und Bussen wurde die Regionalisierung spezifisch für die *Deep-Dive*-Gebiete unternommen. Industriegebiete und Busdepots wurden identifiziert und nach Anzahl Parkierungsmöglichkeiten gewichtet. Dies in der Annahme, dass solche Standorte zukünftig proportional zur Grösse (Parkierungsmöglichkeiten) für Elektromobilität ausgebaut werden. Der Schnellladebedarf für diese Fahrzeugkategorien wurde anhand der Be-

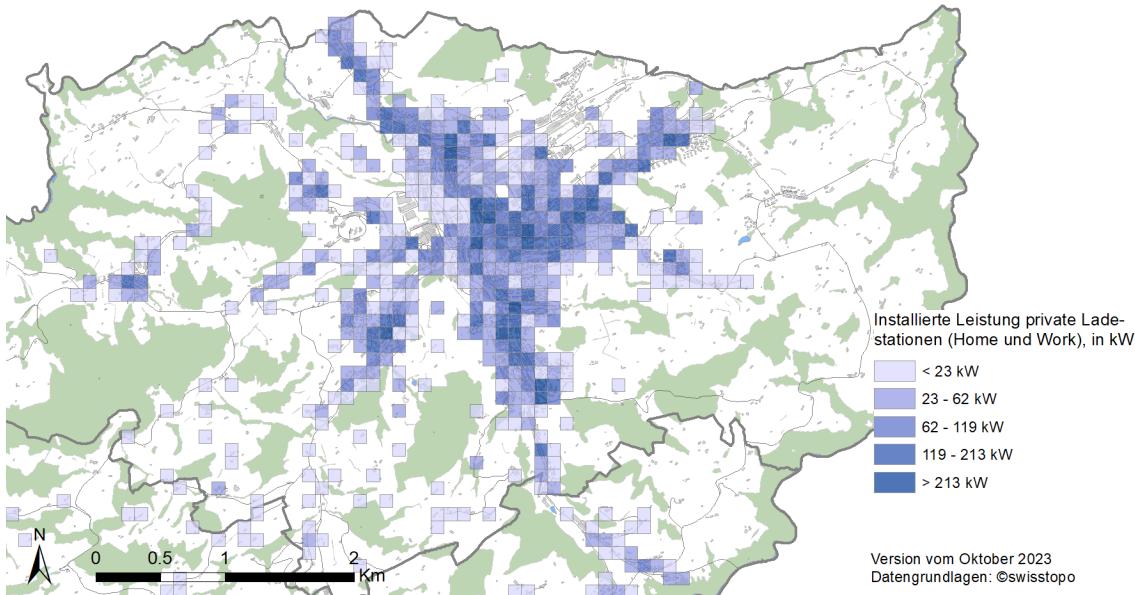


Abbildung 2.5: Regionalisierung des Bedarfs an installierter Ladeleistung in kW an Heim- und Arbeitsplatz-Ladestationen in einem Beispielgebiet eines Deep-Dives. Dargestellt ist das Szenario OFF-INT für das Jahr 2050.

lastungswerte des durchschnittlichen Tagesverkehrs [8] national verteilt. Der resultierende Bedarf für LNF, SNF und Busse wurde auf die mittelspannungsseitige Sammelschiene des nächstliegenden NE6-Transformators der entsprechenden Deep-Dive-Gebiete umgelegt.

Elektromobilität in der HS-Studie

Der Energiebedarf für Elektromobilität für PW, LNF, SNF und Busse in den 595 Gemeinden der HS-Studie wurde methodisch ähnlich zur Modellierung in der NS-/MS-Studie durchgeführt und ebenfalls von den nationalen Modellen von EBP abgeleitet. Da auf der Hochspannungsebene ein geringerer räumlicher Detaillierungsgrad notwendig ist, wurden hier die Energiebedürfnisse für alle Ladetypen und alle Fahrzeugkategorien auf Ebene Gemeinde modelliert, da die Daten in dieser Auflösung bereits die spezifischen Immatrikulations- sowie Verkehrsdaten berücksichtigen. Die Daten auf Ebene Gemeinde wurden in einer zweiten Phase auf die entsprechenden Unterwerke (NE3) aggregiert, um den gewünschten Aggregationsgrad zu erhalten.

Lastprofile für Elektromobilität

Das Ziel ist für jede gewünschte räumliche Auflösung (z.B. auf HAK für Ladebedürfnisse Home und Work und auf TS für die Ladebedürfnisse Fast und POI) ein individuelles Lastprofil für Elektromobilität für jedes Objekt (z.B. für jeden HAK und für jeden TS-Kreis) zu erhalten. Aus der Regionalisierung liegen die Ladeenergie (in kWh) und die Anzahl Ladevorgänge pro Jahr für jedes Objekt vor. Bei der Erstellung der Ladeprofile geht es darum die Ladeenergie mit einer realistischen Methodik über das Jahr zu verteilen, die den Zeitpunkt und die Dauer von realen Ladevorgängen möglichst realitätsnahe abbilden.

Um die Lastprofile zu erzeugen, ist es notwendig, das Ladeverhalten jedes Ladetyps und jeder Fahrzeugkategorie zu unterscheiden, da das unterschiedliche Fahrverhalten eine direkte Konsequenz auf das Ladeverhalten vorweist. Hierfür wird in einem ersten Schritt das Ladeverhalten für jeden Ladetyp und jede Fahrzeugkategorie abgebildet, um in einem zweiten Schritt die Wahrscheinlichkeitsverteilung zu welchem Zeitpunkt typischerweise geladen wird,

zu bestimmen. Diese Daten basieren auf dem Mikrozensus Mobilität und Verkehr [9], welcher das typische Mobilitätsverhalten der Schweizer Bevölkerung beschreibt, wie z.B. die Distanz und den Zweck von Reisen (Einkaufen, Arbeit, Freizeit,...), sowie andere Faktoren. Im Beispiel eines Pendlers, der bei der Arbeit seinen PW lädt, ist die Wahrscheinlichkeit einen Ladevorgang zu starten am Morgen (typische Arbeitsbeginn-Zeit, abgesehen von Schichtbetrieb) deutlich höher als am Abend. Bei den Ladevorgängen zu Hause ist diese Wahrscheinlichkeit über den Verlauf des Nachmittags und des Abends verteilt höher als im Verlauf des Morgens. Eine höhere Wahrscheinlichkeit bedeutet in diesem Fall aber nicht, dass jedes Fahrzeug nach Feierabend angeschlossen wird.

Für jeden HAK liegt der Energiebedarf in kWh und die Anzahl Ladevorgänge aus der Regionalisierung vor. Die Anzahl Ladevorgänge kann mit der entsprechenden Ladeenergie in kWh pro Ladevorgang mit der Wahrscheinlichkeitsverteilung des Ladeverhaltens über das Jahr probabilistisch verteilt werden. Somit finden die benötigten Ladevorgänge je Ladestation über das ganze Jahr statt. In Abhängigkeit der verfügbaren Leistung (kW) und der zu ladenden Energie (kWh) pro Ladevorgang, wird die Ladedauer individuell bestimmt und somit das stündliche Profil des individuellen Ladevorgangs bestimmt. Daraus ergibt sich für jeden HAK eine eigene Lastkurve, welche den entsprechenden jährlichen Energiebedarf abdeckt.

Für die Ladeprofile wird an dieser Stelle keine Optimierung und keine Steuerung bzw. Last-Management hinterlegt. Mit dieser Methodik gilt es anzumerken, dass jeder HAK ein individuelles und eigenes Ladeprofil erhält. Scheinbar identische HAK erhalten aufgrund der probabilistischen Verteilung der Ladevorgänge somit ein unterschiedliches Ladeprofil über das Jahr. Diese Methodik versucht die Ladeprofile realitätsnah darzustellen und hat nicht den Anspruch einen Worst-Case abzubilden.

Dadurch wird durch die probabilistische Verteilung der Ladevorgänge über das Jahr ein empirischer Gleichzeitigkeitsfaktor erreicht (vgl. Abschnitt 2.3).

Annahmen zu Vehicle to Grid

Beim bidirektionalen Laden unterscheidet man zwischen Vehicle-to-Home (V2H) und Vehicle-to-Grid (V2G). V2H zielt darauf ab, den selbst erzeugten Photovoltaikstrom zu speichern und später zu nutzen, während V2G Strom aus Autobatterien ins Netz zurückgespeist wird, um idealerweise das Stromnetz zu stabilisieren. V2G erfordert jedoch umfangreiche Rahmenbedingungen und hat derzeit höhere Anschaffungskosten. Die Auswirkungen auf die Stromverteilnetze sind begrenzt, und abhängig von der Speicherbewirtschaftung.

Es ist wichtig zu beachten, dass Batterien im Allgemeinen sowie V2G das Verteilnetz lokal sogar stärker belasten können, insbesondere wenn sie system- und nicht netzdienlich eingesetzt werden. V2G kann im Idealfall das Stromnetz stabilisieren und erneuerbare Energien effizient nutzen [10]. Studien zeigen, dass die Auswirkungen auf die Stromverteilnetze durch V2G kaum verändert werden. Der Zusatznutzen von V2G im Vergleich zu unidirektionalem Laden ist unklar. [11] deuten darauf hin, dass eine Durchdringung von 20% bidirektionalen Fahrzeugen zwar Lastspitzen um 11% reduzieren kann, jedoch zwei Drittel dieser Reduktion bereits durch unidirektionales, kontrolliertes Laden erreicht werden können. Zum gleichen Schluss kommt [12].

Intelligentes Laden wird als bevorzugte Lösung zur Spitzenglättung betrachtet, da die direkte Nutzung von Strom ökonomisch und technisch vorteilhafter ist. Aufgrund der Unsicherheiten und der Annahme, dass primär intelligentes Laden die Netzelastung reduziert, wurde V2G in dieser Studie nicht im Detail untersucht.

2.2.3 Photovoltaik

Die installierte PV-Kapazität in den analysierten Deep-Dive-Gebieten basiert auf dem nationalen PV-Ausbau in der Hauptstudie (siehe Tabelle 2.5).

PV in der NS-/MS-Studie

Der Ausbau der installierten PV-Kapazität wird in der Annahme regulatorischer Vorgaben primär auf Neubauten gelegt. Hierfür werden in allen Gemeinden die Bevölkerungs- und Arbeitsplatzentwicklung berücksichtigt und neue synthetische Gebäude entworfen. Für die (synthetischen) Neubauten werden die PV-Anlagen als Flachdachanlagen mit Ost-/West-Ausrichtung à 15°-Neigung [13] angenommen.

Die Differenz zwischen dem Sollwert der PV-Kapazität und der installierten PV-Kapazität auf Neubauten wird auf Bestandsbauten anhand des Potenzials verteilt, und Dächer mit höherer Jahreseinstrahlung werden zuerst zugedeckt. Hierfür werden nur Dächer in den drei besten Einstrahlungsklassen berücksichtigt sowie Dächer, die nicht in Ortsbildschutzgebieten liegen. Auf Bestandsbauten werden die Dachflächen und deren Charakteristika (Fläche, Neigung, Ausrichtung, Einstrahlungsklasse) aus dem sonnendach.ch-Datensatz (Stand 2022) berücksichtigt.

Zur Veranschaulichung der Regionalisierung der Photovoltaik-Installationen ist in Abbildung 2.6 die prognostizierte installierte Leistung in kW auf bestehenden Gebäude, aggregiert in einem 100mx100m Raster, für das Jahr 2050 dargestellt.

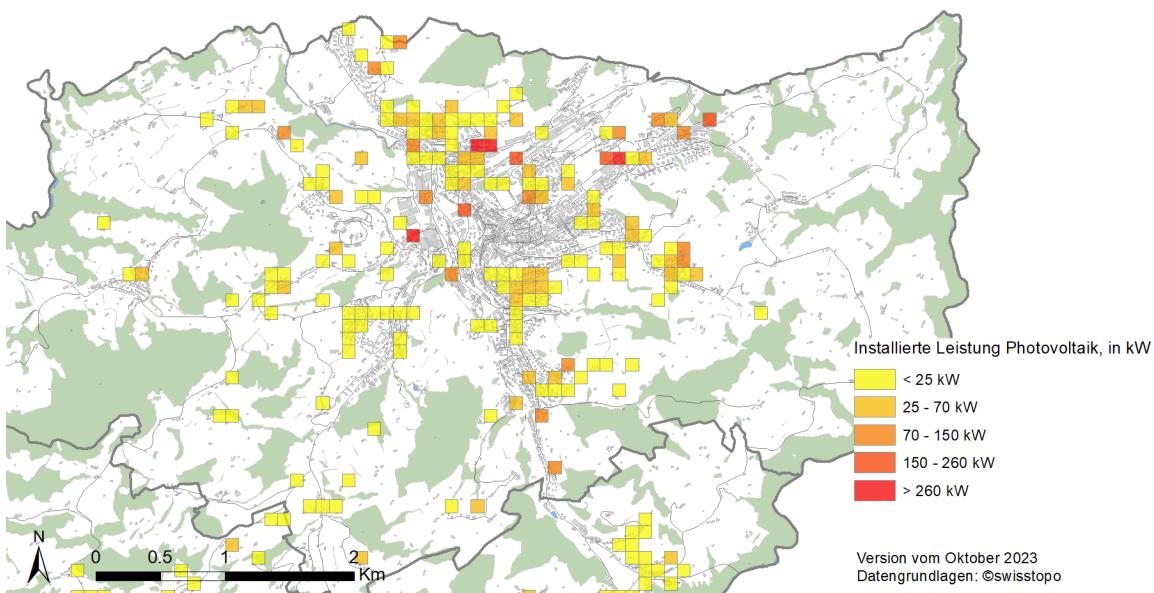


Abbildung 2.6: Regionalisierung des Bedarfs an installierter Photovoltaik-Leistung in kW an bestehenden Gebäuden in einem Beispielgebiet eines Deep-Dives. Dargestellt ist das Szenario OFF-INT für das Jahr 2050.

Der allenfalls übrige Bedarf an PV-Kapazität wurde auf Freiflächen verbaut. Da diese jedoch auf höheren Netzebenen angeschlossen werden und in dieser Studie auf NS die lokale Netztopographie massgebend ist, wurden die Freiflächenanlagen hier nicht berücksichtigt¹. Die resultierenden installierten PV-Kapazitäten (in MW_p) pro Deep Dive-Gebiet aufgeteilt nach Bestandsbauten und Neubauten sind in Abbildung 2.7 dargestellt.

¹Freiflächenanlagen (grössere Anlagen) werden in höheren Netzebenen integriert. Fassadenanlagen werden ertragsmässig in den Dachanlagen berücksichtigt.

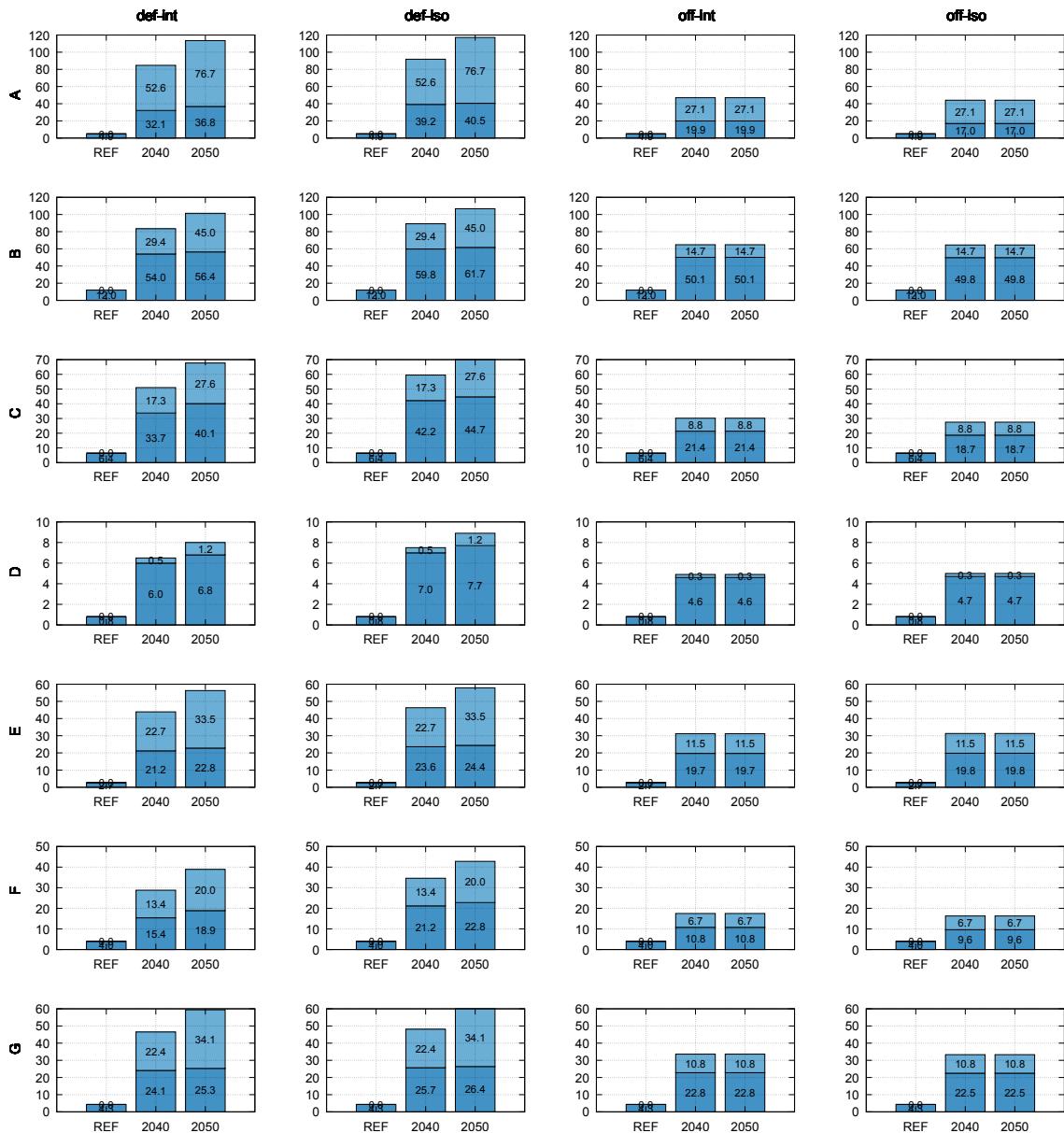


Abbildung 2.7: Installierte PV Leistung (in MW_p) pro Deep-Dive-Gebiete und Szenario aufgeteilt nach Bestandsbauten und Neubauten.

Tabelle 2.5: Installierte PV Kapazität (in GW_p) auf nationaler Ebene.

Szenario	REF	2040	2050
DEF-ISO	2.41	25.11	29.36
DEF-INT	2.41	20.67	25.52
OFF-ISO	2.41	14.99	14.53
OFF-INT	2.41	15.26	16.39

PV in der HS-Studie

Die PV-Stromerzeugung in den 595 Gemeinden der HS-Studie wird ebenfalls aus dem nationalen PV-Zubau der Hauptstudie abgeleitet. Dazu werden alle Dachflächen aus dem sonnendach.ch-Datensatz, die grösser als 10 m^2 sind und zu den Klassen «top», «sehr gut» oder «gut» gehören, absteigend nach ihrem jährlichen Stromertrag sortiert. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass nur 70% der Dachfläche für PV-Installationen nutzbar sind. Anschliessend wird die minimale Anzahl Dachflächen gesucht, welche notwendig sind, um das nationale Ausbauziel der Hauptstudie zu erreichen [14]. Die identifizierten Dachflächen werden dann ihren entsprechenden Gemeinden (BFS-ID) zugeordnet, und anschliessend wird der gesamte PV-Zubau der Gemeinde ermittelt.

PV-Einspeiseprofile

Zur Bestimmung der stündlichen PV-Einspeiseprofile pro Quadratmeter-Dachfläche werden Einstrahlungsprofile pro Himmelsrichtung (N, NW, NO, W, O, SW, SO, S) und Neigung (in 5° -Schritten) pro Gemeinde (BFS-ID) der EPFL [15] verwendet. Diese Einstrahlungsprofile berücksichtigen unter anderem auch die Abschattung von Dachelementen (z. Bsp. Kamine, Dachaufbauten etc.) und Nebengebäuden. Dächer mit einer Neigung unter 10° werden generell als Flachdächer betrachtet, bei welchen die PV-Module jeweils in Ost-/West-Ausrichtung mit 15° -Neigung aufgestellt werden [13]. Aus den Einstrahlungsprofilen pro Quadratmeter multipliziert mit der für PV nutzbaren Dachfläche (generell 70% der totalen Dachfläche) sowie einem generellen PV-Gesamtwirkungsgrad von 15% (entspricht etwa $5.5\text{ m}^2/\text{kW}_p$) wird der resultierende Stromertrag pro Dachfläche und Stunde bestimmt.

2.2.4 Industrie

Energiebedarf der Industrie in der NS-/MS-Studie

Der Energiebedarf für die Industrie wird *top-down* aus der nationalen Statistik zum «Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor» (EnID) hergeleitet. Der jährliche Strombedarf der Gebäudeklassen «Industriegebäude» und «Andere» wird anhand der Branche (vierstellige Branchennomenklatur NOGA) und der Anzahl Beschäftigter (EMPTOT) aus der «Statistik der Unternehmensstruktur» (STATENT) [16] sowie dem Strombedarf pro Beschäftigter in der entsprechenden Branche (z. Bsp. Nahrungsmittel, Textil, Papier, Chemie/Pharma, Zement, Metall, Maschinen, Bau, andere Industrien) der EnID ermittelt. Zur Abschätzung des zukünftigen Strombedarfs wird die Zunahme/Abnahme in den verschiedenen Branchen gemäss EP2050+ [17] berücksichtigt (siehe Abbildung 2.8).

Lastprofile für die Industrie

Der geschätzte jährliche Strombedarf der Industrie wird anhand der Branche auf die stündlichen Bedarfsprofile von ElectroWhat [19] linear aufgeteilt. Dabei wird zwischen Werktagen und Wochenenden unterschieden. Sonntage und nationale Feiertage werden als Wochenenden betrachtet, und für Samstage wird der Mittelwert aus Werktagen und Wochenenden verwendet. Es resultiert eine Unterteilung des Strombedarf in Werktagen, Samstagen und Wochenenden (Sonn- und Feiertage).

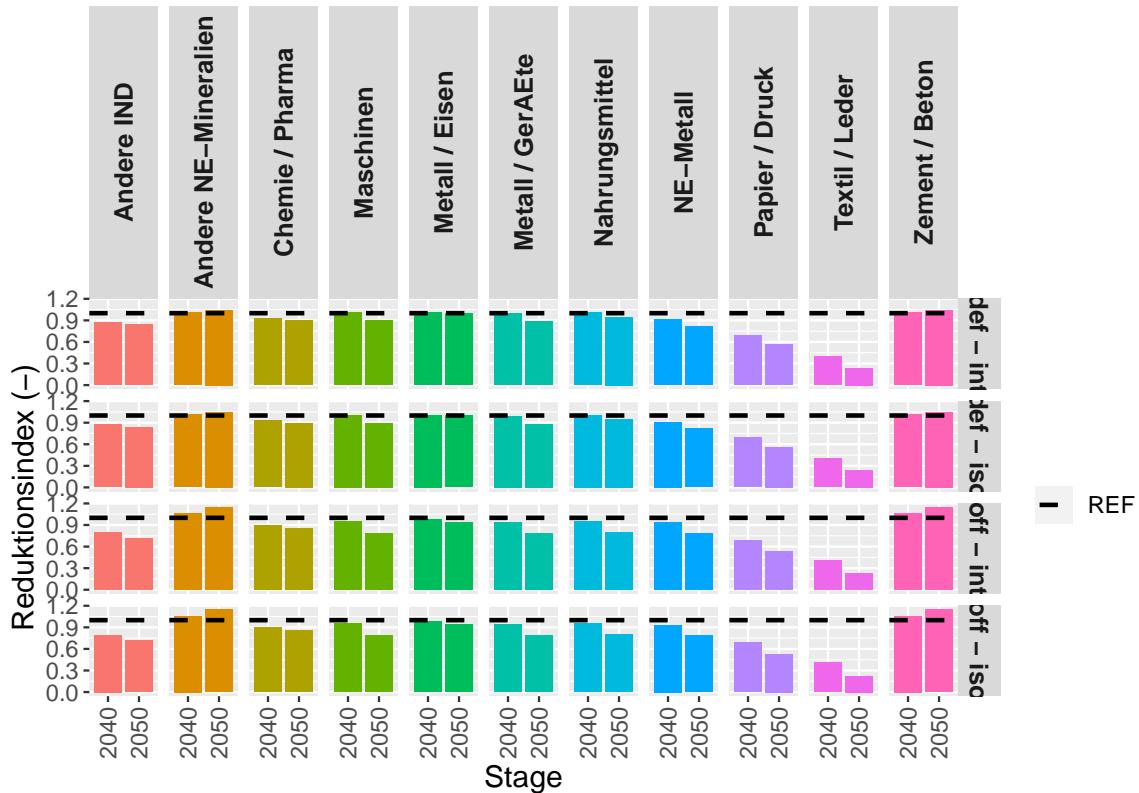


Abbildung 2.8: Indexierte (prozentuale) Zunahme/Abnahme des Stromverbrauchs in den jeweiligen Branchen der Industrie gemäss «Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor» [18].

2.3 Netzanalysen – NS-/MS-Studie

Mehrwert von Analysen realer Netze

Um die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen des Strombedarfs und -angebots in den nationalen Szenarien auf die sieben *Deep-Dive*-Gebiete abschätzen zu können, werden die heutigen realen Netze der sieben *Deep-Dive*-Gebiete im Detail modelliert. Dieser Ansatz, mit realen Netzmodellen zu arbeiten, hat den Vorteil, dass der Ist-Zustand der Netze wesentlich besser, d. h. realitätsnäher, abgebildet werden kann als bei Referenznetzmodellen, die typischerweise mit dem Ziel ausgelegt werden, die Versorgungsaufgabe für ein Versorgungsgebiet mit einem Sicherheitszuschlag zu erfüllen. Bei der Ermittlung des Ausbaubedarfs der Netze spielt die realitätsnahe Abbildung des Ist-Zustandes der Netze eine sehr entscheidende Rolle.

Mehrwert der Zeitreihenanalysen durch Regionalisierung

Traditionell werden die Auswirkungen der zusätzlichen Nachfrage durch die Elektrifizierung (z. Bsp. durch Ladestationen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen) und die lokale Erzeugung (durch PV-Einspeisung) auf den Netzausbau mit der *Worst-Case*-Methode für jede Netzebene (NE2–7) separat bewertet. Anstelle von Zeitreihen wird bei dieser Methode für jede Netzebene ein *Worst-Case-Snapshot* mit den Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) pro Lasttyp oder PV-Anlage erzeugt, der die maximale Netzbelastrung und die erforderlichen Netzausbaukosten bestimmt. Es ist bekannt, dass der *Worst-Case*-Ansatz die erforderlichen Netzausbaukosten aufgrund der konservativen Auswahl

der GZF überschätzt.

In dieser Studie werden die Zeitreihen (Last- und PV-Einspeiseprofile) für alle Lasttypen und PV-Anlagen pro HAK mit einer probabilistischen Verteilung pro Lasttyp bestimmt (siehe Abschnitt 2.2). Mit dieser probabilistischen Verteilung (z. Bsp. bei der Elektromobilität je nach Ladeverhalten jedes Ladetyps und jeder Fahrzeugkategorie) werden die Lastprofile realitätsnäher abgebildet. Somit kann durch solche Zeitreihenanalysen der erforderliche Netzausbau auch realitätsnäher abgeschätzt werden.

Als Beispiel für den Mehrwert der Zeitreihenanalyse dient die Entwicklung des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der Anzahl Ladepunkte im Betrachtungsraum.

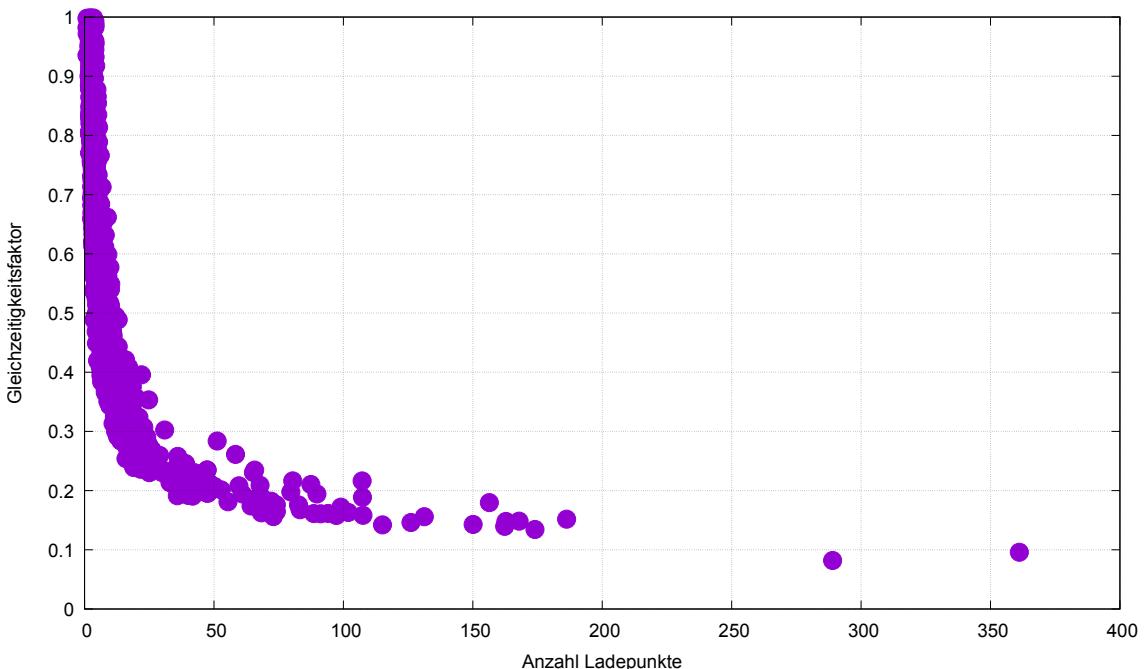


Abbildung 2.9: Empirischer Gleichzeitigkeitsfaktor von Heimladestationen für die Elektromobilität nach unterschiedlichen räumlichen Auflösungen (Z.B. auf HAK oder TS-Kreis), ermittelt aus einem Deep-Dive Gebiet. Zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors wurde die maximal installierte Ladeleistung mit der effektiv maximal bezogenen Leistung vom Netz verglichen. Zum Beispiel ein Quartier mit zwanzig installierten 11-kW Ladepunkten (220 kW installierte Leistung) mit einem jährlichen Lastmaximum von z.B. 55 kW, hätte eine Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.25.

Der empirische Gleichzeitigkeitsfaktor für die Elektromobilität wird anhand von Abbildung 2.5 für Heimladestationen in einem der *Deep-Dive*-Gebiete gezeigt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor variiert jedoch je nach Ladetyp und je nach Ladeverhalten stark. Der Gleichzeitigkeitsfaktor folgt einem exponentiellen Zerfall mit zunehmender Anzahl betrachterter Ladepunkte. Die Zeitreihenanalyse ergibt somit für jedes Element (z. Bsp. HAK und TS) jeder räumlichen Betrachtungsgrösse (Netzebene) eine probabilistische, jedoch realitätsnahe Abbildung des Gleichzeitigkeitsfaktors.

Schritte der Netzanalyse

Die Netzanalysen erfordern mehrere vorbereitende Schritte. In einem ersten Schritt wird auf der Grundlage energiewirtschaftlicher Szenarien wie in Abschnitt 2.2 eine Regionalisierung vorgenommen, um die erwartete Entwicklung

von Erzeugung und Verbrauch in den sieben *Deep-Dive*-Gebieten abzubilden. Anschliessend werden die regionalisierten Erzeugungs- und Verbrauchsprofile für die Jahre 2040 und 2050 dem Ist-Netz der *Deep-Dive*-Gebiete zugeordnet. Mit den prognostizierten Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen werden im Ist-Netz Lastflussanalysen durchgeführt. Die Netzbelastungen und die Spannungsverletzungen werden identifiziert und basierend darauf die Netzausbaubedarfe auf konventionelle oder auf dem NOVA-Prinzip beruhend (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau) bestimmt.

Beim konventionellen Netzausbau werden Kabel, Leitungen und Transformatoren verstrkrt, damit das Netz die nachfrage- und/oder angebotsseitigen Leistungsspitzen bertragen kann. Uber das Jahr gesehen treten diese Leistungsspitzen nur in wenigen Stunden auf. Dennoch wird das Netz fr diese Leistungsspitzen dimensioniert.

Mit dem NOVA-Prinzip werden zuerst andere Maßnahmen, wie z.B. PV-Einspeisemanagement oder Demand-Side-Management eingesetzt, um diese Leistungsspitzen möglichst ohne Komfortverlust auf der Nachfrageseite zu reduzieren. Durch diese Massnahmen kann der konventionelle Netzausbaubedarf vermieden, reduziert oder verzögert werden. Abbildung 2.10 gibt einen Überblick über diese Netzanalyseschritte.

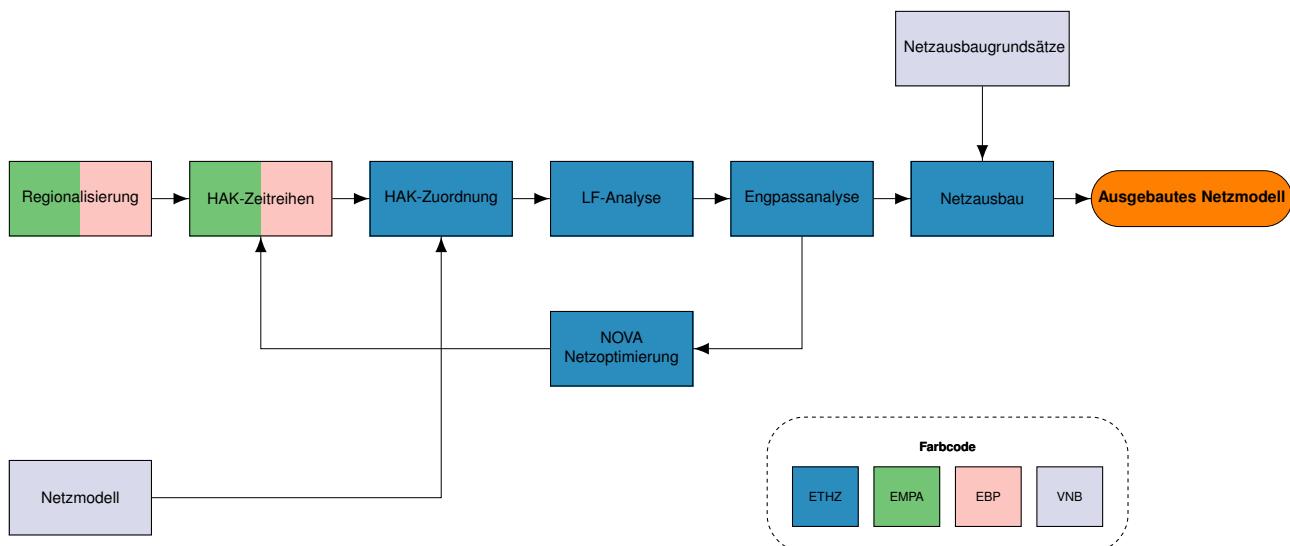


Abbildung 2.10: Die Schritte der Netzanalyse im Überblick

2.3.1 Implementierung und Verifizierung der realen Netzmodelle

Die Netzmodelle und die Netzdaten der *Deep-Dive*-Gebiete wurden der ETH in **NEPLAN**, **CYME** und in Form von Excel-Tabellen zur Verfügung gestellt. Die Netzmodelle der NS-/MS-Studie beinhalten die Netzebenen 4 bis 7 (NE4 bis NE7) und somit das Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz der *Deep-Dive*-Gebiete. Dies erlaubt auch die gekoppelte Analyse der vier Netzebenen. Die Netzmodelle aus den kommerziellen Netzberechnungs-Tools wurden in das hauseigene Berechnungs-Tool **FlexDYN** importiert. FlexDYN ist ein Tool, mit dem statische und dynamische Netzanalysen (wie Lastflussanalysen, transiente Stabilitätsanalysen oder optimale Lastflussberechnungen) in einer effizienten Form parallelisiert auf dem ETH-*Scientific-Computing-Server* EULER durchgeführt werden können. FlexDYN wurde bereits in zahlreichen Projekten eingesetzt und validiert. Die Plausibilität der importierten Netzmodelle wurde durch Vergleiche der originalen Lastflussresultate der gelieferten Netznutzungsfälle mit den Lastflussresultaten von FlexDYN bestätigt.

2.3.2 Verknüpfung der Ist-Netze mit den energiewirtschaftlichen Szenarien

Alle Netzmodelle beinhalten die Netztopologie mit allen Zweigelementen (Kabel, Freileitungen, Transformatoren) und alle Anschlusspunkte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden. Als Anschlusspunkte werden in dieser Studie direkt die HAK verwendet, die auch über einen eindeutigen Identifikator (HAK-Nr.) verfügen und im Netzmodell als Last oder als eine Einspeisung modelliert werden.

Wie im Abschnitt 2.2 ausführlich beschrieben, werden durch die Regionalisierung pro HAK für alle energiewirtschaftlichen Szenarien und für alle Szenariojahre die stündlichen Profile für Strom-, Raumwärme-, Warmwasser- und Kältebedarf sowie für die Elektromobilität und den PV-Ertrag berechnet.

Im originalen Netzmodell sind alle Lasten mit einer HAK-Nr. sowie Wirk- und Blindleistungswerten versehen. Die Werte für die Wirk- und Blindleistung entsprechen einer Aggregation der Stromnachfrage der an diesem Anschlusspunkt angeschlossenen Lastarten.

Für die Verteilnetzanalyse müssen jedoch alle Arten von Lasten einzeln dargestellt werden, damit spezifische Massnahmen für einen Lasttyp, wie zum Beispiel Leistungsspitzenreduktion bei der Elektromobilität, einzeln abgebildet und angewendet werden können. Zu diesem Zweck werden alle HAK, die im originalen Netzmodell durch eine aggregierte Last abgebildet werden, durch mehrere Lasttypen wie elektrische Geräte, Wärmepumpen, Elektromobilität, PV oder Batterie ersetzt, um die einzelnen Profile von der Regionalisierung eins zu eins zum Netzmodell zuordnen zu können.

Die Regionalisierung hat auch die Generierung neuer HAK zur Folge, die die entsprechende Entwicklung des Gebäudebestandes mit Neubauten bis zum Jahr 2050 repräsentieren. Diese HAK sind im Ist-Zustand nicht ans Netz angeschlossen. Bei Neubauten wird im Sinne von Verdichtungen und Neubauten von effektiven Neuerschließungen unterschieden.

Es gibt also zwei Typen von HAK, die berücksichtigt werden:

1. Bestehende HAK, die im Ist-Zustand existieren

Diese HAK haben im Netz eine eindeutige Zuordnung. Somit wird deren Einfluss in NE7, NE6, NE5 und NE4 direkt berücksichtigt.

2. Neue HAK, die zukünftig in den Deep-Dive-Gebieten entstehen werden

Diese HAK werden im Ist-Netz einzeln dem nächstgelegenen HAK zugeordnet. Auf diese Weise wird die neue Nachfrage und/oder neue PV-Einspeisung der bestehenden Nachfrage und/oder PV-Einspeisung des nächstgelegenen HAKs aufaddiert. Dies kann dazu führen, dass die Kabel/Leitungen zu diesem nächstgelegenen HAK ausgebaut werden müssen. Damit wird der Einfluss der neuen HAK in Verdichtungsgebieten der NE7 indirekt berücksichtigt. Da für die NE4-NE6 die aggregierte Nachfrage und PV-Einspeisung massgeblich sind, wird deren Einfluss in den NE4-NE6 direkt berücksichtigt.

2.3.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfes auf konventionelle Art

Anpassung der Ortsnetztransformatoren im Basisnetz

In den Netzmodellen der Deep-Dive-Gebiete werden im Basisnetz alle Ortsnetztransformatoren als konventionelle Ortsnetztransformatoren ohne Stufenregelung angenommen. Im typischen Einsatz sind konventionelle Ortsnetztransformatoren für den herkömmlichen lastgesteuerten Betrieb ausgelegt, bei dem sie die Spannung auf der Niederspannungsseite bereits im unbelasteten Zustand erhöhen. Da dieser Einsatz im einspeisedominierten Betrieb zu einer unnötigen Spannungserhöhung führen würde, werden die konventionellen Ortsnetztransformatoren im Netz-

modell so eingestellt, dass sie im unbelasteten Fall keine Spannungserhöhung verursachen, um die Ortsnetztransformatoren von Anfang an neutral für den lastgesteuerten und einspeisedominierten Betrieb zu positionieren.

Lastflussanalysen

Die Regionalisierung liefert pro Szenario (Referenz, DEF-INT, DEF-ISO, OFF-INT, OFF-ISO), pro Szenariojahr (heute, 2040, 2050), pro HAK und pro Last (Basisstrom, Wärmepumpen, Elektromobilität) und Erzeugungstyp (PV) stündliche Profile mit 8760 Werten. Für die Netzanalysen werden aus den stündlichen Profilen pro HAK und Last-/Erzeugungstyp 8760 Netznutzungsfälle generiert, um stündliche Lastflussanalysen über das gesamte Szenariojahr durchzuführen.

In einem ersten Schritt werden für jeden Zweig des Szenariobaums in Abbildung 2.1 (z. Bsp. energiewirtschaftliches Szenario: **DEF-ISO**; Verteilnetz-Szenario: **Basis**; Szenariojahr: **2040**) 8760 Lastflussberechnungen parallel auf dem wissenschaftlichen Rechenserver EULER der ETH Zürich durchgeführt. Für jede der 8760 Stunden werden die Ströme $I_j[t]$ an jedem Netzzweigelement und die Spannungen $U_k[t]$ an jeder Sammelschiene zur Stunde t berechnet, wobei j den Index für jedes Netzzweigelement und k den Index für jede Sammelschiene repräsentieren. Die Auslastung jedes Zweigelements $L_j[t]$ für jede Stunde wird als Verhältnis des tatsächlichen Stromes zum thermischen Grenzstrom I_j^{th} als $L_j[t] = \frac{I_j[t]}{I_j^{th}}$ berechnet. Der maximale Strom I_j^{max} und die maximale Auslastung L_j^{max} jedes Zweigelements über 8760 Stunden kann als $\hat{I}_j^{max} = \max(I_j[t])$ beziehungsweise $\hat{L}_j^{max} = \max(L_j[t])$ berechnet werden. Die Abbildung 2.11 zeigt die berechneten maximalen Auslastung für jedes Zweigelement.

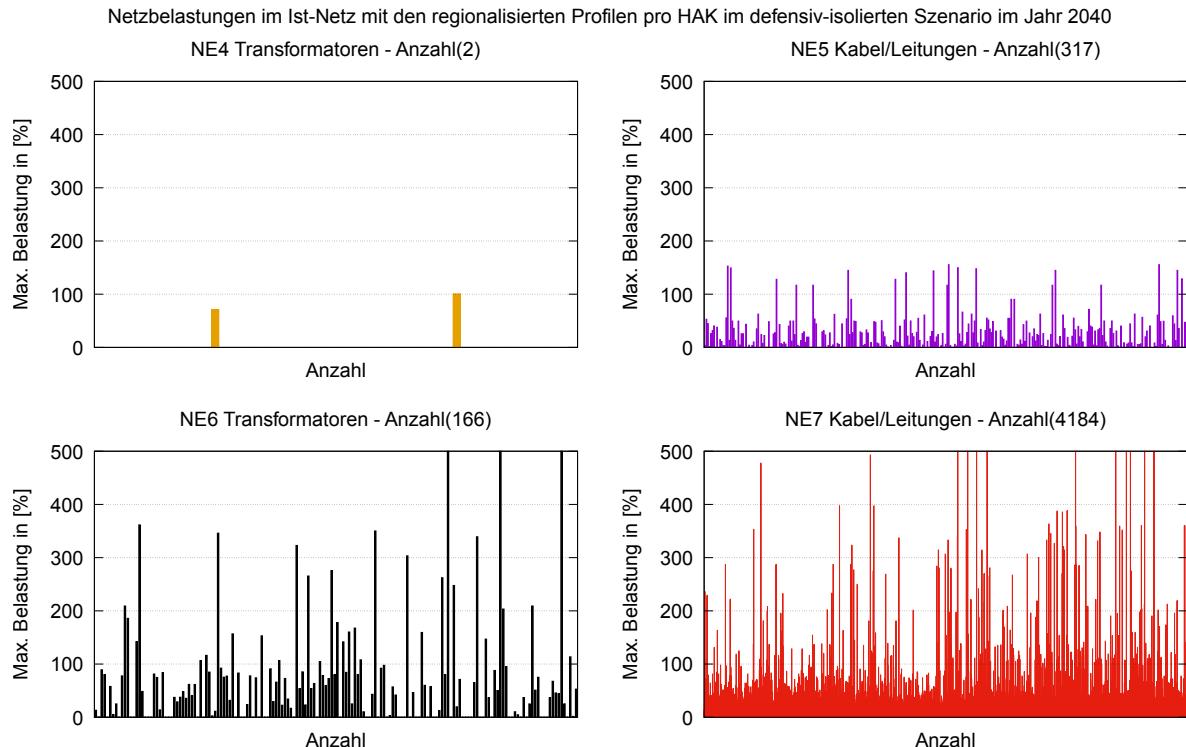


Abbildung 2.11: Maximale Belastung der Zweigelemente über das Jahr.

Netzausbau für Stromkapazitätserhöhung

Die maximal zulässige Auslastung für die Netzzweigelemente in dieser Studie wird in den Grundsätzen für die

Netzplanung und dem Massnahmenkatalog für den Netzausbau (siehe Tabelle 5.1) mit 100% festgelegt und Zweigelemente mit einer maximalen Auslastung von mehr als 100% werden als «überlastet» ausgewiesen. Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 erläutert, wird dazu noch eine Sensitivität berücksichtigt, bei der diese maximal zulässige Auslastung auf 80% reduziert wird. Die überlasteten Zweigelemente werden mit den zur Verfügung stehenden *Netz-Assets* (siehe Anhang Tabelle 5.1) so ausgebaut, dass der thermischen Grenzstrom I_{th} des Netzassets in Tabelle 5.1 größer als der maximale Strom durch das Netzzweigelement \hat{I}_j^{max} ist. Wenn ein einzelnes *Netz-Asset* nicht ausreicht, werden parallele *Netz-Assets* desselben Typs ausgewählt.

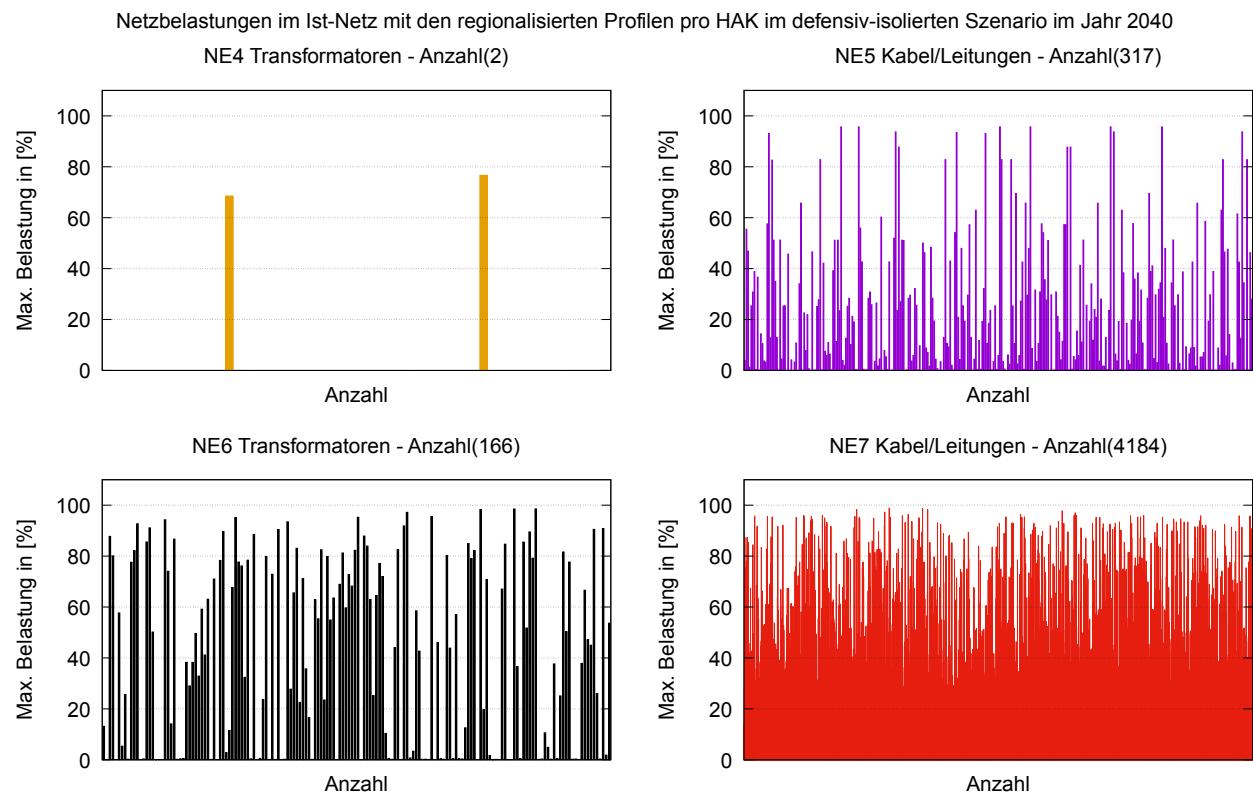


Abbildung 2.12: Maximale Belastung der Zweigelemente über das Jahr nach Netzausbau für «Stromkapazitätserhöhung»

Die Abbildung 2.12 zeigt die Auslastungen der Netzzweigelemente nach Stromkapazitätserhöhung. Wie man den Resultaten entnehmen kann, ist zu keinem Zeitpunkt über das ganze Jahr betrachtet ein Netzzweigelement überlastet.

Netzausbau für Spannungshaltung

Die Netzbetreiber müssen in ihren Netzen ein vorgeschriebenes Spannungsband als obere und untere Grenze der Spannung einhalten. Für jede Spannungsebene ist eine Nennspannung vorgegeben. Durch die Verbraucher im Netz kommt es zu einem Spannungsabfall entlang der Leitungen. Elektrische Erzeuger führen hingegen zu einer Anhebung der Spannung am Einspeisepunkt. Um verbindliche Grenzwerte für die Spannungsabweichungen festzulegen, schreibt die Norm DIN EN 50160 ein Spannungsband von $\pm 10\%$ im Mittel- und Niederspannungsnetz vor. Das bedeutet, die Spannung darf nach unten und oben nur um 10% von der Nennspannung abweichen.

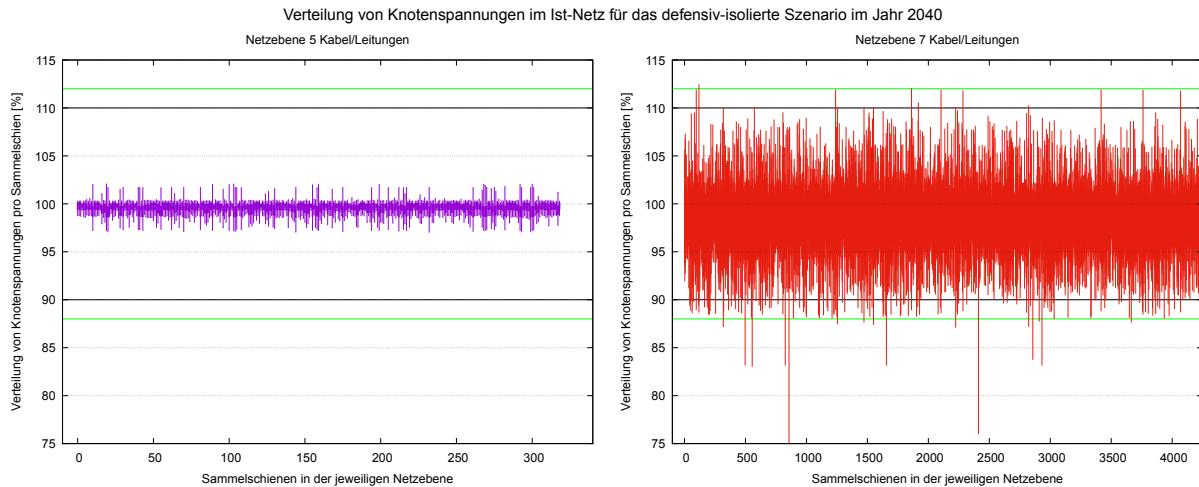


Abbildung 2.13: Verteilung der Knotenspannungen über das Jahr nach Netzausbau für «Stromkapazitätserhöhung»

Traditionell werden Analysen für die Netzplanung getrennt für das Mittel- und Niederspannungsnetz durchgeführt. Das zulässige Spannungsbereich von +/- 10% wird auf das MS- und NS-Netz aufgeteilt und auch hauptsächlich für den Lastfall definiert. In der vorliegenden Studie werden MS- und NS-Netz gemeinsam analysiert und so dimensioniert, dass die Spannungen innerhalb des zulässigen Spannungsbereiches von +/- 10% liegen. Eine explizit vorgegebene Aufteilung des zulässigen Spannungsbereiches innerhalb des Verteilnetzes wird nicht berücksichtigt.

Nach dem Ausbau des Ist-Netzes für die Stromkapazität ist der nächste Schritt die Untersuchung der Spannungshaltung. Es wird untersucht, ob die Spannungen in den Netzebenen 5 und 7 im erlaubten Spannungsbereich von 90–110% liegen (siehe Abbildung 2.13). Als Massnahmen zur Spannungshaltung werden in dieser Studie erstens der traditionelle Netzausbau (die Neuerrichtung von zusätzlichen elektrischen Betriebsmitteln wie Freileitungen und Kabel), zweitens der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren und drittens ein Einsatz von Q(U)-Regelung von dezentralen Anlagen (wie PV-Anlagen, Ladestationen etc.) erlaubt.

Im Basisfall wird der traditionelle Netzausbau priorisiert, d. h. der Netzausbau erfolgt durch den Neubau elektrischer Betriebsmittel wie Freileitungen, Kabel und Transformatoren. Der traditionelle Netzausbau hat zur Folge, dass die Spannungsdifferenz zwischen zwei Punkten in einem Strang abnimmt und der Spannungshaltung hilft. In der vorliegenden Studie werden die Netzebenen 4 bis 7 für jedes Deep-Dive-Gebiet gemeinsam modelliert. Das hochspannungsseitige Netz wird in den stündlichen 8760 Lastflussanalysen durch eine externe Netzeinspeisung mit konstanter Spannung von 100% der Nennspannung abgebildet. Das bedeutet, dass die Spannung konstant als die Nennspannung des Hochspannungsnetzes angenommen wird. In der Realität wird diese Spannung je nach Betriebsart (Schwach- beziehungsweise Starklastfall) von diesen 100% der Nennspannung abweichen. Beispielsweise wird das Netz im Starklastfall mit einer höheren Spannung betrieben, um die Spannungshaltung in den unteren Spannungsebenen zu unterstützen. Aus diesem Grund werden die zulässigen Spannungsbänder in Absprache mit den Projektpartnern von 90–110% um 2% relaxiert (siehe grüne Linie in Abbildung 2.14). Somit wird der Netzausbau so lange durchgeführt, bis die Spannungen in einem Band von 88–112% liegen. Abbildung 2.14 zeigt die erzielte Verteilung der Spannungen nach Netzausbau. Somit ist der Netzausbauprozess für das gegebene Szenario und Szenariojahr abgeschlossen.

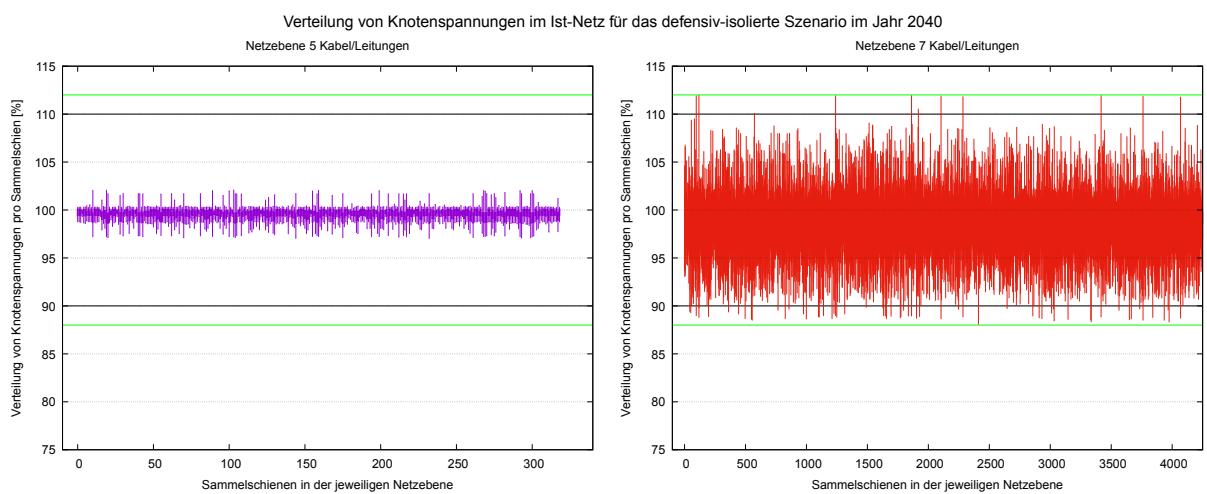


Abbildung 2.14: Verteilung der Knotenspannungen über das Jahr nach Netzausbau für «Spannungshaltung»

2.3.4 Bestimmung des Netzausbaubedarfs basierend auf dem NOVA-Prinzip

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 erläutert, werden in dieser Studie folgende Massnahmen nach dem NOVA-Prinzip eingesetzt:

- **Wirkleistungsbegrenzung** bei PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen, um den Netzausbaubedarf an die Stromkapazität zu reduzieren;
- **Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT)**, um den Netzausbaubedarf zur Spannungshaltung zu reduzieren;
- **Q(U)-Regelung (Blindleistungsregelung)** bei PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen, um den Netzausbaubedarf zur Spannungshaltung zu reduzieren.

Im Folgenden wird die Implementierung der unterschiedlichen Massnahmen erläutert.

1. **Implementierung Wirkleistungsbegrenzung:** Als Massnahme zur Reduktion des Netzausbaubedarfs werden die folgende Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Erstens: PV-Einspeisebegrenzung. Zweitens: Leistungsspitzenreduktion durch Verschiebung des *Home*-Ladebedarfs. Drittens: Leistungsspitzenreduktion durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs, welche man in die Kategorie von Wirkleistungsbegrenzung einordnen kann. Im Rahmen dieses Projektes wird eine Wirkleistungsbegrenzung nicht für einen bestimmten Anlagentyp (z. Bsp. PV-Anlagen, Ladestationen, Wärmepumpen) einzeln betrachtet, sondern für alle Komponenten dieses Typs im Netz gemeinsam. Wird zum Beispiel die PV-Einspeisebegrenzung auf 70% als Flexibilitätsoption angewendet, dann wird angenommen, dass alle PV-Anlagen diese Wirkleistungsbegrenzung auf 70% anwenden und nicht nur die Ausgewählte.

Im Simulationsprozess spiegelt sich diese Flexibilität der Wirkleistungsbegrenzung direkt in den Einspeiseprofilen aller PV-Anlagen wider, indem die stündlichen Einspeiseprofile jeder PV-Anlage auf $P_{neu}[t] = \min(P_{alt}[t], X\% \cdot P_{cap})$ begrenzt und neu berechnet werden. Mit den aktualisierten stündlichen Profilen wird die konventionelle Netzausbauanalyse durchgeführt, und sie stellt somit auch den «maximalen Nutzen» dieser Massnahme dar, da alle PV-Anlagen ihre Einspeiseleistung begrenzen.

2. **Implementierung von Q(U)-Regelung:** Grundsätzlich bewirkt die Einspeisung von Wirkleistung einen Anstieg der Spannung am Einspeisepunkt. Durch die Aufnahme induktiver Blindleistung können Wechselrichter die Spannung am Einspeisepunkt jedoch senken. Die Regelung der Anlage stellt sicher, dass zum Beispiel eine PV-Anlage eine Blindstromeinspeisung mit Q(U)-Kennlinie mit einem Stellbereich von $\cos(\phi) = 1$ und $\cos(\phi) = 0,9$ gemäss den Vorgaben in Abbildung 2.15 gewährleistet. Die maximale Blindleistung Q_{max} beträgt dabei 43,6% der maximalen Scheinleistung S_{max} des (der) Wechselrichters. Dies entspricht einem minimalen Leistungsfaktor $\cos(\phi) = 0,9$. Der Wechselrichter bezieht Blindleistung, wenn er sich im untererregten Betriebspunkt der Q(U)-Kennlinie befindet, und erzeugt Blindleistung, wenn er sich im übererregten Betriebspunkt der Q(U)-Kennlinie befindet. In der Simulation wurde die Q(U)-Regelung mit der gleichen Kennlinie wie in Abbildung 2.15 implementiert. Anlagen mit Q(U)-Regelung haben keine konstante Blindleistungseinspeisung, sondern erzeugen ihre Blindleistung spannungsabhängig gemäss der Q(U)-Kennlinie. Diese neuen Blindleistungseinspeisungen fließen dann in die konventionelle Netzausbau betrachtung ein und beeinflussen insbesondere den Netzausbaubedarf zur Spannungshaltung.
3. **Implementierung von RONT:** In der Studie wird im ersten Schritt davon ausgegangen, dass es sich bei allen NE6-Transformatoren um konventionelle Ortsnetztransformatoren ohne Stufenregelung (KONT) handelt. Wenn die Massnahme mit RONT modelliert wird, werden jene KONT, bei denen es niederspannungsseitig in den Strängen zu Spannungsverletzungen kommt, zu RONT mit ± 5 Stufen je 2% Spannungsanhebung mit einem fixen Spannungssollwert umgewandelt. Werden die Spannungsverletzungen in einer möglichen

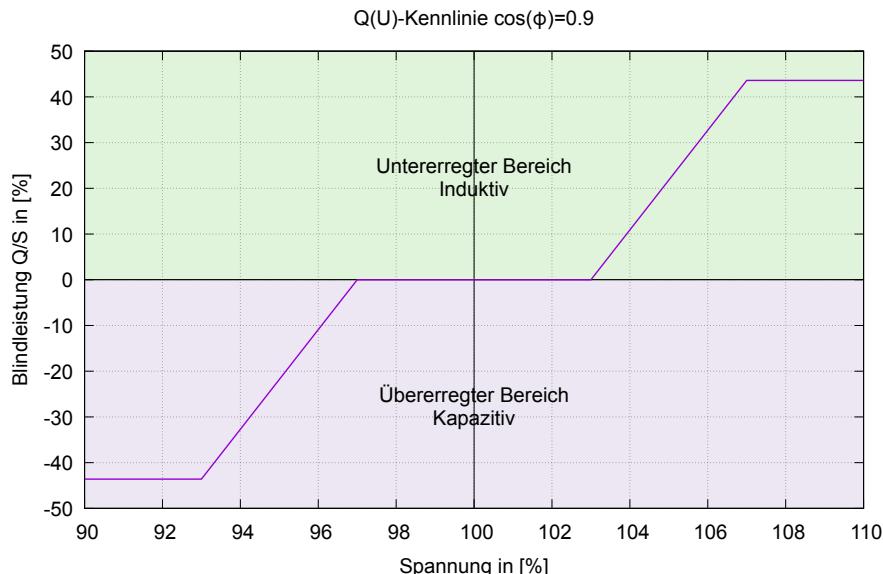


Abbildung 2.15: Die Kennlinie der implementierten Q(U)-Regelung

Stufenstellung behoben, so reicht ein RONT als Spannungshaltungsmassnahme aus. Andernfalls sind die Spannungsdifferenzen, zum Beispiel durch zu hohe PV-Einspeisung, zu gross und überschreiten den maximal möglichen Regelbereich eines RONT. In diesem Fall wird das Netz konventionell verstärkt.

Beim typischen Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren wird die Stufe so gewählt, dass der Abstand zwischen dem fix vorgegebenen Sollwert (V_{set}) und der aktuellen unterspannungsseitigen Klemmenspannung minimiert wird. Typischerweise arbeiten die RONT heute mit einem fixen Sollwert, der über die Zeit konstant bleibt. Abhängig vom Haupteinsatzgebiet (städtisch, ländlich, vorstädtisch, etc.) werden unterschiedliche Sollwerte verwendet. Als Standardsollwert wird in dieser Studie 102% für alle RONT verwendet. Dieser Standard-Sollwert ist eher für den traditionellen lastgesteuerten Betrieb ausgelegt.

In Szenarien mit sehr hohem PV-Anteil in Niederspannungsnetzen, die zu Überspannungen entlang der Abgänge neigen, kann ein statischer Betrieb von RONT Überspannungen oft nicht effizient lösen und der potentielle Nutzen von RONT wird tendenziell zu gering eingeschätzt. Werden die Spannungssollwerte der RONT saisonal oder in Abhängigkeit der Richtung und Grösse des Leistungsflusses durch den Transistor dynamisch angepasst, kann das volle Potenzial der RONT ausgeschöpft und ihr Nutzen erhöht werden.

Die Bestimmung von dynamischen Spannungssollwerten in Abhängigkeit von betrachteten Szenarien und Haupteinsatzgebieten war nicht Teil dieser Studie.

2.4 Netzanalysen - HS-Studie

Ziel der Hochspannungsstudie ist die Abschätzung der Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen des Strombedarfs und -angebots in den energiewirtschaftlichen Szenarien auf ein repräsentatives Hochspannungsnetz der Nordostschweiz. Für die Hochspannungsstudie werden die Netzebenen 2 und 3 mit 595 Gemeinden im Hochspannungsnetz der Nordostschweiz untersucht, wobei der Strombedarf und die PV-Produktion pro Gemeinde aggregiert im Hochspannungsnetz abgebildet werden.

2.4.1 Implementierung und Verifizierung des Hochspannungsnetzes

Das Netzmodell und die Netzdaten des Hochspannungsnetzes wurden der ETH im **NEPLAN**-Format zur Verfügung gestellt. Die Netzmodelle beinhalten die Netzebenen 2 und 3 (NE2 und NE3). Das Netzmodell aus NEPLAN wurde in das hauseigene Berechnungs-Tool **FlexDYN** importiert und durch Vergleich der NEPLAN-Lastflussresultate des gelieferten Netznutzungsfalles mit den Lastflussresultaten von FlexDYN plausibilisiert.

2.4.2 Verknüpfung der Ist-Netze mit den energiewirtschaftlichen Szenarien

Das Hochspannungsnetz hat 152 Ein- und Ausspeisepunkte (Versorgungspunkte), die Versorgungsgebiete in NE4–NE7 repräsentieren. Von einem Versorgungspunkt aus können mehrere Gemeinden versorgt werden, und auch umgekehrt kann eine Gemeinde von mehreren Versorgungspunkten beliefert werden. Die aus der Regionalisierung pro Gemeinde aggregiert berechneten Profile für Strom, Warmwasser, Raumwärme, Kälte, verschiedene Ladestationen und PV-Anlagen werden nach einem Verteilschlüssel auf die 152 Versorgungspunkte aufgeteilt.

Während die Kopplung zu den Netzebenen 4 bis 7 wie erläutert berücksichtigt wird, müssen auch die Leistungsflüsse an den 27 NE2-Kopplungspunkten zu/von der Netzebene 1 realitätsnah abgebildet werden. Vom zuständigen HS-Netzbetreiber wurde ein Verteilungsschlüssel zur Verfügung gestellt, der die Verteilung der Leistungsflüsse über die 27 Transformatoren der NE2 im Jahresmittel darstellt. Die Versorgungspunkte wurden im Modell als sogenannte «verteilte Slacks» modelliert, um den Leistungsfluss in der NE3 realitätsnah abzubilden.

Beim Modellierungsansatz mit «verteiltem Slack» werden die NE1 über nicht miteinander verbundenen Ersatzgeneratoren abgebildet, die oberspannungsseitig an den NE2 Transformatoren angeschlossen werden. Die NE2-Transformatoren sowie gegebenenfalls implementierte Regelungen ihrer Stufenstellungen werden somit explizit abgebildet. Der Einfluss der Netztopologie sowie der jeweiligen Netznutzungssituation der NE1 auf die NE3 werden durch Zweigelemente mit Ersatzwiderständen berücksichtigt (siehe Abbildung 2.16).

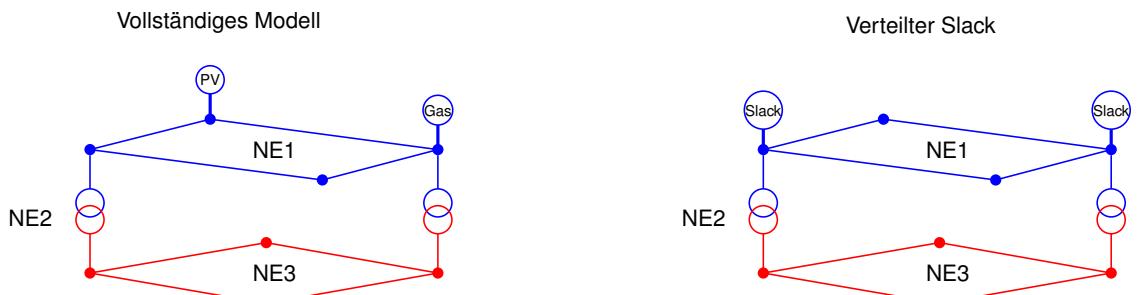


Abbildung 2.16: Der Ansatz von «verteiltem Slack»

2.4.3 Bestimmung des Netzausbaubedarfs auf konventionelle Art

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs für das Hochspannungsnetz erfolgt analog zum Abschnitt 2.3.3. Der einzige Unterschied besteht darin, dass in der Hochspannungsstudie Massnahmen zur Spannungshaltung nicht berücksichtigt und nur Massnahmen zur Erhöhung der Stromkapazität betrachtet werden. Es wird angenommen, dass für die Spannungshaltung die NE2-Transformatoren und die Blindleistungsregelung von Produktionseinheiten ausreichend zur Verfügung stehen.

2.4.4 Bestimmung des Netzausbaubedarfs basierend auf dem NOVA-Prinzip

In der HS-Studie wird als einzige Massnahme nach dem NOVA-Prinzip die Wirkleistungsbegrenzung eingesetzt, da diese auch einen direkten Einfluss auf den Netzausbau wegen der Stromkapazität hat. Die Modellierung der Wirkleistungsbegrenzung in der HS-Studie erfolgt analog zur NS-/MS-Studie, d. h. mit angepassten und aggregierten Profilen, wie sie in Abschnitt 2.3.4 beschrieben werden.

2.5 Wirtschaftliche Analysen

Nachdem der technische Netzausbaubedarf für alle Szenarien, Szenariojahre und Verteilnetszenarien ermittelt wurde, erfolgt die wirtschaftliche Analyse, bei der die Investitionen für den Netzausbau je *Deep-Dive*-Gebiet berechnet werden (siehe Abschnitt 2.5.1). Da die Systemkosten in der Hauptstudie annualisiert wurden, werden auch die zusätzlichen Netzausbaukosten in dieser Studie annualisiert (siehe Abschnitt 2.5.2). Anschliessend werden die annualisierten Netzausbaukosten der sieben *Deep-Dive*-Gebiete basierend auf einer entwickelten Extrapolationsmethode (siehe Abschnitt 2.5.3) auf die ganze Schweiz hochskaliert.

2.5.1 Berechnung der Netzausbaukosten pro *Deep-Dive*-Gebiet

Die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten der folgenden Technologien werden differenziert berücksichtigt und auf der Grundlage der angenommenen Lebensdauer der einzelnen Komponenten annualisiert.

- **Erdkabel:** Es wird zwischen den Kosten für den Graben und die Verkabelung unterschieden. Die Erdarbeiten (Tiefbaukosten/Graben) werden zudem in Bezug auf die Region unterschieden (z. Bsp. ländlich/periurban/städtisch).
- **Freileitungen:** Die Kosten für die Masten und die Leitungen werden differenziert. Die Kosten der Masten werden für die NE5 nach Region unterschieden (d. h. ländliche Gebiete gegenüber den übrigen Gebieten).
- **Unterwerke (z. Bsp. Gebäude):** Die Kosten für Unterwerke (ohne Transformator) werden in der NE4 nach der Region (d. h. ländlich/periurban/städtisch) und in der NE6 nach der Region sowie der Grösse des Transformators differenziert.
- **Transformatoren:** Da die Mittel- und Niederspannungsnetze unterschiedliche Transformatorgrössen beinhalten, werden für NE2, NE4 und NE6 jeweils unterschiedliche Kosten berücksichtigt.

Die Kosten sind in Tabelle 5.1 aufgeführt. Grabungskosten für Erdkabel werden berücksichtigt, wenn die Anzahl der parallelen Kabel grösser als 1 ist. Eine Querschnittsvergrösserung verursacht keine Grabungskosten. Kosten für Transformatorgebäude werden berücksichtigt, wenn parallele Transformatoren ausgebaut werden.

2.5.2 Berechnung der annualisierten Netzausbaukosten

Die Systemkosten der Netzanlagen werden analog zur Hauptstudie [1] annualisiert. Sie werden in der Studie zum Vergleich der Szenarien verwendet.

Für jeden Anlagentyp (z. Bsp. ein Kabeltyp) wird die Annualisierung der Kosten wie folgt vorgenommen:

- Bezugsgrösse sind die **Investitionskosten** aller Anlagen dieses Typs, die als I (in CHF) bezeichnet werden. Diese umfassen alle Aufwände für Material, Herstellung und Inbetriebnahme der Anlagen.
- Die **annualisierten Gesamtkosten** A (in CHF/Jahr) haben zwei Komponenten, die Kapitalkosten C und die fixen Unterhaltskosten F :

$$A = C + F$$

- Die **annualisierten Kapitalkosten** C (in CHF/Jahr, CAPEX, capital expenditures) ergeben sich durch die Multiplikation der Investitionskosten mit dem Annuitätenfaktor a , welcher von der Lebensdauer der Anlagen T und dem kalkulatorischen Zinssatz z abhängt.

$$C = a \cdot I = \frac{(1+z)^T \cdot z}{(1+z)^T - 1} \cdot I$$

C entspricht der konstanten Annuität, die über die Lebensdauer notwendig ist, um die Investitionskosten I zurückzuerhalten.

- Der **kalkulatorische Zinssatz** z (in %) für das Stromnetz (WACC, Weighted Average Cost of Capital) wird mit $z = 5\%$ angenommen. Er wird in der Berechnung zur Diskontierung der zukünftigen Annuitäten verwendet.
- Die **Lebensdauer** T der Anlagen (in Jahren) variiert je nach Anlagentyp (Kabel, Transformator) und Netzebene der Anlage und ist in Tabelle 5.1 im Anhang angegeben.
- Die **fixen Betriebs- und Unterhaltskosten** F (in CHF/Jahr, fixed OPEX, fixed operation and maintenance expenditures) umfassen die Aufwände für Wartung und Unterhalt der Anlagen. Sie ergeben sich durch die Multiplikation der Investitionskosten mit dem Unterhaltsfaktor f (in %), welcher mit $f = 2\%$ angenommen wird.

$$F = f \cdot I$$

Für den Vergleich der in der Studie untersuchten Szenarien wird eine **Differenzbetrachtung der annualisierten Gesamtkosten** vorgenommen:

- Insgesamt werden mit der oben beschriebenen Berechnungsmethodik für jeden **Anlagentyp** $i = 1, 2, \dots, N$ die annualisierten Gesamtkosten A_i berechnet, wobei sich bei der Berechnung die Anlagen nur in den Investitionskosten und der Lebensdauer unterscheiden.
- Als Referenz werden zunächst die **annualisierten Gesamtkosten des Ist-Netzes** A_{Ist} (in CHF/Jahr) bestimmt. Dieses Netz stellt das heutige Netz ohne Zusatzinvestitionen dar.

$$A_{\text{Ist}} = \sum_{i=1}^N A_{\text{Ist},i}$$

- Zum Vergleich werden anschliessend die **annualisierten Gesamtkosten des Szenario-Netzes** A_s (in CHF/Jahr) bestimmt. Im Szenario s werden eine bestimmte Ausbaustrategie, ein bestimmtes Szenariojahr und eine bestimmte Annahme zur Entwicklung der Lasten und Einspeisungen unterstellt.

$$A_s = \sum_{i=1}^N A_{s,i}$$

- Die **annualisierten Differenzkosten des Szenario-Netzes** D_s (in CHF/Jahr) werden nun durch Subtraktion mit den Kosten des Ist-Netzes bestimmt.

$$D_s = A_s - A_{\text{Ist}}$$

Dieses Verfahren wird für jedes *Deep-Dive*-Gebiet und jedes Szenario angewandt und bildet die Grundlage der Extrapolation der annualisierten Netzausbaukosten auf die ganze Schweiz.

2.5.3 Methodik zur Hochskalierung der Netzausbaukosten auf die ganze Schweiz

Zur Abschätzung der Gesamtnetzausbaukosten für die Verteilnetze in der Schweiz werden die Cluster auf Basis der Gemeinden verwendet. Das Bundesamt für Statistik unterhält eine Datenbank [20] für drei Gruppen von Gemeinde-Clustern und der EnergieReporter eine Datenbank des jährlichen Stromverbrauchs für jede Gemeinde [21].

- Eidgenössische Cluster-Gruppe A: Alle Schweizer Gemeinden werden in 3 Cluster eingeteilt (Tabelle 2.6)
- Eidgenössische Cluster-Gruppe B: Alle Schweizer Gemeinden werden in 9 Cluster eingeteilt (Tabelle 2.7)
- Eidgenössische Cluster-Gruppe C: Alle Schweizer Gemeinden werden in 25 Cluster eingeteilt (Tabelle 2.8))

Im Datensatz der vorliegenden Studie (NS-/MS-Studie) sind insgesamt 56 Gemeinden mit einem jährlichen Strombedarf von ca. 2 TWh enthalten. Bei Verwendung der eidgenössischen Cluster-Gruppe A sind alle drei Cluster im Datensatz zur Studie vertreten, während bei der Verwendung der eidgenössischen Cluster-Gruppe B ein einziges Cluster (21; in Tabelle 2.7 hervorgehoben) nicht vertreten ist. Die jährliche Nachfrage der Gemeinden des Clusters 21 entspricht 6% der gesamten jährlichen Nachfrage der Schweiz. Wird schliesslich die eidgenössische Cluster-Gruppe C verwendet, so sind acht Cluster nicht im Datensatz vertreten, was 25% der Gesamtnachfrage in der Schweiz entspricht. Die fehlenden Cluster sind in den Tabellen 2.6 bis 2.8 mit oranger Hintergrundfarbe hervorgehoben. Aufgrund dieser unvollständigen Cluster-Abdeckung können die eidgenössischen Cluster-Gruppen nicht eins zu eins verwendet werden. Deshalb werden aus den eidgenössischen Cluster-Gruppen B und C, die ins 9 und 25 Cluster eingeteilt waren, so genannte Studien-Cluster B und C mit 8 beziehungsweise 17 Cluster abgeleitet. Dies führt zu folgender Definition:

- Studien-Cluster 3
- Studien-Cluster 8
- Studien-Cluster 17

In der Skalierungsmethode werden alle drei Studien-Cluster-Gruppen verwendet, um die Auswirkungen der Auswahl der Cluster-Gruppen auf die Investitionskostenergebnisse zu untersuchen.

Die gesamte Methodik ist in Abbildung 2.17 dargestellt und besteht aus fünf Schritten:

In einem ersten Schritt werden die Netzausbaukosten für jedes *Deep-Dive*-Gebiet verwendet, um die Kosten für jede Gemeinde in diesem *Deep-Dive*-Gebiet (*Deep-Dive*-Gemeinde) mit Hilfe eines Verteilungsschlüssels abzuschätzen. Der Verteilungsschlüssel wird berechnet als das Verhältnis des jährlichen Gesamtbedarfs jeder *Deep-Dive*-Gemeinde zur Summe des jährlichen Gesamtbedarfs aller *Deep-Dive*-Gemeinden im jeweiligen *Deep-Dive*-Gebiet.

In einem zweiten Schritt wird anschliessend der Jahresbedarf jeder *Deep-Dive*-Gemeinde in der EnergieReporter-Datenbank mit dem Jahresbedarf im Basisjahr (2020) der Studie verglichen und gegebenenfalls skaliert. Dieser Schritt wird durchgeführt, da der Prozentsatz jeder *Deep-Dive*-Gemeinde, die von jedem *Deep-Dive*-Gebiet versorgt wird, nicht bekannt ist. Daher werden die GesamtNetzausbaukosten für jede *Deep-Dive*-Gemeinde für jedes *Deep-Dive*-Gebiet hochskaliert.

Im dritten Schritt werden für jede der drei oben dargestellten VSE Cluster-Gruppen die Netzausbaukosten für jeden vertretenen Cluster berechnet. Dieser Schritt wird für VSE Cluster 3, VSE Cluster 8 und VSE Cluster 17 wiederholt.

Im vierten Schritt werden die Netzausbaukosten jedes in einem bestimmten VSE Cluster vertretenen Clusters mit der jährlichen Gesamtnachfrage des entsprechenden Clusters in der Schweiz hochskaliert. In diesem Schritt wird auch der Anteil der Netzausbaukosten jedes vertretenen Clusters berechnet.

Im letzten Schritt wird schliesslich die Gesamtnachfrage der in der VSE Studie vertretenen Cluster mit der Gesamt-

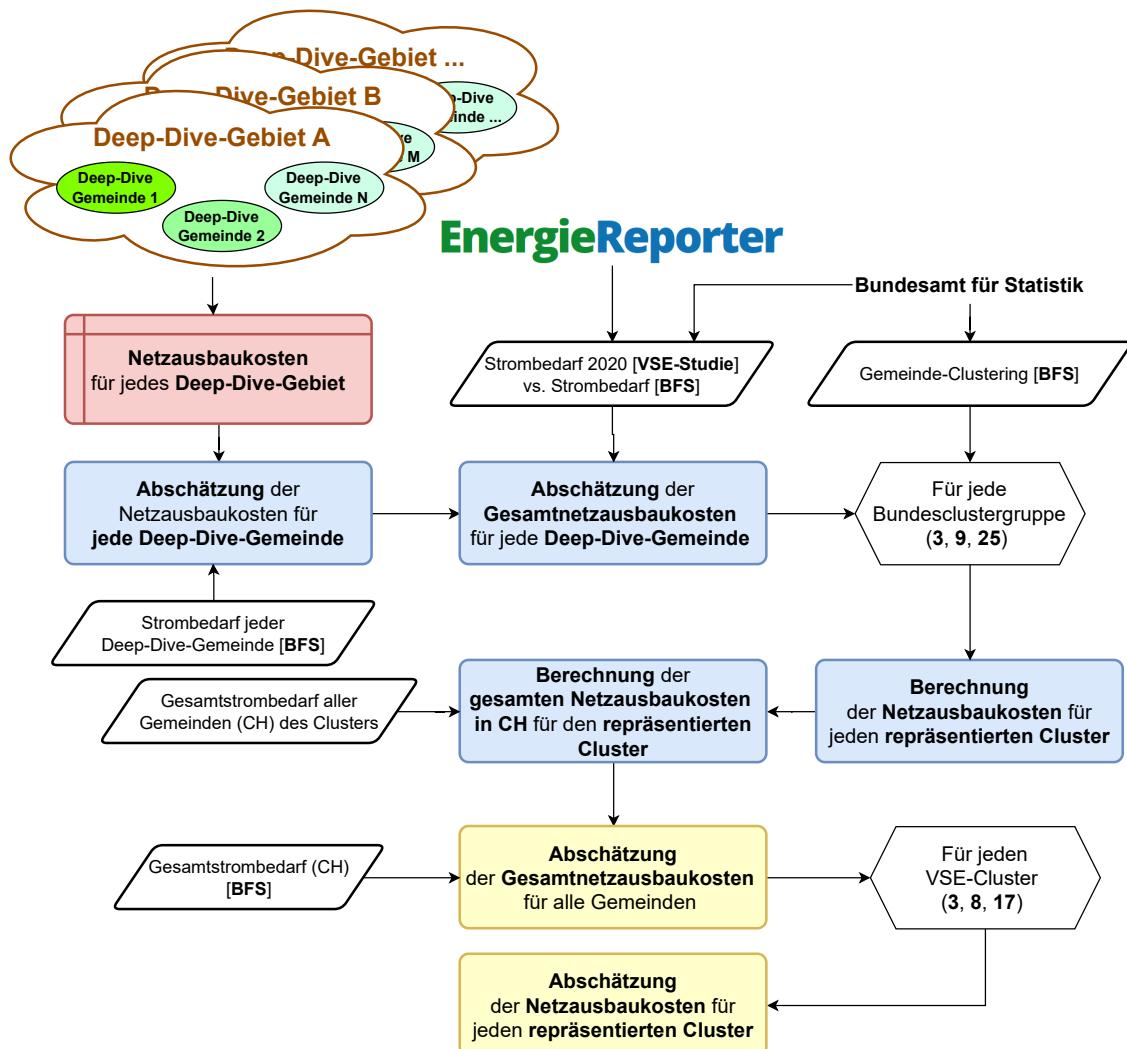


Abbildung 2.17: Die Methodik zur Hochskalierung der Netzausbaukosten auf die ganze Schweiz

nachfrage aller Cluster in der Schweiz verglichen und die Netzausbaukosten jedes Clusters weiter hochskaliert.

Sind die Gesamtnetzausbaukosten für jeden vertretenen Cluster erforderlich, werden die Gesamtnetzausbaukosten entsprechend dem Anteil der Netzausbaukosten jedes Clusters in den VSE Clustern 3, 8 und 17 aufgeteilt.

Tabelle 2.6: Eidgenössische Cluster-Gruppe A

Cluster	Bezeichnung	Anzahl der Gemeinden	Strombedarf [TWh/Jahr]	Anteil in Gesamt TWh/Jahr
1	Städtisch	474	30.8	62%
2	Intermediär	559	10.6	21%
3	Ländlich	1'103	8.5	17%
Total		2'136	49.9	

Tabelle 2.7: Eidgenössische Cluster-Gruppe B

Cluster	Bezeichnung	Anzahl der Gemeinden	Strombedarf [TWh/Jahr]	Anteil in Gesamt TWh/Jahr
11	Städtisch: Grosse Agglomeration	160	14	28%
12	Städtisch: Mittelgrosse Agglomeration	193	11	22%
13	Städtisch: Klein/ausserhalb einer Agglomeration	121	5.7	11%
21	Periurbane: Hohe Dichte	108	3.2	6%
22	Periurbane: Mittlere Dichte	367	4.7	9%
23	Periurbane: Geringe Dichte	466	2.3	5%
31	Ländliche: Zentrum	84	2.7	5%
32	Ländliche: Zentral gelegen	382	3.9	8%
33	Ländliche: Peripherie	255	2.3	5%

Tabelle 2.8: Eidgenössische Cluster-Gruppe C

Cluster	Bezeichnung	Anzahl der Gemeinden	Strombedarf [TWh/Jahr]	Anteil in Gesamt TWh/Jahr
111	Kernstadt: Grosse Agglomeration	5	6.6	13.3%
112	Städtische Arbeitsplatzgemeinde: Grosse Agglomeration	63	4.7	9.5%
113	Städtische Wohngemeinde: Grosse Agglomeration	92	2.7	5.5%
121	Kernstadt: Mittelgrosse Agglomeration	28	5.8	11.7%
122	Städtische Arbeitsplatzgemeinde: Mittelgrosse Agglomeration	62	2.8	5.7%
123	Städtische Wohngemeinde: Mittelgrosse Agglomeration	103	2.3	4.6%
134	Städtische Tourismusgemeinde: Klein	10	0.7	1.3%
136	Städtische Industriegemeinde: Klein	63	2.6	5.2%
137	Städtische Dienstleistungsgemeinde: Klein	48	2.5	4.9%
216	Periurbane Industriegemeinde: Hohe Dichte	55	2.0	4.0%
217	Periurbane Dienstleistungsgem: Hohe Dichte	53	1.2	2.5%
226	Periurbane Industriegemeinde: Mittlere Dichte	176	2.7	5.5%
227	Periurbane Dienstleistungsgem: Mittlere Dichte	191	2.0	4.0%
235	Periurbane Agrargemeinde: Geringe Dichte	164	0.4	0.9%
236	Periurbane Industriegemeinde: Geringe Dichte	126	0.9	1.9%
237	Periurbane Dienstleistungsgem: Geringe Dichte	176	0.9	1.8%
314	Ländliche Tourismusgemeinde: Zentrum	21	0.8	1.6%
316	Ländliche Industriegemeinde: Zentrum	43	1.4	2.7%
317	Ländliche Dienstleistungsgemeinde: Zentrum	20	0.5	1.0%
325	Ländliche Agrargemeinde: Zentral gelegen	118	0.4	0.8%
326	Ländliche Industriegemeinde: Zentral gelegen	146	2.2	4.4%
327	Ländliche Dienstleistungsgemeinde: Zentral gelegen	118	1.3	2.6%
334	Ländliche Tourismusgemeinde: Peripherie	40	0.8	1.6%
335	Ländliche Agrargemeinde: Peripherie	63	0.2	0.5%
338	Ländliche Mischgemeinde: Peripherie	152	1.2	2.5%

3. Ergebnisse

Im Folgenden werden die wesentlichen Untersuchungsergebnisse der NS-/MS- und HS-Studie zusammengefasst, differenziert nach Netzausbaubedarf und wirtschaftlichen Analysen.

3.1 Nieder- und Mittelspannungsstudie

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Nieder- und Mittelspannungsstudie für die sieben *Deep-Dive*-Gebiete in folgender Form dargestellt.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Im ersten Schritt werden die Ergebnisse **der Regionalisierung der Szenarien** für das jeweilige *Deep-Dive*-Gebiet in aggregierter Form (aggregiert über alle HAK des *Deep-Dive*-Gebiets) quantitativ bewertet, wobei die Spitzenwerte von PV, Basisstrom, Wärmepumpen, Warmwasser, Elektromobilität, Gesamtlast und Nettolast über das Jahr betrachtet werden (siehe z. Bsp. Tabelle 3.1 und Abbildung 3.1). Auf Basis dieser Bewertungen werden dann qualitative Aussagen zu den wichtigsten Merkmalen der Regionalisierung für das jeweilige *Deep-Dive*-Gebiet abgeleitet, die als Treiber für den Netzausbau wirken.

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

In einem zweiten Schritt erfolgt eine Bewertung des Ist-Netzes für das Referenzszenario, um den Ausbaustand des heutigen Netzes qualitativ einzuordnen. Dazu werden die Auslastungen der Zweigelemente NE4–NE7 über das gesamte Jahr berechnet und bewertet. Die maximalen Auslastungen über das gesamte Jahr sind ein Indikator über den Ausbaustand des *Deep-Dive*-Gebiets (siehe z. Bsp. Abbildung 3.2).

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen für das Deep-Dive-Gebiet

Anschliessend werden die Ergebnisse der Netzanalysen für den Netzausbaubedarf dargestellt. Die Ergebnisse werden in Form von technischen Kennzahlen (z. Bsp. Gesamtnetzkapazität pro Netzebene, siehe Tabelle 3.2) und ökonomische Kennzahlen (z. Bsp. Netzausbaukosten pro Netzebene, siehe Tabelle 3.3) ausgewiesen. Als technische Kennzahlen werden folgende Kennzahlen verwendet:

- für die Netzebenen 4 und 6: die Summe der Kapazitäten aller Transformatoren der jeweiligen Netzebene;
- für die Netzebenen 5 und 7: die Summe des Produktes aus Leitungslänge und maximal zulässigem Strom über alle Kabel und Leitungen der jeweiligen Netzebene. Da in den gelieferten Datensätzen nicht immer die Querschnittsgrösse, sondern der maximal zulässige Strom angegeben war, wird zur Abschätzung der verlegten Kabel- und Leitungsmenge der maximal zulässige Strom als äquivalente Kenngrösse zum Querschnitt angenommen.

Wie bereits im Abschnitt 2.5.2 beschrieben, werden die annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene als ökonomische Kennzahlen ausgewiesen. Der Vergleich der Netzausbaukosten für alle energiewirtschaftlichen Szenarien erfolgt für den Basisfall. Der Vergleich der Kosten für den Netzausbau für die Verteilnetz-Szenarien wird für alle vier energiewirtschaftlichen Szenarien durchgeführt (siehe Tabellen 5.2 bis 5.8).

Um einen schnellen Überblick zu ermöglichen, in welchem Bereich die Netzausbaukosten für die vier energiewirtschaftlichen Szenarien über alle betrachteten Verteilnetszenarien liegen und wie sie sich verteilen, wird ein Balkendiagramm zur Visualisierung verwendet. (siehe linke Abbildung 3.3). Zusätzlich wird auch grafisch dargestellt, wie sich die Netzausbaukosten für die vier energiewirtschaftlichen Szenarien im Basisfall über die unterschiedlichen

Netzebenen (NE2-NE7) verteilen (siehe rechte Abbildung 3.3).

In einem letzten Schritt wird eine Kurz-Synthese aus den Ergebnissen der Regionalisierung, dem Ist-Netz und den Ergebnissen der Netzanalysen für den Netzausbau erstellt.

3.1.1 Deep-Dive-Gebiet A

Wie in Tabelle 2.1 ersichtlich, ist das Deep-Dive-Gebiet A eine Agglomeration (periurban) mit städtischem Charakter.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Wie man der Tabelle 3.1 und der Abbildung 3.1 entnehmen kann:

- In den defensiven Szenarien ist ein **sehr starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 82.6 MW.
- In allen Szenarien steigt die Last um ca. **60% bis 80%**.
- Betrachtet man die Nettolast, so ist die Rückspeisung (**NL min.**) in die NE3 in den defensiven Szenarien grösser als die Einspeisung (**NL max.**) (z.B. 2x so gross in DEF-ISO-2050), so dass **der PV-Zubau den Lastzuwachs überwiegt**.

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie der Abbildung 3.2 entnommen werden kann:

- Die NE4-Transformatoren und die meisten NE5-Kabel/-Leitungen sind über das ganze Jahr gesehen gering belastet.
- Vergleichsweise sind die NE6-Transformatoren und NE7-Kabel/-Leitungen über das ganze Jahr gesehen höher belastet.
- Das Mittelspannungsnetz ist mit maximaler Belastung knapp unter 60% über das Jahr bereits heute stark ausgebaut.
- Einige Teilnetze sind weniger stark ausgelastet und somit überdimensioniert.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.2-3.4 und 5.2-5.9 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Unter den energiewirtschaftlichen Szenarien erfordern die Szenarien **DEF-ISO und DEF-INT** den **höchsten Netzausbaubedarf** bis 2050.
- Der Netzausbaubedarf ist sehr **stark PV-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf im **Niederspannungsnetz** ist **höher als im Mittelspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Mit 70%-PV-Einspeisebegrenzung können die Netzausbaukosten bis ca. 40% und mit 50%-PV-Einspeisebegrenzung sogar bis ca. 70% reduziert werden.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Aufgrund des starken PV-Zuwachses musste das bestehende Netz erweitert werden, sodass die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP abgeschwächt wird.
- **Netzausbaubedarf nur aufgrund der Elektrifizierung der Nachfrage.** Das heutige Netz erscheint ausreichend dimensioniert, sodass der Netzausbaubedarf allein durch die Elektrifizierung der Nachfrage sehr gering ist. Aufgrund des starken PV-Wachstums sind zusätzliche Investitionen erforderlich.
- **RONT:** RONT alleine lösen die Spannungsprobleme nicht.
- **Q(U)-Regelung:** Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduziert die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 3-15%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.
- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist

sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.1: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahren für Deep-Dive-Gebiet A.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
A	REF-REF	2018	4.6	14.9	8.3	1.9	0.2	0.1	21.5	21.5	1.5
A	DEF-ISO	2040	66.2	15.5	16.4	2.7	6.4	5.0	38.1	38.1	-55.3
A	DEF-INT	2040	60.2	15.7	16.4	2.7	6.4	5.0	37.4	37.4	-49.3
A	OFF-ISO	2040	32.1	14.1	15.4	2.7	6.4	5.0	36.4	36.4	-22.0
A	OFF-INT	2040	34.2	14.3	16.0	2.7	6.4	5.0	36.1	36.1	-24.1
A	DEF-ISO	2050	82.6	15.5	16.0	2.8	6.3	6.5	37.9	37.9	-71.0
A	DEF-INT	2050	79.2	16.0	16.0	2.8	6.3	6.0	37.8	37.8	-67.5
A	OFF-ISO	2050	32.1	14.2	12.2	2.8	6.3	6.5	33.6	33.6	-21.6
A	OFF-INT	2050	34.2	14.7	14.9	2.8	6.3	6.0	35.8	35.8	-23.7

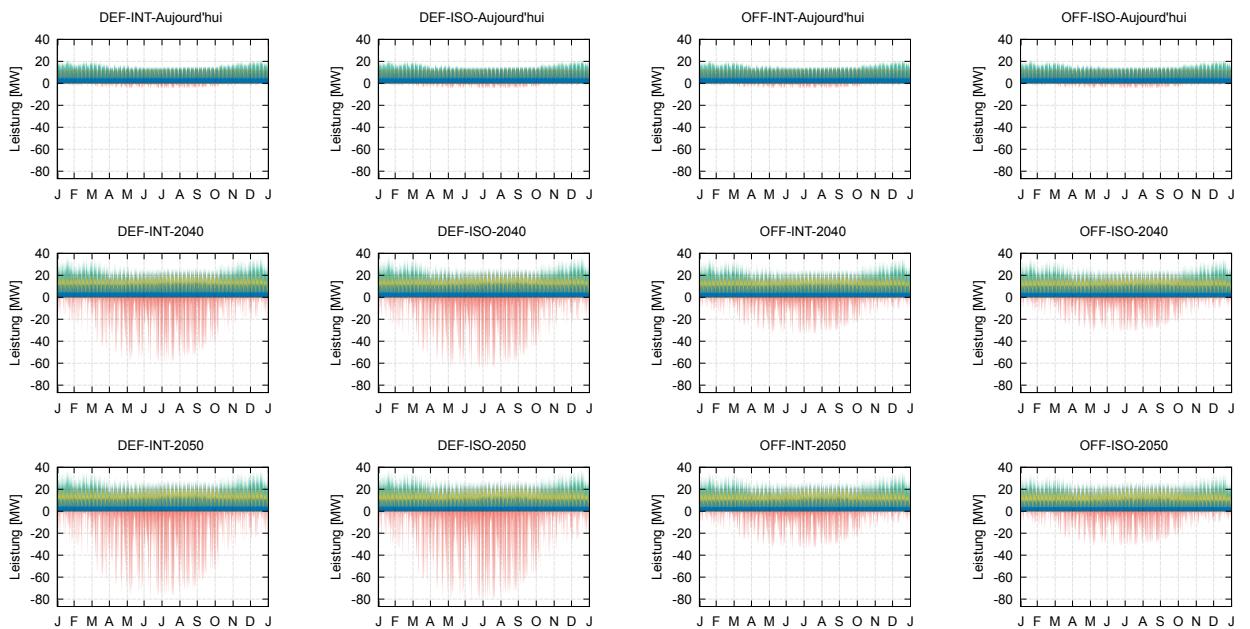


Abbildung 3.1: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet A

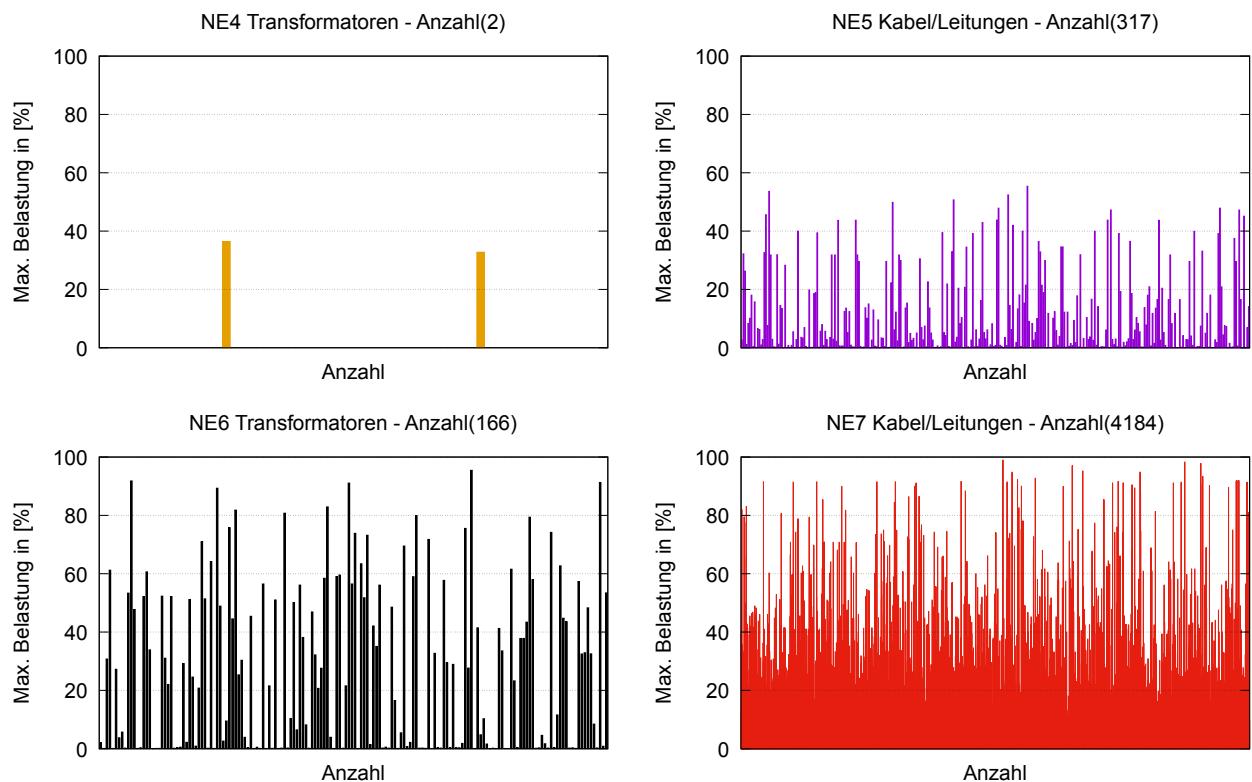


Abbildung 3.2: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes A für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

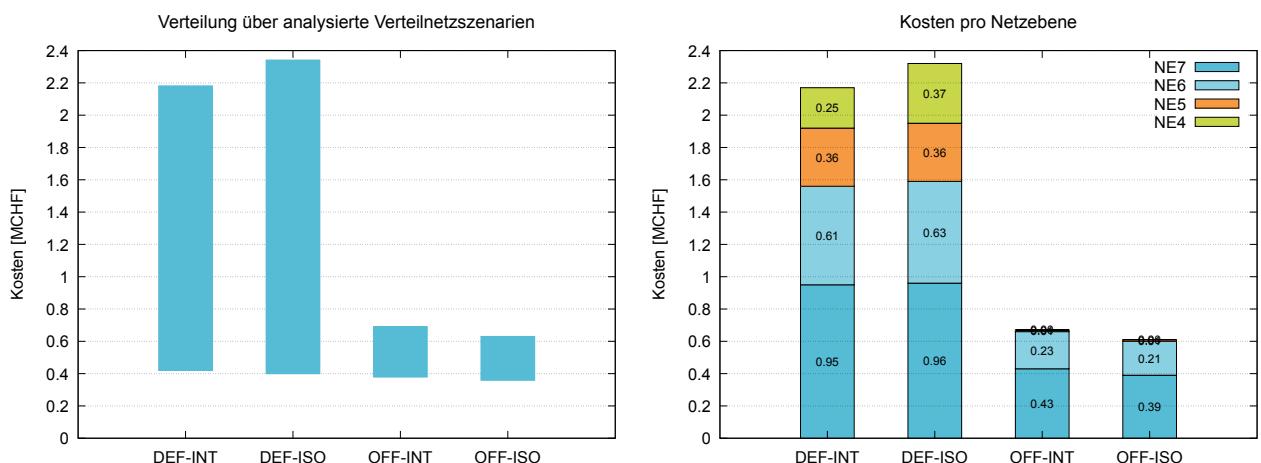


Abbildung 3.3: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet A

Tabelle 3.2: Technische Kennzahlen des *Deep-Dive*-Gebietes A für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
A	REF-REF	2018	63.00	30.29	115.66	38.71
A	DEF-ISO	2040	71.50	31.17	149.26	43.93
A	DEF-ISO	2050	111.50	32.90	164.30	45.78
A	DEF-INT	2040	63.00	31.08	145.91	43.36
A	DEF-INT	2050	111.50	32.90	162.32	45.57
A	OFF-ISO	2040	63.00	30.32	128.91	41.10
A	OFF-ISO	2050	63.00	30.32	128.91	41.15
A	OFF-INT	2040	63.00	30.32	130.02	41.63
A	OFF-INT	2050	63.00	30.32	130.02	41.72

Tabelle 3.3: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet A in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	Heute bis 2040	0.122	0.312	0.414	0.000	0.664	1.512
A	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.122	0.316	0.454	0.000	0.767	1.659
A	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.015	0.235	0.000	0.429	0.679
A	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.015	0.215	0.000	0.390	0.619
A	DEF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.359	0.613	0.000	0.948	2.170
A	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.372	0.359	0.627	0.000	0.962	2.320
A	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.015	0.235	0.000	0.430	0.679
A	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.015	0.215	0.000	0.390	0.620

Tabelle 3.4: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet A in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.030	0.261	0.000	0.483	0.774
A	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.122	0.075	0.297	0.000	0.512	1.005
A	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.002	0.133	0.000	0.332	0.467
A	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.002	0.118	0.000	0.282	0.402
A	DEF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.319	0.414	0.000	0.715	1.699
A	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.251	0.319	0.427	0.000	0.729	1.726
A	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.002	0.133	0.000	0.333	0.467
A	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.002	0.118	0.000	0.283	0.402

3.1.2 Deep-Dive-Gebiet B

Wie in Tabelle 2.1 beschrieben, ist das Deep-Dive-Gebiet B ein ländliches Gebiet mit einer Stadt.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Deep-Dive-Gebiet B zeigt ähnliche Eigenschaften in Bezug auf die Regionalisierung wie Deep-Dive-Gebiet A.

- Wie in Deep-Dive-Gebiet A ist auch in Deep-Dive-Gebiet B in den defensiven Szenarien ein **sehr starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 79,6 MW.
- In allen Szenarien steigt die Last zwischen **50% bis 90%**.
- Wie bei Deep-Dive-Gebiet A ist die Rückspeisung (**NL min.**) in die NE3 in den defensiven Szenarien rund zweimal grösser als die Einspeisung (**NL max.**).

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie aus Abbildung 3.5 ersichtlich ist:

- Die NE4-Transformatoren und die meisten NE5-Kabel-/Leitungen sind über das ganze Jahr gesehen gering belastet. Das heutige Mittelspannungsnetz scheint stark genug zu sein.
- Betrachtet man die maximalen Auslastungen der Zweigelemente der Netzebenen 5, 6 und 7, so scheinen einige Teilnetze weniger stark ausgelastet und somit überdimensioniert zu sein.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.6-3.8 und 5.10-5.17 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Unter den energiewirtschaftlichen Szenarien erfordern die Szenarien **DEF-ISO und DEF-INT** den **höchsten Netzausbaubedarf** bis 2050.
- Der Netzausbaubedarf ist sehr **stark PV-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf im **Niederspannungsnetz** ist **höher als im Mittelspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Mit 70%-PV-Einspeisebegrenzung können die Netzausbaukosten bis ca. 30% und. mit 50%-PV-Einspeisebegrenzung sogar bis ca. 50% reduziert werden.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Aufgrund des starken PV-Zuwachses musste das bestehende Netz erweitert werden, so dass die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP abgeschwächt wird. Wirkleistungsbegrenzung bei WP führt nur zu einer 3% Netzausbaukostenreduktion.
- **RONT**: Durch den Einsatz von RONT können die Netzausbaukosten für die Spannungshaltung um ca. 10% reduziert werden.
- **Q(U)-Regelung**: Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduzieren die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 40-55%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.
- **Eigenverbrauchsoptimierung**: Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.5: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet B.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
B	REF-REF	2018	10.5	10.8	10.0	1.9	0.1	0.1	19.9	19.9	-4.6
B	DEF-ISO	2040	68.2	10.6	21.7	2.5	5.1	6.3	37.2	37.2	-58.3
B	DEF-INT	2040	63.7	10.8	21.7	2.5	5.1	6.1	37.1	37.1	-53.8
B	OFF-ISO	2040	51.4	9.8	20.1	2.5	5.1	6.3	35.3	35.3	-42.0
B	OFF-INT	2040	51.3	10.0	21.7	2.5	5.1	6.1	36.4	36.4	-41.8
B	DEF-ISO	2050	79.6	10.5	21.8	2.6	4.9	7.5	37.8	37.8	-69.8
B	DEF-INT	2050	75.4	10.9	21.8	2.6	4.9	6.9	37.8	37.8	-65.3
B	OFF-ISO	2050	51.4	9.6	12.6	2.5	4.9	7.5	29.8	29.8	-42.8
B	OFF-INT	2050	51.3	9.9	19.9	2.6	4.9	6.9	35.4	35.4	-42.0

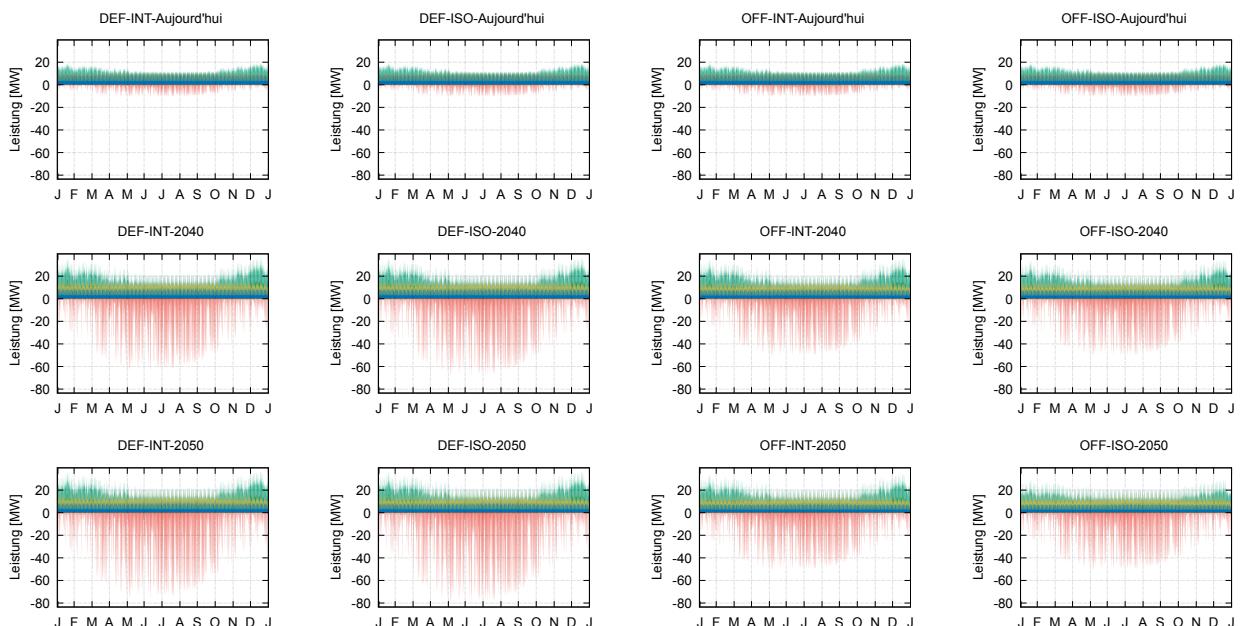


Abbildung 3.4: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet B

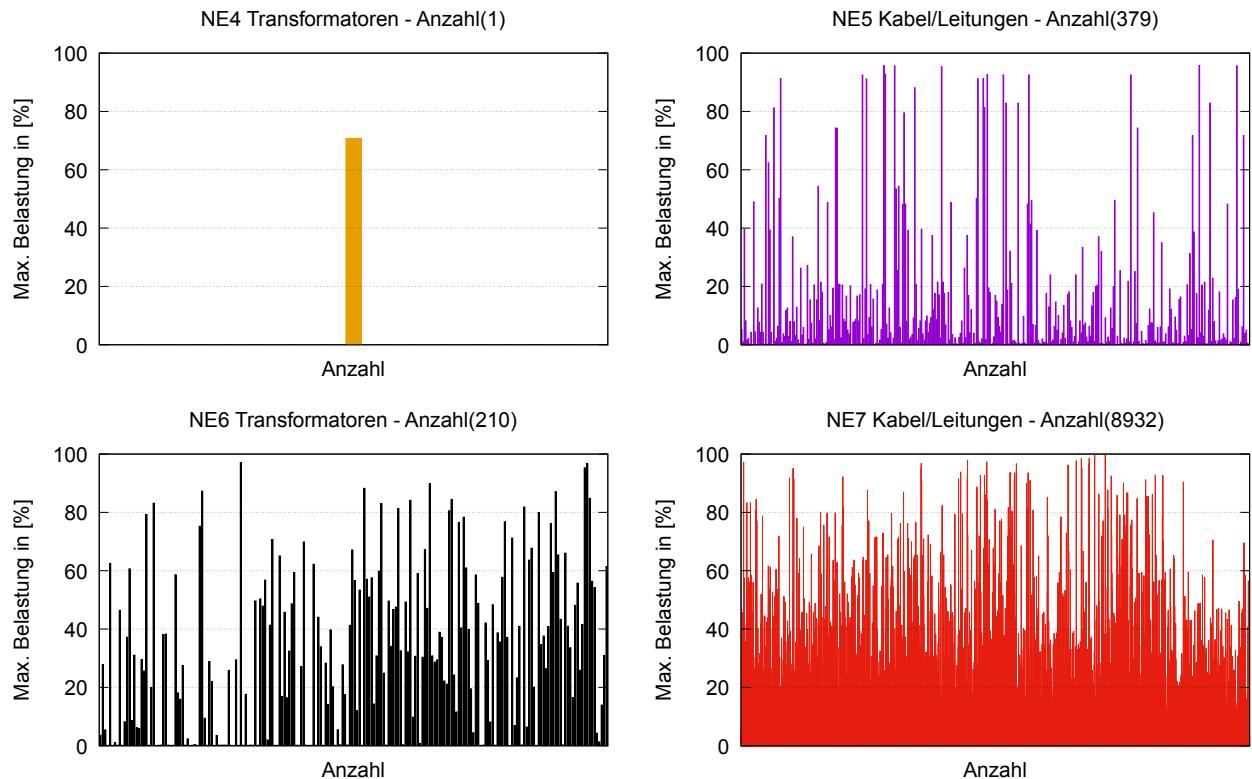


Abbildung 3.5: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes B für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

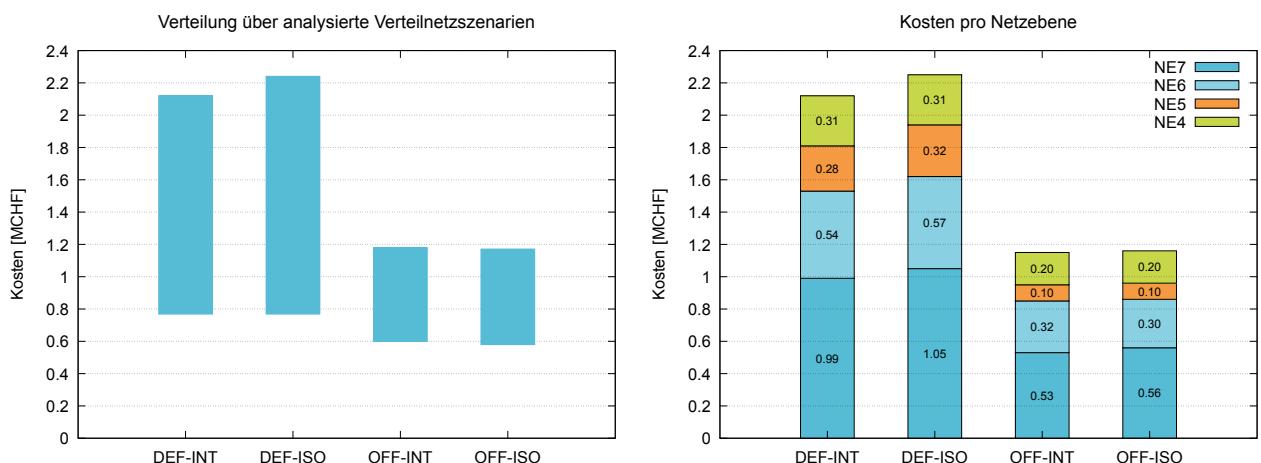


Abbildung 3.6: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet B

Tabelle 3.6: Technische Kennzahlen des *Deep-Dive*-Gebietes B für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
B	REF-REF	2018	31.50	40.77	101.14	89.69
B	DEF-ISO	2040	80.00	43.89	134.79	112.05
B	DEF-ISO	2050	80.00	45.73	148.28	125.63
B	DEF-INT	2040	80.00	43.16	131.13	112.59
B	DEF-INT	2050	80.00	45.09	144.67	122.83
B	OFF-ISO	2040	50.00	42.06	121.71	103.81
B	OFF-ISO	2050	50.00	42.17	121.71	104.58
B	OFF-INT	2040	50.00	42.13	121.83	104.19
B	OFF-INT	2050	50.00	42.13	122.06	104.97

Tabelle 3.7: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet B in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	Heute bis 2040	0.202	0.161	0.424	0.000	0.781	1.568
B	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.202	0.199	0.431	0.000	0.822	1.655
B	OFF-INT	Heute bis 2040	0.202	0.093	0.321	0.000	0.520	1.135
B	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.202	0.098	0.295	0.000	0.536	1.130
B	DEF-INT	Heute bis 2050	0.306	0.279	0.542	0.000	0.994	2.122
B	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.306	0.316	0.567	0.000	1.048	2.238
B	OFF-INT	Heute bis 2050	0.202	0.098	0.323	0.000	0.531	1.154
B	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.202	0.105	0.300	0.000	0.564	1.171

Tabelle 3.8: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet B in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	Heute bis 2040	0.202	0.092	0.289	0.000	0.766	1.349
B	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.202	0.107	0.321	0.000	0.754	1.384
B	OFF-INT	Heute bis 2040	0.137	0.036	0.225	0.000	0.533	0.931
B	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.137	0.035	0.223	0.000	0.520	0.915
B	DEF-INT	Heute bis 2050	0.202	0.151	0.394	0.000	1.023	1.770
B	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.202	0.191	0.426	0.000	1.107	1.926
B	OFF-INT	Heute bis 2050	0.137	0.036	0.225	0.000	0.549	0.948
B	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.137	0.040	0.223	0.000	0.538	0.938

3.1.3 Deep-Dive-Gebiet C

Wie in Tabelle 2.1 beschrieben, ist das Deep-Dive-Gebiet C ein ländliches Gebiet mit Dörfern und mit wenig Industrie.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Wie man der Tabelle 3.9 und der Abbildung 3.7 entnehmen kann:

- In den defensiven Szenarien ist ein **starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 54,2 MW.
- **Die Erhöhung der Spitzenleistung bei Wärmepumpen** von 6,3 MW auf ca. 34 MW treibt auch die Gesamtlast hoch.
- Die Spitzenleistung der Gesamtlast steigt von 22,8 MW auf 61,4 MW, d. h. um ca. **170%**.
- Betrachtet man die Nettolast, so verschwindet der Effekt von erhöhter Rückspeisung (**NL min.**) in die NE3, welcher in den Deep-Dive-Gebieten A und B zu beobachten war. Im Deep-Dive-Gebiet C **dominiert die Gesamtlast**.

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie der Abbildung 3.8 entnommen werden kann:

- Betrachtet man die maximalen Auslastungen der Zweigelemente vom Ist-Netz des Deep-Dive-Gebiets C, scheint das Ist-Netz stark ausgebaut zu sein.
- Das Mittelspannungsnetz scheint mit maximaler Belastung knapp unter 45% über das Jahr ebenfalls stark zu sein.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.10-3.12 und 5.18-5.25 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Aufgrund des sehr gut ausgebauten Ist-Netzes ist der Netzausbaubedarf in allen Szenarien sehr gering.
- Der Netzausbaubedarf ist **stark Last-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf betrifft fast nur das **Niederspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Da in diesem Deep-Dive-Gebiet der Netzausbaubedarf fast ausschliesslich Last-getrieben ist, ist die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei PV abgeschwächt. Die PV-Einspeisebegrenzung auf 70% und 50% reduziert die Netzausbaukosten nur um 7%.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Die Auswirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP auf die Netzausbaukosten ist in diesem Deep-Dive-Gebiet erkennbar und reduziert die Netzausbaukosten um 30%.
- **RONT:** RONT alleine lösen die Spannungsprobleme nicht.
- **Q(U)-Regelung:** Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduziert die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 28-35%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.
- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.9: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahren für Deep-Dive-Gebiet C.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
C	REF-REF	2018	6.3	17.6	6.3	1.6	0.1	0.0	22.8	22.7	3.8
C	DEF-ISO	2040	45.4	18.8	34.2	3.8	5.7	11.6	59.9	59.9	-29.2
C	DEF-INT	2040	37.9	19.0	34.2	3.8	5.7	11.0	59.8	59.8	-21.6
C	OFF-ISO	2040	20.9	16.5	31.2	3.8	5.7	11.6	55.4	55.4	-6.0
C	OFF-INT	2040	23.6	17.7	34.3	3.8	5.7	11.0	58.8	58.8	-7.9
C	DEF-ISO	2050	54.2	18.5	34.5	3.8	5.3	15.0	61.4	61.4	-38.1
C	DEF-INT	2050	49.5	19.1	34.5	3.8	5.3	13.5	60.7	60.7	-33.4
C	OFF-ISO	2050	20.9	16.9	17.5	3.3	5.3	15.0	46.4	46.4	-6.5
C	OFF-INT	2050	23.6	17.4	31.2	3.8	5.3	13.5	56.7	56.7	-8.4

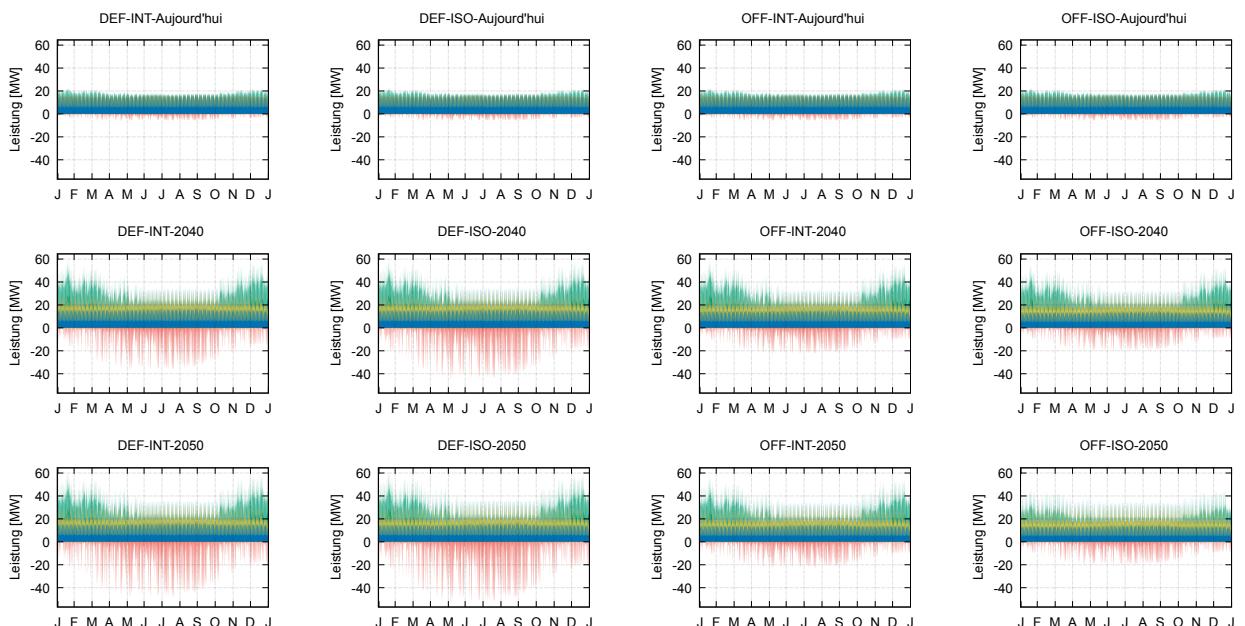


Abbildung 3.7: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet C

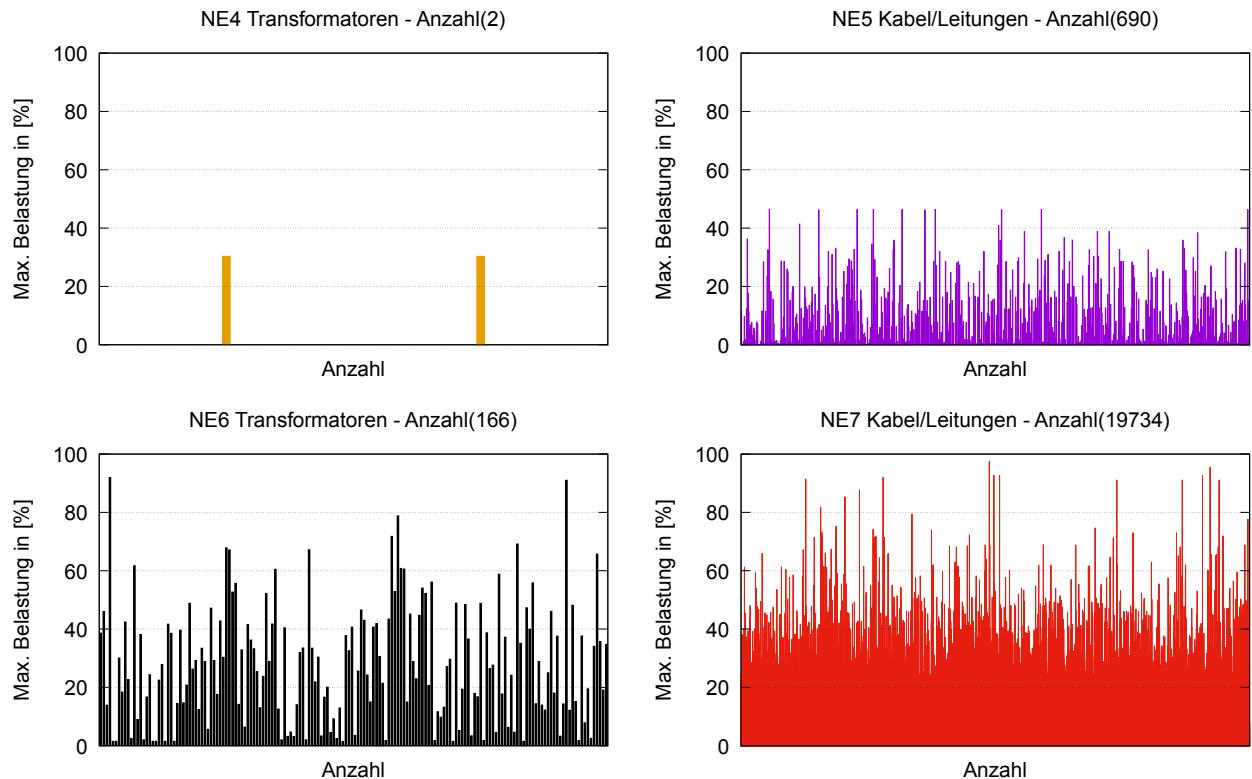


Abbildung 3.8: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes C für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

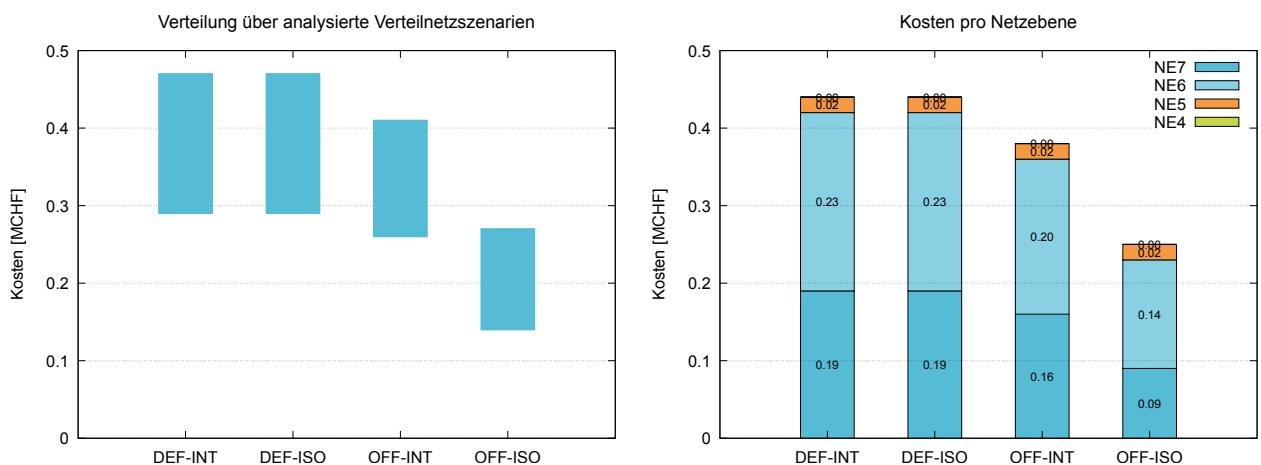


Abbildung 3.9: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet C

Tabelle 3.10: Technische Kennzahlen des Deep-Dive-Gebietes C für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
C	REF-REF	2018	80.00	32.39	101.64	107.88
C	DEF-ISO	2040	80.00	32.67	112.73	109.59
C	DEF-ISO	2050	80.00	32.68	113.47	110.02
C	DEF-INT	2040	80.00	32.67	112.64	109.64
C	DEF-INT	2050	80.00	32.67	113.47	110.10
C	OFF-ISO	2040	80.00	32.39	108.31	108.55
C	OFF-ISO	2050	80.00	32.39	108.31	108.56
C	OFF-INT	2040	80.00	32.67	111.18	109.66
C	OFF-INT	2050	80.00	32.67	111.18	109.77

Tabelle 3.11: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet C in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.021	0.210	0.000	0.171	0.402
C	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.021	0.214	0.000	0.176	0.412
C	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.021	0.201	0.000	0.158	0.379
C	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249
C	DEF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.021	0.229	0.000	0.188	0.439
C	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.022	0.234	0.000	0.190	0.445
C	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.021	0.201	0.000	0.164	0.386
C	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249

Tabelle 3.12: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet C in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.113	0.000	0.087	0.200
C	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.115	0.000	0.088	0.203
C	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.093	0.000	0.084	0.177
C	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.112
C	DEF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.122	0.000	0.103	0.225
C	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.122	0.000	0.101	0.223
C	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.093	0.000	0.087	0.180
C	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.112

3.1.4 Deep-Dive-Gebiet D

Wie in Tabelle 2.1 ersichtlich, ist das Deep-Dive-Gebiet D ein ländliches Gebiet mit stark touristischer Ausprägung.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Wie man der Tabelle 3.13 und der Abbildung 3.10 entnehmen kann:

- In den defensiven Szenarien ist ein **starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 7,4 MW.
- **Die Erhöhung der Spitzenleistung bei Wärmepumpen** von 2,3 MW auf ca. 5,6 MW treibt auch die Gesamtlast hoch.
- Die Spitzenleistung der Gesamtlast steigt von 4,6 MW auf 8,2 MW, d. h. um etwa **80%**.
- Die Rückspeisung erreicht ein Spitzenwert von 6,0 MW und die Einspeisung 8,2 MW.

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie der Abbildung 3.11 entnommen werden kann:

- Wenn die maximalen Auslastungen der Zweigelemente des Ist-Netzes des Deep-Dive-Gebiets D betrachtet werden, scheint das Ist-Netz stark ausgebaut zu sein.
- Das Mittelspannungsnetz scheint mit maximaler Belastung knapp unter 30% über das Jahr stark zu sein.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.14-3.16 und 5.26-5.33 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Aufgrund des sehr gut ausgebauten Ist-Netzes ist der Netzausbaubedarf in allen Szenarien sehr gering.
- Der Netzausbaubedarf ist **Last-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf betrifft fast nur das **Niederspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Da in diesem Deep-Dive-Gebiet der Netzausbaubedarf fast ausschliesslich Last-getrieben ist, hat die PV-Einspeisebegrenzung keinen Einfluss auf die Netzausbaukosten.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Die Auswirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP auf die Netzausbaukosten ist in diesem Deep-Dive-Gebiet erkennbar und reduziert die Netzausbaukosten um 30%.
- **RONT:** RONT alleine lösen die Spannungsprobleme nicht.
- **Q(U)-Regelung:** Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduzieren die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 23-32%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.
- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.13: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet D.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
D	REF-REF	2018	0.7	2.6	2.2	0.4	0.0	0.0	4.6	4.6	0.4
D	DEF-ISO	2040	6.5	2.5	5.6	0.9	0.5	0.7	8.1	8.1	-5.0
D	DEF-INT	2040	5.8	2.5	5.6	0.9	0.5	0.7	8.2	8.2	-4.2
D	OFF-ISO	2040	4.4	2.3	5.3	0.8	0.5	0.7	7.6	7.6	-3.0
D	OFF-INT	2040	4.2	2.3	5.4	0.9	0.5	0.7	7.8	7.8	-2.8
D	DEF-ISO	2050	7.4	2.4	5.3	0.9	0.4	0.8	7.8	7.8	-6.0
D	DEF-INT	2050	6.8	2.5	5.3	0.9	0.4	0.7	7.9	7.9	-5.4
D	OFF-ISO	2050	4.4	2.1	3.9	0.7	0.4	0.8	6.4	6.4	-3.2
D	OFF-INT	2050	4.2	2.2	5.1	0.9	0.4	0.7	7.4	7.4	-3.0

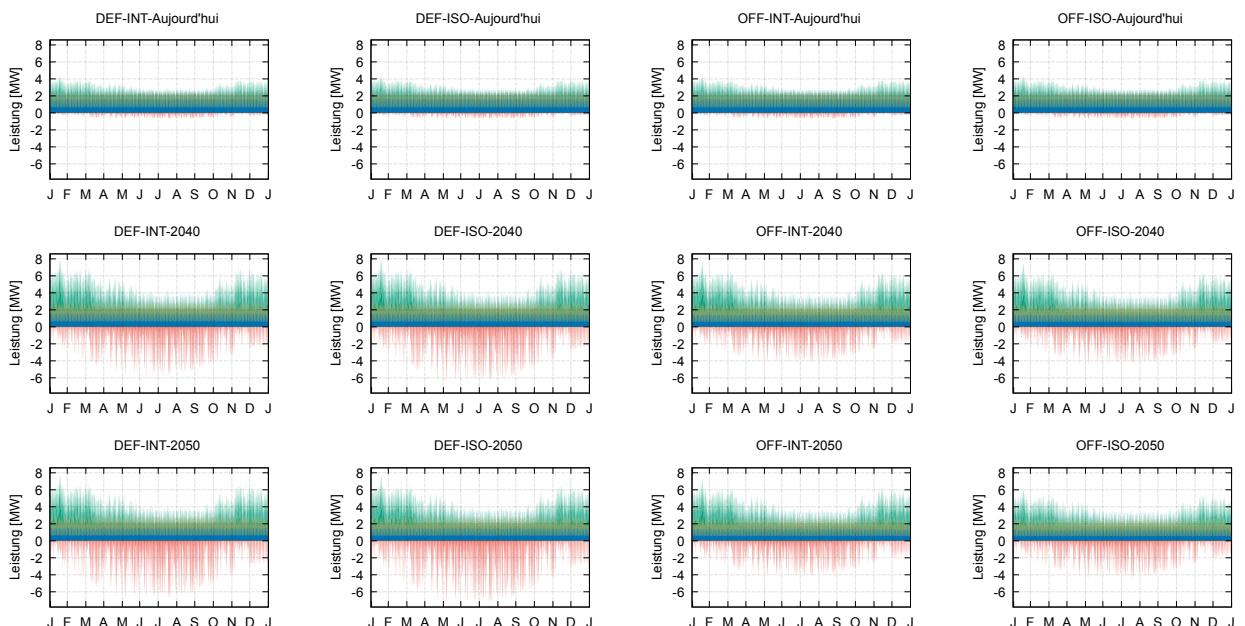


Abbildung 3.10: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet D

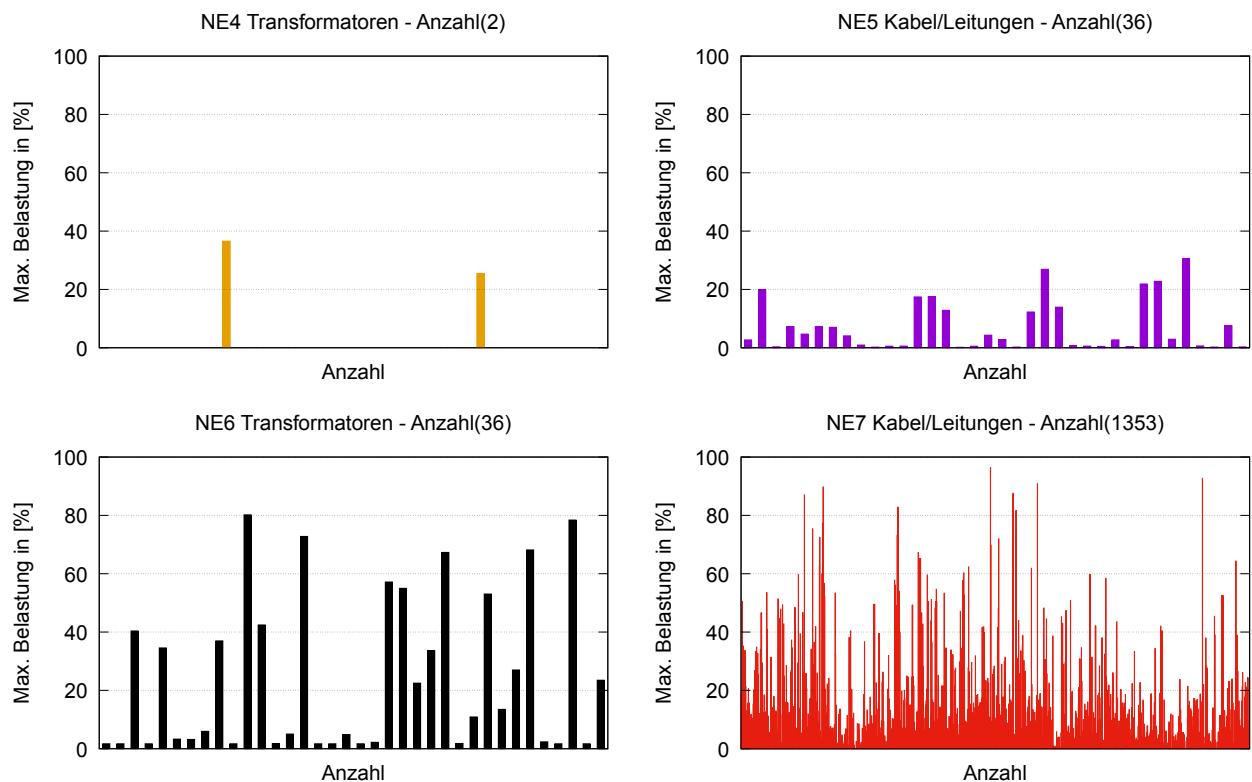


Abbildung 3.11: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes D für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

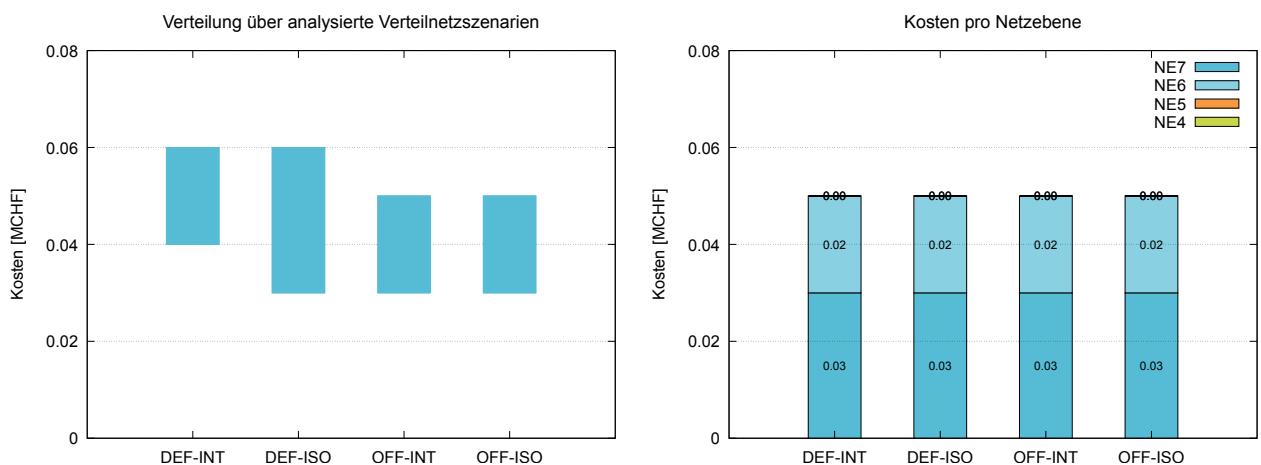


Abbildung 3.12: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet D

Tabelle 3.14: Technische Kennzahlen des *Deep-Dive*-Gebietes D für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
D	REF-REF	2018	25.00	7.79	36.74	12.40
D	DEF-ISO	2040	25.00	7.79	38.14	12.84
D	DEF-ISO	2050	25.00	7.79	38.14	12.95
D	DEF-INT	2040	25.00	7.79	38.14	12.84
D	DEF-INT	2050	25.00	7.79	38.14	12.95
D	OFF-ISO	2040	25.00	7.79	37.54	12.76
D	OFF-ISO	2050	25.00	7.79	37.54	12.76
D	OFF-INT	2040	25.00	7.79	37.54	12.77
D	OFF-INT	2050	25.00	7.79	37.54	12.77

Tabelle 3.15: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet D in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.029	0.054
D	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.029	0.053
D	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	DEF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050

Tabelle 3.16: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet D in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.019	0.031
D	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.019	0.031
D	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	DEF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024

3.1.5 Deep-Dive-Gebiet E

Wie in Tabelle 2.1 beschrieben, ist das Deep-Dive-Gebiet E ein (gross-)städtisches Gebiet mit Industrie, Gewerbe und Wohnungen.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Deep-Dive-Gebiet E zeigt ähnliche Eigenschaften in Bezug auf die Regionalisierung wie die beiden Deep-Dive-Gebiet-Gebiete A und B.

- Wie in Deep-Dive-Gebiet A ist auch in Deep-Dive-Gebiet E in den defensiven Szenarien ein **sehr starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 41,9 MW.
- **Die Erhöhung der Spitzenleistung bei Wärmepumpen** von 0,7 MW auf ca. 10,8 MW treibt auch die Gesamtlast hoch.
- In vielen Szenarien erhöht sich die Gesamtlast von 10 MW auf 24 MW.
- Wie Deep-Dive-Gebiete A und B ist die Rückspeisung (**NL min.**) in die NE3 in den defensiven Szenarien ca. eineinhalbmal grösser als die Einspeisung (**NL max.**).

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie aus Abbildung 3.14 ersichtlich ist:

- Das Ist-Netz ist generell gut ausgebaut.
- Betrachtet man die maximalen Auslastungen der Zweigelemente der Netzebenen 5, 6 und 7, so scheinen einige Teilnetze weniger stark ausgelastet und somit überdimensioniert zu sein.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.18-3.20 und 5.34-5.41 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Unter den energiewirtschaftlichen Szenarien erfordern die Szenarien **DEF-INT** und **DEF-ISO** den **höchsten Netzausbaubedarf** bis 2050.
- Der Netzausbaubedarf ist sehr **stark PV-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf im **Niederspannungsnetz** ist **höher als im Mittelspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Mit 70%-PV-Einspeisebegrenzung können die Netzausbaukosten bis ca. 40% und mit 50%-PV-Einspeisebegrenzung sogar bis ca. 50% reduziert werden.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Aufgrund des starken PV-Zuwachses musste das bestehende Netz erweitert werden, sodass die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP abgeschwächt wird. Eine Wirkleistungsbegrenzung bei WP führt nur zu einer 5%-Netzausbaukostenreduktion.
- **Netzausbaubedarf nur aufgrund der Elektrifizierung der Nachfrage**: Die Netzausbaukosten allein für die Elektrifizierung der Nachfrage sind tiefer im Vergleich mit den Netzausbaukosten infolge des starken PV-Ausbaus.
- **RONT**: Durch den Einsatz von RONT können die Netzausbaukosten für die Spannungshaltung um ca. 3% reduziert werden.
- **Q(U)-Regelung**: Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduzieren die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 5-12%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.

- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.17: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahren für Deep-Dive-Gebiet E.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
E	REF-REF	2018	2.5	9.7	0.7	0.4	0.0	0.1	10.3	10.3	0.8
E	DEF-ISO	2040	34.3	10.2	10.8	2.1	4.9	3.4	23.7	23.7	-28.0
E	DEF-INT	2040	32.3	10.4	10.8	2.1	4.9	3.2	24.0	24.0	-26.1
E	OFF-ISO	2040	24.1	9.5	10.0	2.1	4.9	3.4	22.3	22.3	-18.4
E	OFF-INT	2040	24.1	9.6	11.5	2.2	4.9	3.2	24.0	24.0	-18.3
E	DEF-ISO	2050	41.9	10.4	12.7	2.5	5.1	4.0	24.8	24.8	-35.4
E	DEF-INT	2050	40.5	10.8	12.5	2.5	5.1	3.7	24.8	24.8	-34.0
E	OFF-ISO	2050	24.1	9.5	5.0	1.5	5.1	4.0	18.1	18.1	-18.4
E	OFF-INT	2050	24.1	9.9	10.5	2.3	5.1	3.7	22.6	22.6	-18.2

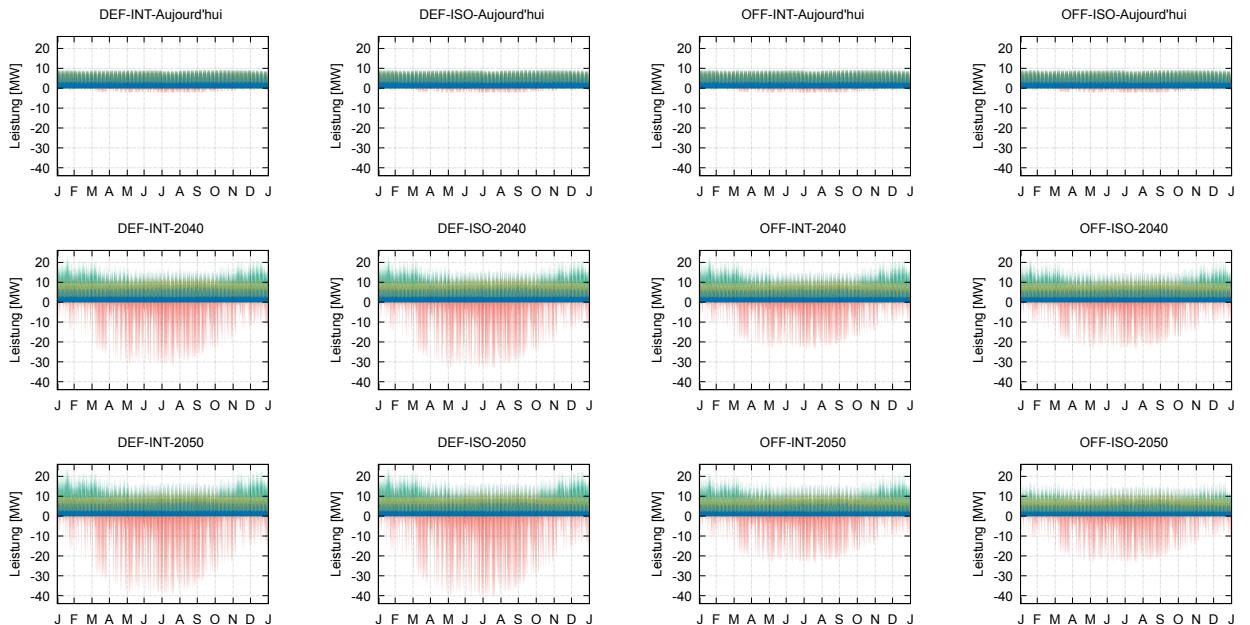


Abbildung 3.13: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet E

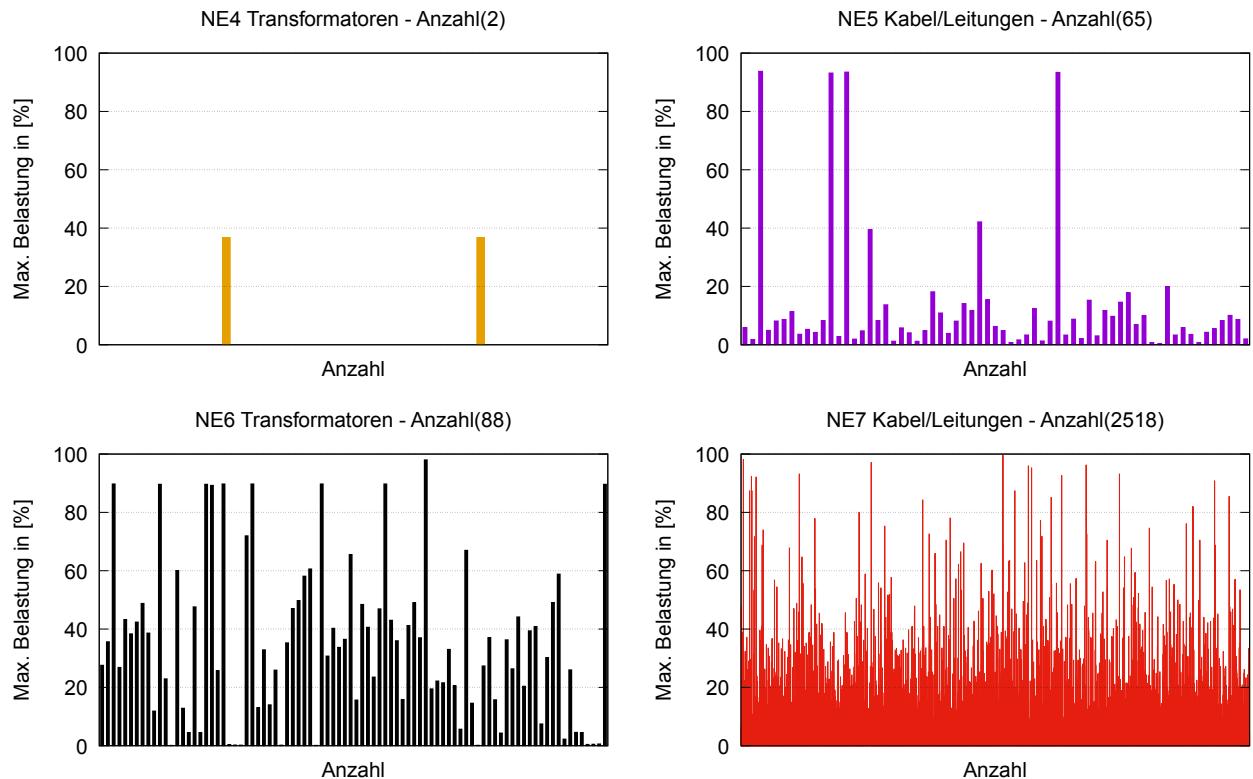


Abbildung 3.14: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes E für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

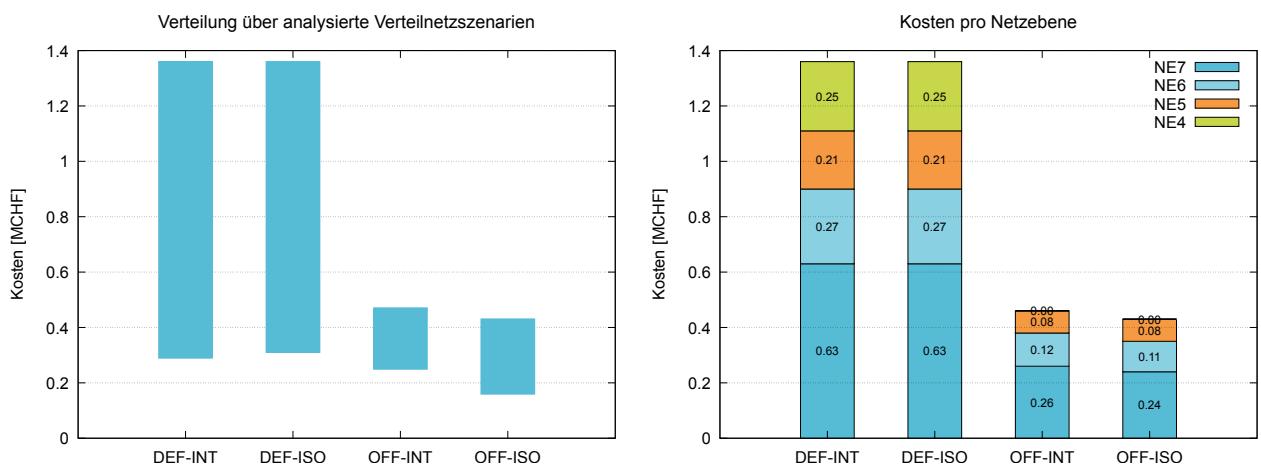


Abbildung 3.15: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet E

Tabelle 3.18: Technische Kennzahlen des *Deep-Dive*-Gebietes E für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
E	REF-REF	2018	63.00	11.77	56.83	19.66
E	DEF-ISO	2040	63.00	12.13	73.40	22.95
E	DEF-ISO	2050	71.50	12.66	81.14	24.66
E	DEF-INT	2040	63.00	12.13	72.55	22.97
E	DEF-INT	2050	71.50	12.66	80.65	24.68
E	OFF-ISO	2040	63.00	11.85	66.50	21.24
E	OFF-ISO	2050	63.00	11.85	67.75	21.36
E	OFF-INT	2040	63.00	11.85	66.50	21.56
E	OFF-INT	2050	63.00	12.13	67.75	21.66

Tabelle 3.19: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet E in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	Heute bis 2040	0.122	0.080	0.179	0.000	0.424	0.805
E	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.122	0.085	0.192	0.000	0.434	0.833
E	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.077	0.105	0.000	0.229	0.411
E	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.077	0.096	0.000	0.224	0.396
E	DEF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.206	0.271	0.000	0.628	1.355
E	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.251	0.206	0.274	0.000	0.626	1.356
E	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.077	0.116	0.000	0.265	0.458
E	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.077	0.110	0.000	0.239	0.425

Tabelle 3.20: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet E in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.077	0.118	0.000	0.347	0.542
E	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.077	0.121	0.000	0.331	0.529
E	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.073	0.073	0.000	0.226	0.372
E	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.073	0.073	0.000	0.176	0.322
E	DEF-INT	Heute bis 2050	0.122	0.087	0.180	0.000	0.515	0.903
E	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.122	0.087	0.182	0.000	0.498	0.889
E	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.077	0.074	0.000	0.229	0.380
E	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.073	0.074	0.000	0.177	0.325

3.1.6 Deep-Dive-Gebiet F

Wie aus Tabelle 2.1 ersichtlich, besitzt das Deep-Dive-Gebiet F städtische und ländliche Teilgebiete inkl. Industrie.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Wie man der Tabelle 3.21 und der Abbildung 3.16 entnehmen kann:

- In den defensiven Szenarien ist ein **starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 31,7 MW.
- Die **Erhöhung der Spitzenleistung bei Wärmepumpen** von 3,8 MW auf ca. 22,1 MW treibt auch die Gesamtlast hoch.
- Die Spitzenleistung der Gesamtlast steigt von 15,2 MW auf 40,6 MW, d.h. um ca. **170%**.
- Betrachtet man die Nettolast, so verschwindet der Effekt von erhöhter Rückspeisung (**NL min.**) in die NE3, welcher in den Deep-Dive-Gebieten A und B zu beobachten war. Im Deep-Dive-Gebiet F **dominiert die Gesamtlast**.

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie der Abbildung 3.17 entnommen werden kann:

- Wenn die maximalen Auslastungen der Zweigelemente vom Ist-Netz des Deep-Dive-Gebiets F betrachtet werden, scheint das Ist-Netz stark ausgebaut zu sein.
- Das Mittelspannungsnetz scheint mit maximaler Belastung von knapp unter 30% über das Jahr stark zu sein.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.22-3.24 und 5.42-5.49 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Der Netzausbaubedarf ist **PV- und Last-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf betrifft nur das **Niederspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Die PV-Einspeisebegrenzung auf 70% und 50% reduziert den Netzausbaukosten um 10% bzw. 20%.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Die Auswirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP auf die Netzausbaukosten ist in diesem Deep-Dive-Gebiet erkennbar und reduziert die Netzausbaukosten um 10%.
- **RONT**: RONT alleine lösen die Spannungsprobleme nicht.
- **Q(U)-Regelung**: Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduziert die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 8-38%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.
- **Eigenverbrauchsoptimierung**: Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.21: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet F.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
F	REF-REF	2018	3.6	11.3	3.8	2.9	0.1	0.1	15.2	15.2	2.2
F	DEF-ISO	2040	26.1	10.5	22.1	2.6	4.3	8.9	39.6	39.6	-16.6
F	DEF-INT	2040	21.2	10.7	22.1	2.6	4.3	8.4	39.3	39.3	-11.9
F	OFF-ISO	2040	12.4	9.8	20.5	2.6	4.3	8.9	37.7	37.7	-3.4
F	OFF-INT	2040	13.0	9.9	22.1	2.6	4.3	8.4	38.6	38.6	-4.0
F	DEF-ISO	2050	31.7	10.1	22.9	2.6	4.0	10.8	40.6	40.6	-21.3
F	DEF-INT	2050	27.9	10.5	22.7	2.6	4.0	9.8	39.8	39.8	-17.9
F	OFF-ISO	2050	12.4	9.2	10.0	3.0	4.0	10.8	30.0	30.0	-3.5
F	OFF-INT	2050	13.0	9.6	20.3	2.7	4.0	9.8	37.1	37.1	-4.2

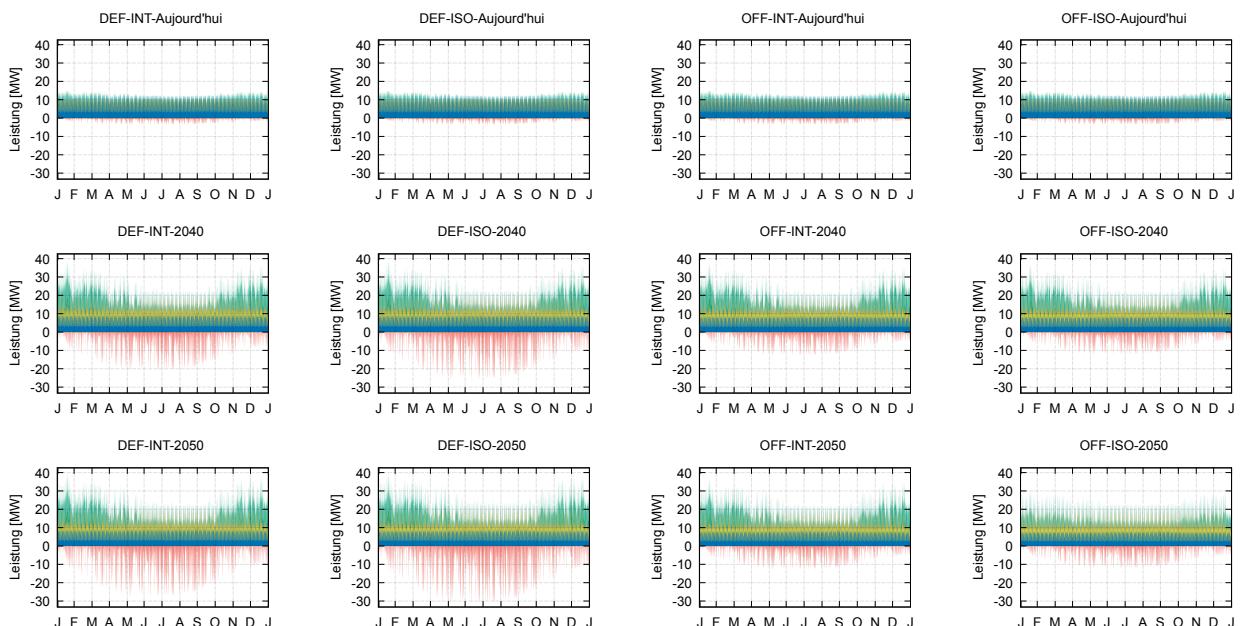


Abbildung 3.16: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet F

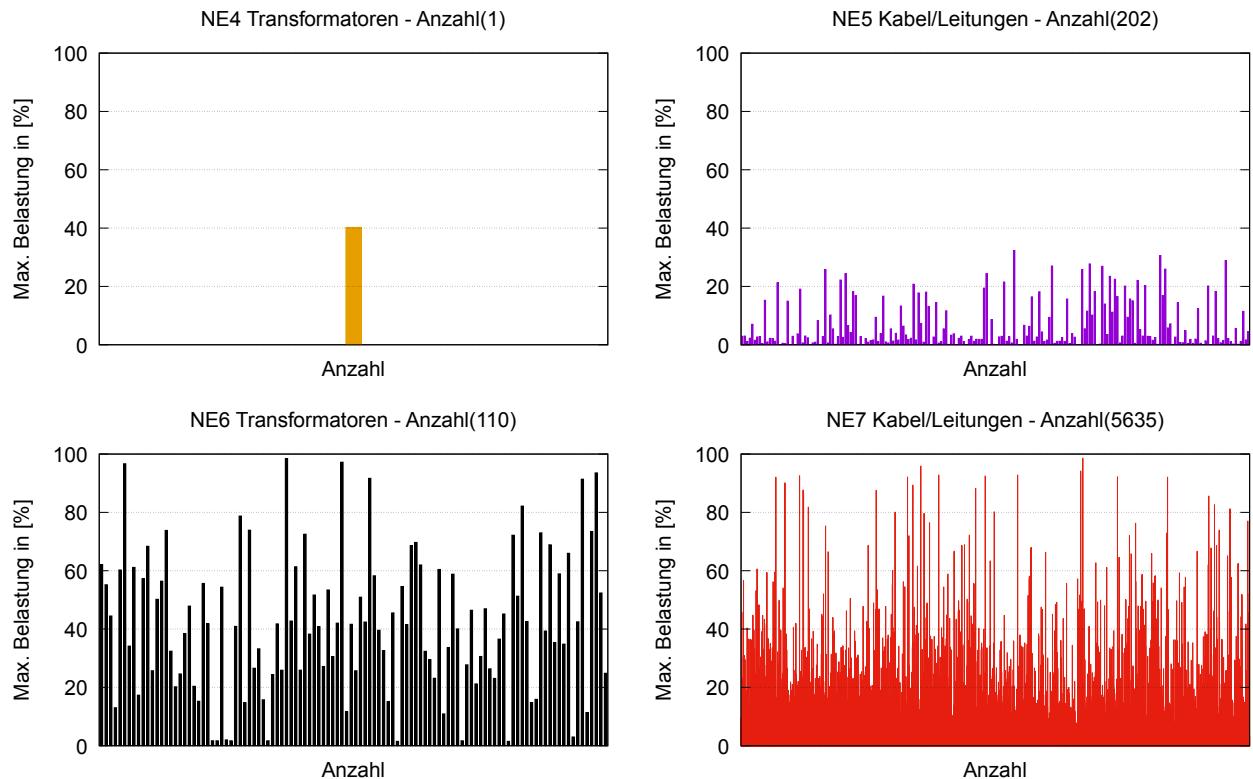


Abbildung 3.17: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes F für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

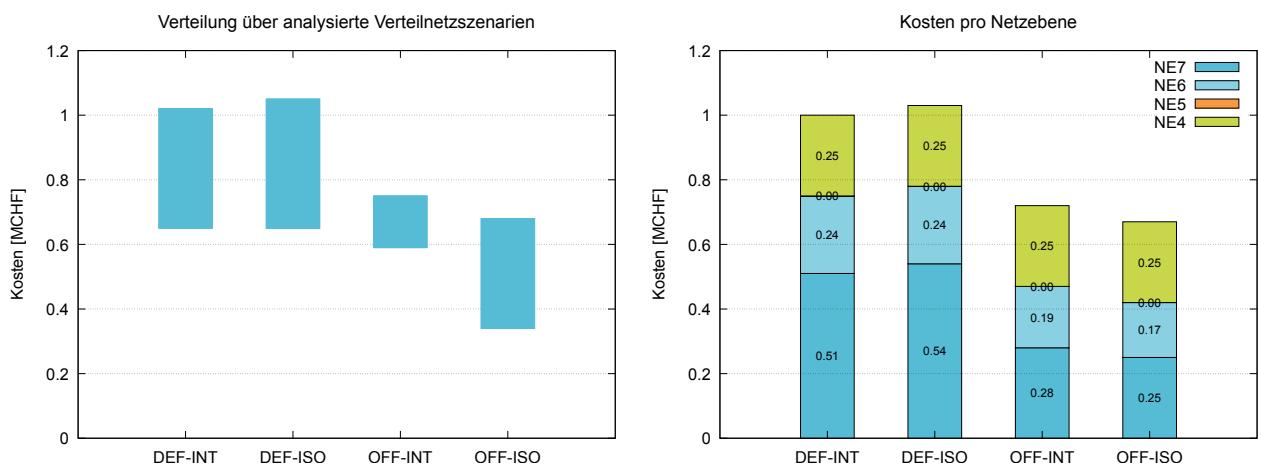


Abbildung 3.18: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet F

Tabelle 3.22: Technische Kennzahlen des Deep-Dive-Gebietes F für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
F	REF-REF	2018	40.00	19.53	47.02	62.60
F	DEF-ISO	2040	80.00	19.53	61.75	66.43
F	DEF-ISO	2050	80.00	19.53	64.45	67.68
F	DEF-INT	2040	80.00	19.53	60.49	66.42
F	DEF-INT	2050	80.00	19.53	63.47	67.67
F	OFF-ISO	2040	80.00	19.53	56.53	64.41
F	OFF-ISO	2050	80.00	19.53	56.68	64.49
F	OFF-INT	2040	80.00	19.53	58.86	64.54
F	OFF-INT	2050	80.00	19.53	59.23	64.79

Tabelle 3.23: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.218	0.000	0.388	0.857
F	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.221	0.000	0.401	0.873
F	OFF-INT	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.193	0.000	0.274	0.717
F	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.168	0.000	0.247	0.665
F	DEF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.237	0.000	0.510	0.997
F	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.240	0.000	0.540	1.031
F	OFF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.193	0.000	0.280	0.724
F	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.168	0.000	0.247	0.665

Tabelle 3.24: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.132	0.000	0.317	0.700
F	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.136	0.000	0.315	0.702
F	OFF-INT	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.122	0.000	0.217	0.590
F	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.251	0.000	0.108	0.000	0.194	0.552
F	DEF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.153	0.000	0.356	0.760
F	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.165	0.000	0.358	0.774
F	OFF-INT	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.122	0.000	0.230	0.603
F	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.251	0.000	0.110	0.000	0.198	0.559

3.1.7 Deep-Dive-Gebiet G

Wie in Tabelle 2.1 beschrieben, umfasst das Deep-Dive-Gebiet G periurbane und ländliche Teilgebiete mit einer Stadt.

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Wie man der Tabelle 3.25 und der Abbildung 3.19 entnehmen kann:

- In den defensiven Szenarien ist ein **starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung 30,6 MW.
- **Die Erhöhung der Spitzenleistung bei Wärmepumpen** von 6 MW auf ca. 14 MW treibt auch die Gesamtlast hoch.
- Die Spitzenleistung der Gesamtlast steigt von 14,1 MW auf 26,9 MW, d. h. um etwa **90%**.
- Die Rückspeisung erreicht einen Spitzenwert von 23,2 MW und die Einspeisung einen Wert von 26,3 MW.

Qualitative Aussagen zum Ist-Netz

Wie der Abbildung 3.20 entnommen werden kann:

- Wenn die maximalen Auslastungen der Zweigelemente vom Ist-Netz des Deep-Dive-Gebiets G betrachtet werden, scheint das Ist-Netz stark ausgebaut zu sein.
- Das Mittelspannungsnetz scheint mit maximaler Belastung knapp unter 25% über das Jahr stark zu sein.
- Betrachtet man die maximalen Auslastungen der Zweigelemente der NE6 und NE7, so scheinen einige Teilenetze weniger stark ausgelastet und somit überdimensioniert zu sein.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.26-3.28 und 5.50-5.57 (im Anhang) dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Der Netzausbaubedarf ist **stark PV-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf betrifft fast nur das **Niederspannungsnetz**.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Die PV-Einspeisebegrenzung auf 70% und 50% reduziert die Netzausbaukosten um 30% respektive 40%.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung**: Aufgrund des starken PV-Zuwachs musste das bestehende Netz erweitert werden, sodass die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP abgeschwächt wird (nur 2% Reduktion der Netzausbaukosten).
- **RONT**: RONT alleine lösen die Spannungsprobleme nicht.
- **Q(U)-Regelung**: Die Q(U)-Regelung bei den dezentralen Anlagen der NE7 reduzieren die Netzausbaukosten in NE6 und NE7 für die Spannungshaltung zwischen 2-5%. Die lokale Blindleistungsunterstützung ist wirksamer als die RONT.
- **Eigenverbrauchsoptimierung**: Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.25: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität, Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet G.

DD	SZ	Jahr	PV	Basis	WP	WW	EM	EM andere	GL	NL max.	NL min.
G	REF-REF	2018	4.0	10.7	6.0	1.1	0.1	0.0	14.1	14.1	0.2
G	DEF-ISO	2040	25.4	11.3	13.6	2.2	5.3	3.4	26.4	26.0	-17.9
G	DEF-INT	2040	19.3	10.0	13.0	1.8	5.3	3.1	25.0	24.7	-12.5
G	OFF-ISO	2040	17.8	8.7	11.8	1.8	5.3	3.4	23.5	23.2	-11.2
G	OFF-INT	2040	17.9	8.8	13.1	1.9	5.3	3.1	24.6	24.3	-11.3
G	DEF-ISO	2050	30.6	11.5	13.9	2.4	5.8	4.1	26.7	26.3	-23.2
G	DEF-INT	2050	29.2	11.6	14.0	2.4	5.8	3.7	26.9	26.5	-21.8
G	OFF-ISO	2050	19.7	8.3	6.7	1.3	5.8	4.1	18.5	18.3	-13.6
G	OFF-INT	2050	19.8	8.5	10.7	1.7	5.8	3.7	21.9	21.6	-13.3

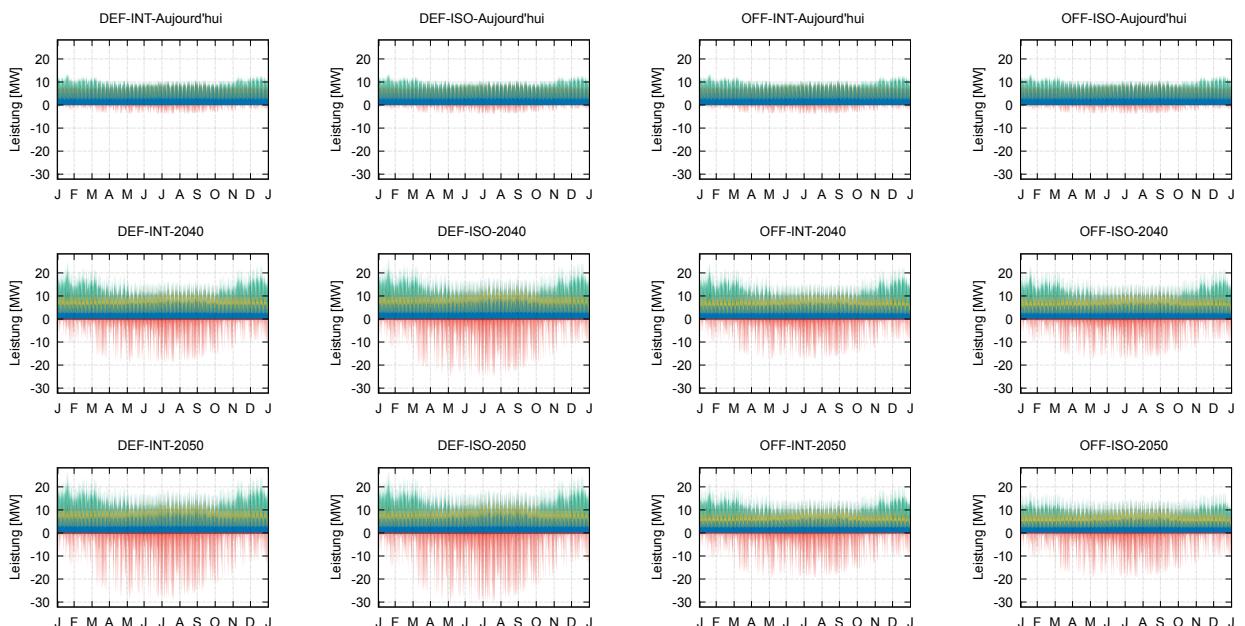


Abbildung 3.19: Aggregierte stündliche Profile **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität (**EM**), andere Elektromobilität (**EMA**) für Deep-Dive-Gebiet G

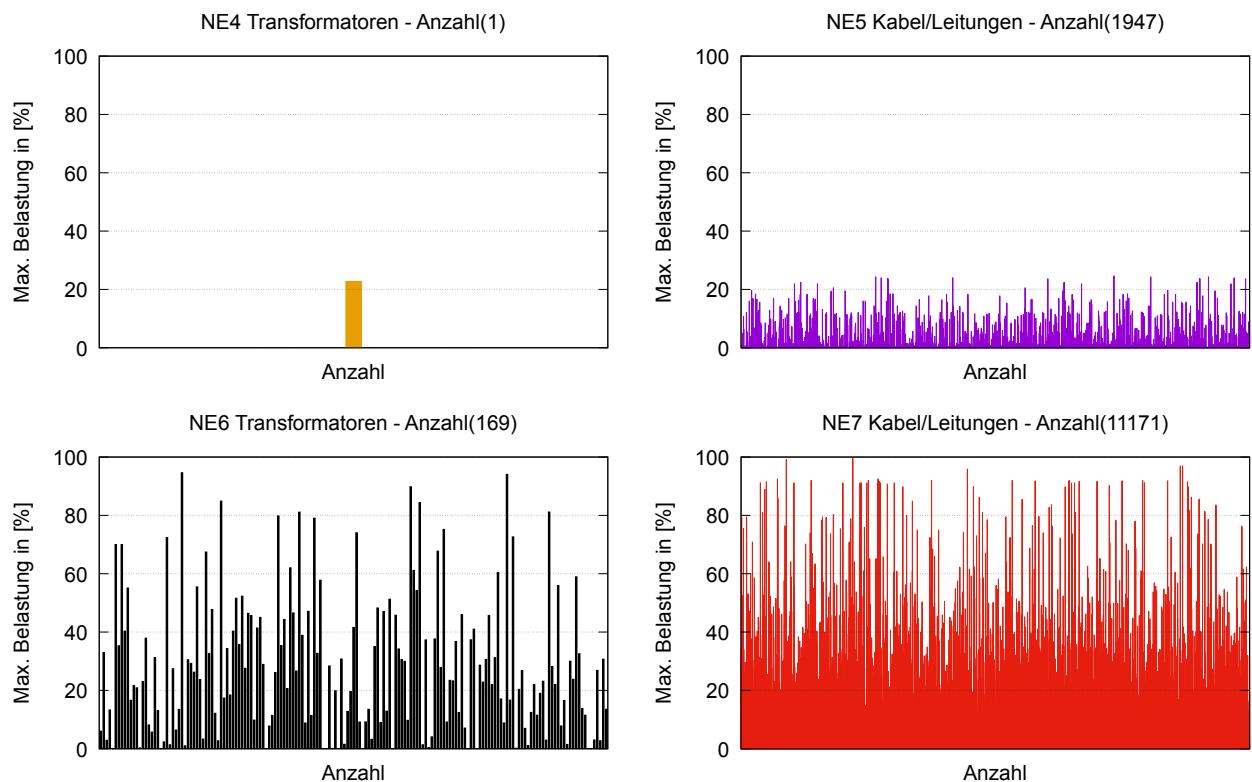


Abbildung 3.20: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes G für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet

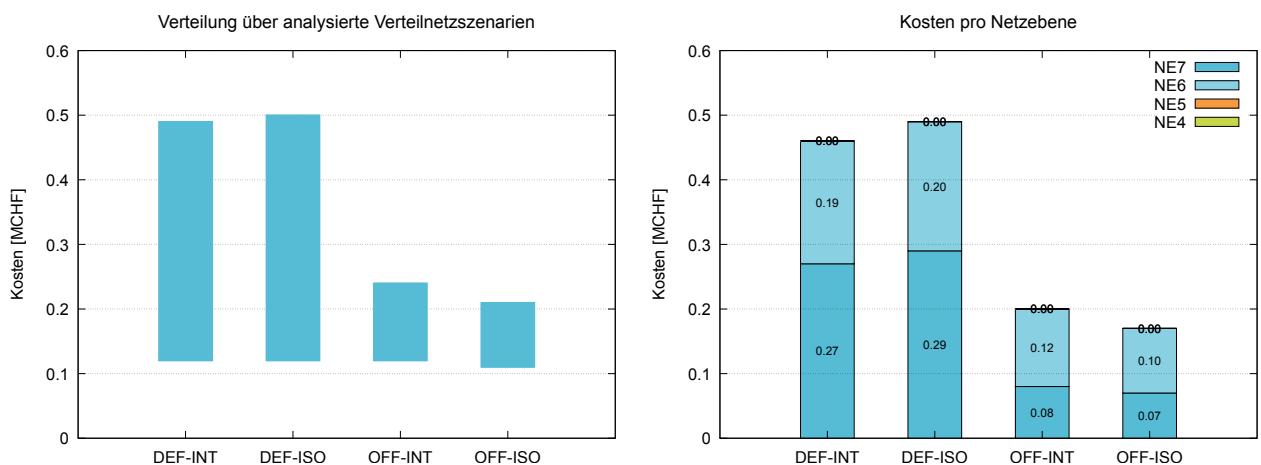


Abbildung 3.21: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet G

Tabelle 3.26: Technische Kennzahlen des *Deep-Dive*-Gebietes G für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall

DD	SZ	Jahr	NE4 in MVA	NE5 in kA x km	NE6 in MVA	NE7 in kA x km
G	REF-REF	2018	63.00	29.02	74.47	55.46
G	DEF-ISO	2040	63.00	29.02	84.69	57.46
G	DEF-ISO	2050	63.00	29.02	88.74	58.90
G	DEF-INT	2040	63.00	29.02	80.07	55.97
G	DEF-INT	2050	63.00	29.02	87.75	58.53
G	OFF-ISO	2040	63.00	29.02	78.51	55.77
G	OFF-ISO	2050	63.00	29.02	79.21	55.95
G	OFF-INT	2040	63.00	29.02	79.32	55.80
G	OFF-INT	2050	63.00	29.02	80.80	56.06

Tabelle 3.27: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet G in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.092	0.000	0.067	0.159
G	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.111	0.000	0.211	0.322
G	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.094	0.000	0.048	0.142
G	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.088	0.000	0.047	0.136
G	DEF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.202	0.000	0.293	0.494
G	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.117	0.000	0.080	0.197
G	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.099	0.000	0.069	0.168

Tabelle 3.28: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet G in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.062	0.000	0.041	0.103
G	DEF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.086	0.000	0.148	0.234
G	OFF-INT	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.059	0.000	0.025	0.084
G	OFF-ISO	Heute bis 2040	0.000	0.000	0.048	0.000	0.024	0.073
G	DEF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.101	0.000	0.208	0.309
G	DEF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.346
G	OFF-INT	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-ISO	Heute bis 2050	0.000	0.000	0.060	0.000	0.034	0.093

3.1.8 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der NS-/MS-Studie

1. Der Netzausbaubedarf eines *Deep-Dive*-Gebiets hängt davon ab,
 - (a) a. wie das heutige Netz aufgebaut ist und wie viel Reserven vorhanden sind, bevor es ausgebaut werden muss.
 - (b) wie sich die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile in diesen Netzen mit den energiewirtschaftlichen Szenarien über die Jahre entwickeln.

In Bezug auf den Ist-Zustand der Netze der ausgewählten *Deep-Dive*-Gebiete scheinen die Netze im Allgemeinen stark zu sein, jedoch mit einigen Unterschieden, insbesondere was die Stärke des Mittelspannungsnetzes betrifft. Daraus ergibt sich ein Netzausbaubedarf von maximal 15–20% bezogen auf das bestehende Netz über alle *Deep-Dive*-Gebiete.

2. In vielen *Deep-Dive*-Gebieten ist der Haupttreiber für den Netzausbau der starke PV-Zuwachs. Dies trifft insbesondere auf die defensiven Szenarien zu.
3. In den *Deep-Dive*-Gebieten, in denen der Haupttreiber für den Netzausbau der starke PV-Zuwachs ist, hilft die PV-Einspeisebegrenzung, die Netzausbaukosten um bis zu 50% zu reduzieren. In diesen Fällen ist die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP abgeschwächt. Wie auch in Abbildung 3.22 dargestellt, geht bei einer PV-Einspeisebegrenzung auf 70% nur ca. 4%, beziehungsweise bei 50% Begrenzung nur ca. 14% der PV-Energie verloren.

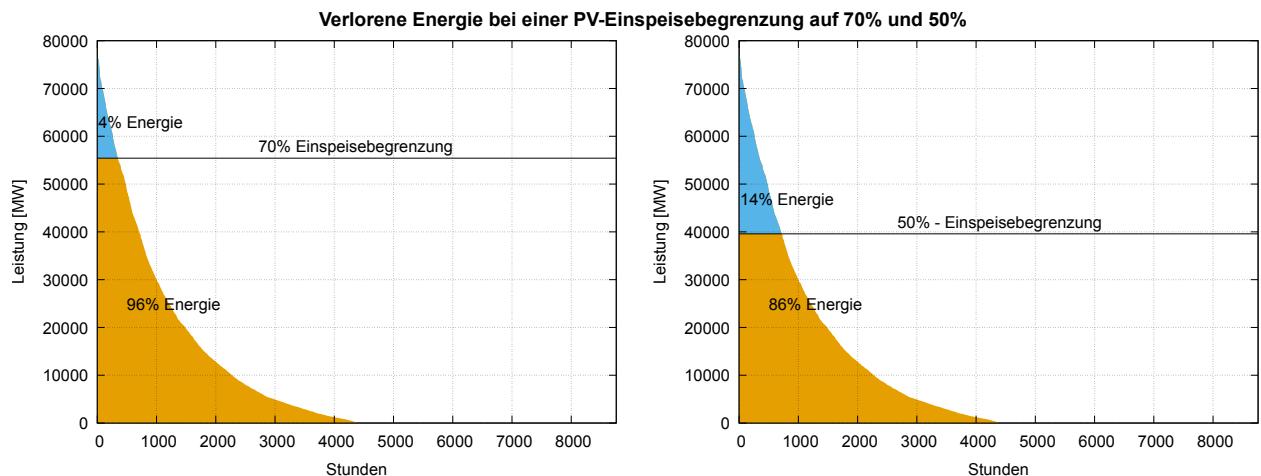


Abbildung 3.22: Verlorene Energie bei einer PV-Einspeisebegrenzung auf 70% und 50%.

4. In den *Deep-Dive*-Gebieten, in denen der Haupttreiber für den Netzausbau die starke Elektrifizierung der Nachfrage ist, hilft die Wirkleistungsbegrenzung, die Netzausbaukosten um bis zu 30% zu reduzieren.

5. Die Auswirkung der ausgewählten energiewirtschaftlichen Szenarien auf die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile, die durch die Regionalisierung berechnet wurden, sind unterschiedlich von Gebiet zu Gebiet, was den heterogenen Charakter der untersuchten Gebiete unterstreicht. Das gleiche energiewirtschaftliche Szenario zeigt andere Effekte in einem Gebiet mit sehr starkem PV-Zuwachs und damit hohen PV-Spitzenleistungen (z. Bsp. Gebiet A) im Vergleich zu einem anderen Gebiet mit sehr starkem Zuwachs von Wärmepumpen (z. Bsp. Deep-Dive-Gebiet C). Der massgebliche Treiber für den Netzausbau für das gleiche energiewirtschaftliche Szenario kann für unterschiedliche Gebiete unterschiedlich sein.
6. Allen Analysen ist gemeinsam, dass die Netzausbaukosten für Niederspannungsnetze deutlich höher als für Mittelspannungsnetze sind (siehe Abbildung 3.23.)
7. Mit der Q(U)-Regelung können in manchen Deep-Dive-Gebieten die Netzinvestitionen in der NE7 für Spannungshaltung um bis zu 20% reduziert werden.
8. Der Einsatz von RONT zur Spannungshaltung variiert von Deep-Dive-Gebiet zu Deep-Dive-Gebiet. Die Netze haben unterschiedlichen Charakter. Zum Beispiel können in Deep-Dive-Gebiet B mit RONT mittels einer U(U)-Regelung mit konstantem Sollwert 25% der Netzausbaukosten auf NE7 gespart werden. Mit einer U(P)-Regelung wären die Kosteneinsparungen wahrscheinlich höher.

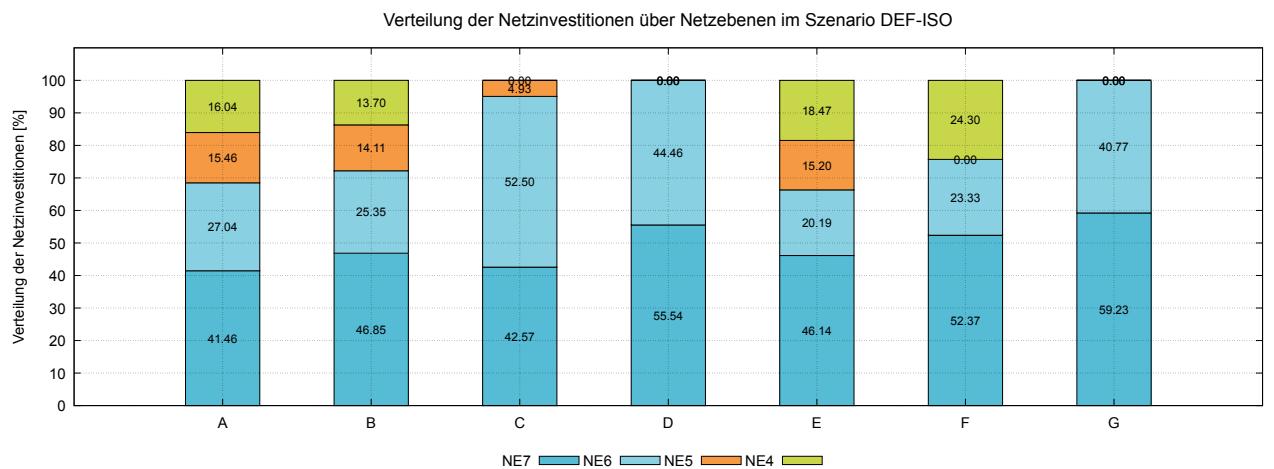


Abbildung 3.23: Verteilung der Netzinvestitionen im Szenario DEF-ISO über die Netzebenen 4-7 für die sieben Deep-Dive-Gebiete

3.2 Hochspannungsstudie

Qualitative Aussagen zu den regionalisierten Profilen auf der Last- und Erzeugungsseite

Wie man der Tabelle 3.29 und der Abbildung 3.25 entnehmen kann:

- In den defensiven Szenarien ist ein **sehr starker PV-Ausbau** zu beobachten. Für DEF-ISO im Jahr 2050 beträgt die PV-Spitzenleistung ca. 9,0 GW.
- In allen Szenarien im Jahr 2050 steigt die Last um ca. **60% bis 80%**.
- Betrachtet man die Nettolast, so ist die Rückspeisung (**NL min.**) in die NE1 in den defensiven Szenarien grösser als die Einspeisung (**NL max.**)

Für die HS-Studie wurde ein Netz verwendet, bei welchem die bereits geplanten Netzmassnahmen, die innerhalb der kommenden Jahre umgesetzt werden, implementiert sind. In Abbildung 2 sind die Belastungen der NE2-Transformatoren und NE3-Leitungen in Bezug auf die aktuellen NE3-Ein- und Ausspeisungen (Referenzszenario) im Grundlastfluss dargestellt. Die Auslegung des HS-Netzes stützt sich auf die (N-1)-Situation (Ausfallrechnung) ab.

Bei der HS-Studie wurden keine Ausfallrechnungen durchgeführt. Um die Ausfallsituation vereinfachend abzubilden, wurde die Annahme getroffen, dass die Belastung der Netzelemente nicht grösser als 80% sein darf, damit bei der Ausfallsituation die Netzsicherheit gewährleistet werden kann. Diese Annahme erlaubt eine plausible Abschätzung des notwendigen Netzausbau.

Das vorgelagerte Übertragungsnetz wurde bei der HS-Studie nicht abgebildet. Bei den einzelnen NE2-Anschlüssen wurden jeweils verteilte Slacks hinzugefügt, die das Übertragungsnetz vereinfacht abbilden.

Netzausbaubedarf: Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Netzanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Netzanalysen sind in den Tabellen 3.30 bis 3.31 dargestellt und die Erkenntnisse im Folgenden zusammengefasst.

- Unter den energiewirtschaftlichen Szenarien erfordern die defensiven Szenarien **DEF-ISO und DEF-INT** den **höchsten Netzausbaubedarf** bis 2050. Bei der vorliegenden Studie wurde das (N-1)-Kriterium implizit mit 80% oberer Belastungsgrenze der Betriebsmittel einbezogen. Bei einer expliziten Berücksichtigung aller notwendigen Kriterien, insbesondere umfassenden (N-1)-Berechnungen, können höhere Kosten für den zukünftigen Netzausbau anfallen.
- Der Netzausbaubedarf ist sehr **stark PV-getrieben**.
- Der Netzausbaubedarf fällt **insbesondere in der NE2** an.
- **Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Mit 70%- und 50%-PV-Einspeisebegrenzung können die Netzausbaukosten bis ca. 40% reduziert werden.
- **Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Aufgrund des starken PV-Zuwachses muss die NE2 erweitert werden, sodass die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei EM und WP abgeschwächt wird.
- **Eigenverbrauchsoptimierung:** Der Einfluss von Eigenverbrauchsoptimierung auf den Netzausbaubedarf ist sehr klein. Die Netzausbaukosten können um ca. 1% reduziert werden.

Tabelle 3.29: Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für **PV**, für Wasserkraft **HYD**, Basis-Strom (**Basis**), Wärme pumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität Privat (**EMP**), Elektromobilität kommerziell (**EMK**), Gesamtlast (**GL**), Nettolast (**NL**) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für die Hochspannungsstudie.

SZ	Jahr	PV	HYD	Basis	WP	WW	EMP	EMK	GL	NL max.	NL min.
REF-REF	2018	0.64	0.84	2.04	0.68	0.29	0.00	0.00	3.17	3.13	0.73
DEF-ISO	2040	7.88	0.85	2.61	1.76	0.22	0.53	0.51	5.62	5.17	-5.83
DEF-INT	2040	6.95	0.89	2.64	1.75	0.22	0.53	0.51	5.62	5.12	-4.90
OFF-ISO	2040	5.31	0.83	2.37	1.61	0.20	0.53	0.51	5.21	4.71	-3.49
OFF-INT	2040	5.42	0.89	2.40	1.89	0.11	0.53	0.51	5.41	4.90	-3.58
DEF-ISO	2050	8.98	0.86	2.83	1.78	0.18	0.48	0.50	5.70	5.28	-6.90
DEF-INT	2050	8.44	0.84	2.91	1.81	0.18	0.48	0.50	5.81	5.30	-6.30
OFF-ISO	2050	5.21	0.87	2.48	0.89	0.18	0.48	0.50	4.79	4.36	-3.32
OFF-INT	2050	5.21	0.88	2.55	1.60	0.18	0.48	0.50	5.33	4.82	-3.32

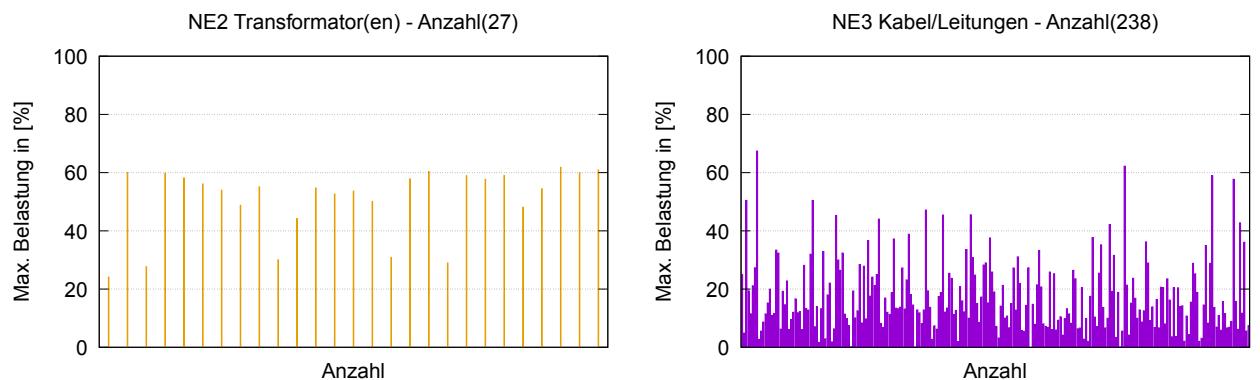


Abbildung 3.24: Maximale Auslastung der Zweigelemente des Hochspannungsnetzes für das Referenzszenario mit den getroffenen Annahmen über das ganze Jahr betrachtet

Tabelle 3.30: Annualisierte Netzausbaukosten pro Netzebene für das Hochspannungsnetz in den Szenarien für den Basisfall

SZ	Jahr	NE2 MCHF	NE3 MCHF	Total MCHF
DEF-INT	Heute bis 2040	37	2	39
DEF-ISO	Heute bis 2040	41	4	45
OFF-INT	Heute bis 2040	35	2	38
OFF-ISO	Heute bis 2040	32	1	33
DEF-INT	Heute bis 2050	41	5	46
DEF-ISO	Heute bis 2050	46	6	52
OFF-INT	Heute bis 2050	35	2	38
OFF-ISO	Heute bis 2050	32	1	33

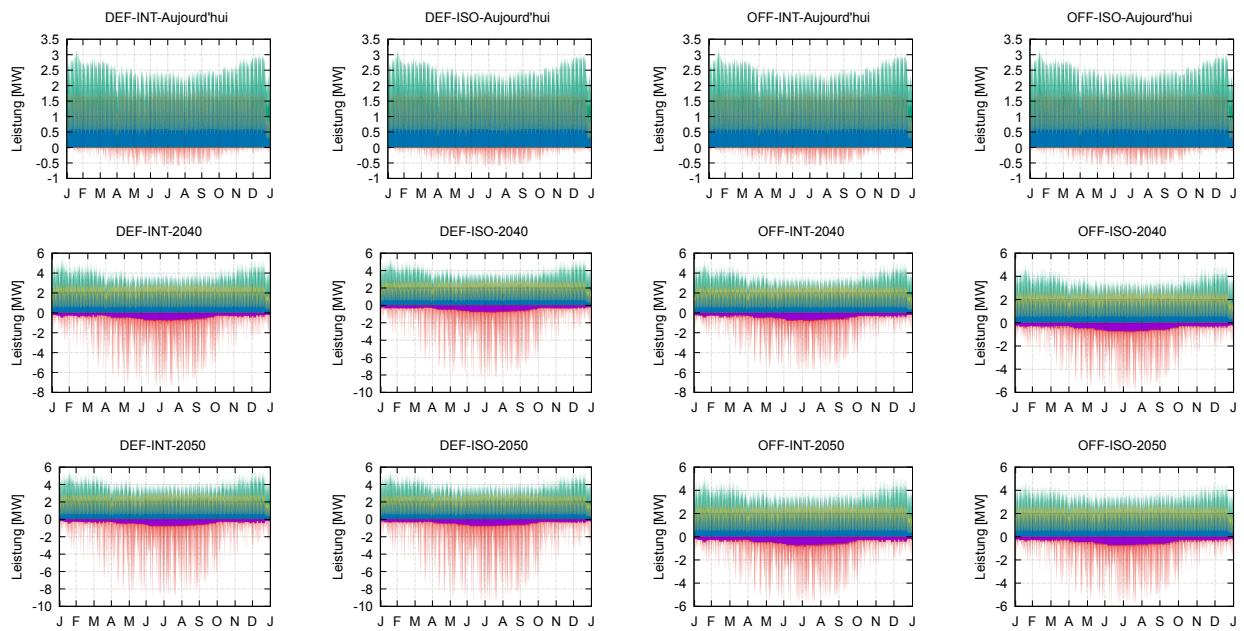


Abbildung 3.25: Aggregierte stündliche Profile von **PV**, Basis-Strom (**Basis**), Wärmepumpen (**WP**), Warmwasser (**WW**), Elektromobilität und (**EM**) andere Elektromobilität (**EMA**) für die Hochspannungsstudie

Tabelle 3.31: Annualisierte Netzausbaukosten pro Netzebene für das Hochspannungsnetz im Szenario DEF-ISO für Verteilnetz-Szenarien

SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE2 MCHF	NE3 MCHF	Total MCHF
DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	46	6	52
DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	46	6	52
DEF-ISO	2050	PV-Einspiseebegrenzung auf 70%	37	3	40
DEF-ISO	2050	PV-Einspiseebegrenzung auf 50%	35	3	38
DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	46	6	52
DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	46	3	49
DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	35	3	38
DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	29	0	29

3.3 Schweizweite Hochskalierung

Auswahl des Clusterings für die sieben Deep-Dive-Gebiete

Nachdem die annualisierten Netzausbaukosten für die sieben *Deep-Dive*-Gebiete und das Hochspannungsnetz bestimmt worden sind, werden diese Kosten unter Verwendung der in Abschnitt 2.5.3 beschriebenen Methodik für die ganze Schweiz hochskaliert. Dabei wird die eidgenössische Cluster-Gruppe B als Clustering-Grundlage verwendet, welche alle Schweizer Gemeinden in neun Cluster einteilt. Der Grund für diese Auswahl ist, dass mit der Cluster-Gruppe B mit neun Clustern insgesamt acht Cluster (auf Basis der sieben zur Verfügung stehenden *Deep-Dive*-Gebiete) vertreten sind, was einer repräsentativen Abdeckung entspricht. Die Cluster-Gruppe A mit drei Clustern scheint zu grob zu sein. In der Cluster-Gruppe C mit 25 Clustern sind nur 17 Cluster aus den sieben *Deep-Dive*-Gebieten vertreten.

Wie im Abschnitt 2.2 beschrieben deckt das in dieser Studie verfügbare Hochspannungsnetz insgesamt 595 Gemeinden ab. Basierend auf dem Verhältnis der Gesamtnachfrage der Schweiz und der Gesamtnachfrage der 595 Gemeinden im Referenzszenario wird zur Hochskalierung der Netzausbaukosten des Hochspannungsnetzes ein Faktor von 3,75 verwendet.

Plausibilitätskontrolle der Hochskalierung durch Netzkostenvergleich zur Hauptstudie

Zur Plausibilitätskontrolle wurden die annualisierten Netzkosten der Ist-Netze der sieben *Deep-Dive*-Gebiete und des Hochspannungsnetzes berechnet und auf die ganze Schweiz hochskaliert. Die Werte für Einheitspreise und Nutzungsdauer für die Netz-Assets sind in der Tabelle 5.1 dargestellt, die Werte für den kalkulatorischen Zinssatz sowie die fixen Betriebs- und Unterhaltskosten wurden im Abschnitt 2.5.2 beschrieben. Die kalkulierten annualisierten Netzkosten betragen ca. 7,5 Mrd. Schweizer Franken. Die in der Hauptstudie «Energiezukunft 2050» [1] berechneten annualisierten Netzkosten belaufen sich auf ca. 7 Mrd. Schweizer Franken. Beim Vergleich dieser beiden Werte beträgt die Abweichung damit weniger als 10%².

Tabelle 3.32: Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz in allen vier Szenarien für den Basisfall

SZ	Jahr	NE2 MCHF	NE3 MCHF	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
DEF-INT	Heute bis 2040	37	2	89	70	177	0	328	703
DEF-ISO	Heute bis 2040	41	4	89	75	187	0	357	752
OFF-INT	Heute bis 2040	35	2	50	27	126	0	211	452
OFF-ISO	Heute bis 2040	32	1	50	27	112	0	198	422
DEF-INT	Heute bis 2050	41	5	139	115	247	0	481	1028
DEF-ISO	Heute bis 2050	46	6	153	118	254	0	494	1071
OFF-INT	Heute bis 2050	35	2	50	28	134	0	234	483
OFF-ISO	Heute bis 2050	32	1	50	29	120	0	216	448

²In der Hauptstudie werden die Netzkosten mit einem Netznutzungstarif-Ansatz für die zwei pseudo-Netzebenen NE13 (Hochspannung) und NE47 (Mittel-/Niederspannung) mit den zwei Endverbrauchern «Gebäude» (z.B. Prosumer) und «Rest» (z.B. Industrie) – angeschlossen an NE47 – bestimmt. Der angenommene Netznutzungstarif für Stromflüsse von NE13 nach NE47 ist 4 Rp/kWh (in beide Richtungen, also auch von NE47 nach NE13) und 8 Rp/kWh für alle Flüsse von NE47 zu den Endverbrauchern «Gebäude» und «Rest» (ebenfalls in beide Richtungen).

Tabelle 3.33: Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien

Verteilnetz-Szenario	NE2 MCHF	NE3 MCHF	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
Basisfall (80%)	46	6	153	118	254	0	494	1071
Eigenverbrauchsoptimierung	46	6	153	118	254	0	490	1067
PV-Einspesebegrenzung auf 70%	37	3	89	70	186	0	358	743
PV-Einspesebegrenzung auf 50%	35	3	74	31	139	0	273	555
EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	46	6	153	118	254	0	491	1067
WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	46	3	153	118	245	0	470	1035
PV-70% EM-50% WP-75%	37	1	65	69	173	0	320	665
Kein PV-Ausbau	35	3	74	31	109	0	199	451
Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	29	0	69	30	92	0	160	379
Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	40	3	65	69	170	0	300	649

Tabelle 3.34: Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario DEF-INT für Verteilnetz-Szenarien

Verteilnetz-Szenario	NE2 MCHF	NE3 MCHF	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
Basisfall (80%)	41	5	139	115	247	0	481	1028
Eigenverbrauchsoptimierung	41	5	139	115	247	0	481	1028
PV-Einspesebegrenzung auf 70%	35	3	89	69	182	0	338	715
PV-Einspesebegrenzung auf 50%	35	3	74	31	139	0	257	539
EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	41	5	139	114	248	0	481	1028
WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	41	5	139	115	238	0	459	996
PV-70% EM-50% WP-75%	36	3	89	69	169	0	316	681
Kein PV-Ausbau	35	3	74	32	110	0	185	439
Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	29	0	69	29	93	0	162	381
Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	34	4	65	68	167	0	300	637

Tabelle 3.35: Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario OFF-ISO für Verteilnetz-Szenarien

Verteilnetz-Szenario	NE2 MCHF	NE3 MCHF	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
Basisfall (80%)	32	1	50	29	120	0	216	448
Eigenverbrauchsoptimierung	32	1	50	29	120	0	215	447
PV-Einspesebegrenzung auf 70%	29	1	45	27	99	0	164	365
PV-Einspesebegrenzung auf 50%	29	1	45	27	90	0	145	337
EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	32	1	50	27	119	0	213	443
WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	32	0	50	27	109	0	202	420
PV-70% EM-50% WP-75%	28	0	45	26	85	0	148	332
Kein PV-Ausbau	29	1	45	28	88	0	140	330
Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	21	0	45	26	74	0	122	287
Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	25	0	45	25	84	0	137	316

Tabelle 3.36: Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario OFF-INT für Verteilnetz-Szenarien

Verteilnetz-Szenario	NE2 MCHF	NE3 MCHF	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
Basisfall (80%)	35	2	50	28	134	0	234	483
Eigenverbrauchsoptimierung	35	2	50	28	134	0	233	483
PV-Einspesebegrenzung auf 70%	32	2	50	28	108	0	185	405
PV-Einspesebegrenzung auf 50%	32	2	74	28	101	0	166	403
EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	35	2	50	28	134	0	236	486
WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	32	1	50	28	121	0	216	448
PV-70% EM-50% WP-75%	29	1	45	27	94	0	165	360
Kein PV-Ausbau	32	2	74	28	100	0	156	393
Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	28	0	45	27	83	0	140	322
Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	28	3	45	26	91	0	155	348

Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Extrapolation auf die ganze Schweiz

Die Ergebnisse der Extrapolation für die ganze Schweiz sind in den Tabellen 3.32 und 3.33 bis 3.36 dargestellt und werden im Folgenden zusammengefasst.

- Unter den energiewirtschaftlichen Szenarien erfordern **DEF-ISO** und **DEF-INT** etwa zweimal so viel Netzausbaukosten wie die Szenarien **OFF-ISO** und **OFF-INT** (siehe Abbildung 3.26). In den Szenarien DEF-ISO und DEF-INT ist ein sehr starker PV-Ausbau vorgesehen.

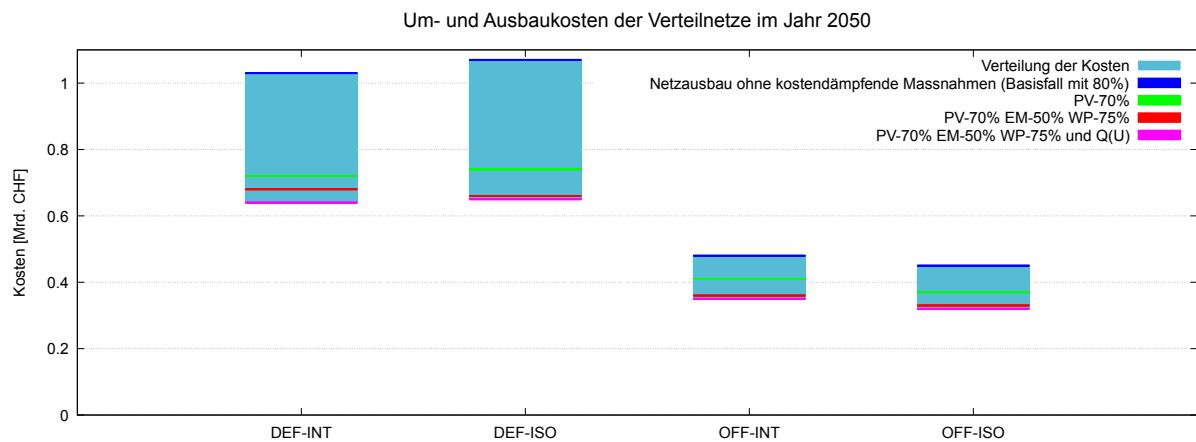


Abbildung 3.26: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien

- Unter den energiewirtschaftlichen Szenarien belaufen sich die Netzkosten bei **DEF-ISO und DEF-INT** im Jahr 2050 bis auf 8,6 Mrd. CHF und bei **OFF-ISO und OFF-INT** bis auf 8 Mrd. CHF (siehe Abbildung 3.27).

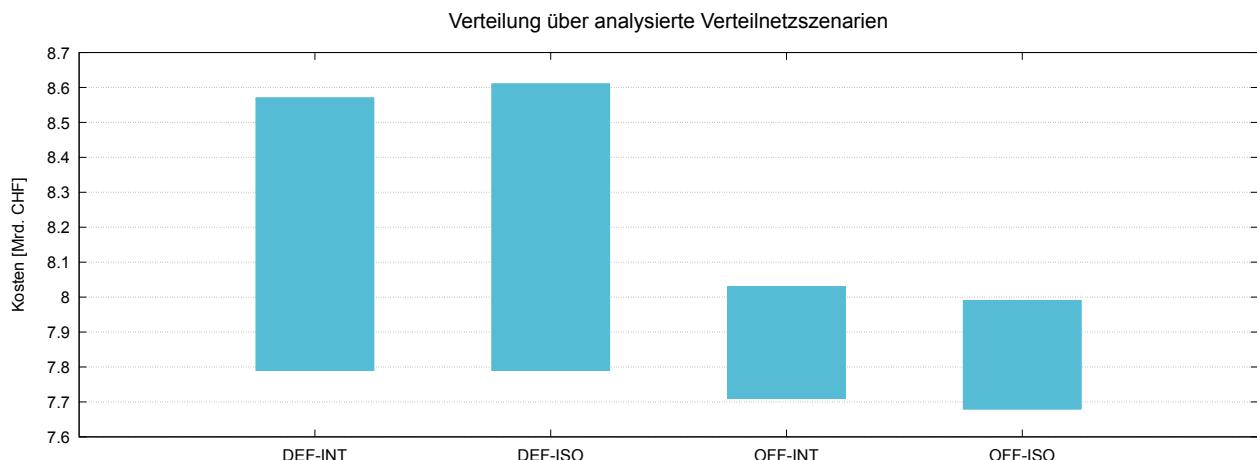


Abbildung 3.27: Verteilung der annualisierten Netzkosten über alle Verteilnetz-Szenarien

- Der Netzausbaubedarf ist sehr **sehr stark PV-getrieben**. Die Netzausbaukosten mit PV-Ausbau (siehe linke Abbildung 3.28) sind mehr als doppelt so hoch wie die Netzausbaukosten nur zur Elektrifizierung der Nachfrage (siehe rechte Abbildung 3.28).

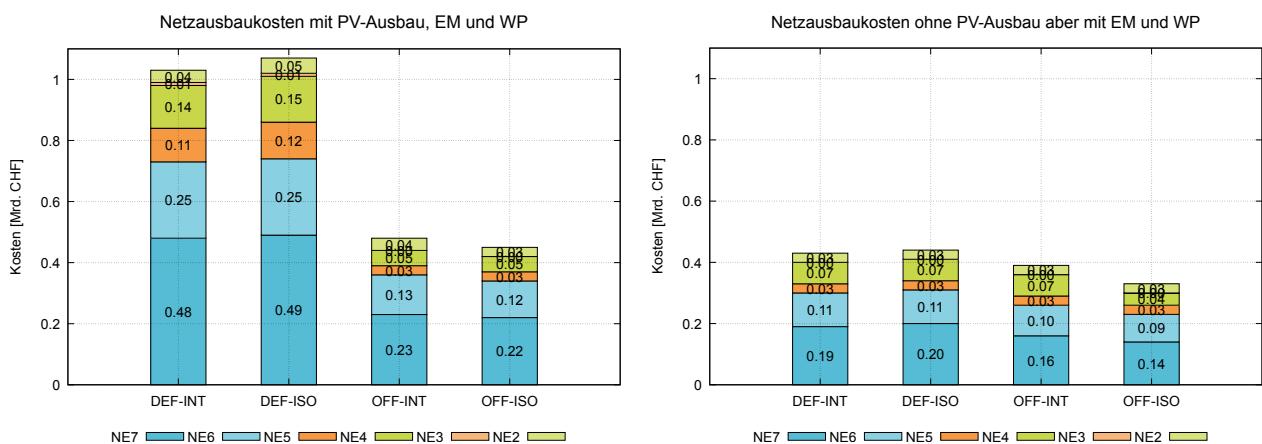


Abbildung 3.28: Vergleich der annualisierten Netzausbaukosten zwischen «mit PV und Elektrifizierung der Nachfrage» und «nur Elektrifizierung der Nachfrage».

- Angebotsseitige Wirkleistungsbegrenzung:** In den Szenarien **DEF-ISO** und **DEF-INT** können die Netzausbaukosten mit einer 70%-PV-Einspeisebegrenzung bis ca. 30% und mit einer 50%-PV-Einspeisebegrenzung sogar bis ca. 50% reduziert werden (siehe Abbildung 3.29). In den Szenarien **OFF-ISO** und **OFF-INT** ist diese Reduktion deutlich geringer, da in diesen Szenarien der PV-Ausbau nicht der Haupttreiber ist.

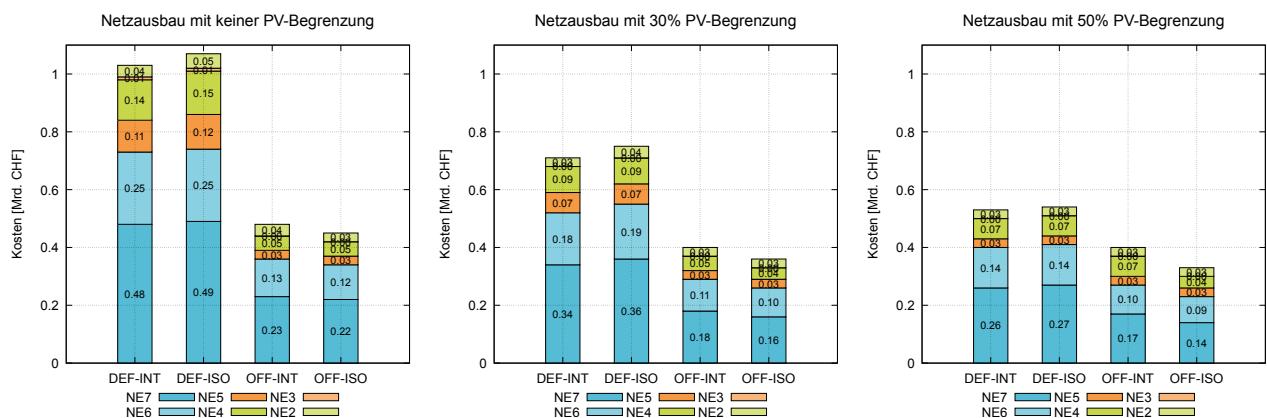


Abbildung 3.29: Auswirkung der angebotsseitigen Wirkleistungsbegrenzung auf die Netzausbaukosten.

- Nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung:** Aufgrund des starken PV-Zuwachses in den Szenarien **DEF-ISO** und **DEF-INT** muss das bestehende Netz erweitert werden, sodass die Wirkung der Wirkleistungsbegrenzung bei Elektromobilität und Wärmepumpen in diesen Szenarien abgeschwächt wird (Reduktion der Netzausbaukosten nur um 3–4%, siehe Abbildung 3.30). In den Szenarien **OFF-ISO** und **OFF-INT**, bei denen der PV-Zuwachs nicht so stark ist, bewirkt die nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung eine Reduktion der Netzausbaukosten um ca. 10–25%.

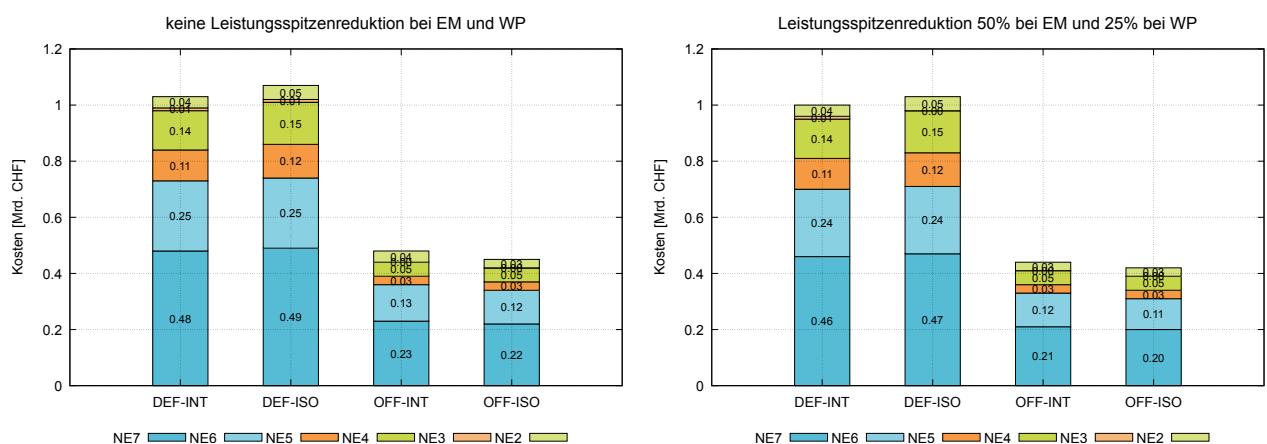


Abbildung 3.30: Auswirkung der nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung auf die Netzausbaukosten

- Wie bereits im NS-/MS-Studienteil mit den sieben *Deep-Dive*-Gebieten mehrmals hervorgehoben, ist der Netzausbaubedarf im **Niederspannungsnetz deutlich höher als im Mittelspannungsnetz** (siehe Abbildung 3.31).

Vom gesamten Netzausbaubedarf entfallen 70% auf Niederspannungsnetze, 20% auf Mittelspannungsnetze und 10% auf Hochspannungsnetze.

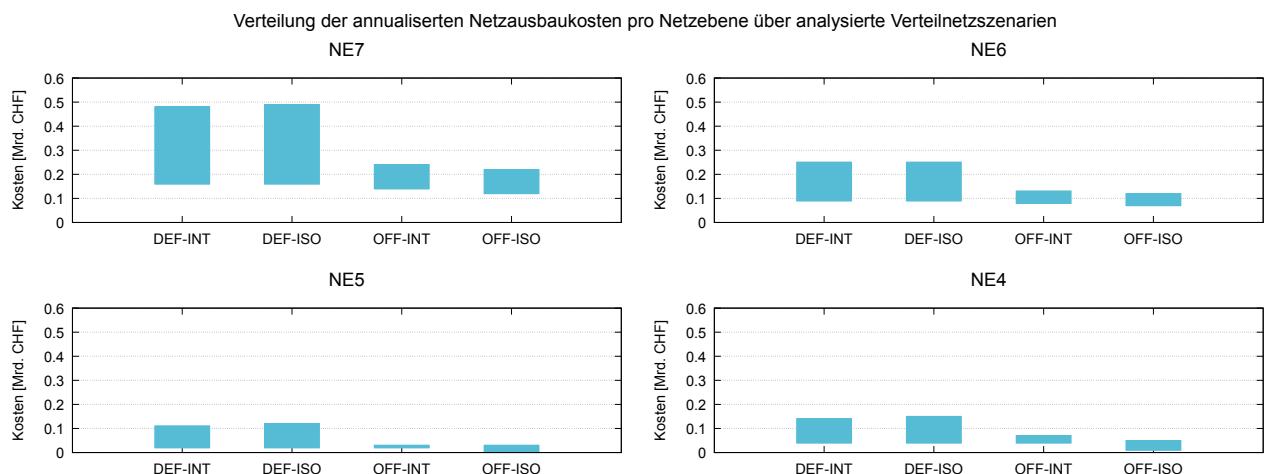


Abbildung 3.31: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten in NS/MS über alle Verteilnetz-Szenarien

- Das betrachtete überregionale Hochspannungsnetz mit den bereits geplanten Massnahmen ist gut für die zukünftigen Anforderungen der Stromversorgung in der Schweiz gerüstet, wie sie in der Studie «Energiezukunft 2050» modelliert wurden. Es sind lediglich punktuelle Massnahmen in der NE3 und NE2 erforderlich. In anderen Schweizer Hochspannungsnetzen könnte ein deutlich anderer Ausbaubedarf notwendig sein. Jedoch ist der Netzausbaubedarf in der **NS und der MS deutlich höher als in der HS** (siehe Abbildung 3.32).

Die Hochspannungsnetze, auch überregionale Verteilnetze genannt, verbinden das Übertragungsnetz der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid (NE1) mit den Verteilnetzen der NE5 und erstrecken sich über grosse Distanzen. Damit beinhalten die HS-Netze eine wichtige Mittlerfunktion, indem sie zusätzlich zur Stromverteilung auch Aufgaben des überregionalen Stromtransports übernehmen. Nebst den Treibern der EZ2050 führen insbesondere auch lokale Grossprojekte (z.B. Rechenzentren, der Anschluss von Windparks oder grossen Batteriespeichern) zu einem zusätzlichen Ausbau der HS-Netze.

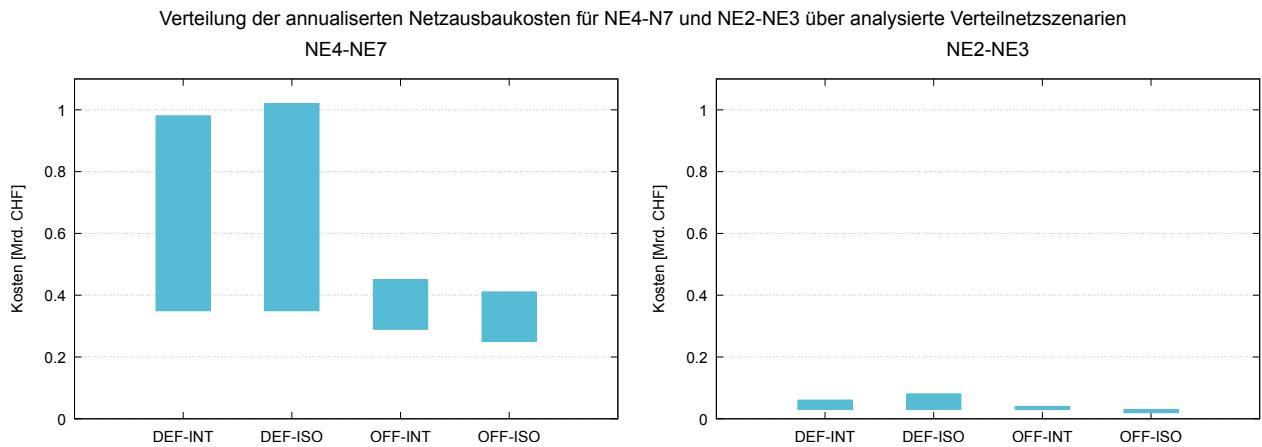


Abbildung 3.32: Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten per Netzebene über alle Verteilnetz-Szenarien

- Bei der Q(U)-Regelung handelt es sich um eine Blindleistungsunterstützung von dezentralen Umrichterbasierten Anlagen. Sie **reduziert die Netzausbaukosten in der NE7 um 20%** (siehe Abbildung 3.33). Da diese Anlagen für die Spannungshaltung mit lokaler Blindleistungsunterstützung sorgen, sind sie effizienter in Reduktion des Spannungsabfalls entlang eines Stranges.

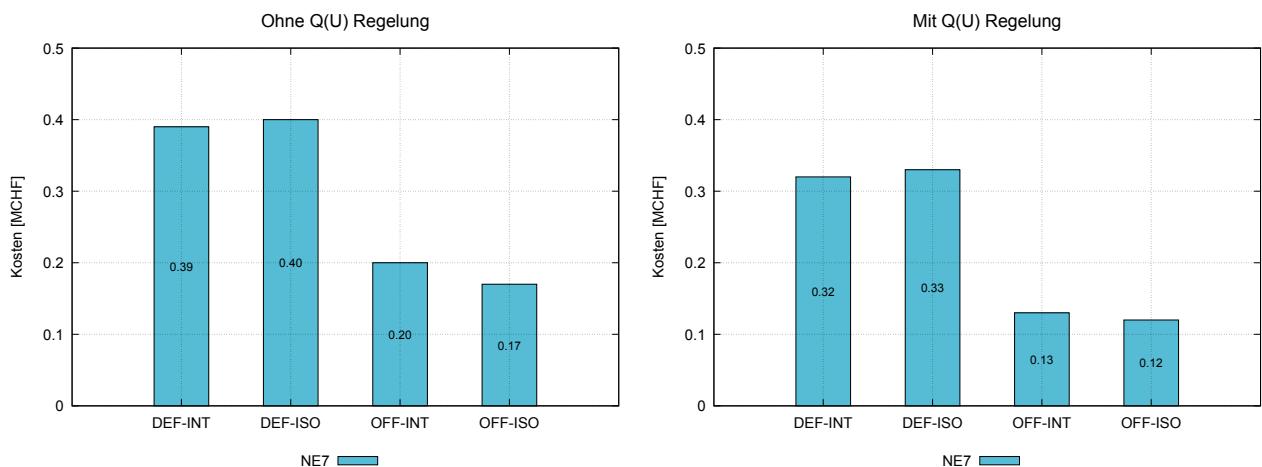


Abbildung 3.33: Vergleich der annualisierten Netzausbaukosten in NE7 mit und ohne Q(U) Regelung

- Die **Eigenverbrauchsoptimierung** durch Heimbatteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage scheint einen **sehr geringen Einfluss auf den Netzausbaubedarf** zu haben.

Dies hängt zum einen vom Lade-/Entladealgorithmus und zum anderen von der Gesamtkapazität der Heimbatteriespeicher in den energiewirtschaftlichen Szenarien ab. Auf nationaler Stufe aggregiert sind im Jahr 2050 – gemäss Hauptstudie – je nach Szenario zwischen 2200 MW (OFF-ISO) und 4400 MW (DEF-ISO) Heimbatteriespeicher installiert. Auf die Deep-Dive-Gebiete übertragen ergibt das je nach Jahr und Szenario eine insgesamt installierte Speicherkapazität von Heimbatterien zwischen 15 und 35 MW (siehe Abbildung 3.34). Der Lade-/Entladealgorithmus von Heimbatteriespeichern sollte so gewählt werden, dass Leistungsspitzen gesenkt werden. Heimbatteriespeicher können netzdienlich betrieben werden, um Bezugs- und Einspeisungsspitzen zu kappen und den Bezugs- bzw. Einspeisungszeitpunkt zu verschieben bzw. über längere Zeiträume zu strecken.

Gegenüberstellung der Heimbatteriespeicher- und PV-Kapazitäten in den Deep-Dive-Gebieten

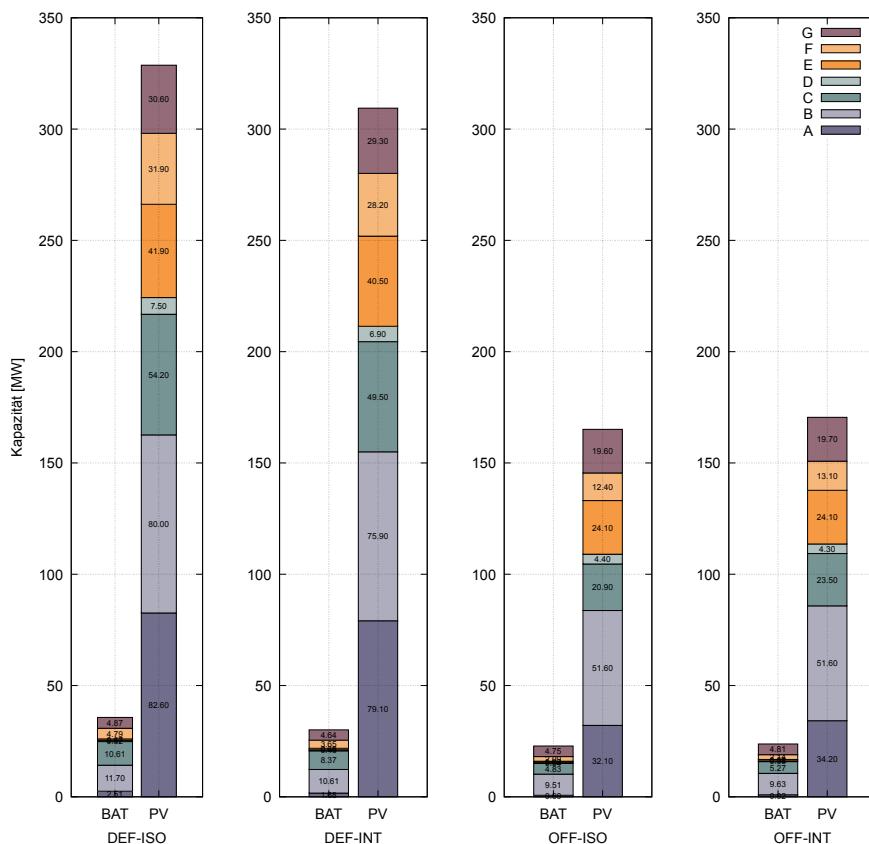


Abbildung 3.34: Gegenüberstellung der Heimbatteriespeicher- und PV-kapazitäten in den Deep-Dive-Gebieten

- **Die Wirksamkeit eines Einsatzes von RONT variiert von Deep-Dive-Gebiet zu Deep-Dive-Gebiet.**

Die Netze haben stark unterschiedlichen Charakter. Zum Beispiel können im Deep-Dive-Gebiet B mit RONT 25% der Netzausbaukosten in der NE7 eingespart werden (siehe Abbildung 3.35), wobei der Einsatz eines RONT beispielsweise im Deep-Dive-Gebiet A keinerlei Auswirkung hat (siehe Abbildung 3.36). RONT helfen der Spannungshaltung, indem sie das Spannungsniveau nach oben oder nach unten schieben.

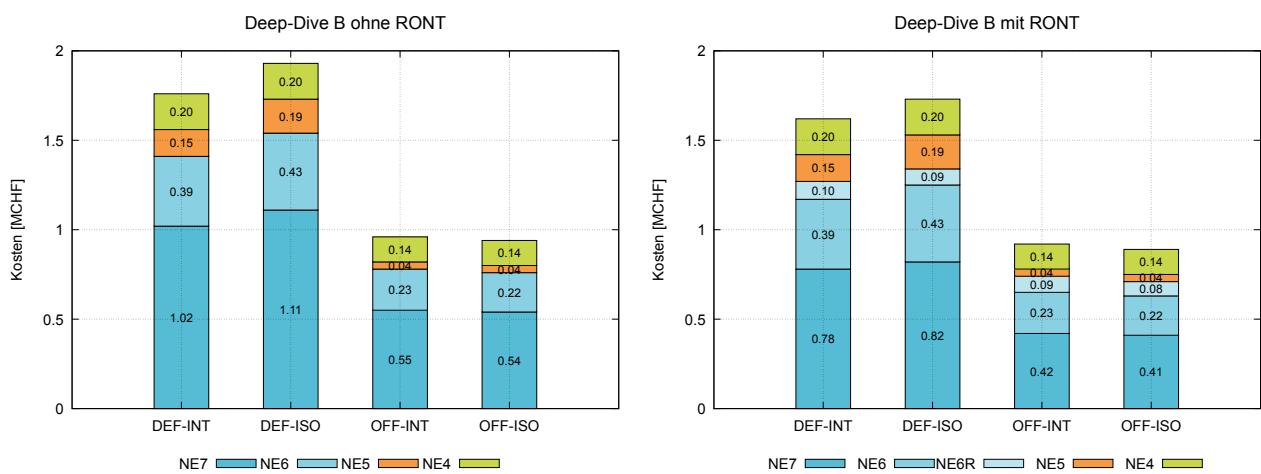


Abbildung 3.35: Auswirkung von RONT auf die Netzausbaukosten im Deep-Dive-Gebiet B

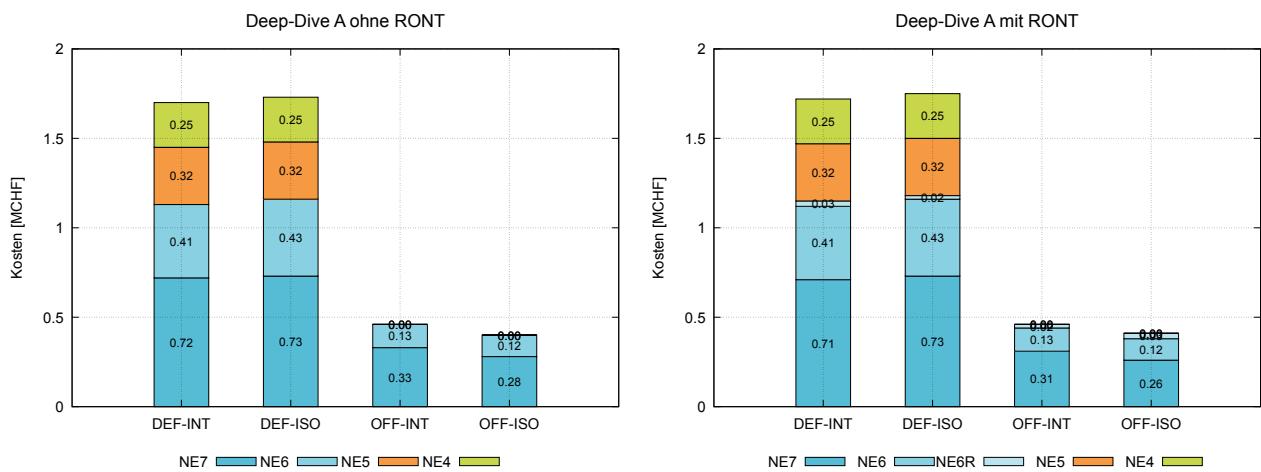


Abbildung 3.36: Auswirkung von RONT auf die Netzausbaukosten im Deep-Dive-Gebiet A

- **Die Rolle der Auswahl der Deep-Dive-Gebiete:** Der Ausbaustand des Ist-Netzes spielt eine grosse Rolle bei der Bestimmung des zukünftigen Netzausbaubedarfs. Wie in Abbildung 3.23 dargestellt, bedingen unterschiedliche Deep-Dive-Gebiete einen unterschiedlichen Netzausbaubedarf. Um die Auswirkungen der Auswahl an Deep-Dive-Gebieten auf die Extrapolation der Resultate zu studieren, wurden anstelle aller sieben Deep-Dive-Gebiete nur die Deep-Dive-Gebiete A, B und E verwendet. Wie Abbildung 3.37 zeigt, steigen die Netzausbaukosten dabei um ca. 40–50%.

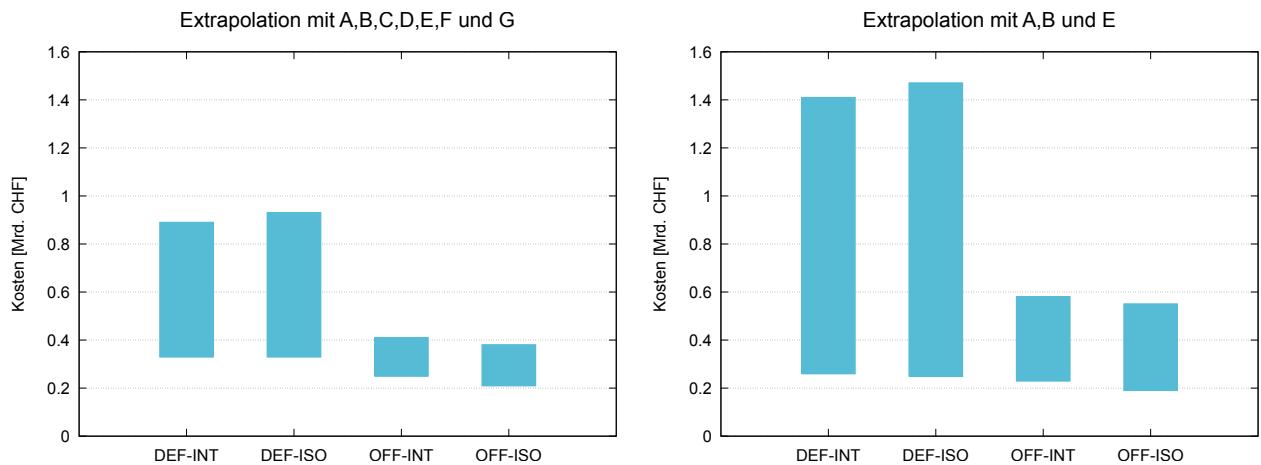


Abbildung 3.37: Auswirkung der Auswahl an Deep-Dive-Gebieten auf die Extrapolation der Resultate

- **Der Netzausbaubedarf infolge von Neubauten ist in der Regel höher als der Netzausbaubedarf infolge von Bestandsbauten.** Neubauten haben wegen modernerer Ausstattung anteilig einen höheren PV-Ausbau sowie mehr Ladestationen und Wärmepumpen. Neubauten tragen so auch viel mehr zum Nachfragezuwachs respektive zur Elektrifizierung bei.

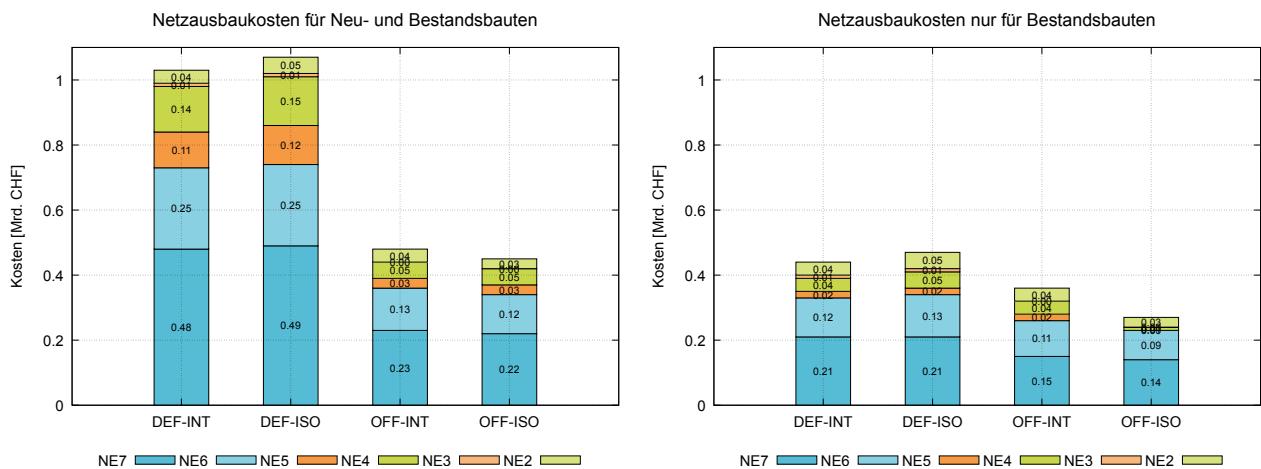


Abbildung 3.38: Netzausbaubedarf infolge von Neubauten gegenüber Bestandsbauten.

4. Schlussfolgerungen

4.1 Wichtige Hinweise zur Interpretation der Studienresultate

- A.1** Der Szenariorahmen der vorliegenden Verteilnetzstudie basiert auf den vier energiewirtschaftlichen Szenarien der Hauptstudie EZ2050 aus dem Jahr 2022. Im Vergleich zu den Szenarien der «Energieperspektiven 2050+» (EP2050+) des Bundesamts für Energie (BFE) sind die Annahmen der maximal installierten Leistung für Photovoltaik in der vorliegenden Studie deutlich tiefer (maximal 29,4 GW im Jahr 2050 in Szenario DEF-ISO vs. maximal 44,6 GW im Jahr 2050 in Szenario Zero A der EP2050+). Dies führt tendenziell zu einem geringeren Netzausbaubedarf in der vorliegenden Verteilnetzstudie.
- A.2** In der vorliegenden Studie wurden die Lastprofile für Wärmebedarf und Elektromobilität von EMPA und EBP mit einer statistischen Verteilung über das ganze Jahr stündlich berechnet und stellen eine realitätsnahe Abbildung des Wärme- und Ladebedarfs dar. Ein extremes Ladeverhalten von Elektroautos, wie z.B. am Vorabend von Schulferien, wenn viele ihre Elektroautos ohne intelligente Ladealgorithmen aufladen könnten, wird mit dieser Methodik nicht erfasst. Dies könnte trotz realitätsnaher Annahmen gegebenenfalls zu einer Unterschätzung des Netzausbaubedarfs für die Elektromobilität führen.
- A.3** Bei der Auswahl der *Deep-Dive*-Gebiete wurde bezüglich räumlicher Typologie in städtische, periurbane und ländliche Gebiete unterschieden und verschiedene geographische Regionen der Schweiz berücksichtigt, um eine möglichst repräsentative Abdeckung der Schweizer Netzgebiete zu erhalten. Bei der Hochskalierung der Resultate auf die ganze Schweiz spielt neben der Typologie der ausgewählten Netzgebiete auch der Zustand der heute bestehenden Netze (Ist-Netze) eine grosse Rolle. In diesem Zusammenhang zeigen die quantitativen Analysen, dass die Netze der ausgewählten *Deep-Dive*-Gebiete tendenziell «stark» sind. Dies könnte zu einer Unterschätzung des Netzausbaubedarfs bei der schweizweitem Hochskalierung der Resultate von den *Deep-Dive*-Gebieten führen. Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass bei einer Hochskalierung auf Basis von «schwächeren» Netzen die Netzausbaukosten um 40-50% höher sind. Die Resultate der schweizweiten Hochskalierung können sich folglich substanzial vom Ausbaubedarf eines konkreten Netzes unterscheiden..
- A.4** In der vorliegenden Studie wurden Grundsätze im Hinblick auf die Netzplanung wie (N-1)-Sicherheit in Mittelspannungsnetzen, topologische Massnahmen für die Wiederversorgung, Reduktion der Strombelastbarkeit bei Parallelverlegung von Kabeln, usw. indirekt einbezogen. Diese Effekte wurden durch die Festlegung der oberen Belastungsgrenze für den Kapazitätsausbau auf 80% implizit berücksichtigt. Diese approximierte Vorgehensweise kann die Netzausbaukosten zwar plausibel, aber nicht genau abbilden und könnte die Netzausbaukosten unter- oder überschätzen.
- A.5** Wie auch in Abschnitt 2.3.3 erläutert, wurden in der vorliegenden Studie die Nieder- und Mittelspannungsnetze gemeinsam analysiert, wobei für beide Netzebenen ein erlaubtes Spannungsbereich von 90-110% angenommen wurde. In Studien, in denen die Nieder- und Mittelspannungsnetze separat analysiert werden, wird von einem engeren zulässigen Spannungsbereich für Mittelspannungsnetze ausgegangen (z.B. 98-106%). Dies führt dazu, dass in der vorliegenden Studie die Netzausbaukosten für die Mittelspannung tiefer ausfallen als in Analysen mit engerem MS-Spannungsbereich.
- A.6** Die Annahme, dass RONT mit einem fixen Sollwert betrieben werden, der über die Zeit konstant bleibt, unterschätzt den potenziellen Nutzen von RONT. Werden die Spannungssollwerte der RONT saisonal oder in Abhängigkeit der Richtung und Größe des Leistungsflusses durch den Transformatoren dynamisch angepasst, kann das zusätzliche Potenzial von RONT ausgeschöpft und ihr Nutzen erhöht werden.

4.2 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse der durchgeföhrten Analyse zusammen mit den entsprechenden Diskussionspunkten zusammengefasst.³

S.1 Der Netzausbaubedarf der defensiven Szenarien mit einer maximal installierten PV-Kapazität von 29,4 GW ist deutlich höher als jener der offensiven Szenarien mit einer maximal installierten PV-Kapazität von 16,4 GW.

- Obwohl der absolute Wert der Netzausbaukosten über die Verteilnetz-Szenarien variiert, bleiben die Netzausbaukosten der defensiven Szenarien immer um ein Vielfaches höher als jene der offensiven Szenarien (Abbildung 3.26).

S.2 Die zusätzlichen Netzausbaukosten betragen maximal 1,1-1,5 Mia. CHF.

- Die Analysen zeigen, dass die Ist-Netze der ausgewählten Deep-Dive-Gebiete tendenziell «starke» Netze sind und genügend Kapazitäten beinhalten. Bei der Auswahl der Deep-Dive-Gebiete wurde bezüglich räumlicher Typologie in städtische, periurbane und ländliche Gebiete unterschieden (siehe Tabelle 2.1) und verschiedene geographische Regionen der Schweiz berücksichtigt, um eine möglichst repräsentative Abdeckung der Schweizer Netzgebiete zu erhalten.
- Die Hochskalierung der Resultate auf die ganze Schweiz ist damit repräsentativ. Dennoch würde die Auswahl anderer Deep-Dive-Gebiete zu anderen Ergebnissen führen. Ein Deep-Dive-Gebiet mit einem «schwächeren» Ist-Netz würde zu höheren Netzausbaukosten führen, wobei das relative Verhältnis der Netzausbaukosten zwischen den energiewirtschaftlichen Szenarien immer den gleichen Trend zeigen würde, wie in S.1 beschrieben.

S.3 Die Netzausbaukosten sind in Niederspannungsnetzen höher als in Mittelspannungsnetzen. Die Mittelspannungsnetze wiederum benötigen höhere Netzausbaukosten als die Hochspannungsnetze.

- Die Elektrifizierung der Nachfrage und die dezentrale Stromproduktion mit PV-Anlagen findet grösstenteils in den Niederspannungsnetzen statt.
- Im Allgemeinen nimmt die Gleichzeitigkeit mit der Anzahl der Lasten ab (z.B. Ladestationen, siehe Abschnitt 2.2.2, oder Wärmepumpen, siehe Abschnitt 2.2.1). Dies ist auch in den höheren Netzebenen zu beobachten.

S.4 In den defensiven Szenarien mit einer maximal installierten PV Kapazität von 29,36 GW ist der Netzausbaubedarf sehr stark PV-getrieben.

- Die defensiven Szenarien weisen einen sehr hohen PV-Ausbau auf. In vielen Deep-Dive-Gebieten gibt es hohe Rückspeisungen in die übergeordnete Netzebene, die grösser sind als die jeweiligen Einspeisungen (im Starklastfall).
- Im Allgemeinen ist auch die Gleichzeitigkeit der PV-Anlagen höher als die der Lasten, was den Effekt der hohen PV-Kapazitäten auf die Netzbelaistung und den Netzausbau verstärkt.

³In der Liste steht «S.» für Schlussfolgerungen.

S.5 Eine PV-Einspeisebegrenzung mittels PV-Einspeisemanagement ist eine zielführende Massnahme. Eine Begrenzung der Einspeisung auf beispielsweise 70% reduziert den Netzausbaubedarf um bis zu 30%. Der kostendämpfende Effekt ist besonders in den defensiven Szenarien gross. Mit stärkerer Begrenzung können die Netzausbaukosten noch weiter reduziert werden.

- Da der Haupttreiber für den Netzausbau in den defensiven Szenarien der PV-Zuwachs ist, hilft die PV-Einspeisebegrenzung enorm, um den Netzausbau zu reduzieren.
- In Netzgebieten, in denen der PV-Zubau der Haupttreiber ist, wird die Wirkung der nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung (infolge von Lastverschiebungen, vgl. **S.6**) gedämpft, da das Netz aufgrund des PV-Zubaus bereits ausgebaut werden musste.

S.6 Die nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung mittels Lastverschiebung oder -reduktion kann den Netzausbaubedarf um bis zu 25% reduzieren, insbesondere in den offensiven Szenarien.

- In Netzgebieten, in denen die Elektrifizierung der Nachfrage der Haupttreiber ist, wird die Wirkung der nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung insbesondere durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs ausgeprägter spürbar.

S.7 Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) helfen bei Spannungsproblemen, können aber nicht alle Spannungsprobleme lösen.

- RONT können Spannungsprobleme nur in einem beschränkten Spannungsbereich lösen.
- RONT verschieben die Spannung als Ganzes im jeweiligen Teilgebiet des Niederspannungsnetzes und haben somit wenig Einfluss auf die Spannungsdifferenzen innerhalb des Niederspannungsnetzes.

S.8 Q(U)-Regelung unterstützt die Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen und reduziert somit den Netzausbaubedarf.

- Mit der Blindleistungsunterstützung von dezentralen Anlagen in Niederspannungsnetzen kann die Spannung punktuell in einem Strang geregelt und somit auch die Spannungsdifferenz in einem Strang reduziert werden.

S.9 Für eine realistische Abschätzung des Netzausbaubedarfs sind realitätsnahe Modelle erforderlich, die den Ist-Zustand der Netze hinreichend gut abbilden.

- Analysen, die keine realen Netze, sondern nur synthetische Netze verwenden, können den Netzausbaubedarf in manchen Fällen unter- oder überschätzen.
- Eine realitätsnahe Abbildung des Ist-Zustands eines Netzes ist ausschlaggebend zur Bestimmung des Netzausbaubedarfes.

S.10 Für eine realistische schweizweite Extrapolation der Resultate aus einzelnen Netzgebieten ist die Auswahl repräsentativer Netzgebiete mit ausreichend Diversität notwendig.

- Die Analysen zeigen, dass der Netzausbaubedarf je nach Deep-Dive-Gebiet nicht nur davon abhängt, ob das Deep-Dive-Gebiet einen städtischen, periurbanen oder ländlichen Charakter aufweist, sondern auch substantiell davon, wie der aktuelle Zustand des Netzes ist und wie sich die erwarteten Entwicklungen in Bezug auf die verschiedenen Szenarien in den Deep-Dive-Gebieten in Nachfrage und Angebot widerspiegeln.

4.3 Abgeleitete Empfehlungen

E.1 Einspeisemanagement für PV-Anlagen ist ein zielführender Ansatz zur Reduzierung der Netzausbaukosten (siehe Schlussfolgerung S.5).

Für PV-Anlagen ist das Einspeisemanagement ein einfacher und pragmatischer Ansatz zur Verringerung der Netzausbaukosten. Eine Limitierung zum Beispiel auf 70% der installierten Leistung der PV-Anlagen reduziert den Netzausbaubedarf um 30%. Dabei geht im Durchschnitt lediglich 4% der erzeugten Energie verloren. Dieser Anteil muss jedoch nicht zwingend verloren gehen, er kann auch lokal (hinter dem HAK) verbraucht und/oder gespeichert werden.

E.2 Lastreduzierung und -verschiebung durch Kundenverhalten und intelligente Gebäudeautomation ist ein zielführender nachfrageseitiger Ansatz zur Verminderung von Netzausbaukosten.

Beeinflussung des Kundenverhaltens durch Tarife und intelligente Lösungsansätze in Gebäudeautomation hat einen grossen Einfluss auf die Netzausbaukosten.

E.3 PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen müssen mit Q(U)-Regelung ausgestattet sein und die Spannungshaltung unterstützen.

Die Blindleistungsunterstützung von dezentralen Anlagen hilft der Spannungshaltung und kann auch in Kombination mit RONT eingesetzt werden.

4.4 Einordnung der Studienresultate zu anderen Studien

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse und Erkenntnisse der vorliegenden Verteilnetzstudie in den aktuellen Kontext eingeordnet und in Bezug zu zwei thematisch nahestehenden Studien der letzten Jahre gesetzt:

- Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze [22] in Auftrag vom Bundesamt für Energie (BFE-Verteilnetzstudie) aus dem Jahr 2022
- Auswirkungen der Energiewende auf die Schweizer Verteilnetze von BKW Energie AG (BKW-Verteilnetzstudie) aus dem Jahr 2023, wobei nur eine Kurzfassung mit den Haupterkenntnissen zur Verfügung stand

Die Erkenntnisse der VSE-Verteilnetzstudie werden in Kürze in Bezug auf folgende Aspekte mit den anderen Studien verglichen.

1. **Netzausbaubedarf:** Bei der VSE-Verteilnetzstudie fallen die Netzausbaukosten geringer aus im Vergleich zur BFE-Verteilnetzstudie. Die Gründe dafür können folgendermassen zusammengefasst werden:

- Bei der VSE-Verteilnetzstudie ist die installierte PV-Leistung geringer als in der BFE-Verteilnetzstudie, die die Energieperspektiven 2050+ als Basis nimmt. Im Vergleich zu den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ sind die Annahmen der maximal installierten Leistung für Photovoltaik in der VSE-Verteilnetzstudie (maximal 29,36 GW im Jahr 2050 im Szenario DEF-ISO) deutlich tiefer als in EP2050+ (maximal 44,6 GW im Jahr 2050 im Szenario Zero A). Dies führt auch dazu, dass der Netzausbaubedarf in der VSE-Verteilnetzstudie geringer ausfällt als in der BFE-Verteilnetzstudie.
- Als Ausgangspunkt dienen in der VSE-Verteilnetzstudie reale Netzgebiete (*Deep-Dive-Gebiete*), welche tendenziell «starke» Netze sind. Dieser Ansatz mit realen Netzgebieten bietet einerseits eine realitätsnahe Abbildung gängiger Netzstrukturen, beinhaltet aber auch entsprechende Reserven, welche nicht

nur für einen sicheren Netzbetrieb in der Praxis vorgehalten werden müssen, sondern manchmal auch Reserven für das prognostizierte zukünftige Nachfrage- und Angebotswachstum enthalten. In der BFE-Verteilnetzstudie werden synthetische Netze abgeleitet, welche die Versorgungsaufgabe erfüllen, aber den realen Zustand der heutigen Netze nur approximiert abbilden können. Dies kann dazu führen, dass ein «starkes» heutiges Netz (VSE-Ansatz) tendenziell weniger Investitionen benötigt, um die Versorgungsaufgabe in Zukunft (z.B. im Jahr 2050) zu erfüllen, als ein synthetisches «schwächeres» heutiges Netz (BFE-Ansatz).

- In der VSE-Verteilnetzstudie wird der Netzausbaubedarf basierend auf einer detaillierten Methodik bestimmt, bei der die Lastprofile für Wärmebedarf und Elektromobilität mit einer statistischen Verteilung über das ganze Jahr stündlich berechnet und in der Lastflussanalyse auch stündlich ausgewertet werden. Die Lastflussanalyse verwendet gekoppelte Nieder- und Mittelspannungsnetze. In der BFE-Verteilnetzstudie wurde in dieser Hinsicht ein anderer methodischer Ansatz gewählt, bei dem unterschiedliche Gleichzeitigkeitfaktoren für unterschiedliche Lasttypen und Netzebenen verwendet wurden, um den Worst-Case abzubilden. Dies führt zu qualitativ höherem Netzausbaubedarf in der BFE-Verteilnetzstudie.
2. **Netzausbaukosten:** In der VSE-Verteilnetzstudie werden die Netzausbaukosten analog zur Hauptstudie «Energiezukunft 2050» annualisiert. Die annualisierten Netzausbaukosten sind von mehreren Kostenparametern abhängig, wie u.a. die verwendeten Einheitspreise pro Netzebene differenziert nach Anlagentyp, die verwendeten Ersatzzyklen pro Betriebsmittel, die Methodik für Ausbau und Kapazitätserweiterung des Netzes, der kalkulatorische Zinssatz oder der Betriebskostenfaktor. Die drei Studien verwenden diesbezüglich unterschiedliche Annahmen. Deshalb ist der direkte Vergleich der Netzausbaukosten nicht möglich. Bei der VSE-Studie fallen die Netzausbaukosten qualitativ geringer aus als in der BFE-Verteilnetzstudie, im Wesentlichen aufgrund der in Punkt 1 erläuterten Gründen.
 3. **Haupttreiber des Netzausbaubedarfs:** Abhängig von den energiewirtschaftlichen Szenarien ist der Haupttreiber für den Netzausbau in vielen Fällen der PV-Zubau. Diese Erkenntnis wird untermauert durch die BKW-Verteilnetzstudie, wobei dies bei der BFE-Verteilnetzstudie nicht explizit bestätigt wird.
 4. **Die Rolle von PV-Einspeisemanagement:** Alle drei Verteilnetzstudien stimmen in ihrer Erkenntnis zur Rolle des Einspeisemanagements für Photovoltaik-Anlagen als zielführende Massnahme zur Reduktion des Netzausbaubedarfs überein.
 5. **Die Rolle der nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung mittels Lastverschiebung oder -reduktion:** In den offensiven Szenarien stimmen die Verteilnetzstudien von VSE, BFE und BKW in ihrer Erkenntnis zur Rolle der Lastreduzierung und -verschiebung durch angepasstes Kundenverhalten und intelligente Gebäudeautomation als zielführende Massnahme zur Reduktion des Netzausbaubedarfs überein.
 6. **Die Rolle von RONT:** Die Verteilnetzstudien von VSE und BKW stimmen in ihrer Erkenntnis zur limitierten Rolle von RONT zur Reduktion des Netzausbaubedarfs wegen Spannungshaltung überein. In der vorliegenden Verteilnetzstudie ist dies darauf zurückzuführen, dass der heutige Einsatz von RONT mit festem Spannungssollwert für den primär lastgetriebenen Betrieb optimiert wurde.

5. Anhang

5.1 Parametrisierung der Verteilnetz-Szenarien

Um den Einfluss der **angebots- und nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung als Flexibilitätsoption** auf den Netzausbaubedarf zu quantifizieren, wurden die folgenden Verteilnetz-Szenarien definiert.

Verteilnetszenarien	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Basisfall	100	100	100	0	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 70%	70	100	100	0	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 50%	50	100	100	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	100	50	100	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 75% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	100	75	100	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs	100	100	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	100	50	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarf	100	100	75	0	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 70%	70	50	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	100	50	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs	100	100	75	0	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 50%	50	50	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	100	50	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs	100	100	75	0	0	1

Um differenzieren zu können i) wie viel Netzausbaubedarf nur wegen der Elektrifizierung der Nachfrage benötigt wird und ii) wie viel nachfrageseitige Wirkleistungsbegrenzung als Flexibilitätsoption den Netzausbaubedarf reduzieren kann, wurde **der PV-Ausbau ignoriert** und folgende Verteilnetz-Szenarien definiert.

Verteilnetszenarien	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Keine nachfrageseitige Flexibilität	0	100	100	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 75% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	0	75	100	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	0	50	100	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs	0	100	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 75% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	0	75	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs	0	100	75	0	0	1

Verteilnetszenarien	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs	0	50	75	0	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs						

Um den Einfluss der **Blindleistungsregelungsunterstützung (Q(U)-Regelung)** von unterschiedlichen dezentralen Anlagentypen (PV, Ladestationen, Wärmepumpen) zu quantifizieren, wurden folgende Verteilnetz-Szenarien definiert.

Verteilnetszenarien	PV	EM	WP	QU	RT	NB
• Keine Leistungsspitzenreduktion • Q(U)-Regelung bei PV-Anlagen	100	100	100	1	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 70% • Q(U)-Regelung bei PV-Anlagen	70	100	100	1	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 50% • Q(U)-Regelung bei PV-Anlagen	50	100	100	1	0	1
• Keine Leistungsspitzenreduktion • Q(U)-Regelung bei Ladestationen	100	100	100	2	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 75% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs • Q(U)-Regelung bei Ladestationen	100	75	100	2	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs • Q(U)-Regelung bei Ladestationen	100	50	100	2	0	1
• Keine Leistungsspitzenreduktion • Q(U)-Regelung bei Wärmepumpen	100	100	100	4	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs • Q(U)-Regelung bei Wärmepumpen	100	100	75	4	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs • Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs • Q(U)-Regelung bei Ladestationen und Wärmepumpen	100	50	75	6	0	1
• Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs • Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs • Q(U)-Regelung bei PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen	100	50	75	7	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 70% • Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs • Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs • Q(U)-Regelung bei PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen	70	50	75	7	0	1
• PV-Einspeisebegrenzung auf 50% • Leistungsspitzenreduktion bei Elektromobilität auf 50% durch Verschiebung des Home-Ladebedarfs • Leistungsspitzenreduktion bei Wärmepumpen auf 75% durch Verschiebung des Stromwärmebedarfs • Q(U)-Regelung bei PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen	50	50	75	7	0	1

5.2 Liste der Assets für den Netzausbau

Kategorie	I _{max} [A]	Einheit	Querschnitt [mm ²]	Nutzungsdauer [Jahr]	Kosten [CHF]	Ländlich	Periurban	Städtisch
Kabel und Leitungen								
FL HS (NE3) - Al3	810	km	400	80	450'000			
KA NS 25 Cu	119	km	25	35	15'000			
KA NS 50 Cu	175	km	50	35	25'000			
KA NS 95 Cu	266	km	95	35	40'000			
KA NS 150 Cu	344	km	150	35	55'000			
KA NS 240 Cu	459	km	240	35	95'000			
KA NS 300 Cu (1-Leiter)	559	km	300	35	110'000			
KA NS 35 Al	107	km	35	35	10'000			
KA NS 95 Al	203	km	95	35	20'000			
KA NS 150 Al	266	km	150	35	25'000			
KA NS 240 Al	360	km	240	35	35'000			
KA MS 150 Cu	380	km	150	35	75'000			
KA MS 240 Cu	497	km	240	35	95'000			
KA MS 300 Cu	560	km	300	35	130'000			
KA MS 95 Al	234	km	95	35	25'000			
KA MS 150 Al	298	km	150	35	30'000			
KA MS 240 Al	394	km	240	35	45'000			
KA MS 400 Al	509	km	400	35	60'000			
KA HS 240 Cu	590	km	240	35	280'000			
KA HS 400 Cu	767	km	400	35	350'000			
KA HS 500 Cu	875	km	500	35	350'000			
KA HS 630 Cu	1001	km	630	35	450'000			
KA HS 800 Al	905	km	800	35	350'000			
Transformatoren								
16/0.4 kV 160 kVA		Stück	160	35	25'000			
16/0.4 kV 250 kVA		Stück	250	35	30'000			
16/0.4 kV 400 kVA		Stück	400	35	33'000			
16/0.4 kV 630 kVA		Stück	630	35	36'000			
16/0.4 kV 1000 kVA		Stück	1'000	35	40'000			
16/0.4 kV 1250 kVA		Stück	1'250	35	50'000			
50/13 kV Trafo, 25 MVA		Stück	25'000	35	800'000			
50/13 kV Trafo, 40 MVA		Stück	40'000	35	1'200'000			
60/21 kV Trafo, 31 MVA		Stück	31'000	35	1'200'000			
125/21 kV Trafo, 25 MVA		Stück	25'000	35	1'500'000			
125/21 kV Trafo, 50 MVA		Stück	50'000	35	1'800'000			
220/50 kV Trafo, 100 MVA		Stück	100'000	35	1'900'000			
220/125 kV Trafo, 160 MVA		Stück	160'000	35	2'600'000			
220/125 kV Trafo, 250 MVA		Stück	250'000	35	3'300'000			
Bau, Technik und Sonstiges								
KA-NS-Trasse		km		55		150'000	350'000	600'000
KA-MS-Trasse		km		55		150'000	450'000	600'000
KA-HS-Trasse		km		55		500'000	750'000	1'000'000
RONT statt Trafos		△ Stück		35	20'000			
HS-Feld		Stück			300'000			
Trafostation Gebäude freistehend		Stück		45	60'000			
Trafostation Technik		Stück		25	30'000			
Verteilkabinen		Stück		35	15'000			

Tabelle 5.1: Komponenten, und ihre Kosten für den Netzausbau

5.3 Zusätzliche Tabellen zu den Deep-Dive-Resultaten

5.3.1 Deep-Dive-Gebiet A

Tabelle 5.2: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet A im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.372	0.359	0.627	0.000	0.962	2.320
A	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.372	0.359	0.627	0.000	0.957	2.315
A	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.122	0.317	0.407	0.000	0.684	1.529
A	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.030	0.260	0.000	0.466	0.756
A	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.372	0.359	0.627	0.000	0.953	2.311
A	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.372	0.359	0.624	0.000	0.919	2.273
A	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.122	0.317	0.404	0.000	0.632	1.474
A	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.029	0.129	0.000	0.303	0.461
A	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.028	0.124	0.000	0.248	0.400
A	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.372	0.359	0.627	0.008	0.962	2.328
A	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.122	0.317	0.404	0.000	0.633	1.475

Tabelle 5.3: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet A im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.251	0.319	0.427	0.000	0.729	1.726
A	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.319	0.427	0.000	0.726	1.723
A	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.278	0.261	0.000	0.445	0.984
A	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.010	0.185	0.000	0.343	0.538
A	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.319	0.427	0.000	0.729	1.726
A	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.319	0.426	0.000	0.727	1.723
A	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.278	0.260	0.000	0.438	0.976
A	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.004	0.076	0.000	0.203	0.284
A	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.002	0.072	0.000	0.200	0.274
A	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.251	0.319	0.427	0.021	0.729	1.747
A	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.278	0.257	0.000	0.420	0.955

Tabelle 5.4: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet A im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.359	0.613	0.000	0.948	2.170
A	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.359	0.613	0.000	0.943	2.165
A	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.122	0.317	0.394	0.000	0.649	1.481
A	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.029	0.263	0.000	0.426	0.718
A	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.359	0.613	0.000	0.948	2.170
A	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.359	0.609	0.000	0.925	2.144
A	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.122	0.317	0.390	0.000	0.633	1.462
A	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.029	0.134	0.000	0.274	0.437
A	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.028	0.126	0.000	0.261	0.416
A	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.359	0.613	0.008	0.948	2.178
A	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.122	0.317	0.387	0.000	0.652	1.478

Tabelle 5.5: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet A im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.251	0.319	0.414	0.000	0.715	1.699
A	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.319	0.414	0.000	0.710	1.694
A	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.278	0.250	0.000	0.428	0.956
A	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.010	0.185	0.000	0.342	0.537
A	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.319	0.414	0.000	0.711	1.695
A	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.319	0.414	0.000	0.709	1.694
A	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.278	0.249	0.000	0.440	0.967
A	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.002	0.073	0.000	0.207	0.282
A	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.002	0.072	0.000	0.206	0.280
A	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.319	0.414	0.028	0.715	1.727
A	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.278	0.250	0.000	0.421	0.948

Tabelle 5.6: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet A im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.015	0.215	0.000	0.390	0.620
A	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.015	0.215	0.000	0.388	0.617
A	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.015	0.147	0.000	0.308	0.470
A	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.015	0.131	0.000	0.274	0.420
A	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.014	0.215	0.000	0.390	0.620
A	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.015	0.208	0.000	0.386	0.608
A	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.012	0.135	0.000	0.300	0.447
A	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.020	0.126	0.000	0.246	0.393
A	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.012	0.114	0.000	0.230	0.356
A	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.015	0.215	0.015	0.390	0.635
A	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.012	0.132	0.000	0.303	0.447

Tabelle 5.7: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet A im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.002	0.118	0.000	0.283	0.402
A	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.002	0.118	0.000	0.281	0.401
A	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.002	0.093	0.000	0.230	0.325
A	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.002	0.082	0.000	0.229	0.314
A	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.001	0.115	0.000	0.264	0.379
A	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.002	0.109	0.000	0.241	0.352
A	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.084	0.000	0.180	0.264
A	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.002	0.073	0.000	0.184	0.259
A	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.064	0.000	0.135	0.199
A	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.002	0.118	0.026	0.262	0.408
A	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.173	0.254

Tabelle 5.8: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet A im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.015	0.235	0.000	0.430	0.679
A	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.015	0.235	0.000	0.429	0.679
A	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.015	0.151	0.000	0.337	0.503
A	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.015	0.132	0.000	0.314	0.460
A	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.014	0.235	0.000	0.430	0.679
A	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.015	0.231	0.000	0.427	0.673
A	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.013	0.145	0.000	0.326	0.484
A	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.020	0.127	0.000	0.239	0.386
A	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.013	0.120	0.000	0.246	0.379
A	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.015	0.235	0.010	0.430	0.689
A	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.012	0.145	0.000	0.347	0.504

Tabelle 5.9: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet A im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
A	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.002	0.133	0.000	0.333	0.467
A	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.002	0.133	0.000	0.331	0.466
A	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.002	0.094	0.000	0.279	0.375
A	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.002	0.082	0.000	0.268	0.352
A	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.002	0.133	0.000	0.320	0.454
A	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.002	0.130	0.000	0.295	0.426
A	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.001	0.088	0.000	0.245	0.334
A	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.002	0.069	0.000	0.196	0.267
A	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.001	0.066	0.000	0.168	0.234
A	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.002	0.133	0.024	0.312	0.471
A	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.201	0.289

5.3.2 Deep-Dive-Gebiet B

Tabelle 5.10: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet B im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.306	0.316	0.567	0.000	1.048	2.238
B	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.306	0.316	0.567	0.000	1.046	2.236
B	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.202	0.125	0.399	0.000	0.748	1.474
B	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.202	0.106	0.287	0.000	0.517	1.111
B	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.306	0.315	0.567	0.000	1.048	2.237
B	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.306	0.316	0.563	0.000	1.012	2.198
B	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.202	0.124	0.371	0.000	0.696	1.394
B	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.202	0.106	0.198	0.000	0.371	0.876
B	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.137	0.097	0.157	0.000	0.388	0.779
B	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.306	0.316	0.567	0.071	0.923	2.184
B	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.202	0.124	0.381	0.000	0.536	1.244

Tabelle 5.11: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet B im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.202	0.191	0.426	0.000	1.107	1.926
B	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.202	0.191	0.426	0.000	1.102	1.921
B	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.137	0.072	0.273	0.000	0.850	1.332
B	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.137	0.036	0.183	0.000	0.640	0.996
B	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.202	0.191	0.426	0.000	1.101	1.920
B	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.202	0.191	0.413	0.000	1.063	1.869
B	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.072	0.253	0.000	0.785	1.247
B	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.137	0.036	0.096	0.000	0.583	0.853
B	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.097	0.036	0.074	0.000	0.542	0.749
B	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.202	0.191	0.426	0.089	0.819	1.727
B	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.072	0.242	0.000	0.430	0.881

Tabelle 5.12: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet B im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.306	0.279	0.542	0.000	0.994	2.122
B	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.306	0.279	0.542	0.000	0.988	2.116
B	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.202	0.121	0.388	0.000	0.707	1.418
B	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.202	0.105	0.281	0.000	0.505	1.093
B	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.306	0.278	0.542	0.000	0.989	2.116
B	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.306	0.279	0.532	0.000	0.961	2.079
B	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.202	0.115	0.360	0.000	0.679	1.357
B	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.202	0.106	0.204	0.000	0.379	0.891
B	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.137	0.091	0.157	0.000	0.392	0.778
B	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.306	0.279	0.542	0.076	0.885	2.089
B	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.202	0.113	0.369	0.000	0.523	1.207

Tabelle 5.13: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet B im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.202	0.151	0.394	0.000	1.023	1.770
B	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.202	0.151	0.394	0.000	1.021	1.769
B	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.137	0.048	0.250	0.000	0.770	1.204
B	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.137	0.036	0.171	0.000	0.655	0.999
B	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.202	0.151	0.394	0.000	1.017	1.764
B	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.202	0.151	0.381	0.000	0.974	1.708
B	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.048	0.230	0.000	0.691	1.106
B	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.137	0.036	0.099	0.000	0.616	0.887
B	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.097	0.036	0.074	0.000	0.543	0.750
B	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.202	0.151	0.394	0.096	0.782	1.625
B	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.046	0.219	0.000	0.423	0.825

Tabelle 5.14: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet B im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.202	0.105	0.300	0.000	0.564	1.171
B	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.202	0.105	0.300	0.000	0.563	1.170
B	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.137	0.091	0.214	0.000	0.396	0.839
B	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.137	0.091	0.159	0.000	0.324	0.712
B	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.202	0.104	0.297	0.000	0.544	1.147
B	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.202	0.104	0.285	0.000	0.536	1.127
B	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.087	0.196	0.000	0.360	0.781
B	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.137	0.091	0.148	0.000	0.323	0.700
B	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.137	0.087	0.119	0.000	0.287	0.630
B	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.202	0.105	0.300	0.063	0.483	1.153
B	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.085	0.197	0.000	0.272	0.690

Tabelle 5.15: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet B im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.137	0.040	0.223	0.000	0.538	0.938
B	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.137	0.040	0.223	0.000	0.533	0.933
B	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.097	0.036	0.129	0.000	0.480	0.742
B	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.097	0.036	0.091	0.000	0.433	0.657
B	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.137	0.040	0.223	0.000	0.533	0.934
B	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.137	0.040	0.208	0.000	0.499	0.885
B	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.097	0.035	0.108	0.000	0.341	0.581
B	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.097	0.036	0.084	0.000	0.432	0.648
B	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.097	0.035	0.063	0.000	0.399	0.593
B	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.137	0.040	0.223	0.076	0.412	0.889
B	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.097	0.034	0.097	0.000	0.204	0.433

Tabelle 5.16: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive-Gebiet B* im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.202	0.098	0.323	0.000	0.531	1.154
B	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.202	0.098	0.323	0.000	0.526	1.149
B	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.202	0.094	0.221	0.000	0.378	0.896
B	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.202	0.094	0.179	0.000	0.323	0.797
B	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.202	0.095	0.320	0.000	0.560	1.177
B	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.202	0.096	0.303	0.000	0.519	1.120
B	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.087	0.198	0.000	0.374	0.796
B	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.202	0.094	0.181	0.000	0.324	0.801
B	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.137	0.087	0.133	0.000	0.313	0.670
B	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.202	0.098	0.323	0.065	0.477	1.164
B	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.137	0.084	0.197	0.000	0.288	0.706

Tabelle 5.17: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive-Gebiet B* im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
B	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.137	0.036	0.225	0.000	0.549	0.948
B	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.137	0.036	0.225	0.000	0.548	0.946
B	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.137	0.036	0.135	0.000	0.412	0.720
B	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.137	0.036	0.093	0.000	0.490	0.756
B	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.137	0.035	0.225	0.000	0.548	0.946
B	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.137	0.035	0.207	0.000	0.507	0.886
B	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.097	0.035	0.110	0.000	0.365	0.607
B	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.137	0.036	0.091	0.000	0.488	0.752
B	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.097	0.035	0.066	0.000	0.439	0.637
B	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.137	0.036	0.225	0.088	0.417	0.903
B	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.097	0.034	0.099	0.000	0.230	0.460

5.3.3 Deep-Dive-Gebiet C

Tabelle 5.18: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet C im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.022	0.234	0.000	0.190	0.445
C	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.022	0.234	0.000	0.189	0.444
C	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.022	0.221	0.000	0.175	0.417
C	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.022	0.209	0.000	0.174	0.405
C	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.021	0.234	0.000	0.189	0.444
C	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.021	0.184	0.000	0.156	0.361
C	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.021	0.168	0.000	0.137	0.326
C	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.022	0.205	0.000	0.174	0.400
C	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.021	0.152	0.000	0.136	0.308
C	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.022	0.234	0.039	0.174	0.468
C	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.021	0.165	0.000	0.117	0.302

Tabelle 5.19: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet C im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.122	0.000	0.101	0.223
C	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.122	0.000	0.100	0.222
C	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.107	0.000	0.099	0.207
C	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.106	0.000	0.099	0.206
C	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.122	0.000	0.099	0.221
C	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.079	0.000	0.080	0.160
C	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.076	0.137
C	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.103	0.000	0.099	0.202
C	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.058	0.000	0.076	0.133
C	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.122	0.047	0.074	0.242
C	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.045	0.107

Tabelle 5.20: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet C im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.021	0.229	0.000	0.188	0.439
C	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.021	0.229	0.000	0.186	0.437
C	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.021	0.218	0.000	0.174	0.414
C	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.021	0.208	0.000	0.173	0.403
C	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.021	0.229	0.000	0.190	0.440
C	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.021	0.183	0.000	0.149	0.352
C	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.021	0.172	0.000	0.131	0.324
C	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.021	0.205	0.000	0.173	0.399
C	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.021	0.158	0.000	0.131	0.309
C	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.021	0.229	0.041	0.172	0.463
C	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.021	0.168	0.000	0.108	0.296

Tabelle 5.21: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet C im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.122	0.000	0.103	0.225
C	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.122	0.000	0.103	0.224
C	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.107	0.000	0.101	0.208
C	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.106	0.000	0.101	0.207
C	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.122	0.000	0.102	0.224
C	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.083	0.000	0.082	0.165
C	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.070	0.131
C	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.103	0.000	0.101	0.204
C	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.058	0.000	0.069	0.127
C	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.122	0.050	0.075	0.247
C	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.042	0.100

Tabelle 5.22: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive-Gebiet C* im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.021	0.139	0.000	0.089	0.249
C	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.021	0.139	0.000	0.088	0.248
C	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.021	0.137	0.000	0.088	0.246
C	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.021	0.126	0.000	0.088	0.235
C	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.139	0.000	0.087	0.226
C	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.118	0.000	0.068	0.185
C	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.107	0.000	0.061	0.168
C	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.021	0.123	0.000	0.088	0.231
C	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.093	0.000	0.060	0.154
C	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.021	0.139	0.026	0.086	0.271
C	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.095	0.000	0.055	0.150

Tabelle 5.23: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive-Gebiet C* im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.112
C	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.111
C	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.043	0.102
C	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.043	0.101
C	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.068	0.000	0.043	0.111
C	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.055	0.000	0.031	0.086
C	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.036	0.000	0.026	0.062
C	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.054	0.000	0.043	0.097
C	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.031	0.000	0.026	0.058
C	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.068	0.026	0.039	0.133
C	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.032	0.000	0.021	0.054

Tabelle 5.24: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet C im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.021	0.201	0.000	0.164	0.386
C	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.021	0.201	0.000	0.163	0.385
C	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.021	0.188	0.000	0.159	0.368
C	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.021	0.184	0.000	0.159	0.364
C	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.021	0.201	0.000	0.159	0.381
C	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.021	0.158	0.000	0.121	0.300
C	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.021	0.145	0.000	0.114	0.279
C	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.021	0.184	0.000	0.159	0.364
C	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.021	0.142	0.000	0.113	0.276
C	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.021	0.201	0.036	0.149	0.406
C	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.021	0.142	0.000	0.097	0.259

Tabelle 5.25: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet C im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
C	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.093	0.000	0.087	0.180
C	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.093	0.000	0.087	0.180
C	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.093	0.000	0.086	0.179
C	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.089	0.000	0.086	0.176
C	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.093	0.000	0.086	0.179
C	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.062	0.000	0.058	0.120
C	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.061	0.000	0.055	0.116
C	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.089	0.000	0.086	0.176
C	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.058	0.000	0.055	0.112
C	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.093	0.041	0.064	0.198
C	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.054	0.000	0.032	0.086

5.3.4 Deep-Dive-Gebiet D

Tabelle 5.26: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.026	0.045
D	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.023	0.041
D	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.019	0.000	0.022	0.041
D	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.024	0.005	0.030	0.059
D	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.016	0.035

Tabelle 5.27: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.014	0.023
D	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.021
D	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.021
D	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.012	0.010	0.021	0.043
D	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.007	0.016

Tabelle 5.28: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet D im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.030	0.055
D	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.026	0.045
D	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.023	0.041
D	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.024	0.000	0.027	0.051
D	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.019	0.000	0.022	0.041
D	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.024	0.005	0.030	0.059
D	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.019	0.000	0.018	0.037

Tabelle 5.29: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet D im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.024	0.036
D	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.014	0.023
D	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.022
D	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.012	0.000	0.022	0.035
D	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.009	0.000	0.013	0.022
D	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.012	0.010	0.021	0.043
D	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.008	0.016

Tabelle 5.30: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.023	0.048
D	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.023	0.048
D	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.019	0.034
D	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.016	0.031
D	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.024	0.000	0.023	0.048
D	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.015	0.000	0.016	0.031
D	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.024	0.006	0.023	0.054
D	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.013	0.028

Tabelle 5.31: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.023
D	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.023
D	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.024
D	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.011	0.020
D	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.012	0.000	0.012	0.023
D	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.012	0.005	0.007	0.024
D	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.007	0.016

Tabelle 5.32: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.018	0.033
D	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.018	0.033
D	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.024	0.000	0.026	0.050
D	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.015	0.000	0.018	0.033
D	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.024	0.006	0.023	0.054
D	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.015	0.000	0.016	0.031

Tabelle 5.33: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
D	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.012	0.000	0.013	0.025
D	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.009	0.000	0.010	0.019
D	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.012	0.006	0.008	0.026
D	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.009	0.000	0.007	0.016

5.3.5 Deep-Dive-Gebiet E

Tabelle 5.34: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.206	0.274	0.000	0.626	1.356
E	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.206	0.274	0.000	0.623	1.354
E	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.122	0.084	0.196	0.000	0.449	0.851
E	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.122	0.077	0.141	0.000	0.349	0.688
E	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.206	0.274	0.000	0.626	1.357
E	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.206	0.267	0.000	0.613	1.336
E	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.084	0.180	0.000	0.396	0.660
E	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.122	0.078	0.115	0.000	0.228	0.542
E	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.122	0.077	0.095	0.000	0.142	0.435
E	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.251	0.206	0.274	0.002	0.626	1.358
E	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.084	0.180	0.000	0.402	0.667

Tabelle 5.35: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.122	0.087	0.182	0.000	0.498	0.889
E	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.122	0.087	0.182	0.000	0.497	0.888
E	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.077	0.117	0.000	0.348	0.542
E	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.073	0.085	0.000	0.276	0.434
E	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.122	0.087	0.182	0.000	0.497	0.887
E	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.122	0.087	0.176	0.000	0.455	0.840
E	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.276	0.463
E	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.073	0.065	0.000	0.204	0.342
E	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.077	0.058	0.000	0.133	0.268
E	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.122	0.087	0.182	0.011	0.462	0.864
E	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.274	0.461

Tabelle 5.36: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.206	0.271	0.000	0.628	1.355
E	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.206	0.271	0.000	0.625	1.352
E	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.122	0.084	0.196	0.000	0.411	0.813
E	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.122	0.077	0.141	0.000	0.314	0.653
E	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.206	0.271	0.000	0.629	1.356
E	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.206	0.258	0.000	0.612	1.327
E	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.122	0.084	0.180	0.000	0.399	0.784
E	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.122	0.082	0.116	0.000	0.185	0.504
E	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.122	0.077	0.095	0.000	0.145	0.438
E	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.206	0.271	0.005	0.628	1.360
E	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.084	0.180	0.000	0.398	0.662

Tabelle 5.37: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.122	0.087	0.180	0.000	0.515	0.903
E	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.122	0.087	0.180	0.000	0.510	0.899
E	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.077	0.117	0.000	0.354	0.548
E	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.077	0.085	0.000	0.271	0.432
E	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.122	0.087	0.180	0.000	0.513	0.901
E	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.122	0.087	0.174	0.000	0.456	0.838
E	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.298	0.485
E	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.077	0.065	0.000	0.204	0.345
E	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.077	0.058	0.000	0.140	0.275
E	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.122	0.087	0.180	0.011	0.462	0.862
E	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.110	0.000	0.275	0.462

Tabelle 5.38: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.077	0.110	0.000	0.239	0.425
E	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.077	0.110	0.000	0.239	0.425
E	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.077	0.099	0.000	0.173	0.349
E	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.077	0.096	0.000	0.146	0.319
E	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.077	0.108	0.000	0.239	0.424
E	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.077	0.094	0.000	0.223	0.393
E	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.081	0.000	0.155	0.313
E	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.077	0.093	0.000	0.143	0.313
E	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.077	0.081	0.000	0.122	0.280
E	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.077	0.110	0.005	0.239	0.430
E	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.081	0.000	0.153	0.310

Tabelle 5.39: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.073	0.074	0.000	0.177	0.325
E	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.073	0.074	0.000	0.177	0.324
E	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.073	0.061	0.000	0.136	0.270
E	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.073	0.061	0.000	0.130	0.264
E	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.073	0.074	0.000	0.178	0.326
E	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.071	0.000	0.152	0.223
E	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.058	0.000	0.100	0.159
E	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.073	0.059	0.000	0.123	0.255
E	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.056	0.000	0.092	0.147
E	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.073	0.074	0.010	0.164	0.322
E	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.057	0.000	0.093	0.151

Tabelle 5.40: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet E im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.077	0.116	0.000	0.265	0.458
E	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.077	0.116	0.000	0.264	0.457
E	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.077	0.106	0.000	0.205	0.388
E	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.122	0.077	0.102	0.000	0.166	0.466
E	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.077	0.119	0.000	0.265	0.461
E	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.077	0.109	0.000	0.233	0.420
E	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.098	0.000	0.169	0.344
E	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.122	0.077	0.102	0.000	0.163	0.464
E	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.077	0.092	0.000	0.139	0.307
E	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.077	0.116	0.005	0.253	0.450
E	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.077	0.089	0.000	0.161	0.327

Tabelle 5.41: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet E im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
E	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.077	0.074	0.000	0.229	0.380
E	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.077	0.074	0.000	0.228	0.379
E	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.077	0.061	0.000	0.180	0.318
E	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.077	0.061	0.000	0.174	0.312
E	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.073	0.077	0.000	0.232	0.383
E	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.077	0.071	0.000	0.149	0.297
E	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.073	0.058	0.000	0.114	0.245
E	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.077	0.061	0.000	0.168	0.306
E	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.073	0.058	0.000	0.105	0.236
E	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.077	0.074	0.010	0.164	0.324
E	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.073	0.058	0.000	0.095	0.226

5.3.6 Deep-Dive-Gebiet F

Tabelle 5.42: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.000	0.240	0.000	0.540	1.031
F	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.240	0.000	0.537	1.028
F	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.226	0.000	0.394	0.871
F	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.197	0.000	0.342	0.790
F	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.240	0.000	0.524	1.015
F	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.225	0.000	0.484	0.959
F	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.203	0.000	0.332	0.786
F	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.196	0.000	0.292	0.739
F	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.251	0.000	0.170	0.000	0.229	0.649
F	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.240	0.021	0.539	1.051
F	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.183	0.000	0.313	0.747

Tabelle 5.43: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.251	0.000	0.165	0.000	0.358	0.774
F	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.165	0.000	0.355	0.771
F	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.128	0.000	0.308	0.687
F	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.123	0.000	0.246	0.619
F	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.162	0.000	0.355	0.768
F	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.142	0.000	0.320	0.713
F	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.099	0.000	0.279	0.629
F	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.123	0.000	0.210	0.583
F	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.251	0.000	0.091	0.000	0.167	0.508
F	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.165	0.026	0.338	0.780
F	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.099	0.000	0.254	0.603

Tabelle 5.44: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.000	0.237	0.000	0.510	0.997
F	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.237	0.000	0.505	0.992
F	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.218	0.000	0.384	0.852
F	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.193	0.000	0.339	0.782
F	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.237	0.000	0.504	0.991
F	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.224	0.000	0.447	0.921
F	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.201	0.000	0.317	0.769
F	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.194	0.000	0.291	0.736
F	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.251	0.000	0.174	0.000	0.226	0.650
F	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.237	0.021	0.509	1.017
F	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.179	0.000	0.312	0.741

Tabelle 5.45: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.251	0.000	0.153	0.000	0.356	0.760
F	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.153	0.000	0.356	0.760
F	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.127	0.000	0.308	0.686
F	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.123	0.000	0.237	0.611
F	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.154	0.000	0.347	0.751
F	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.130	0.000	0.321	0.701
F	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.099	0.000	0.311	0.660
F	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.123	0.000	0.198	0.572
F	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.251	0.000	0.091	0.000	0.202	0.544
F	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.153	0.026	0.336	0.766
F	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.099	0.000	0.263	0.362

Tabelle 5.46: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.000	0.168	0.000	0.247	0.665
F	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.168	0.000	0.246	0.664
F	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.162	0.000	0.201	0.614
F	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.162	0.000	0.193	0.606
F	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.168	0.000	0.245	0.663
F	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.151	0.000	0.218	0.620
F	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.143	0.000	0.172	0.565
F	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.162	0.000	0.193	0.605
F	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.251	0.000	0.143	0.000	0.164	0.557
F	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.168	0.019	0.247	0.684
F	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.140	0.000	0.171	0.561

Tabelle 5.47: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.251	0.000	0.110	0.000	0.198	0.559
F	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.110	0.000	0.198	0.559
F	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.102	0.000	0.146	0.499
F	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.102	0.000	0.144	0.497
F	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.110	0.000	0.245	0.356
F	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.076	0.000	0.202	0.278
F	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.068	0.000	0.151	0.219
F	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.102	0.000	0.144	0.497
F	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.068	0.000	0.149	0.217
F	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.110	0.026	0.189	0.576
F	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.065	0.000	0.099	0.164

Tabelle 5.48: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive-Gebiet F* im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.251	0.000	0.193	0.000	0.280	0.724
F	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.193	0.000	0.279	0.723
F	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.185	0.000	0.239	0.675
F	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.185	0.000	0.237	0.673
F	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.193	0.000	0.280	0.723
F	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.157	0.000	0.247	0.654
F	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.146	0.000	0.203	0.599
F	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.185	0.000	0.236	0.672
F	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.251	0.000	0.146	0.000	0.199	0.596
F	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.193	0.026	0.280	0.750
F	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.251	0.000	0.146	0.000	0.198	0.595

Tabelle 5.49: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive-Gebiet F* im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
F	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.251	0.000	0.122	0.000	0.230	0.603
F	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.251	0.000	0.122	0.000	0.229	0.602
F	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.251	0.000	0.117	0.000	0.186	0.554
F	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.251	0.000	0.117	0.000	0.184	0.551
F	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.251	0.000	0.122	0.000	0.224	0.597
F	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.251	0.000	0.087	0.000	0.198	0.536
F	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.192	0.273
F	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.251	0.000	0.117	0.000	0.184	0.551
F	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.081	0.000	0.194	0.274
F	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.251	0.000	0.122	0.028	0.214	0.615
F	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.072	0.000	0.125	0.198

5.3.7 Deep-Dive-Gebiet G

Tabelle 5.50: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.202	0.000	0.293	0.494
G	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.202	0.000	0.292	0.494
G	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.116	0.000	0.222	0.338
G	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.106	0.000	0.210	0.315
G	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.201	0.000	0.289	0.490
G	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.190	0.000	0.283	0.473
G	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.121	0.000	0.194	0.314
G	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.118	0.000	0.178	0.296
G	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.107	0.000	0.149	0.256
G	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.202	0.000	0.293	0.494
G	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.121	0.000	0.196	0.316

Tabelle 5.51: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.346
G	DEF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.123	0.000	0.221	0.344
G	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.086	0.000	0.161	0.247
G	DEF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.122	0.209
G	DEF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.123	0.000	0.221	0.344
G	DEF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.115	0.000	0.225	0.340
G	DEF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.157	0.238
G	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.082	0.000	0.111	0.193
G	DEF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.074	0.000	0.103	0.178
G	DEF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.123	0.000	0.222	0.346
G	DEF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.158	0.239

Tabelle 5.52: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet G im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.114	0.000	0.200	0.314
G	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.111	0.000	0.189	0.300
G	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.197	0.000	0.274	0.471
G	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.191	0.000	0.268	0.459
G	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.116	0.000	0.187	0.303
G	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.120	0.000	0.160	0.280
G	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.106	0.000	0.137	0.243
G	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.189	0.000	0.266	0.456
G	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.116	0.000	0.187	0.303

Tabelle 5.53: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das *Deep-Dive*-Gebiet G im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	DEF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.101	0.000	0.208	0.309
G	DEF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.101	0.000	0.207	0.308
G	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.162	0.250
G	DEF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.088	0.000	0.125	0.213
G	DEF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.100	0.000	0.206	0.307
G	DEF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.101	0.000	0.204	0.304
G	DEF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.083	0.000	0.158	0.242
G	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.083	0.000	0.117	0.200
G	DEF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.074	0.000	0.107	0.181
G	DEF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.101	0.000	0.208	0.309
G	DEF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.083	0.000	0.153	0.236

Tabelle 5.54: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-ISO	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.099	0.000	0.069	0.168
G	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.099	0.000	0.068	0.167
G	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.081	0.000	0.052	0.133
G	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.076	0.000	0.049	0.125
G	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.095	0.000	0.067	0.162
G	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.096	0.000	0.065	0.161
G	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.075	0.000	0.044	0.119
G	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.079	0.000	0.050	0.129
G	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.069	0.000	0.045	0.114
G	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.099	0.000	0.069	0.168
G	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.075	0.000	0.045	0.120

Tabelle 5.55: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-ISO	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.060	0.000	0.034	0.093
G	OFF-ISO	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.060	0.000	0.033	0.093
G	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.054	0.000	0.033	0.087
G	OFF-ISO	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.056	0.000	0.033	0.089
G	OFF-ISO	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.054	0.000	0.032	0.086
G	OFF-ISO	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.052	0.000	0.033	0.085
G	OFF-ISO	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.037	0.000	0.031	0.069
G	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.056	0.000	0.032	0.089
G	OFF-ISO	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.040	0.000	0.031	0.070
G	OFF-ISO	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.060	0.000	0.034	0.093
G	OFF-ISO	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.037	0.000	0.032	0.069

Tabelle 5.56: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-INT	2050	Basisfall (80%)	0.000	0.000	0.117	0.000	0.080	0.197
G	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.117	0.000	0.079	0.196
G	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.097	0.000	0.065	0.163
G	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.092	0.000	0.063	0.155
G	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.115	0.000	0.075	0.190
G	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.113	0.000	0.074	0.188
G	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.089	0.000	0.055	0.144
G	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.092	0.000	0.066	0.157
G	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.086	0.000	0.056	0.142
G	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.117	0.000	0.080	0.197
G	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.086	0.000	0.055	0.141

Tabelle 5.57: Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold

DD	SZ	Jahr	Verteilnetz-Szenario	NE4 MCHF	NE5 MCHF	NE6 MCHF	NE6R MCHF	NE7 MCHF	Total MCHF
G	OFF-INT	2050	Basisfall (100%)	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-INT	2050	Eigenverbrauchsoptimierung	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 70%	0.000	0.000	0.066	0.000	0.043	0.109
G	OFF-INT	2050	PV-Einspesebegrenzung auf 50%	0.000	0.000	0.065	0.000	0.043	0.109
G	OFF-INT	2050	EM-Leistungsreduktion (LR) auf 50%	0.000	0.000	0.070	0.000	0.041	0.111
G	OFF-INT	2050	WP-Leistungsreduktion (LR) auf 75%	0.000	0.000	0.064	0.000	0.041	0.106
G	OFF-INT	2050	PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.051	0.000	0.034	0.085
G	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau	0.000	0.000	0.065	0.000	0.043	0.108
G	OFF-INT	2050	Kein PV-Ausbau und LR bei EM und WP	0.000	0.000	0.053	0.000	0.037	0.091
G	OFF-INT	2050	Mit RONT	0.000	0.000	0.079	0.000	0.044	0.123
G	OFF-INT	2050	Q(U) und PV-70% EM-50% WP-75%	0.000	0.000	0.048	0.000	0.038	0.087

Abbildungsverzeichnis

2.1	Insgesamt untersuchter Szenarioraum in der Studie.	5
2.2	Überblick allgemeine Methodik.	5
2.3	Energiewirtschaftliche Szenarien der Hauptstudie «Energiezukunft 2050» [1]	6
2.4	Regionalisierung des Bedarfs an Anzahl Gebäude mit installierten Wärmepumpen in einem Beispielgebiet eines Deep-Dives. Dargestellt ist das Szenario OFF-INT.	11
2.5	Regionalisierung des Bedarfs an installierter Ladeleistung in kW an Heim- und Arbeitsplatz-Ladestationen in einem Beispielgebiet eines Deep-Dives. Dargestellt ist das Szenario OFF-INT für das Jahr 2050. .	14
2.6	Regionalisierung des Bedarfs an installierter Photovoltaik-Leistung in kW an bestehenden Gebäuden in einem Beispielgebiet eines Deep-Dives. Dargestellt ist das Szenario OFF-INT für das Jahr 2050.	16
2.7	Installierte PV Leistung (in MW_p) pro Deep-Dive-Gebiete und Szenario aufgeteilt nach Bestandsbauten und Neubauten	17
2.8	Indexierte (prozentuale) Zunahme/Abnahme des Stromverbrauchs in den jeweiligen Branchen der Industrie gemäss «Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor» [18].	19
2.9	Empirischer Gleichzeitigkeitsfaktor von Heimladestationen für die Elektromobilität nach unterschiedlichen räumlichen Auflösungen (Z.B. auf HAK oder TS-Kreis), ermittelt aus einem Deep-Dive Gebiet. Zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors wurde die maximal installierte Ladeleistung mit der effektiv maximal bezogenen Leistung vom Netz verglichen. Zum Beispiel ein Quartier mit zwanzig installierten 11-kW Ladepunkten (220 kW installierte Leistung) mit einem jährlichen Lastmaximum von z.B. 55 kW, hätte eine Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.25.	20
2.10	Die Schritte der Netzanalyse im Überblick	21
2.11	Maximale Belastung der Zweigelemente über das Jahr.	23
2.12	Maximale Belastung der Zweigelemente über das Jahr nach Netzausbau für «Stromkapazitätserhöhung»	24
2.13	Verteilung der Knotenspannungen über das Jahr nach Netzausbau für «Stromkapazitätserhöhung»	25
2.14	Verteilung der Knotenspannungen über das Jahr nach Netzausbau für «Spannungshaltung» . .	26
2.15	Die Kennlinie der implementierten Q(U)-Regelung	28
2.16	Der Ansatz von «verteiltem Slack»	29
2.17	Die Methodik zur Hochskalierung der Netzausbaukosten auf die ganze Schweiz	33
3.1	Aggregierte stündliche Profile PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet A	39
3.2	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes A für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	40
3.3	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet A	40
3.4	Aggregierte stündliche Profile PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet B	43
3.5	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes B für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	44
3.6	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet B	44
3.7	Aggregierte stündliche Profile PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet C	47
3.8	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes C für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	48

3.9	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet C	48
3.10	Aggregierte stündliche Profile PV , Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet D	51
3.11	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes D für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	52
3.12	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet D	52
3.13	Aggregierte stündliche Profile PV , Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet E	55
3.14	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes E für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	56
3.15	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet E	56
3.16	Aggregierte stündliche Profile PV , Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet F	59
3.17	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes F für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	60
3.18	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet F	60
3.19	Aggregierte stündliche Profile PV , Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität (EMA) für Deep-Dive-Gebiet G	63
3.20	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Deep-Dive-Gebietes G für das Referenzszenario über das ganze Jahr betrachtet	64
3.21	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über alle Verteilnetz-Szenarien und Netzkosten pro Netzebene im Basisfall für das Deep-Dive-Gebiet G	64
3.22	Verlorene Energie bei einer PV-Einspeisebegrenzung auf 70% und 50%.	66
3.23	Verteilung der Netzinvestitionen im Szenario DEF-ISO über die Netzebenen 4-7 für die sieben Deep-Dive-Gebiete	67
3.24	Maximale Auslastung der Zweigelemente des Hochspannungsnetzes für das Referenzszenario mit den getroffenen Annahmen über das ganze Jahr betrachtet	69
3.25	Aggregierte stündliche Profile von PV , Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität und (EM) andere Elektromobilität (EMA) für die Hochspannungsstudie	70
3.26	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien	74
3.27	Verteilung der annualisierten Netzkosten über alle Verteilnetz-Szenarien	75
3.28	Vergleich der annualisierten Netzausbaukosten zwischen «mit PV und Elektrifizierung der Nachfrage» und «nur Elektrifizierung der Nachfrage».	75
3.29	Auswirkung der angebotsseitigen Wirkleistungsbegrenzung auf die Netzausbaukosten.	76
3.30	Auswirkung der nachfrageseitigen Wirkleistungsbegrenzung auf die Netzausbaukosten	76
3.31	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten in NS/MS über alle Verteilnetz-Szenarien	77
3.32	Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten per Netzebene über alle Verteilnetz-Szenarien	78
3.33	Vergleich der annualisierten Netzausbaukosten in NE7 mit und ohne Q(U) Regelung	78
3.34	Gegenüberstellung der Heimbatteriespeicher- und PV-kapazitäten in den Deep-Dive-Gebieten	79
3.35	Auswirkung von RONT auf die Netzausbaukosten im Deep-Dive-Gebiet B	80
3.36	Auswirkung von RONT auf die Netzausbaukosten im Deep-Dive-Gebiet A	80
3.37	Auswirkung der Auswahl an Deep-Dive-Gebieten auf die Extrapolation der Resultate	81

3.38 Netzausbaubedarf infolge von Neubauten gegenüber Bestandsbauten.	81
---	----

Tabellenverzeichnis

2.1	Die sieben untersuchten <i>Deep-Dive</i> -Gebiete der NS-/MS-Studie mit ihren wichtigsten Charakteristiken.	9
2.2	Aggregierte Entwicklung von Bevölkerung, Angestellten und Energiebezugsfläche in der gesamten Schweiz sowie in den 595 Gemeinden der HS-Studie (in Millionen).	9
2.3	Entwicklung des jährlichen Strombedarfs von Wärmepumpen und Elektroheizungen (in GWh / Jahr) auf nationaler Ebene und in den sieben <i>Deep-Dive</i> -Gebieten zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Die Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen ist konstant mit 4 modelliert. Die nationalen Zahlen sowie der COP entstammen der Hauptstudie [1].	12
2.4	Durchdringung von Klimageräten in Gebäuden ohne und mit teilweiser Wohnnutzung. 100% entspricht einer vollständigen Deckung des Kältebedarfs mit Klimageräten.	12
2.5	Installierte PV Kapazität (in GW_p) auf nationaler Ebene.	18
2.6	Eidgenössische Cluster-Gruppe A	34
2.7	Eidgenössische Cluster-Gruppe B	34
2.8	Eidgenössische Cluster-Gruppe C	35
3.1	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahren für <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A.	39
3.2	Technische Kennzahlen des <i>Deep-Dive</i> -Gebietes A für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	41
3.3	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	41
3.4	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	41
3.5	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahren für <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B.	43
3.6	Technische Kennzahlen des <i>Deep-Dive</i> -Gebietes B für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	45
3.7	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	45
3.8	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	45
3.9	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahren für <i>Deep-Dive</i> -Gebiet C.	47
3.10	Technische Kennzahlen des <i>Deep-Dive</i> -Gebietes C für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	49
3.11	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet C in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	49
3.12	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet C in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	49

3.13	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet D	51
3.14	Technische Kennzahlen des Deep-Dive-Gebietes D für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	53
3.15	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	53
3.16	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet D in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	53
3.17	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet E	55
3.18	Technische Kennzahlen des Deep-Dive-Gebietes E für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	57
3.19	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	57
3.20	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet E in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	57
3.21	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet F	59
3.22	Technische Kennzahlen des Deep-Dive-Gebietes F für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	61
3.23	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	61
3.24	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet F in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	61
3.25	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität (EM), andere Elektromobilität, Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für Deep-Dive-Gebiet G	63
3.26	Technische Kennzahlen des Deep-Dive-Gebietes G für den Netzausbaubedarf in den Szenarien pro Netzebene für den Basisfall	65
3.27	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G in den Szenarien für den Basisfall mit 80% Threshold	65
3.28	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das Deep-Dive-Gebiet G in den Szenarien für den Basisfall mit 100% Threshold	65
3.29	Aggregierte maximale Leistungswerte [MW_p] für PV, für Wasserkraft HYD , Basis-Strom (Basis), Wärmepumpen (WP), Warmwasser (WW), Elektromobilität Privat (EMP), Elektromobilität kommerziell (EMK), Gesamtlast (GL), Nettolast (NL) und minimaler Leistungswert für Nettolast über alle Szenarien und Szenariojahre für die Hochspannungsstudie	69
3.30	Annualisierte Netzausbaukosten pro Netzebene für das Hochspannungsnetz in den Szenarien für den Basisfall	69

3.31	Annualisierte Netzausbaukosten pro Netzebene für das Hochspannungsnetz im Szenario DEF-ISO für Verteilnetz-Szenarien	70
3.32	Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz in allen vier Szenarien für den Basisfall	71
3.33	Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien	72
3.34	Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario DEF-INT für Verteilnetz-Szenarien	72
3.35	Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario OFF-ISO für Verteilnetz-Szenarien	73
3.36	Die extrapolierten annualisierten Netzausbaukosten pro Netzebene für die ganze Schweiz im Szenario OFF-INT für Verteilnetz-Szenarien	73
5.1	Komponenten, und ihre Kosten für den Netzausbau	89
5.2	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	90
5.3	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	90
5.4	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	91
5.5	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	91
5.6	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	92
5.7	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	92
5.8	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	93
5.9	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet A im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	93
5.10	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	94
5.11	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	94
5.12	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	95
5.13	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	95
5.14	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	96
5.15	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	96
5.16	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	97
5.17	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet B im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	97
5.18	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet C im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	98

5.19	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	98
5.20	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	99
5.21	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	99
5.22	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	100
5.23	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	100
5.24	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	101
5.25	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet C</i> im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	101
5.26	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	102
5.27	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	102
5.28	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	103
5.29	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	103
5.30	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	104
5.31	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	104
5.32	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	105
5.33	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet D</i> im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	105
5.34	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	106
5.35	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	106
5.36	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	107
5.37	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	107
5.38	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	108
5.39	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	108
5.40	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	109
5.41	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive-Gebiet E</i> im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	109

5.42	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	110
5.43	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	110
5.44	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	111
5.45	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	111
5.46	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	112
5.47	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	112
5.48	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	113
5.49	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet F im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	113
5.50	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	114
5.51	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario DEF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	114
5.52	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	115
5.53	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario DEF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	115
5.54	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	116
5.55	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario OFF-ISO über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	116
5.56	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 80% Threshold	117
5.57	Annualisierte Netzausbaukosten per Netzebene für das <i>Deep-Dive</i> -Gebiet G im Szenario OFF-INT über ausgewählte Verteilnetz-Szenarien mit 100% Threshold	117

Literatur

- [1] T. Marti, M. Sulzer, M. Rüdisüli, and et al. Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Technical report, VSE, Dezember Aarau, 2022.
- [2] EBP. Synthetische Bevölkerung Schweiz, 2021.
- [3] Danhong Wang, Jonas Landolt, Georgios Mavromatidis, Kristina Orehounig, and Jan Carmeliet. Cesar: A bottom-up building stock modelling tool for switzerland to address sustainable energy transformation strategies. *Energy and Buildings*, 169:9–26, 2018.
- [4] Drury B. Crawley, Linda K. Lawrie, Frederick C. Winkelmann, W.F. Buhl, Y.Joe Huang, Curtis O. Pedersen, Richard K. Strand, Richard J. Liesen, Daniel E. Fisher, Michael J. Witte, and Jason Glazer. Energyplus: creating a new-generation building energy simulation program. *Energy and Buildings*, 33(4):319–331, 2001.
- [5] Eidgenössisches Gebäude- und Wohnungsregister, Bundesamt für Statistik, <https://www.housing-stat.ch>, 2017.
- [6] Robin Mutschler, Martin Rüdisüli, Philipp Heer, and Sven Eggimann. Benchmarking cooling and heating energy demands considering climate change, population growth and cooling device uptake. *Applied Energy*, 288:116636, 2021.
- [7] Sven Eggimann, Natasa Vulic, Martin Rüdisüli, Robin Mutschler, Kristina Orehounig, and Matthias Sulzer. Spatiotemporal upscaling errors of building stock clustering for energy demand simulation. *Energy and Buildings*, 258:111844, 2022.
- [8] ASTRA. Schweizerische automatische Strassenverkehrszählung (SASVZ), August 2023.
- [9] BFS. Mikrozensus Mobilität und Verkehr (MZMV), 2021.
- [10] Van Liedekerke, A. Schwarz, and M. Gjorgiev. Vehicle-to-grid in Switzerland. A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electricity system. Technical report, 2023.
- [11] T. Signer, E. Limarzo, M. Ruppert, and W. Fichtner. Flexibility Potential of V2G Technology in Switzerland. Technical report, 2023.
- [12] J. Coignard, Saxena S., Greenblatt J. B., and D. Clean. Clean vehicles as an enabler for a clean electricity grid. Technical report, 2018.
- [13] Alina Walch, Martin Rüdisüli, Roberto Castello, and Jean-Louis Scartezzini. Quantification of existing rooftop pv hourly generation capacity and validation against measurement data. *Journal of Physics: Conference Series*, 2042(1):012011, nov 2021.
- [14] Alina Walch and Martin Rüdisüli. Strategic pv expansion and its impact on regional electricity self-sufficiency: Case study of switzerland. *Applied Energy*, 346:121262, 2023.
- [15] Alina Walch, Roberto Castello, Nahid Mohajeri, and Jean-Louis Scartezzini. Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*, 262:114404, 2020.
- [16] Bundesamt für Statistik (BFS). Statistik der unternehmensstruktur, 2018.
- [17] Prognos AG, Infras AG, and TEP Energy GmbH. Energieperspektiven 2050+. Bern: Bundesamt für Energie BFE., 2021.

- [18] Polyquest AG Helbling Beratung + Bauplanung AG. Energieverbrauch in der industrie und im dienstleistungssektor. Bern: Bundesamt für Energie BFE, 2021.
- [19] Stefan Schneider, Pascale Le Strat, and Martin Patel. Electro what: A platform for territorial analysis of electricity consumption. *Energy Procedia*, 122:92–97, 2017. CISBAT 2017 International Conference Future Buildings & Districts – Energy Efficiency from Nano to Urban Scale.
- [20] Raumgliederungen der Schweiz, Gemeindetypologie und Stadt/Land-Typologie, Bundesamt für Statistik, https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/katalogedatenbanken/karten.html?dyn_publishingyearend=2023&dyn_title=Gemeindetypologie, May 2017.
- [21] Energie Reporter: die Energiezukunft in Ihrer Gemeinde, https://opendata.geoimpact.ch/energiereporter/energiereporter_latest.zip?v=1695370823537, August 2023.
- [22] Polynomics AG Consentec GmbH, EBP Schweiz AG. Auswirkungen einer starken elektrifizierung und eines massiven ausbaus der stromproduktion aus erneuerbaren energien auf die schweizer stromverteilnetze, 2022.