



Bericht vom 10. November 2022

Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze



Quelle: Consentec GmbH



Datum: 10. November 2022

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Consentec GmbH
Grüner Weg 1, DE-52070 Aachen
<http://www.consentec.de>

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65, CH-8702 Zollikon
<http://www.ebp.ch>

Polynomics AG
Baslerstrasse 44, CH-4600 Olten
<http://www.polynomics.ch>

Autor/in:

Sebastian Willemsen, Consentec GmbH, willemsen@consentec.de
Christian Linke, Consentec GmbH, linke@consentec.de
David Kemnitz, Consentec GmbH, kemnitz@consentec.de
Dr. Wolfgang Fritz, Consentec GmbH, fritz@consentec.de
Silvan Rosser, silvan.rosser@ebp.ch
Michel Müller, michel.mueller@ebp.ch
Lukas Lanz, lukas.lanz@ebp.ch
Gianluca Gehwolf, gianluca.gehwolf@ebp.ch
Lukas Zölch, lukas.zoelch@polynomics.ch
Dr. Heike Worm, Polynomics, heike.worm@polymics.ch
Dr. Janick Mollet, Polynomics, janick.mollet@polynomics.ch

BFE-Projektleitung:

Astrid Sonntag, astrid.sonntag@bfe.admin.ch
Dr. Peter Ghermi, peter.ghermi@bfe.admin.ch

BFE-Begleitgruppe:

Dr. Mohamed Benahmed, mohamed.benahmed@bfe.admin.ch
Dr. Wolfgang Elsenbast, wolfgang.elsenbast@bfe.admin.ch
Dr. Wieland Hintz, wieland.hintz@bfe.admin.ch
Renato Marioni lic. rer. pol., renato.marioni@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/200352-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	6
Zusammenfassung	7
Résumé	17
1 Hintergrund und Zielsetzung.....	28
2 Methodisches Vorgehen	29
2.1 Energieperspektiven als Grundlage.....	29
2.2 Regionalisierung	31
2.2.1 Motivation und Ziel der Regionalisierung.....	32
2.2.2 Parametrisierung der gebietsstrukturellen Eigenschaften	33
2.2.3 Wärme.....	34
2.2.4 Elektromobilität	37
2.2.5 Photovoltaik.....	41
2.3 Netzanalysen	43
2.3.1 Modellierungsansatz	43
2.3.2 Annahmen und Parametrierung.....	45
2.4 Wirtschaftliche Analysen	47
2.4.1 Investitionsbedarf.....	47
2.4.2 Kosten	48
2.4.3 Tarife	48
3 Ergebnisse	49
3.1 Regionalisierung	49
3.1.1 Wärmepumpen	49
3.1.2 Elektromobilität	53
3.1.3 Photovoltaik.....	58
3.2 Netzanalysen	62
3.2.1 Grundlegende Vorbemerkung zu Ergebnissen.....	62
3.2.2 Ergebnisse für Szenarien WWB und ZERO Basis	64
3.2.3 Ergebnisse für die Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C	66
3.2.4 Ergebnisse für die Szenariovariation ZERO Basis mit «PV-Ausbau gemäss Ständerat».....	68
3.2.5 Ergebnisse für Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis	69
3.2.6 Gebietstyp-spezifische Ergebnisse (Netzcluster)	82
3.2.7 Übergreifende Einordnungen zu unterschiedlichen Auswirkungen auf die Netzebenen	86
3.3 Wirtschaftliche Analysen	87
3.3.1 Vorbemerkung und Ausgangslage 2020	87
3.3.2 Ergebnisse für die Szenarien WWB und ZERO Basis	89

3.3.3	Ergebnisse für die Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C	99
3.3.4	Ergebnisse für die Szenariovariation ZERO Basis mit «PV-Ausbau gemäss Ständerat»...	101
3.3.5	Ergebnisse für Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis	103
3.3.6	Gebietstyp-spezifische Ergebnisse (Netzcluster)	105
4	Einordnung der Ergebnisse	107
4.1	Methodik, Szenarien und Annahmen.....	107
4.2	Aktuelles Investitionsvolumen.....	108
4.2.1	Reservekapazitäten	109
4.2.2	Altersstruktur	109
4.3	Fazit	109
A	Anhang.....	111
A.1	Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten und Einspeisungen in der MNA.....	111
A.2	Netzanalysen: Ergebnisse WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf	112
A.3	Netzanalysen: Gebietstyp-spezifische Ergebnisse im zeitlichen Verlauf	115
A.4	Grundlagen wirtschaftliche Analyse.....	118
A.5	Netzkosten je Netzebene Szenarien ZERO Basis und WWB	121
B	Quellenverzeichnis.....	124

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Definition
<i>BEV</i>	Battery Electric Vehicle
<i>BFE</i>	Bundesamt für Energie
<i>CHF</i>	Schweizer Franken
<i>EBF</i>	Energiebezugsfläche
<i>EE</i>	Erneuerbare Energien
<i>EiCom</i>	Eidgenössische Elektrizitätskommission
<i>EP2050+</i>	Energieperspektiven 2050+
<i>EV</i>	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
<i>EZA</i>	Erzeugungsanlage
<i>GW</i>	Gigawatt
<i>HEV</i>	Hybrid Electric Vehicle (siehe auch EV)
<i>ICE</i>	Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor)
<i>kW</i>	Kilowatt
<i>kWh</i>	Kilowattstunde
<i>LIK</i>	Landesindex der Konsumentenpreise
<i>LNF</i>	Leichte Nutzfahrzeuge / Lieferwagen
<i>Mio.</i>	Millionen
<i>Mrd.</i>	Milliarden
<i>NE</i>	Netzebene
<i>PW</i>	Personenwagen
<i>PHEV</i>	Plugin Hybrid Electric Vehicle (siehe auch EV)
<i>Rp.</i>	Rappen
<i>SDL</i>	Systemdienstleistungen
<i>SNB</i>	Schweizerische Nationalbank
<i>StromVV</i>	Stromversorgungsverordnung
<i>PV</i>	Photovoltaik
<i>TWh</i>	Terawattstunden
<i>UVEK</i>	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
<i>VSE</i>	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
<i>WACC</i>	Weighted Average Cost of Capital
<i>WP</i>	Wärmepumpe

Zusammenfassung

Durch das Bestreben der Schweiz, die Treibhausgasemissionen wie die meisten Länder Europas bis zum Jahr 2050 auf netto null zu reduzieren, ist mit weitreichenden Folgen sowohl auf der Seite der Stromerzeugung als auch des Stromverbrauchs zu rechnen. Das vorliegende Dokument stellt den Schlussbericht einer Untersuchung zur Frage, welche Auswirkungen der angestrebte Umbau des Stromversorgungssystems auf die Schweizer Stromverteilnetze haben wird, dar. Dabei werden neben den erforderlichen Netzausbaubedarfen auch resultierende Netzkosten und Auswirkungen auf die Netztarife untersucht.

Ausgangspunkt der Arbeiten sind die Szenarien der BFE Energieperspektiven 2050+ (EP2050+), die die wesentlichen Eckpunkte des Stromproduktionssystems sowie der Verbrauchsseite umfassen und neben einem Szenario «Weiter wie bisher» (**WWB** mit Weiterführung der bis Ende 2018 in Kraft gesetzten Massnahmen), welches in dieser Studie ausschliesslich als Vergleichsbasis dient, die folgenden ZERO-Szenarien enthalten, mit denen das angestrebte Ziel «Netto-Null-Treibhausgasemissionen» bis 2050 erreicht werden kann:

- Netto-Null-Szenario **ZERO Basis** (starke Elektrifizierung des Energiesystems)
- Netto-Null-Szenario **ZERO A** (stärkere Elektrifizierung des Energiesystems als ZERO Basis)
- Netto-Null-Szenario **ZERO B** (schwächere Elektrifizierung des Energiesystems als ZERO Basis, dafür höherer Anteil an Biogas und synthetischen Gasen)
- Netto-Null-Szenario **ZERO C** (schwächere Elektrifizierung des Energiesystems als ZERO Basis, dafür spielen Wärmenetze sowie flüssige biogene und synthetische Brenn- und Treibstoffe eine stärkere Rolle)

Nachfolgende Tabelle 1.1 stellt einige Eckdaten der Szenarien aus den EP2050+ für das Jahr 2050 dar, die zur ersten Einordnung der Unterschiede dienen können. Für detaillierte Darstellungen wird auf die entsprechenden Ergebnisse der Studie (Prognos et al, 2020) verwiesen.

Szenario / Indikator	Elektromobilität	Wärmepumpen		Photovoltaik	
	Fahrzeugzahlen BEV + PHEV [Mio. Stück]	Anteil an beheizter Energiebezugsfläche	Strom-einsatz [TWh]	Strom-erzeugung [TWh]	Installierte Leistung [GW]
WWB	2,39	47,2 %	5,1	11,1	12,2
ZERO Basis	4,48	68,0 %	9,0	33,6	37,5
ZERO A	4,45	78,5 %	10,0	38,8	44,6
ZERO B	3,58	56,9 %	7,0	19,8	22,4
ZERO C	4,76 ¹	53,4 %	6,1	29,9	33,4
Szenariovariation ZERO Basis «PV SR»	4,48	68,0 %	9,0	37,0	41,3

Tabelle 1.1 Eckdaten der Szenarien aus den EP2050+ im Hinblick auf Elektromobilität, Wärmepumpen und Photovoltaik im Vergleich der Szenarien WWB, ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C und der zusätzlich für diese Studie entwickelten Szenariovariation ZERO Basis «PV gemäss Ständerat» für das Jahr 2050

¹ Szenario ZERO C enthält dieselbe Anzahl an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) wie ZERO B. Die Anzahl der Plug-in-Hybridfahrzeuge (PHEV) liegt allerdings mit 1,5 Mio. Stück deutlich über dem Szenario ZERO B (0,4 Mio.), weswegen sich in Summe eine höhere Fahrzeugzahl ergibt.

Zusätzlich zu den Szenarien der EP2050+ ist in Tabelle 1.1 auch eine im Rahmen dieser Studie entwickelte Szenariovariation des Szenarios ZERO Basis in der Ausprägung «PV gemäss Ständerat» (PV SR) enthalten. Im Rahmen dieser Variation soll untersucht werden, wie ein unter sonst gegenüber Szenario ZERO Basis gleichen Annahmen ein ambitionierterer Ausbau der PV-Anlagen (schneller und bis 2050 in höherem Ausmass) sich auf die Netzausbaubedarfe auswirkt.

Die zunehmende Elektrifizierung der Nachfrageseite (Elektromobilität und Wärmepumpen) sowie der massive Ausbau des schweizerischen Stromangebots mittels Photovoltaik auf Gebäuden finden dezentral im Verteilnetz statt. Um die Auswirkungen dieser dezentralen Entwicklungen auf die Verteilnetze und schliesslich auf den erforderlichen Umfang an Netzausbau und die Netzkosten zu analysieren, ist eine regionalisierte Betrachtung der relevanten Einflussfaktoren erforderlich. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Untersuchung eine Regionalisierung der Energieperspektiven 2050+ auf Ebene der Gemeinden vorgenommen.

Im Folgenden werden die wesentlichen Untersuchungsergebnisse zusammengefasst, differenziert nach den Themen Regionalisierung der EP2050+, Netzanalysen und wirtschaftliche Analysen. Eine Beschreibung des methodischen Vorgehens und detaillierte Ergebnisse können dem Hauptteil dieses Berichts entnommen werden.

Vorabbemerkung zur Einordnung der Studie

Bei der Einordnung der Ergebnisse ist zu beachten, dass diese Studie langfristige Aussagen über den zu erwartenden Investitionsbedarf in den Stromverteilnetzen bis 2050 trifft und sich damit über den gleichen Zeithorizont wie die zu Grunde liegenden Szenarien der EP2050+ erstreckt. Die langfristige Modellierung des Ausbau- und Investitionsbedarfs bedient sich der Annahmen zur Stromproduktion und zum Stromverbrauch in den Stützjahren aus den EP 2050+ im Fünfjahresabstand. Bei den Ergebnissen handelt es sich um Resultate der Modellierung von Szenarien und Sensitivitäten unter getroffenen Annahmen, nicht aber um Prognosen des sich jahresscharf real einstellenden Bedarfs. Inwiefern die modellierten Ergebnisse in der Realität beobachtet werden können, hängt massgeblich davon ab, ob die in den Szenarien der EP2050+ aufgezeigte Entwicklung von Stromproduktion und -verbrauch eintritt. In der Studie wird explizit keine Einschätzung darüber abgeben, welches der in den EP2050+ skizzierten Szenarien am wahrscheinlichsten eintritt oder aus volkswirtschaftlicher Sicht am sinnvollsten erscheint, sondern es werden Unterschiede zwischen den verschiedenen Szenarien (und damit Entwicklungspfaden des Stromsystems) im Hinblick auf resultierende Netzausbaubedarfe und -kosten bewertet.

Zu beachten ist dabei im Hinblick auf die betrachteten Netto-Null-Szenarien auch, dass diese in allen Szenario- und Elektrifizierungsausprägungen einen starken Ausbau von dezentraler PV-Erzeugungsleistung umfassen, der bis zum Zieljahr 2050 auch zu erzeugungsbedingtem Netzausbau führen kann. Eine Untersuchung, wie die Netzausbaubedarfe der betrachteten Szenarien ohne einen derartigen Ausbau der dezentralen PV-Ausbau (und anstelle dessen bei derselben Elektrifizierung der Nachfrageseite mit zusätzlicher Stromerzeugung und -einspeisung zentraler Grosskraftwerke) sich entwickeln würden, wird in dieser Studie nicht untersucht. In einem Grossteil der Netze stellen aber auch bis 2050 Verbraucherentnahmen die dimensionierungsrelevante Grösse dar, sodass ein etwaig entlastender Effekt nur in Netzgebieten mit deutlichem Erzeugungsüberschuss bemerkbar würde. Zusätzlich ist dabei zu beachten, dass ein solches «zentrales» Erzeugungsszenario Auswirkungen auf die Zielerreichung der Netto-Null-Treibhausgasemissionen und entsprechende Elektrifizierungsraten haben wird und somit keine direkte ceteris paribus Betrachtung ohne detaillierte Parametrierung und Modellierung inklusive aller relevanten Rückwirkungen sinnvoll erscheint.

Zentrale Ergebnisse Regionalisierung

Damit detaillierte Verteilnetzmodelle auf Ebene der Gemeinden aufgebaut und parametrisiert werden können, müssen zahlreiche gebietsstrukturelle Eigenschaften zur Entwicklung des Gebäudeparks in der Schweiz bis 2050 auf Gemeindeebene fortgeschrieben werden. Ausgehend vom heutigen Zustand wird so beispielsweise die versorgte Fläche sowie die Anzahl der Gebäude

mit und ohne Wohnnutzung bis 2050 modelliert. Die künftigen Haupttreiber Elektromobilität, Wärmepumpen und Photovoltaik werden ebenfalls für alle Gemeinden der Schweiz detailliert analysiert.

Im Rahmen der vorliegenden Studie erfolgt die Regionalisierung auf Ebene der Gemeinden für die beiden Szenarien WWB und ZERO Basis der EP2050+ sowie für eine zusätzliche Netto-Null-Sensitivität ZERO 2050 (starke Elektrifizierung und nur geringe Effizienzgewinne). Der Regionalisierung liegt ein gebäudescharfes Modell zur Eignung und Durchdringung von Wärmepumpen und zur Photovoltaik auf Dächern und Fassaden sowie eine agentenbasierte Simulation aller Personenwagen und leichten Nutzfahrzeugen und deren Ladevorgängen an Ladestationen unterschiedlicher Ladeleistung im Bereich der Elektromobilität zugrunde.

Wärmepumpen

Schweizweit nimmt die Anzahl der Wärmepumpen in den Gebäuden bis 2050 in allen Szenarien stark zu, während die Anzahl der Elektroheizungen in allen Szenarien stark rückläufig ist. Der Anteil von Wärmepumpen an der beheizten Energiebezugsfläche ist in grossstädtischen, urbanen Clustern geringer als in periurbanen und ländlichen Clustern. Die Gründe dafür sind, dass urbane Cluster höhere Wärmebedarfsdichten und überdurchschnittlich viele Gebäude mit höherem spezifischem Wärmebedarf aufweisen. Dies ermöglicht einen vermehrten Einsatz von Wärmenetzen. Zudem umfassen urbane Cluster auch vermehrt geschützte Bauzonen. Während sich im Szenario WWB der Zubau von Wärmepumpen noch stark auf Neubauten fokussiert, werden in ZERO Basis auch in grosser Zahl bestehende Bauten mit Wärmepumpen ausgerüstet. Damit erhöht sich der Zubau von Wärmepumpen insbesondere in ländlichen Gebieten mit geringer Wärmebedarfsdichte sehr stark.

Elektromobilität

Sowohl im Szenario WWB als auch im Szenario ZERO Basis verdrängen batterieelektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride Benzin- und Dieselfahrzeuge. Je nach Szenario geht die Transformation unterschiedlich schnell. Während im Szenario WWB im Jahr 2040 rund die Hälfte aller neuzugelassenen Fahrzeuge in der Schweiz elektrisch angetrieben werden (batterieelektrisch und Plug-in-Hybride), sind es im Szenario ZERO Basis bereits weit über 90 %. In einkommensstarken Wohngemeinden mit einem hohen Anteil an Einfamilienhäusern erfolgt die Marktdiffusion der Elektromobilität am schnellsten und mit hoher Durchdringung. In grossstädtischen, urbanen Clustern erfolgt die Marktdurchdringung ebenfalls früh und schnell. Die daraus entstehende Kombination mit geringerer Durchdringung von Wärmepumpen in grossstädtischen, urbanen Gebieten führt bis 2035 zu einer gegenseitigen Kompensation der zusätzlichen, regionalen Netzbelastung. Am langsamsten zeigt sich die Entwicklung der Elektromobilität in ländlichen Clustern. Bis 2050 ist im Szenario ZERO Basis und in der Netto-Null-Sensitivität ZERO 2050 mit einer fast vollständigen und schweizweit flächendeckenden Marktdurchdringung der Elektromobilität zu rechnen, womit nur noch die geringeren Wärmepumpenanteile bei grossstädtischen, urbanen Clustern als gewisse Netzentlastung ins Gewicht fallen.

Photovoltaik

Bis 2050 wird der Ausbau der Photovoltaik gemäss Szenarien der EP2050+ deutlich vorangetrieben. Im Szenario ZERO Basis erfolgt der Ausbau deutlich schneller und auch in einem grösseren Umfang als im Szenario WWB. Bis 2050 wird in der Schweiz im Szenario ZERO Basis eine installierte Leistung von 37,5 GW erreicht. Im Szenario WWB liegt dieser Wert bis 2050 bei 12,2 GW. Bei der Regionalisierung des künftigen Photovoltaik-Ausbaus auf Ebene der Gemeinden wird zwischen vier verschiedenen Anlagenklassen (bezogen auf die installierte Peak-Leistung) unterschieden. Die Leistungsklassen sind stark an die verfügbaren Dach- und Fassadenflächen in den Gemeinden gekoppelt. So zeigen Tourismusgemeinden im Jahr 2050 einen geringen Anteil an grossen Anlagen, da dort nur wenige grosse Flächen zur Verfügung stehen. Der Anteil grosser Photovoltaikanlagen an der installierten Leistung ist in grossstädtischen, urbanen Clustern höher als in periurbanen und ländlichen Clustern. Insbesondere in ländlichen Clustern dominieren bei starkem Ausbau der Photovoltaik im Szenario ZERO Basis kleine Anlagen im Jahr 2050 eindeutig. Im Szenario WWB ist der Anteil der kleinen Anlagen an der installierten Leistung

deutlich geringer, da aufgrund der deutlich geringeren Ausbauziele weniger häufig Anlagen auf kleinen Flächen realisiert werden.

Netzanalysen: Szenarien WWB und ZERO Basis

Im Szenario ZERO Basis ist gegenüber WWB mit etwa zwei- bis zweieinhalbfachem Netzausbaubedarfen zu rechnen. Hierbei ist zu beachten, dass der Lastzuwachs bis 2050 im Szenario ZERO Basis gegenüber WWB um 70 % und die Zunahme der installierten PV-Leistung fast viermal höher liegt.

Im Netto-Null-Szenario ZERO Basis der EP2050+ zeigen sich im Vergleich zum Szenario WWB («weiter wie bisher») eine starke Elektrifizierung des Energiesystems und damit verbunden deutlich umfangreichere Umbaumassnahmen des Schweizerischen Stromversorgungssystems zur Erreichung des Ziels der Netto-Null-Treibhausgasemissionen. Die auslegungsrelevante Gesamtlast in der NE 7 liegt im Jahr 2050 im Szenario WWB bei etwa 31 GW und im Szenario ZERO Basis bei etwa 36 GW. Der unter Berücksichtigung aller Faktoren resultierende Lastzuwachs bis 2050, dessen Grossteil auf die Elektrifizierung des Verkehrs (Elektrofahrzeuge) und des Gebäudewärmebereichs (Wärmepumpen) zurückzuführen ist, liegt gegenüber 2020 im Szenario WWB demnach bei etwa 7,2 GW, während derselbe Wert im Szenario ZERO Basis bei 12,3 GW liegt (vgl. heutige Last in NE 7 etwa 24 GW²). Der Lastzuwachs im Szenario ZERO Basis übersteigt den im Szenario WWB somit um etwa 70 %. Dies ist nicht nur in der NE 7, sondern über alle Netzebenen zu erkennen.

In Bezug auf die Lastzuwächse ist zu berücksichtigen, dass die tatsächlichen Lastbeiträge der Elektromobilität und Wärmepumpen im Jahr 2050 über den genannten Werten des Lastzuwachses liegen, da der Vergleich der Gesamtlast im Jahr 2050 mit der Gesamtlast im Jahr 2020 auch Lastrückgänge beinhaltet, z. B. durch Effizienzgewinne oder den Rückgang der Anzahl von Elektroheizungen im System. So beträgt der gemeinsame Lastbeitrag der Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen im Szenario WWB im Jahr 2050 etwa 11 GW (etwa ein Drittel der Gesamtlast) und im Szenario ZERO Basis etwa 17,5 GW (knapp die Hälfte der Gesamtlast).

Zusätzlich zu den Lastzuwächsen werden in den Netzanalysen auch der Status quo sowie die Zunahmen dezentraler Einspeisungen (aus Windenergieanlagen, Wasserkraftanlagen, Biogasanlagen, PV-Anlagen etc.) berücksichtigt. Der überwiegende Zuwachs ist dabei im Bereich der Photovoltaik zu erkennen. Von 2,9 GW im Jahr 2020 steigt dieser Wert bis 2050 auf 12,2 GW im Szenario WWB und auf 37,5 GW im Szenario ZERO Basis. Im Szenario ZERO Basis ist gegenüber WWB demnach eine fast viermal so hohe Zunahme der PV-Anlagenleistungen enthalten.

Die verstärkten Anforderungen an das Szenario ZERO Basis zeigen sich auch in den Netzausbaubedarfen. Zwar ist dieser sowohl im Szenario WWB als auch ZERO Basis bis 2050 in nennenswertem Umfang absehbar, erwartungsgemäss sind die Bedarfe für ZERO Basis jedoch deutlich höher: Wird der vollständige Handlungsbedarf berücksichtigt, also die Summe aus zusätzlich erforderlichen Leitungslängen und neu zu errichtenden Stationen ebenso wie Bedarfe für Kapazitätserweiterungen im Bestand, und auf die heutige Bestandlänge bezogen, ergibt sich für das Szenario WWB über alle Netzebenen eine Bandbreite zwischen 20 % und 60 % und für ZERO Basis zwischen 60 % und 160 %. Im ambitionierteren Szenario ZERO Basis bestehen also je nach Netzebene durchschnittlich etwa zwei- bis zweieinhalbfach so hohe Handlungsbedarfe wie im Szenario WWB.

Netzanalysen: Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C

Eine gegenüber ZERO Basis noch stärkere Elektrifizierung des Energiesystems erhöht die Netzausbaubedarfe je nach Netzebene um bis zu 30 % (ZERO A), wohingegen eine geringere Elektrifizierung (ZERO B, ZERO C) eine Reduktion um bis zu 35 % bewirken kann.

² Eigene Modellabschätzung abgeleitet aus Schweizweiter Jahreshöchstlast (2020) unter Berücksichtigung von Entmischungsfaktoren für die verschiedenen Netzebenen differenziert nach den in den jeweiligen Netzebenen relevanten Verbrauchergruppen (Lastprognose für 2050 entsprechend dieser Annahmen unter Berücksichtigung der Verbrauchszunahmen aus EP2050+).

Diese drei weiteren Netto-Null-Szenarien der EP2050+ zeichnen sich durch eine gegenüber ZERO Basis veränderte Elektrifizierung des Energiesystems aus. Dies äussert sich im Szenario ZERO A durch weitere etwa 2 GW Lastzuwachs gegenüber den bereits im Szenario ZERO Basis enthaltenen 12,3 GW. Die Szenarien ZERO B und ZERO C liegen in Bezug auf den Lastzuwachs etwa 3 GW unterhalb des Szenarios ZERO Basis und damit zwischen WWB und ZERO Basis. Auch auf der Erzeugungsseite unterscheiden sich die weiteren Netto-Null-Szenarien vom Szenario ZERO Basis: In ZERO A wird bis 2050 von 44,6 GW ausgegangen, in ZERO B von 22,4 GW und in ZERO C von 33,4 GW.

Erwartungsgemäss zeigen sich im Szenario ZERO A über alle Netzebenen die höchsten Netzausbaubedarfe, da sowohl der Lastzuwachs, der eher in den unteren Netzebenen Ausbaubedarfe bewirkt, als auch die PV-Erzeugung, die eher in den oberen Netzebenen wirkt, in ZERO A am höchsten sind. Gegenüber Szenario ZERO Basis besteht über alle Netzebenen etwa 1,1- bis 1,3-mal so hoher Ausbaubedarf. Die Szenarien ZERO B und ZERO C weisen geringere Handlungsbedarfe als die Szenarien ZERO A und ZERO Basis auf, liegen jedoch beide noch über dem Szenario WWB. Die Handlungsbedarfe in den Szenarien ZERO B und ZERO C liegen je nach Netzebene bei ca. 65 % bis 90 % der Bedarfe im Szenario ZERO Basis je nach Netzebene. Das Netto-Null-Szenario mit den geringsten Netzausbaubedarfen ist Szenario ZERO B, in dem zwar ein vergleichbarer Lastzuwachs wie in Szenario ZERO C angenommen wird, die PV-Leistung bis 2050 jedoch deutlich geringer zunimmt. Dies ist dementsprechend insbesondere in den oberen, teilweise erzeugungsdominierten Netzebenen zu erkennen, während die Netzausbaubedarfe in den unteren, lastdominierten Netzebenen zwischen ZERO B und ZERO C vergleichbar sind.

Netzanalysen: Szenariovariation ZERO Basis in der Ausprägung «PV gemäss Ständerat»

Wird unter sonst im Vergleich zum Szenario ZERO Basis gleichen Ausprägungen ein ambitionierterer Ausbau der PV-Anlagen (schneller und bis 2050 in höherem Ausmass) unterstellt, steigen die Netzausbaubedarfe insbesondere in den höheren Netzebenen. Je nach Netzebene können dabei in den oberen Netzebenen (ab NE 5) zusätzliche Netzausbaubedarfe in Höhe von 15 % bis 20 % im Vergleich zu ZERO Basis anfallen, wohingegen die unteren Netzebenen (NE 7 und NE 6 in etwa dieselben Bedarfe aufweisen).

Erwartungsgemäss führt die Annahme eines – unter sonst gegenüber Szenario ZERO Basis – gleichen Ausprägungen – höheren PV-Ausbau «PV gemäss Ständerat» auch zu höheren Netzausbaubedarfen. Diese fallen insbesondere in oberen Netzebenen an. In Abweichung zum Szenario ZERO A, das gegenüber dem Szenario ZERO Basis in allen Netzebenen, höhere Netzausbaubedarfe aufweist, was auch auf eine stärkere Elektrifizierung auf der Nachfrageseite zurückzuführen ist, sind die unteren Netzebenen in der Variation «PV-Ausbau gemäss Ständerat» nicht von zusätzlichen Ausbaubedarfen betroffen. Dies resultiert aus der im Vergleich zum Szenario ZERO Basis unveränderten Ausprägung der Verbraucherseite, deren Entnahmen (Höchstlastbeiträge) in den unteren Netzebenen auch im Jahr 2050 auslegungsrelevant sind und den Netzausbaubedarf massgeblich bestimmen.

Netzanalysen: Sensitivitäten

Die erforderlichen Netzausbaubedarfe im Szenario ZERO Basis lassen sich durch den kombinierten Einsatz von Einspeisemanagement und netzorientierter Laststeuerung je nach Netzebene auf ca. 40 % bis 75 % reduzieren, während sie bei der Annahme eines verstärkten Heimladens in Kombination mit einer marktorientierten Laststeuerung je nach Netzebene auf das 1,2- bis 3-fache zunehmen können.

In Bezug auf die Netzausbaubedarfe lassen sich die Wirkungen einzelner Einflussfaktoren anhand von Sensitivitäten ermitteln und sich somit eine Bandbreite der Netzausbaubedarfe unter verschiedenen Entwicklungen eines Szenarios, z. B. hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilitäten, aufspannen. Eine erste Sensitivität ZERO 2050 betrachtet dabei hohe Anforderungen an die Schweizer Stromverteilnetze auch über die Szenarien der EP2050+ hinaus. In weiteren Sensitivitäten, die auf dem Szenario ZERO Basis aufbauen, zeigen sich die Auswirkungen von Einspeisemanagement, einer Variation der Ladeorte und der Laststeuerung sowie verschiedene Kombinationen aus diesen Ausprägungen. Zusätzlich wird auch eine Variante «smarteres Netz» betrachtet, in der die Umsetzung einer intelligenten Steuerung und die Optimierung von Flexibili-

tätseinsatz unterstellt wird, welche den intelligenten und koordinierten Einsatz von Elektromobilität, Wärmepumpen und dezentralen Speichern (wie z. B. Heimspeichern oder Vehicle-to-grid) vorsieht. Die Analysen beziehen sich dabei ausschliesslich auf den Einfluss der Faktoren auf den Netzausbau und dessen Kosten und bewerten nicht die Pfade und Kosten, um diese Flexibilitätsnutzung zu erreichen.

Ein zusammenfassender Überblick über die Auswirkungen und Ergebnisse der betrachteten Sensitivitäten ist in Tabelle 1.2 dargestellt. Eine weitere Beschreibung der Sensitivitäten und Ergebnisse erfolgt in den anschliessenden Absätzen.

Sensitivität	Bandbreite veränderter Ausbaubedarfe über alle Verteilnetzebenen im Vgl. zu ZERO Basis
ZERO 2050	+ 20 bis + 50 %
Spitzenkappung 85%	- 0 % bis - 10 %
Spitzenkappung 70%	- 0 % bis - 30 %
Verstärktes Heimladen	+0 % bis + 40%
Verstärktes öffentliches Laden	- 0 % bis - 30 %
Marktorientiertes Lastverhalten	+ 10 % bis + 100 %
Netzorientiertes Lastverhalten	- 0 % bis - 50 %
Kombination: verstärktes Heimladen und marktorientiertes Verhalten	+ 20 % bis + 200 %
Kombination: verstärktes Heimladen und netzorientiertes Verhalten	- 0 % bis - 50 %
Kombination: netzorientiertes Verhalten und Spitzenkappung 85%	- 15 % bis - 60 %
Kombination: netzorientiertes Verhalten und Spitzenkappung 70%	- 25 % bis - 60 %
«Smarteres Netz»	- 20 % bis - 60 %

Tabelle 1.2 *Veränderte Netzausbaubedarfe im Überblick über die betrachteten Sensitivitäten bezogen auf das Szenario ZERO Basis (die Prozentwerte beschreiben um wieviel Prozent die Ausbaubedarfe gegenüber denen im Szenario ZERO Basis erhöht oder verringert werden; positive Werte bedeuten demnach Mehrbedarfe, während negative Werte für geringere Bedarfe stehen)*

Die Verbraucherleistungen steigen in der zuerst betrachteten Variante «ZERO 2050» zusätzlich zu dem bereits im Szenario ZERO Basis enthaltenen Lastzuwachs von 12,3 GW um weitere 7,5 GW und liegen somit auch über den Annahmen im Szenario ZERO A, während der Zuwachs der PV-Anlagen dem im Szenario ZERO A entspricht (Anstieg auf 44,7 GW bis 2050). Dies spiegelt sich auch in den Ergebnissen der Netzanalysen wider, die zeigen, dass die Netzausbaubedarfe bei dieser Sensitivität je nach Netzebene etwa um den Faktor 1,2 bis 1,5 höher als im Szenario ZERO Basis (und somit auch höher als in ZERO A) sind.

Im Weiteren ist festzustellen, dass die netzentlastende Wirkung von Einspeisemanagement bei der Einspeisung von PV-Anlagen (Spitzenkappung bezogen auf den Netzanschlusspunkt) aufgrund der Lastdominanz in den unteren Netzebenen eher gering ist und die Handlungsbedarfe in den Netzebenen NE 7 und NE 6 nicht beeinflusst werden. Die Wirkung steigt jedoch in den oberen Ebenen, da insbesondere in ländlichen Gebieten (auch grössere) Erzeugungsanlagen auslegungsrelevant sind, weswegen eine Kappung der Einspeiseleistungen in diesem Fall zu einer Reduktion der Netzausbaubedarfe führen kann. Erwartungsgemäss fallen die Wirkungen höher aus, je höher die Leistungsbeschränkung gewählt wird. Im Falle einer Begrenzung der maximalen Einspeisung auf 85 % der PV-Anlagenleistung kann eine Reduktion der Handlungsbedarfe gegenüber ZERO Basis auf etwa 90 % in den Netzebenen NE 3 und NE 2 erreicht werden. Bei einer

Begrenzung der maximalen Einspeisung auf 70 % der PV-Anlagenleistung kann der benötigte Netzausbau noch weiter auf ca. 70-80 % (NE 3 und NE 2) der Bedarfe im Szenario ZERO Basis gesenkt werden.

Die Wirkung einer Variation der Ladeorte, also der Annahme, dass gegenüber ZERO Basis Fahrzeuge verstärkt zuhause («verstärktes Heimpladen») oder im anderen Fall verstärkt an öffentlichen Ladepunkten («verstärktes öffentliches Laden») geladen werden, ist insbesondere in den unteren, lastdominierten Netzebenen ausgeprägt. Verstärktes Heimpladen führt dort zu zusätzlichen Netzausbaubedarfen (Faktor 1,4 gegenüber ZERO Basis), während verstärktes öffentliches Laden Entlastungen erwirken kann (Faktor 0,7 gegenüber ZERO Basis).

Die Wirkung einer Laststeuerung, die zu einem marktorientierten oder netzorientierten Verhalten führen kann, ist grundsätzlich in allen Netzebenen zu erkennen. Bei der Untersuchung des Einflusses einer Ladesteuerung von Heimpladepunkten für Elektrofahrzeuge – stellvertretend für den gesteuerten Einsatz lastseitiger Flexibilität – zeigt sich, dass marktorientiertes Laden die Netzausbaubedarfe stärker erhöht (je nach Netzebene ca. Faktor 1,1 bis 2 in Bezug auf ZERO Basis) als das netzorientierte Laden den Netzausbaubedarf verringert (ca. Faktor 0,5 bis 1). Es zeigt sich, dass die marktorientierte Steuerung von Ladepunkten in den unteren Netzebenen bis zu einer Verdopplung der Ausbaubedarfe führen kann, während die netzorientierte Steuerung den Handlungsbedarf dort etwa halbieren kann. Eine weitere Untersuchung, die auch einen flexibleren Einsatz von Wärmepumpen berücksichtigt, zeigt, dass die Netzausbaubedarfe durch den netzorientierten Einsatz von Wärmepumpen weiter gesenkt werden können, der Einfluss (zusätzlich zum netzorientierten Verhalten von Heimpladepunkten) aufgrund der Dominanz der Elektromobilität in den unteren Netzebenen jedoch eher gering ist.

Wird die Annahme der Entwicklung hin zu einem verstärkten Heimpladen mit einer marktorientierten Ladesteuerung kombiniert, kann dies zu einer weiteren Steigerung des Netzausbaubedarfs in allen Netzebenen führen. Die Wirkungen sind in den unteren Netzebenen stärker ausgeprägt als in den höheren. Die Handlungsbedarfe liegen je nach Netzebene im Bereich des 1,2-bis 3-fachen der Bedarfe im Szenario ZERO Basis. In der Kombination aus verstärktem Heimpladen und netzorientierter Ladesteuerung werden die zusätzlichen Bedarfe durch verstärktes Heimpladen in den unteren Netzebenen durch die netzorientierte Steuerung überkompensiert (ca. Faktor 0,5 gegenüber ZERO Basis in den NE 7 und NE 6). In den oberen Ebenen gleichen die Effekte sich aus, sodass die Netzausbaubedarfe in dieser Kombination auf dem Niveau des Szenarios ZERO Basis liegen.

Als weitere untersuchte Sensitivität ist die Kombination aus netzorientiertem Laden und Spitzenkappung zu nennen. Auch in dieser Kombination wirkt sich das netzorientierte Laden überwiegend in den unteren Netzebenen aus, während die Spitzenkappung hingegen überwiegend in den oberen Netzebenen relevant ist, in denen der Netzausbau teilweise erzeugungsgetrieben ist. Die Kombination bewirkt demzufolge eine Verringerung der Netzausbaubedarfe über alle Netzebenen, die sich jedoch nur gering potenzieren, da sie einzeln betrachtet grösstenteils in unterschiedlichen Netzebenen stattfinden. Die Handlungsbedarfe für die Kombination aus netzorientiertem Laden und Spitzenkappung auf 85 % liegen je nach Netzebene bei ca. Faktor 0,4 bis 0,85 der Bedarfe im Szenario ZERO Basis. Durch die Kombination aus netzorientiertem Laden und Spitzenkappung (70 %) lassen sich die Bedarfe weiter auf ca. Faktor 0,4 bis maximal 0,75 gegenüber ZERO Basis reduzieren.

Im Rahmen der zuletzt betrachteten Sensitivität «Smarteres Netz» wird die Umsetzung einer intelligenten Steuerung und Optimierung von Flexibilitätseinsatz unterstellt. Dadurch können sowohl in lastdominierten Netzgebieten und Netzebenen als auch in denen, in denen der Netzausbau erzeugungsgetrieben ist, Verringerungen der Netzausbaubedarfe erreicht werden. Insgesamt liegen die Handlungsbedarfe über alle Netzebenen bei ca. Faktor 0,4 bis 0,8 und damit in derselben Grössenordnung wie bei der zuvor beschriebenen Kombination aus netzorientiertem Laden und Spitzenkappung.

Zusammenfassend lässt sich für die betrachteten Sensitivitäten festhalten, dass die verschiedenen Einflussfaktoren Auswirkungen in unterschiedlicher Höhe haben und sich durch Kombinationen von Sensitivitäten gegenseitig ergänzen können. Reduktionen von Netzausbaubedarfen können durch den Einsatz von Flexibilitäten in relevanter Grössenordnung erreicht werden, könnten je

nach Ausprägung der Flexibilitätsnutzung jedoch mit allfälligen Komforteinbussen einhergehen. Zusätzlich ist bei diesen Untersuchungen zu erkennen, dass Sensitivitäten, die sich auf die Lastseite beziehen, eher in den unteren Netzebenen und Sensitivitäten, die sich auf die Erzeugungsseite beziehen, eher in den oberen Netzebenen wirken. Dies bestärkt die Erkenntnis, dass der Netzausbau in den unteren Netzebenen eher lastdominiert und in den oberen Netzebenen auch erzeugungsdominiert ist. Weitere Einordnungen hinsichtlich der Wirkungen in unterschiedlichen Netzebenen können auch Abschnitt 3.2.7 im Hauptteil entnommen werden.

Die Frage, welche Ausprägung sich schliesslich einstellen wird bzw. welche Flexibilitätseinsätze erreicht werden können, hängt davon ab, welchen Auswirkungen seitens der für die Netze verantwortlichen Akteure (Netzbetreiber, Regulierer und Behörden) die entsprechende Priorität beimessen wird.

Netzanalysen: Gebietstyp-spezifische Ergebnisse (Netzcluster)

In allen betrachteten Netzclustern (grosstädtisch, städtisch, periurban, ländlich) ist bis zum Jahr 2050 Netzausbau zu erwarten, wobei dieser je nach Szenario und Netzcluster unterschiedlich stark ausfällt. Der Einsatz von rONT ist eher in ländlichen und periurbanen Netzen erforderlich, während (gross-)städtische Netze kaum betroffen sind.

Die im Rahmen der Regionalisierung differenziert untersuchten Gemeinden lassen sich anhand der Gemeindetypologie in Netzcluster einteilen. Anhand dieser vier Netzcluster (grosstädtisch, städtisch, periurban, ländlich) können neben den schweizweiten Ergebnissen auch Gebietstyp-spezifische Ergebnisse abgeleitet werden. Die Untersuchung zeigt für die Szenarien WWB und ZERO Basis, dass in allen Clustern bis 2050 Netzausbau erforderlich wird. In städtischen Clustern ist dabei im Vergleich zu ländlichen Clustern in den Leitungsebenen bereits bei geringeren Lastzuwächsen (WWB) ein Netzausbaubedarf zu sehen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass städtische Netze vielfach eine höhere Vorbelastung aufweisen als ländliche Netze, und damit bereits bei geringeren Lastzuwächsen Kapazitätsgrenzen erreicht werden. Bei einer noch weiteren Lastzunahme wie im Szenario ZERO Basis steigt der relative Ausbaubedarf (insbesondere in höheren Netzebenen) in ländlichen Clustern dann hingegen stärker an als in städtischen. In den Umspannebenen lassen sich keine wesentlichen Unterschiede im Ausbaubedarf zwischen den verschiedenen Clustern erkennen und es bestehen nur geringe Unterschiede zwischen ländlichen und städtischen Regionen.

In städtischen Gebieten führt der Lastzuwachs überwiegend zu Verletzungen der zulässigen Strombelastbarkeiten, was den Ersatz vorhandener und/oder Zubau von Betriebsmitteln mit grösserer Kapazität erfordert. In ländlichen Gebieten und räumlich ausgedehnten Netzen führt der Lastzuwachs überwiegend zu Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzen. Um dies kostengünstig zu beheben, bietet sich der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) an. Im Szenario ZERO Basis sind schweizweit 44 % der NE 6-Transformatoren durch rONT zu ersetzen, im Szenario WWB liegt dieser Wert mit 31 % etwas niedriger. Die Unterschiede zwischen den Netzclustern sind dabei in beiden Szenarien zu sehen. Beispielhaft lässt sich für das Szenario ZERO Basis festhalten, dass bis 2050 der überwiegende Teil der NE 6-Transformatoren in periurbanen und ländlichen Gebieten durch einen rONT zu ersetzen ist, während grosstädtische Netze gar nicht und städtische Netze eher weniger betroffen sind.

Zentrale Ergebnisse wirtschaftliche Analysen

Für die Szenarien der EP2050+ beträgt der Investitionsbedarf bis 2050 real zwischen 45 Mrd. CHF (Szenario WWB) und 84 Mrd. CHF (Szenario ZERO A). Diese zusätzlichen Investitionen führen unter Berücksichtigung der geänderten Energiemengen zu einem Anstieg der Netznutzungstarife auf NE 7 zwischen 27 und 70%.

Im Rahmen der wirtschaftlichen Analysen wird der Netzausbaubedarf (Ersatz, Ausbau, Kapazitätserweiterung), welcher aus den Netzanalysen resultiert, finanziell bewertet. Daraus können für jedes Szenario der Investitionsbedarf und die resultierenden Netzkosten und Endverbrauchertarife für das Verteilnetz abgeleitet werden.

Das Szenario WWB zeigt, dass bis ins Jahr 2050 auch ohne weitergehende energiepolitische Ziele Investitionen von rund 45 Mrd. CHF (real) für den Erhalt und den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur in der Schweiz notwendig werden (siehe Tabelle 1.3). Zur Erreichung des Netto-Nullziels (Szenario ZERO Basis) fällt ein zusätzlicher Investitionsbedarf von 30 Mrd. CHF an.

Szenario	Investitionen real	Investitionen nominal	Net Present Value (Zinssatz: 3.83%)
WWB	45	52	30
ZERO Basis	75	88	49
ZERO A	84	99	55
ZERO B	60	70	40
ZERO C	68	80	45
«PV Ständerat»	82	94	57

Tabelle 1.3 Investitionsbedarf im Verteilnetz 2020 bis 2050 für die betrachteten Szenarien (in Mrd. CHF)

Ein bedeutender Teil des Investitionsbedarfes entfällt dabei auf den reinen Substanzerhalt. Je nach Szenario betragen allein die für die Erneuerung der Bestandsanlagen notwendigen Investitionen zwischen 35 und 39 Mrd. CHF. Dies entspricht zwischen 47% (ZERO A) und 75% (WWB) des gesamten Investitionsbedarfs.

Die jährlichen Gesamtkosten des Verteilnetzes steigen im Szenario WWB bis 2050 (siehe Tabelle 1.4) um rund 35% von 3.4 Mrd. CHF auf 4.7 Mrd. CHF (real). Unter ZERO Basis steigen die Kosten um 108% auf rund 7.2 Mrd. CHF (real). Damit verbunden ist auch ein Anstieg der durchschnittlichen Endverbraucherpreise. Aufgrund des höheren Stromverbrauches im Jahr 2050 steigen die Tarife jedoch weniger stark an als die Kosten: auf der NE 7 resultiert ein Tarifanstieg um 27 % (WWB) respektive 63% (ZERO Basis). In einzelnen Netzgebieten kann ein stärkerer oder schwächerer Anstieg der Tarife resultieren.

Erfolgt der Ausbau der PV-Kapazitäten beschleunigt und gemäss der Szenariovariation ZERO Basis mit «PV-Ausbau gemäss Ständerat» erfolgt ein rasanter Anstieg von Netzkosten und Netztarifen in den Jahren 2026 bis 2035, welcher danach wieder abflacht. Insgesamt landen Netzkosten und -tarife in der Szenariovariation bis 2050 auf einem ähnlichen Niveau wie im Szenario ZERO A.

Szenario	Veränderung Netzkosten 2020-2050	Veränderung Tarife NE 5 2020-2050	Veränderung Tarife NE 7 2020-2050
WWB	35%	27%	27%
ZERO Basis	108%	133%	63%
ZERO A	132%	155%	69%
ZERO B	71%	97%	57%
ZERO C	92%	119%	57%
«PV Ständerat»	121%	156%	70%

Tabelle 1.4 Prozentuale Veränderung 2020 bis 2050 der Verteilnetzkosten und der schweizerischen Durchschnittstarife NE 5 und NE 7 in den betrachteten Szenarien

Insgesamt tragen die NE 3 und NE 5 einen überproportional grossen Anteil der notwendigen Ausbau- und Kapazitätserweiterungsinvestitionen, auch wenn diese durch zusätzlichen Verbrauch und höhere Einspeisungen auf der NE 7 verursacht wird. Das heute geltende Kostenwälzungsmodell vermag die Mehrkosten auf oberen Netzebenen nicht vollumfänglich verursachergerecht an die NE 7 weiterzugeben. Aus diesem Grund sind Anpassungen am Wälzmodell bereits heute

in der politischen Diskussion, so beispielsweise die Verwendung des Betragsnettoprinzips anstelle der Bruttoenergie.

Die Modellrechnungen für die Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis zeigen, dass die Verbrauchssteuerung insbesondere bei der Elektromobilität einen grossen Einfluss auf den Investitionsbedarf haben kann. Werden die Elektrofahrzeuge mit Fokus auf die Strommarktpreise und hauptsächlich zuhause geladen, so steigt der Investitionsbedarf aufgrund der erhöhten Gleichzeitigkeit der Ladezyklen gegenüber dem Szenario ZERO Basis um 48%. Demgegenüber könnten bei einem optimal netzorientierten Ladeverhalten in Verbindung mit der Kappung der Einspeisespitzen der PV-Anlagen auf 70 % der installierten Anlagenleistung rund 24% der Investitionen eingespart werden. Wird von einer zusätzlichen Steigerung der Netzintelligenz (durch Umsetzung einer intelligenten Steuerung und die Optimierung von Flexibilitätseinsatz ausgegangen, kann der Investitionsbedarf gar um rund 25% gesenkt werden. Dieser netzorientierte Einsatz der Flexibilitäten bedeutet aber auch, dass diese dann nicht mehr für marktorientierte und andere Zwecke zur Verfügung stehen.

Die Untersuchung der vier Netzcluster ergibt einen überproportionalen Investitionsbedarf in periurbanen und ländlichen Netzgebieten, insbesondere in den Szenarien mit grossem Investitionsbedarf.

Résumé

La volonté de la Suisse et de la plupart des pays européens de réduire les émissions de gaz à effet de serre à zéro émission nette d'ici à 2050 aura des répercussions importantes tant au niveau de la production qu'au niveau de la consommation d'électricité. Le présent document constitue le rapport final d'une étude portant sur les effets que cette restructuration du système d'approvisionnement en électricité aura sur les réseaux de distribution d'électricité suisses. L'analyse porte aussi bien sur les besoins d'extension du réseau que les coûts de réseau qui en découlent et les impacts sur les tarifs du réseau.

Ces travaux sont basés sur les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN (PE2050+), qui couvrent les principaux aspects du système de production d'électricité et de la consommation. Outre un scénario « **Poursuite de la politique énergétique actuelle** » (**PEA** avec la poursuite des mesures mis en place jusqu'à fin 2018), qui sert exclusivement de base de comparaison dans cette étude, elles contiennent également les scénarios ZÉRO suivants, qui peuvent permettre d'atteindre l'objectif « zéro émission nette de gaz à effet de serre » d'ici à 2050 :

- Scénario « Zéro émission nette » appelé **ZÉRO base** (électrification marquée du système énergétique)
- Scénario « Zéro émission nette » appelé **ZÉRO A** (électrification du système énergétique encore plus marquée que dans le scénario ZÉRO base)
- Scénario « Zéro émission nette » appelé **ZÉRO B** (électrification du système énergétique moins poussée que dans le scénario ZÉRO base et recours accru au biogaz et aux gaz synthétiques)
- Scénario « Zéro émission nette » appelé **ZÉRO C** (électrification du système énergétique moins poussée que dans le scénario ZÉRO base, mais rôle accru joué par les réseaux thermiques ainsi que les combustibles et les carburants biogènes et synthétiques liquides)

Le Tableau 1.5 ci-dessous présente quelques chiffres clés des scénarios issus des PE2050+ pour l'année 2050. Ces données peuvent servir à effectuer une première catégorisation de leurs différences. Pour des représentations plus détaillées, il convient de se référer aux représentations correspondantes des résultats de l'étude (Prognos et al., 2020).

Outre les scénarios des PE2050+, le Tableau 1.5 comprend également une variation du scénario ZÉRO Base développée dans le cadre de cette étude sous la forme « PV selon le Conseil des États » (PV C. d. États). Cette variation a pour but d'étudier l'impact d'un développement plus ambitieux, c'est-à-dire plus rapide et plus étendu d'ici 2050, des installations photovoltaïques sur les besoins d'extension du réseau, toutes autres hypothèses étant par ailleurs égales au scénario ZÉRO Base.

L'électrification croissante de la demande (électromobilité et pompes à chaleur) et l'extension massive de l'offre d'électricité suisse au moyen du photovoltaïque sur bâtiments ont lieu de manière décentralisée dans le réseau de distribution. Pour étudier les répercussions de ces développements décentralisés sur les réseaux de distribution, et donc sur l'étendue de l'extension de réseau requise et les coûts de réseaux, une analyse régionalisée des facteurs d'influence pertinents est nécessaire. C'est pour cette raison qu'une régionalisation des Perspectives énergétiques 2050+ à l'échelle des communes sera réalisée dans le cadre de la présente étude.

Dans le texte qui suit, les principaux résultats de l'analyse seront résumés de manière différenciée selon les thèmes suivants : régionalisation des PE2050+, analyses de réseau et analyses économiques. Une description de la démarche méthodologique et des résultats détaillés est disponible dans la partie principale de ce rapport.

Scénario / indicateur	Électromobilité	Pompes à chaleur		Photovoltaïque	
	Nombre de BEV + PHEV [en millions d'unités]	Part de la surface de référence énergétique chauffée	Utilisation d'électricité [TWh]	Production d'électricité [TWh]	Puissance installée [GW]
PEA	2,39	47,2%	5,1	11,1	12,2
ZÉRO base	4,48	68,0%	9,0	33,6	37,5
ZÉRO A	4,45	78,5%	10,0	38,8	44,6
ZÉRO B	3,58	56,9%	7,0	19,8	22,4
ZÉRO C	4,76 ³	53,4%	6,1	29,9	33,4
Variation ZÉRO base «PV C. d. États»	4,48	68,0%	9,0	37,0	41,3

Tableau 1.5 *Chiffres clés des scénarios issus des PE2050+ en matière d'électromobilité, de pompes à chaleur et de photovoltaïque pour les scénarios PEA, ZÉRO base, A, B et C pour 2050, ainsi que de la variante de scénario ZÉRO Base « PV selon le Conseil des États » développée en plus pour cette étude.*

Remarque liminaire sur la catégorisation de l'étude

Concernant la classification des résultats, il est important de souligner que cette étude fournit des indications à long terme sur les besoins d'investissement attendus dans les réseaux de distribution d'électricité jusqu'en 2050 et qu'elle couvre donc le même horizon temporel que les scénarios de base des PE2050+. La modélisation à long terme des besoins d'extension et d'investissement s'appuie sur les hypothèses de production et de consommation d'électricité au cours des années de référence issues des PE2050+ avec un intervalle de cinq ans. Les résultats sont des valeurs issues de la modélisation de scénarios et d'analyses de sensibilité basée sur les hypothèses formulées, et non des prévisions du besoin réel pour une année. La mesure dans laquelle les résultats modélisés pourront être observés dans la réalité dépend essentiellement de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité énoncée dans les scénarios des PE2050+. L'étude n'évalue pas explicitement lequel des scénarios esquissés dans les PE2050+ est le plus probable ou le plus judicieux d'un point de vue économique, mais détermine les différences entre les divers scénarios, et donc les pistes de développement du système électrique, au regard des besoins et des coûts d'extension du réseau en résultant.

Concernant les scénarios Zéro émission nette étudiés, il convient de souligner que ceux-ci comprennent, dans toutes les formes de scénarios et d'électrification, un fort développement de la puissance de production PV décentralisée, qui peut également entraîner un développement du réseau lié à la production d'ici l'année cible 2050. La présente étude ne porte pas sur la manière dont les besoins d'extension mentionnés dans les scénarios envisagés évolueraient sans ce développement PV décentralisé (et avec la même électrification du côté de la demande ainsi qu'une production et une injection supplémentaires d'électricité par de grandes centrales centralisées). Pour une grande partie des réseaux, l'énergie soutirée par les consommateurs restera toutefois la valeur déterminante pour le dimensionnement jusqu'en 2050, de sorte qu'un éventuel effet de décharge ne serait perceptible que dans les zones de réseau présentant un net excédent de production. Il convient également de noter qu'un tel scénario de production « centralisé » aura

³ Le scénario ZÉRO C contient le même nombre de véhicules électriques à batterie (BEV) que le scénario ZÉRO B. Toutefois, le nombre de véhicules hybrides électriques rechargeables (PHEV), qui s'élève à 1,5 million, est nettement supérieur au scénario ZÉRO B (0,4 million), ce qui se traduit par un nombre de véhicules plus élevé.

des répercussions sur la réalisation de l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre et sur les taux d'électrification correspondants. Aucune considération *ceteris paribus* directe ne semble donc pertinente sans un paramétrage et une modélisation détaillés incluant toutes les répercussions pertinentes.

Principaux résultats de la régionalisation

Afin de pouvoir établir et paramétrer des modèles de réseau de distribution détaillés au niveau des communes, de nombreuses caractéristiques de structure territoriale sur le développement du parc de bâtiments en Suisse jusqu'en 2050 doivent être actualisées au niveau communal. La surface approvisionnée et le nombre de bâtiments avec et sans usage résidentiel sont ainsi modélisés d'ici à 2050 sur la base de la situation actuelle. Les principaux vecteurs d'avenir (électromobilité, pompes à chaleur et photovoltaïque) sont également analysés en détail pour toutes les communes de Suisse.

Dans le cadre de la présente étude, la régionalisation au niveau communal est réalisée pour les scénarios PEA et ZÉRO base des PE2050+, ainsi que pour une analyse de sensibilité « Zéro émission nette » supplémentaire appelée ZÉRO 2050 (électrification marquée et faibles gains d'efficacité). La régionalisation repose sur un modèle (précis au bâtiment près) d'adéquation et de pénétration des pompes à chaleur, d'installations photovoltaïques en toiture et façade ainsi que sur une simulation basée sur des agents de toutes les voitures de tourisme et de tous les utilitaires légers ainsi que de leurs processus de recharge sur des stations de puissance différente dans le domaine de l'électromobilité.

Pompes à chaleur

Quel que soit le scénario, le nombre de pompes à chaleur dans les bâtiments augmentera fortement d'ici à 2050 dans toute la Suisse, tandis que le nombre de chauffages électriques enregistrera un recul marqué. La part de pompes à chaleur par rapport à la surface de référence énergétique chauffée est plus faible dans les clusters métropolitains et urbains que dans les clusters périurbains et ruraux. Cela s'explique par le fait que les clusters urbains présentent des densités de besoins thermiques plus élevés et un nombre supérieur à la moyenne de bâtiments ayant des besoins thermiques spécifiques élevés. Cela permet une utilisation accrue des réseaux de chaleur. Par ailleurs, les clusters urbains comprennent davantage de zones à bâtir protégées. Tandis que le développement des pompes à chaleur est encore fortement axé sur les nouveaux bâtiments dans le scénario PEA, le scénario ZÉRO base prend également en compte un grand nombre de bâtiments existants équipés de pompes à chaleur. Le développement de pompes à chaleur augmente ainsi très fortement, notamment dans les zones rurales à faible densité de besoins thermiques.

Électromobilité

Les véhicules électriques à batterie et les véhicules hybrides rechargeables évincent les véhicules essence et diesel aussi bien dans le scénario PEA que dans le scénario ZÉRO base. La rapidité de la transformation varie selon le scénario. Si près de 50 % des nouvelles immatriculations suisses sont des véhicules électriques dans le scénario PEA en 2040 (véhicules électriques et hybrides rechargeables), ils représentent déjà bien plus de 90 % dans le scénario ZÉRO base. La diffusion de l'électromobilité est plus rapide et pénétrante dans les communes à revenus élevés ayant une part élevée de maisons individuelles. La pénétration du marché est également plus rapide et précoce dans les clusters métropolitains et urbains. La combinaison qui en découle avec une diffusion plus faible des pompes à chaleur dans les zones métropolitaines et urbaines conduira d'ici 2035 à une compensation réciproque de la charge de réseau régionale supplémentaire. C'est dans les clusters ruraux que l'électromobilité évolue le plus lentement. D'ici à 2050, on peut s'attendre à ce que l'électromobilité ait presque entièrement pénétré le marché sur l'ensemble du territoire suisse dans le scénario ZÉRO base et l'analyse de sensibilité « Zéro émission nette » ZÉRO 2050. Seules les parts plus faibles de pompes à chaleur dans les clusters métropolitains et urbains pèseront dans la balance en déchargeant quelque peu le réseau.

Photovoltaïque

D'ici à 2050, le développement du photovoltaïque sera considérablement accéléré selon les scénarios des PE2050+. Dans le scénario ZÉRO base, le développement sera beaucoup plus rapide et étendu que dans le scénario PEA. Dans le scénario ZÉRO base, la Suisse atteindra une puissance installée de 37,5 GW d'ici à 2050. Cette valeur est de 12,2 GW dans le scénario PEA. Dans le cadre de la régionalisation du futur développement photovoltaïque au niveau communal, une distinction est faite entre quatre catégories d'installation différentes (qui se réfèrent à la puissance crête installée). Les catégories de puissance dépendent fortement des surfaces de toitures et de façades disponibles dans les communes. Ainsi, les communes touristiques afficheront en 2050 une part plus faible de grandes installations, car elles possèdent peu de grandes surfaces. La part de grandes installations photovoltaïques dans la puissance installée est plus élevée dans les clusters métropolitains et urbains que dans les clusters périurbains et ruraux. En cas de fort développement du photovoltaïque dans le scénario ZÉRO base, les petites installations domineront clairement dans les clusters ruraux en 2050. Dans le scénario PEA, la part des petites installations dans la puissance installée est beaucoup plus faible, car les installations sont moins souvent réalisées sur de petites surfaces en raison d'objectifs de développement nettement plus faibles.

Analyses de réseau: scénario PEA et ZÉRO base

Dans le scénario ZÉRO base, il faut s'attendre à des besoins d'extension de réseau deux à deux fois et demie plus élevés que dans le scénario PEA. Il convient de noter ici que la charge augmentera de 70 % d'ici à 2050 dans le scénario ZÉRO base par rapport au scénario PEA et que l'augmentation de la puissance PV installée sera près de quatre fois supérieure.

La comparaison du scénario Zéro émission nette ZÉRO base des PE2050+ avec le scénario PEA (« Poursuite de la politique énergétique actuelle ») révèle une électrification marquée du système énergétique et donc des mesures de transformation du système d'approvisionnement en électricité suisse beaucoup plus étendues pour atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre. La charge totale pertinente pour le dimensionnement dans le NR 7 sera d'environ 31 GW en 2050 dans le scénario PEA et d'environ 36 GW dans le scénario ZÉRO base. D'ici à 2050, l'augmentation de la charge, qui en résulte compte tenu de tous les facteurs et s'explique en grande partie par l'électrification du transport (véhicules électriques, VE) et le chauffage des bâtiments (pompes à chaleur), sera d'environ 7,2 GW par rapport à 2020 dans le scénario PEA et d'environ 12,3 GW dans le scénario ZÉRO base (la charge actuelle dans le NR 7 est d'environ 24 GW⁴). L'augmentation de la charge dans le scénario ZÉRO base dépasse celle du scénario PEA d'environ 70 %. Cela ne concerne pas uniquement le NR 7, mais tous les niveaux de réseau.

Concernant les augmentations de charge, il convient de noter que les contributions réelles de l'électromobilité et des pompes à chaleur à la charge en 2050 seront supérieures aux dites valeurs d'augmentation de la charge, car la comparaison de la charge globale en 2050 avec celle de 2020 comprend également des reculs de charge générés par exemple par des gains d'efficacité ou la diminution du nombre de chauffages électriques dans le système. Ainsi, la contribution commune des bornes de recharge des véhicules électriques et des pompes à chaleur à la charge en 2050 s'élèvera à environ 11 GW (environ un tiers de la charge globale) dans le scénario PEA et à environ 17,5 GW dans le scénario ZÉRO base (près de la moitié de la charge globale).

Le statu quo et les augmentations d'injections décentralisées (provenant d'installations éoliennes, de centrales hydroélectriques, d'installations de biogaz, d'installations PV, etc.) sont pris en compte dans les analyses de réseau, en plus de l'augmentation de la charge. On constate ici que la principale augmentation concerne le domaine du photovoltaïque. Cette valeur passe de 2,9 GW en 2020 à 12,2 GW en 2050 dans le scénario PEA et à 37,5 GW dans le scénario ZÉRO

⁴ Estimation propre au modèle dérivée de la puissance maximale annuelle suisse (2020) en tenant compte de facteurs de simultanéité pour les différents niveaux de réseau différenciés selon les groupes de consommateurs dans les niveaux de réseau respectifs (prévision de puissance pour 2050 conformément à ces hypothèses en tenant compte des augmentations de consommation du PE2050+).

base. Ce dernier fait état d'une augmentation des puissances d'installations PV presque quatre fois supérieure à celle du scénario PEA.

Les exigences accrues du scénario ZÉRO base se manifestent également dans les besoins d'extension de réseau. Certes, ces besoins sont prévisibles dans une mesure significative, aussi bien dans le scénario PEA que dans le scénario ZÉRO base d'ici à 2050. Mais ceux du scénario ZÉRO base sont beaucoup plus élevés, comme on peut s'y attendre : si l'on prend en compte l'ensemble des actions requises, c'est-à-dire la somme des longueurs nécessaires de conduites supplémentaires, des nouvelles stations à construire ainsi que des besoins d'extension de capacités dans les installations existantes, il en ressort une fourchette comprise entre 20 % et 60 % pour le scénario PEA dans tous les niveaux de réseau et une fourchette comprise entre 60 % et 160 % pour le scénario ZÉRO base. Dans le scénario le plus ambitieux ZÉRO base, les actions requises sont en moyenne presque deux à deux fois et demie plus élevées que dans le scénario PEA, selon le niveau de réseau.

Analyses de réseau : scénarios ZÉRO A, ZÉRO B et ZÉRO C

Une électrification du système énergétique encore plus poussée que dans le scénario ZÉRO base augmente les besoins d'extension du réseau de 30 % maximum (ZÉRO A), selon le niveau de réseau. En revanche, une électrification moins poussée (ZÉRO B, ZÉRO C) pourra entraîner une réduction de 35 % maximum.

Ces trois autres scénarios Zéro émission nette des PE2050+ se distinguent par une électrification du système énergétique différente du scénario ZÉRO base. Cela se traduit dans le scénario ZÉRO A par 2 GW d'augmentation de charge supplémentaires par rapport aux 12,3 GW déjà contenus dans le scénario ZÉRO base. Les scénarios ZÉRO B et ZÉRO C se situent environ 3 GW en dessous du scénario ZÉRO base en matière d'augmentation de charge et peuvent donc être classés entre le scénario PEA et le scénario ZÉRO base. Du côté de la production, les autres scénarios Zéro émission nette se distinguent du scénario ZÉRO base : le scénario ZÉRO A table sur 44,6 GW d'ici à 2050, le scénario ZÉRO B sur 22,4 GW et le scénario ZÉRO C sur 33,4 GW.

Comme on pouvait s'y attendre, les besoins d'extension de réseau les plus élevés apparaissent à tous les niveaux de réseau dans le scénario ZÉRO A, car aussi bien l'augmentation de la charge (qui agit plutôt dans les niveaux de réseau inférieurs) que la production PV (qui agit plutôt dans les niveaux de réseau supérieurs) y sont maximales. Quel que soit le niveau de réseau, les besoins d'extension sont environ 1,1 à 1,3 fois plus élevés que dans le scénario ZÉRO base. Les scénarios ZÉRO B et ZÉRO C nécessitent moins d'actions que les scénarios ZÉRO A et ZÉRO base, mais plus que le scénario PEA. Les actions requises dans les scénarios ZÉRO B et ZÉRO C se situent, selon le niveau de réseau, à environ 65 % à 90 % de celles du scénario ZÉRO base. Le scénario Zéro émission nette affichant les besoins d'extension de réseau les plus faibles est le scénario ZÉRO B, dans lequel on s'attend à une augmentation de charge comparable à celle du scénario ZÉRO C, mais à une puissance PV augmentant beaucoup plus faiblement d'ici à 2050. Cela est plus particulièrement visible dans les niveaux de réseau supérieurs, en partie dominés par la production, tandis que les besoins d'extension de réseau des scénarios ZÉRO B et ZÉRO C sont comparables aux niveaux de réseau inférieurs dominés par la charge.

Analyses de réseau : variation du scénario ZÉRO Base dans la forme « PV selon le Conseil des États ».

Si l'on suppose un développement plus ambitieux, c'est-à-dire plus rapide et plus important, des installations photovoltaïques jusqu'en 2050, toutes choses étant égales par rapport au scénario ZÉRO Base, les besoins d'extension du réseau augmentent plus particulièrement dans les niveaux de réseau supérieurs. Selon le niveau de réseau, des besoins supplémentaires d'extension du réseau de 15 % à 20 % peuvent apparaître dans les niveaux de réseau supérieurs (à partir du NR 5) par rapport au scénario ZÉRO Base, alors que les niveaux de réseau inférieurs (NR 7 et NR 6) présentent à peu près les mêmes besoins.

Comme on pouvait s'y attendre, l'hypothèse d'un développement plus important du photovoltaïque « PV selon le Conseil des États », toutes choses étant égales par rapport au scénario ZÉRO Base, entraîne également des besoins plus importants en matière d'extension du réseau, notamment dans les niveaux supérieurs. Contrairement au scénario ZÉRO A, qui présente des

besoins d'extension de réseau plus élevés à tous les niveaux par rapport au scénario ZÉRO Base en raison d'une électrification plus importante du côté de la demande, les niveaux inférieurs du réseau ne sont pas concernés par des besoins d'extension supplémentaires dans la variation « Extension du PV selon le Conseil des États ». Cela est dû à la forme inchangée par rapport au scénario ZÉRO Base du côté des consommateurs, dont les soutirages (contributions à la charge maximale) dans les niveaux inférieurs du réseau sont également pertinents pour le dimensionnement en 2050 et déterminent de manière décisive les besoins d'extension du réseau.

Analyses de réseau : sensibilités

Les besoins d'extension de réseau dans le scénario ZÉRO base peuvent être réduits à entre 40 % et 75 % selon le niveau de réseau grâce à l'utilisation combinée de la gestion de l'injection dans le réseau et de systèmes de pilotage de la charge orientés vers le réseau, tandis qu'ils peuvent augmenter à un facteur de 1,2 à 3 selon le niveau de réseau dans l'hypothèse d'une augmentation de la recharge de VE à domicile combinée à un pilotage de la charge orienté vers le marché.

En ce qui concerne les besoins d'extension de réseau, les effets des différents facteurs d'influence peuvent être déterminés à l'aide d'analyses de sensibilité. Une première analyse de sensibilité ZÉRO 2050 considère comme estimation la plus pessimiste une variante maximale et la limite supérieure de l'électrification avec de fortes répercussions sur les réseaux de distribution d'électricité en Suisse. D'autres analyses de sensibilité basées sur le scénario ZÉRO base révèlent les effets de la gestion de l'injection, d'une variation des lieux de recharge de VE et de la gestion de la charge ainsi que différentes combinaisons de ces formes. Par ailleurs, l'analyse inclut également une variante « Réseau plus intelligent », qui suppose la mise en œuvre d'un pilotage intelligent et l'optimisation de l'utilisation de la flexibilité grâce à l'exploitation intelligente et coordonnée de systèmes de l'électromobilité, de pompes à chaleur et de stockage décentralisés (par ex. le stockage domestique ou Vehicle-to-Grid). Les analyses portent exclusivement sur l'influence des facteurs sur l'extension du réseau et ses coûts et n'évaluent ni les chemins ni les coûts pour parvenir à cette utilisation de la flexibilité.

Un aperçu synthétique des impacts et des résultats des analyses de sensibilité considérées est représenté dans le Tableau 1.6. Une description approfondie des analyses de sensibilité et des résultats est disponible dans les paragraphes suivants.

Analyse de sensibilité	Fourchette de la variation des besoins d'extension à tous les niveaux du réseau de distribution par rapport au scénario ZÉRO Base
ZÉRO 2050	+ 20 % à + 50 %
Écrêtage des pointes à 85 %	- 0 % à - 10 %
Écrêtage des pointes à 70 %	- 0 % à - 30 %
Renforcement de la recharge à domicile	+ 0 % à + 40 %
Renforcement de la recharge publique	- 0 % à - 30 %
Comportement de charge orienté vers le marché	+ 10 % à + 100 %
Comportement de charge orienté vers le réseau	- 0 % à - 50 %
Combinaison : renforcement de la recharge à domicile et comportement orienté vers le marché	+ 20 % à + 200 %
Combinaison : renforcement de la recharge à domicile et comportement orienté vers le réseau	- 0 % à - 50 %
Combinaison : comportement orienté vers le réseau et écrêtage des pointes à 85 %	- 15 % à - 60 %
Combinaison : comportement orienté vers le réseau et écrêtage des pointes à 70 %	- 25 % à - 60 %
« Réseau plus intelligent »	- 20 % à - 60 %

Tableau 1.6 *Aperçu de la variation des besoins d'extension de réseau dans les analyses de sensibilité étudiées par rapport au scénario ZÉRO Base (les pourcentages indiquent dans quelle mesure les besoins d'extension augmentent ou diminuent par rapport à ceux du scénario ZÉRO Base ; les valeurs positives correspondent à des besoins supplémentaires, tandis que les valeurs négatives indiquent des besoins moins importants)*

Les puissances de consommation augmentent de 7,5 GW supplémentaires dans la première variante considérée « ZÉRO base », en plus de l'augmentation de charge de 12,3 GW déjà contenue dans le scénario ZÉRO base. Elles se situent ainsi au-dessus des hypothèses du scénario ZÉRO A, tandis que l'augmentation des installations PV correspond à celle du scénario ZÉRO A (augmentation à 44,7 GW d'ici 2050). Cela se reflète également dans les résultats des analyses de réseau, qui montrent que les besoins d'extension de réseau dans cette analyse de sensibilité sont 1,2 à 1,5 fois supérieurs au scénario ZÉRO base selon les niveaux de réseau (ils sont également supérieurs à ceux du scénario ZÉRO A).

Force est de constater que le délestage du réseau généré par la gestion de l'injection des installations PV (écrêtage des pointes) est plutôt faible en raison de la prédominance de la charge dans les niveaux de réseau inférieurs et que les actions requises dans les niveaux de réseau NR 7 et NR 6 ne sont pas influencés. L'effet augmente toutefois dans les niveaux supérieurs, car les installations de production (même importantes) sont plus particulièrement pertinentes pour le dimensionnement dans les zones rurales. C'est pourquoi un écrêtage des puissances d'injection peut entraîner dans ce cas une réduction des besoins d'extension de réseau. Comme on peut s'y attendre, plus la limitation de puissance choisie est élevée, plus les effets sont élevés. Dans le cas d'une limitation de l'injection maximale à 85 % de la puissance des installations PV, une réduction des actions requises à environ 90 % peut être atteinte dans les niveaux de réseau NR 3

et NR 2 par rapport au scénario ZÉRO base. Dans le cas d'une limitation de l'injection maximale à 70 % de la puissance des installations PV, l'extension de réseau requise peut être de nouveau diminuée à environ 70–80 % (NR 3 et NR 2) des besoins dans le scénario ZÉRO base.

L'effet d'une variation des lieux de recharge, à savoir l'hypothèse selon laquelle les véhicules seront davantage rechargés à domicile (« augmentation de la recharge à domicile ») que dans le scénario ZÉRO base ou, dans l'autre cas, davantage rechargés sur des bornes de recharge publiques (« augmentation de la recharge publique »), est plus particulièrement marqué dans les niveaux de réseau inférieurs dominés par la charge. Une augmentation de la recharge à domicile entraîne ici des besoins d'extension de réseau supplémentaires (facteur de 1,4 par rapport au scénario ZÉRO base), tandis qu'une augmentation de la recharge publique peut décharger le réseau (facteur de 0,7 par rapport au scénario ZÉRO base).

En principe, l'effet d'une gestion de la charge pouvant conduire à un comportement orienté vers le marché ou vers le réseau est visible sur tous les niveaux de réseau. Lorsque nous étudions l'influence d'une gestion de la charge aux bornes de recharge à domicile pour véhicules électriques (afin de représenter l'utilisation contrôlée de la flexibilité côté charge), il apparaît qu'une recharge orientée vers le marché augmente plus fortement les besoins d'extension de réseau (facteur d'environ 1,1 à 2 par rapport au scénario ZÉRO base selon les niveaux de réseau) que la recharge orientée vers le réseau ne diminue les besoins d'extension de réseau (facteur d'environ 0,5 à 1). Il s'avère que la gestion orientée vers le marché de bornes de recharge dans les niveaux de réseau inférieurs fera presque doubler les besoins d'extension, tandis que la gestion fondée sur le réseau peut réduire de près de moitié les actions requises. Une autre étude, qui prend également en compte une utilisation plus flexible des pompes à chaleur, montre que les besoins d'extension de réseau peuvent être encore réduits grâce à l'utilisation orientée vers le réseau de pompes à chaleur. Toutefois, l'influence (en plus du comportement orienté vers le réseau des bornes de recharge à domicile) est plutôt faible en raison de la prédominance de l'électromobilité dans les niveaux de réseau inférieurs.

Si l'hypothèse de l'accroissement de la recharge à domicile est combinée à une gestion de la charge orientée vers le marché, cela peut conduire à une augmentation supplémentaire des besoins d'extension de réseau dans tous les niveaux de réseau. Les effets sont plus marqués dans les niveaux de réseau inférieurs que dans les niveaux de réseau supérieurs. Les actions requises sont 1,2 à 3 fois supérieures aux besoins du scénario ZÉRO base, selon les niveaux de réseau. Dans la variante combinant une recharge à domicile accrue et une gestion de la charge orientée vers le réseau, les besoins supplémentaires dus à l'augmentation de la recharge à domicile dans les niveaux de réseau inférieurs sont surcompensés par la gestion orientée vers le réseau (facteur 0,5 environ par comparaison au scénario ZÉRO base dans les NR 7 et NR 6). Dans les niveaux supérieurs, les effets se compensent de sorte que les besoins d'extension de réseau sont équivalents à ceux du scénario ZÉRO base dans cette combinaison.

Une autre analyse de sensibilité concerne la combinaison de recharge orientée vers le réseau et d'un écrêtage des pointes. Dans cette combinaison aussi, la recharge orientée vers le réseau se répercute principalement dans les niveaux de réseau inférieurs, tandis que l'écrêtage des pointes agit principalement dans les niveaux de réseau supérieurs, pour lesquels l'extension de réseau est en partie stimulée par la production. La combinaison engendre donc une diminution des besoins d'extension à tous les niveaux de réseau. Mais les besoins ne se cumulent que faiblement, car ils interviennent à différents niveaux de réseau, considérés séparément. Les actions requises pour la combinaison d'une recharge orientée vers le réseau et d'un écrêtage des pointes à 85 % se situent, selon les niveaux de réseau, à un facteur d'environ 0,4 à 0,85 des besoins dans le scénario ZÉRO base. La combinaison de la recharge orientée vers le réseau et de l'écrêtage des pointes (70 %) permet de diminuer encore les besoins à un facteur d'environ 0,4 à maximum 0,75 par rapport au scénario ZÉRO base.

La dernière analyse de sensibilité « Réseau plus intelligent » suppose la mise en œuvre d'une optimisation et d'un pilotage intelligents de l'utilisation de la flexibilité. De cette manière, il est possible de réduire les besoins d'extension du réseau aussi bien dans les zones et les niveaux de réseau dominés par la charge que dans ceux où l'extension du réseau est induite par la pro-

duction. Au total, les actions requises à tous les niveaux du réseau se situent à un facteur d'environ 0,4 à 0,8, ce qui correspond au même ordre de grandeur que la combinaison décrite précédemment d'une recharge orientée vers le réseau et l'écrêtage des pointes.

Pour résumer, nous pouvons constater pour les analyses de sensibilité considérées que les différents facteurs d'influence ont des répercussions à des degrés différents et peuvent se compléter grâce à des combinaisons d'analyses de sensibilité. Des réductions des besoins d'extension du réseau peuvent être obtenues en exploitant les flexibilités dans un ordre de grandeur pertinent, mais elles pourraient s'accompagner d'éventuelles pertes de confort selon la forme de l'utilisation de la flexibilité. Par ailleurs, ces analyses montrent que les analyses de sensibilité qui se rapportent à la charge agissent plutôt dans des niveaux de réseau inférieurs et celles qui se rapportent à la production agissent plutôt dans des niveaux de réseau supérieurs. Cela confirme le fait que l'extension de réseau est plutôt dominée par la charge dans les niveaux de réseau inférieurs et dominée par la production dans les niveaux de réseau supérieurs.

D'autres catégorisations des effets à différents niveaux du réseau sont également disponibles au paragraphe 3.2.7 de la partie principale.

La question de savoir quelle forme de flexibilité sera finalement mise en place et quelles utilisations de la flexibilité pourront être atteintes dépend de la priorité qui sera accordée aux différents effets par les acteurs responsables des réseaux (gestionnaires de réseaux, régulateurs et autorités).

Analyses de réseau : résultats spécifiques au type de zone (cluster de réseau)

Dans tous les clusters de réseau analysés (métropolitains, urbains, périurbains et ruraux), il faut s'attendre à une extension de réseau d'ici à 2050, qui varie toutefois selon le scénario et le cluster de réseau. L'utilisation d'un transformateur de distribution réglable (RONT) est plutôt nécessaire dans les réseaux ruraux et périurbains, tandis que les réseaux urbains (et métropolitains) sont peu concernés.

Les communes étudiées de manière différenciée dans le cadre de la régionalisation peuvent être réparties en différents clusters de réseau à l'aide de la typologie des communes. Ces quatre clusters de réseau (métropolitains, urbains, périurbains et ruraux) permettent d'obtenir des résultats spécifiques aux types de territoire, parallèlement aux résultats disponibles pour l'ensemble de la Suisse. L'étude montre qu'une extension de réseau sera nécessaire dans tous les clusters d'ici à 2050 pour les scénarios PEA et ZÉRO base. Dans les clusters urbains, des besoins d'extension de réseau sont visibles aux niveaux des lignes même avec de faibles augmentations de charge (PEA), comparés aux clusters ruraux. Cela s'explique par le fait que les réseaux urbains présentent souvent une précharge plus élevée que les réseaux ruraux et que les limites de capacités sont déjà atteintes avec de faibles augmentations de charge. En revanche, avec une augmentation de charge supplémentaire comme celle du scénario ZÉRO base, les besoins d'extension relatifs augmentent plus fortement dans les clusters ruraux (notamment à des niveaux de réseau supérieurs) que dans les clusters urbains. Dans les niveaux de transformation, aucune différence notable n'apparaît en relation avec les besoins d'extension entre les différents clusters et seules quelques faibles différences existent entre les régions rurales et urbaines.

Dans les zones urbaines, l'augmentation de la charge entraîne principalement des violations des capacités de charge autorisées, ce qui nécessite le remplacement des ressources d'exploitation existantes et/ou l'installation de ressources d'exploitation de plus grande capacité. Dans les zones rurales et les réseaux étendus, l'augmentation de la charge entraîne principalement des violations des limites de tension autorisées. L'utilisation de transformateurs de distribution réglables (RONT) est indiquée pour y remédier à moindres coûts. Dans le scénario ZÉRO base, 44 % des transformateurs NR 6 en Suisse sont remplacés par des RONT. Cette valeur est un peu plus basse dans le scénario PEA (31 %). Des différences entre les clusters de réseau sont visibles dans les deux scénarios. Ainsi, pour le scénario ZÉRO base, on peut constater que la majeure partie des transformateurs NR 6 doivent être remplacés par un RONT dans les zones périurbaines et rurales, tandis que les réseaux métropolitains ne sont pas du tout concernés et les réseaux urbains le sont dans une moindre mesure.

Principaux résultats des analyses économiques

Pour les scénarios des PE2050+, les besoins d'investissement réels d'ici à 2050 sont compris entre 45 milliards de francs suisses (scénario PEA) et 84 milliards de francs suisses (scénario ZÉRO A). Ces investissements supplémentaires conduisent à une augmentation des tarifs d'utilisation du réseau comprise entre 27 % et 70 % sur le NR 7 en tenant compte de l'évolution des quantités d'énergie.

Les besoins d'extension de réseau (remplacement, développement, extension de capacités) découlant des analyses de réseau sont évalués financièrement dans le cadre des analyses économiques. Les besoins d'investissement ainsi que les coûts de réseau et les tarifs appliqués aux consommateurs finaux peuvent ainsi être déduits pour chaque scénario.

Le scénario PEA montre que des investissements d'environ 45 milliards de francs suisses (réels) sont nécessaires pour le maintien et l'extension de l'infrastructure de réseau d'électricité en Suisse d'ici à 2050, même sans les objectifs de politique énergétique plus ambitieux (voir Tableau 1.7). Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette (scénario ZÉRO base), des investissements supplémentaires de 30 milliards de francs suisses sont nécessaires.

Scénario	Investissements réels	Investissements nominaux	Valeur nette actualisée (taux d'intérêt : 3,83 %)
PEA	45	52	30
ZÉRO base	75	88	49
ZÉRO A	84	99	55
ZÉRO B	60	70	40
ZÉRO C	68	80	45
«PV C. d. États»	82	94	57

Tableau 1.7 Besoins d'investissement dans le réseau de distribution de 2020 à 2050 pour les scénarios considérés (en milliards de francs suisses).

Une part importante des besoins d'investissement revient au maintien de la qualité des infrastructures. Selon le scénario, les investissements nécessaires pour le seul renouvellement des installations existantes se situent entre 35 et 39 milliards de francs suisses. Cela représente entre 47 % (ZÉRO A) et 75 % (PEA) du total des besoins d'investissement.

Dans le scénario PEA, les coûts globaux annuels du réseau de distribution vont augmenter d'environ 35% d'ici à 2050 (voir Tableau 1.8), passant de 3,4 milliards de francs suisses à 4,7 milliards de francs suisses (réels). Dans le scénario ZÉRO base, les coûts augmentent de 92% pour atteindre 6,6 milliards de francs suisses (réels). Cela va de pair avec une augmentation des tarifs moyens payés par les consommateurs finaux. Néanmoins, les tarifs augmentent moins fortement que les coûts en raison de la hausse de consommation d'électricité en 2050 : il en résulte une augmentation de tarif de 28% (PEA) et de 63% (ZÉRO base) sur le NR 7. L'augmentation des tarifs peut être plus ou moins élevée dans certaines zones de réseau.

Scénario	Évolution des coûts du réseau 2020–2050	Évolution des tarifs NR 5 2020–2050	Évolution des tarifs NR 7 2020–2050
PEA	35%	27%	27%
ZÉRO base	108%	133%	63%
ZÉRO A	132%	155%	69%
ZÉRO B	71%	97%	57%
ZÉRO C	92%	119%	57%
«PV C. d. États»	121%	156%	70%

Tableau 1.8 Variation en pourcentage des coûts de réseau de distribution et des tarifs moyens NR 5 et NR 7 à l'échelle de la Suisse de 2020 à 2050 dans les scénarios considérés.

Globalement, le NR 3 et le NR 5 supportent une part disproportionnellement élevée des investissements d'extension et d'accroissement des capacités nécessaires, même s'ils sont occasionnés par une consommation supplémentaire et des injections plus élevées sur le NR 7. Le modèle de répercussion des coûts actuellement en vigueur ne pourrait pas répercuter intégralement et de façon équitable sur le NR 7 les coûts supplémentaires occasionnés dans les niveaux de réseau supérieurs. C'est pour cette raison que des adaptations du modèle de répercussion, telles que l'utilisation du principe du volume effectif d'énergie nette à la place du principe d'énergie brute, font d'ores et déjà l'objet de discussions politiques.

Les simulations des analyses de sensibilité portant sur le scénario ZÉRO base montrent que le contrôle de la consommation notamment en matière d'électromobilité peut avoir une grande influence sur les besoins d'investissements. Si les véhicules électriques sont rechargés selon un comportement orienté vers les prix du marché de l'électricité et principalement à domicile, les besoins d'investissement augmenteront de 48% en raison de la plus grande simultanéité des cycles de charge par rapport au scénario ZÉRO base. En revanche, près de 24% des investissements pourraient être économisés avec un comportement de recharge optimal orienté vers le réseau combiné à un écrêtage des pointes d'injection des installations PV à 70 % de la puissance installée. En admettant une augmentation supplémentaire de l'intelligence du réseau grâce à la mise en œuvre d'un pilotage intelligent et de l'optimisation de l'utilisation de la flexibilité, le besoin d'investissement peut même être réduit d'environ 25 %. Mais cette utilisation des flexibilités orientée vers le réseau implique également le fait qu'elles ne seront plus disponibles pour des usages orientés vers le marché ou autres.

L'étude des quatre clusters de réseau révèle des besoins d'investissement disproportionnés dans les zones de réseau périurbaines et rurales, en particulier dans les scénarios nécessitant des besoins d'investissement élevés.

1 Hintergrund und Zielsetzung

In der Schweiz wird – wie in den meisten anderen Ländern Europas – angestrebt, die Treibhausgasemission bis zum Jahr 2050 auf netto null zu reduzieren. In der jüngeren Vergangenheit wurde das Netto-Null-Ziel vom Bundesrat formuliert. Um dies zu erreichen, ist vorgesehen, die Stromproduktion vollständig umzustellen auf Erneuerbare-Energien-Anlagen, die – zumindest bezogen auf die neu hinzukommenden Anlagen – zu einem grossen Teil kleine dezentrale Einheiten (insbesondere Photovoltaikanlagen) sind. Auf der Seite des Stromverbrauchs wird zum einen eine Steigerung der Effizienz mit entsprechend sinkenden Verbräuchen angestrebt. Zum anderen ist eine erhebliche Stromverbrauchssteigerung durch den Übergang auf strombasierte Anwendungen vor allem im Verkehrssektor (Elektromobilität) und im Wärmesektor (strombasierte Heizungen) zu erwarten.

Die Struktur und Dimensionierung sowie der Betrieb der Stromnetze und hier vor allem der Verteilnetze müssen an diese künftig deutlich veränderten Anforderungen angepasst werden. Diesem Anpassungsbedarf kann zum einen mit Netzausbau und -umstrukturierung begegnet werden, unter Einsatz sowohl konventioneller als auch intelligenter Netzkomponenten. Zum anderen können aber auch die – in zunehmendem Masse vorhandenen – Flexibilitäten auf Seiten der Netznutzer genutzt werden, um den Ausbaubedarf der Netzkapazität zu begrenzen. Hierzu gehören Flexibilitäten auf der Produktions- und auf der Verbrauchsseite, aber auch Stromspeicher. Darüber hinaus setzen politische Vorgaben Randbedingungen für den künftigen Netzausbau. Vorrangig zu nennen ist hier der Mehrkostenfaktor, der zu einem deutlich verstärkten Einsatz von Erdkabeln (statt Freileitungen) führen wird. All diese Veränderungen sind mit Kosten verbunden.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie BFE eine Studie ausgeschrieben, die untersuchen soll, welche Auswirkungen der angestrebte Umbau des Stromversorgungssystems auf die Schweizer Verteilnetze haben wird, ob es dabei regionale Unterschiede gibt, wie gross der Handlungs-/Ausbaubedarf ist, welche Kosten damit verbunden sind und wie diese in Relation zu den erwarteten Verbrauchsveränderungen stehen, letztlich also, ob und welche Veränderungen der Netztarife langfristig zu erwarten sind. Als Grundlage für diese Untersuchungen dienen die «Energieperspektiven 2050+», die die wesentlichen Eckpunkte des Stromproduktionssystems als auch der Verbrauchsseite umfassen.

Das vorliegende Dokument stellt den Schlussbericht der Studie dar und enthält die Ergebnisse der Untersuchungen. Zu diesem Zweck ist in Kapitel 2 das methodische Vorgehen dargestellt und in Kapitel 3 werden die Ergebnisse dargestellt. Beide Kapitel sind jeweils nach den verschiedenen Arbeitsschritten – Regionalisierung, Netzanalysen und wirtschaftliche Analysen – gegliedert. Abschliessend werden in Kapitel 4 die Ergebnisse in den gegenwärtigen Kontext gestellt; dazu wird der ermittelte Investitionsbedarf mit aktuellen Ist-Werten verglichen und Abweichungen werden erläutert.

2 Methodisches Vorgehen

Im folgenden Kapitel wird das methodische Vorgehen für die Untersuchungen in dieser Studie beschrieben. Die Ergebnisse der einzelnen Arbeitsschritte finden sich anschliessend in Kapitel 3.

Eine Übersicht zum Vorgehen in dieser Studie und zum Verständnis des methodischen Vorgehens ist in Bild 2.1 dargestellt.

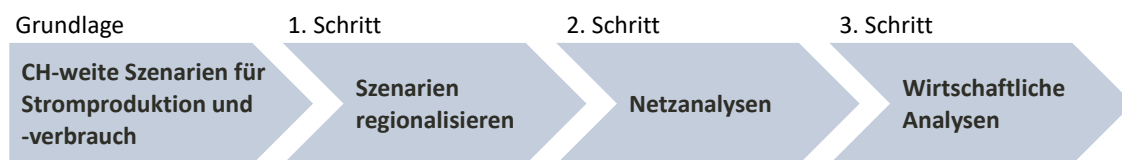


Bild 2.1 Übersicht über Analyseschritte

Ausgangspunkt der Arbeiten sind die Szenarien der BFE Energieperspektiven 2050+ (EP2050+), mit denen das angestrebte Ziel «Netto-Null-Treibhausgasemissionen» bis 2050 erreicht werden kann. Die Beschreibung dieser Szenarien dient als Grundlage für die Analysen in dieser Studie und umfasst wesentliche Eckpunkte und schweizweite Kennzahlen sowohl des Stromproduktionssystems als auch der Verbrauchsseite. Die Verwendung und Eignung der Energieperspektiven 2050+ für diese Studie ist in Abschnitt 2.1 beschrieben. Da eine regionalisierte Beschreibung, die für die in dieser Studie angestrebte räumliche Auflösung der verteilnetzbezogenen Analysen benötigt wird, aus den Energieperspektiven 2050+ nicht vorliegt, wird sie im Rahmen dieses Projekts erarbeitet.

Im ersten Schritt ist aufbauend auf den EP2050+ eine solche Regionalisierung der erwarteten Veränderungen auf Produktions- und Verbrauchsseite vorgesehen, die in Abschnitt 2.2 beschrieben wird.

Darauf basierend werden die Auswirkungen auf die Netze untersucht. Dies umfasst Analysen zur Last-Einspeisecharakteristik, die Ermittlung notwendiger Netzausbaubedarfe sowie die Analyse und Festlegung der zu betrachtenden Massnahmentypen (Netzausbau konventionell und intelligent, Verkabelung, Verbrauchs- und Produktionsflexibilitäten, Speicher) und schliesslich die Bestimmung des erforderlichen Massnahmenumfangs. Eine kurze Übersicht zur Methodik bei der Bestimmung der Auswirkungen auf die Netze ist in Abschnitt 2.3 dargestellt.

Hierauf aufbauend werden in einem dritten Schritt die Investitions- und Betriebskosten für die erforderlichen Netzmassnahmen bestimmt, die sich hieraus ergebenden Netzkosten je Netzebene ermittelt und schliesslich abgeleitet, welche Mehrkosten sich für die Netznutzung (Netztarife) hieraus ergeben. Die hierzu verwendete Methodik ist in Abschnitt 2.4 beschrieben.

2.1 Energieperspektiven als Grundlage

Grundlage für die Berechnung der künftigen Anforderungen an die Verteilnetze in der Schweiz bilden die Szenarien zum Stromangebot und zur Stromnachfrage der Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie (EP2050+). Sie beschreiben eine Entwicklung des Energiesystems in der Schweiz, welche mit dem langfristigen Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 kompatibel sind und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleisten. Es werden mehrere Varianten dieser Szenarien betrachtet. Sie unterscheiden sich durch einen unterschiedlichen Mix an Technologien und eine unterschiedliche Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor (Prognos et al., 2020). Zusätzlich zu den Szenarien der EP2050+ wird auch eine im Rahmen dieser Studie entwickelte Szenariovariation des Szenarios ZERO Basis «PV-Ausbau gemäss Ständerat» untersucht, in der unter sonst gegenüber Szenario ZERO Basis gleichen Ausprägungen ein ambitionierterer Ausbau der PV-Anlagen (schneller und bis 2050 in höherem Ausmass) betrachtet wird.

Regionalisierte Szenarien auf Ebene der Gemeinden, wie sie für räumliche Analysen auf Ebene der Verteilnetze angestrebt werden, lagen allerdings nicht vor und wurden deshalb im Rahmen dieses Projekts erarbeitet.

Folgende Szenarien wurden bottom-up für die Regionalisierung auf Gemeindeebene modelliert:

- Referenzszenario **«Weiter wie bisher»** (**WWB** mit Weiterführung der seit 2018 in Kraft getretenen Massnahmen und Instrumente) der EP2050+
- Netto-Null-Szenario **ZERO Basis** der EP2050+ (starke Elektrifizierung des Energiesystems)
- Zusätzliche für diese Studie entwickelte Szenariovariation zum Szenario ZERO Basis in der Ausprägung **«PV-Ausbau gemäss Ständerat»**
- (zusätzliche Netto-Null-Sensitivität ZERO 2050, stromfokussierte Sensitivität, teilweise basierend auf dem Netto-Null-Szenario ZERO A der EP2050+)

Die Regionalisierung der zusätzlichen Netto-Null-Sensitivität beschreibt eine Maximalvariante, die als Obergrenze der Elektrifizierung betrachtet werden kann. Für die Netzanalysen und wirtschaftlichen Analysen werden darüber hinaus durch Änderungen in der Parametrisierung und Variation bestimmter Parameter im Szenario ZERO Basis Sensitivitäten für das Jahr 2050 berechnet. Zusätzlich werden dort auch die folgenden Szenarien (vereinfacht) für das Jahr 2050 analysiert, um somit die vollständige Bandbreite der in den EP2050+ enthaltenen Szenarien abzubilden:

- Netto-Null-Szenario **ZERO A** der EP2050+ (stärkere Elektrifizierung des Energiesystems als ZERO Basis)
- Netto-Null-Szenario **ZERO B** der EP2050+ (schwächere Elektrifizierung des Energiesystems als ZERO Basis, dafür höherer Anteil an Biogas und synthetischen Gasen)
- Netto-Null-Szenario **ZERO C** der EP2050+ (schwächere Elektrifizierung des Energiesystems als ZERO Basis, dafür spielen Wärmenetze sowie flüssige biogene und synthetische Brenn- und Treibstoffe eine stärkere Rolle)

Ein Überblick über alle Szenarien der EP2050+ und eine Einordnung hinsichtlich der Behandlung der Szenarien im Rahmen der vorliegenden Studie ist in Bild 2.2 dargestellt.

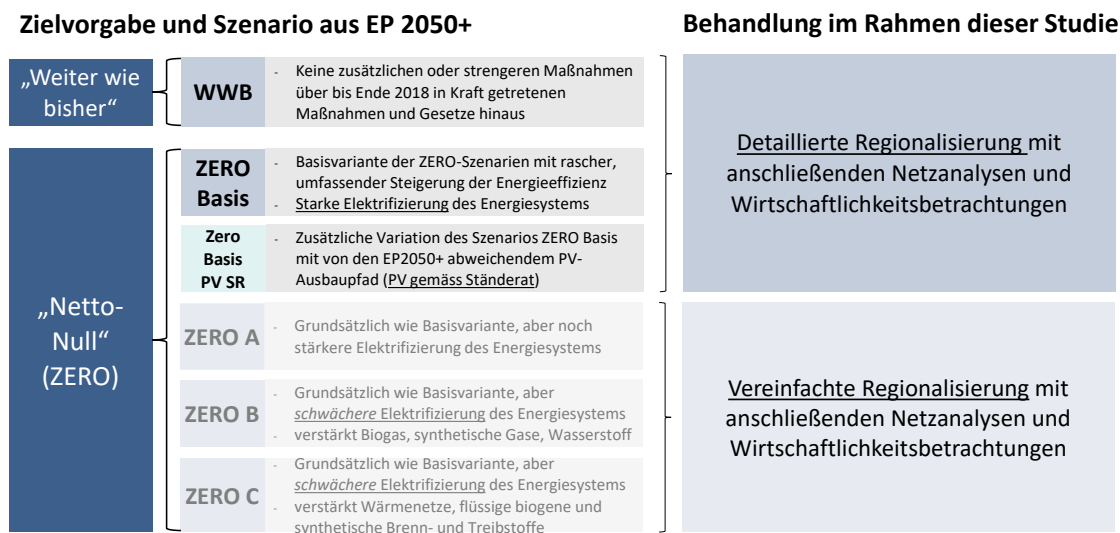


Bild 2.2 Überblick über Szenarien der EP2050+ (inklusive zusätzlich entwickelter Szenariovariation ZERO Basis «PV-Ausbau gemäss Ständerat» (PV SR)) und Behandlung im Rahmen dieser Studie

Nachfolgende Tabelle 2.1 stellt einige Eckdaten der Szenarien aus den EP2050+ für das Jahr dar, die zur ersten Einordnung der Unterschiede dienen können. Für detaillierte Darstellungen der EP2050+ wird an dieser Stelle auf die entsprechenden Ergebnisdarstellungen der Studie (Prognos et al, 2020) verwiesen.

Szenario Indikator /	Elektromobili- tät	Wärmepumpen		Photovoltaik	
	Fahrzeugzahlen BEV + PHEV [Mio. Stück]	Anteil an beheizter Energiebe- zugsfläche	Strom- einsatz [TWh]	Strom- erzeugung [TWh]	Installierte Leistung [GW]
WWB	2,39	47,2 %	5,1	11,1	12,2
ZERO Basis	4,48	68,0 %	9,0	33,6	37,5
ZERO A	4,45	78,5 %	10,0	38,8	44,6
ZERO B	3,58	56,9 %	7,0	19,8	22,4
ZERO C	4,76 ⁵	53,4 %	6,1	29,9	33,4
Szenario- variation ZERO Basis «PV SR»	4,48	68,0 %	9,0	37,0	41,3

Tabelle 2.1 Eckdaten der Szenarien aus den EP2050+ im Hinblick auf Elektromobilität, Wärmepumpen und Photovoltaik im Vergleich der Szenarien WWB, ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C und der zusätzlich für diese Studie entwickelten Szenariovariation ZERO Basis in der Ausprägung «PV-Ausbau gemäss Ständerat» für das Jahr 2050

Im Hinblick auf die betrachteten Netto-Null-Szenarien ist zu beachten, dass diese in allen Szenario- und Elektrifizierungsausprägungen einen starken Ausbau von dezentraler PV-Erzeugungsumfassen, der bis zum Zieljahr 2050 auch zu erzeugungsbedingtem Netzausbau führen kann. Eine Untersuchung, wie die Netzausbaubedarfe der betrachteten Szenarien ohne einen derartigen Ausbau der dezentralen PV-Ausbau (und anstelle dessen bei derselben Elektrifizierung der Nachfrageseite mit zusätzlicher Stromerzeugung und -einspeisung zentraler Grosskraftwerke) sich entwickeln würden, wird im Rahmen dieser Studie nicht untersucht. In einem Grossteil der Netze stellen aber auch bis 2050 Verbraucherentnahmen die dimensionierungsrelevante Grösse dar, sodass ein etwaig entlastender Effekt nur in Netzgebieten mit deutlichem Erzeugungüberschuss bemerkbar würde. Zusätzlich ist dabei zu beachten, dass ein solches «zentrales» Erzeugungsszenario Auswirkungen auf die Zielerreichung der Netto-Null-Treibhausgasemissionen und entsprechende Elektrifizierungsraten haben wird und somit keine direkte ceteris paribus Betrachtung ohne detaillierte Parametrierung und Modellierung inklusive aller relevanten Rückwirkungen sinnvoll erscheint.

2.2 Regionalisierung

Im Folgenden werden die grundlegenden Hintergründe und Ziele der Arbeiten zur Regionalisierung (Abschnitt 2.2.1) sowie die Kenngrössen für die allgemeine Parametrisierung der (Abschnitt 2.2.2) dargestellt. Anschliessend werden die für die detaillierte Regionalisierung besonders relevanten Vertiefungen Wärme (Abschnitt 2.2.3), Elektromobilität (Abschnitt 2.2.4) und Photovoltaik (Abschnitt 2.2.5) erläutert. Die Ergebnisse der Regionalisierung werden in Abschnitt 3.1 im Detail beschrieben.

⁵ Szenario ZERO C enthält dieselbe Anzahl an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) wie ZERO B. Die Anzahl der Plug-in-Hybridfahrzeuge (PHEV) liegt allerdings mit 1,5 Mio. Stück deutlich über dem Szenario ZERO B (0,4 Mio.), weswegen sich in Summe eine höhere Fahrzeugzahl ergibt.

2.2.1 Motivation und Ziel der Regionalisierung

Die zunehmende Elektrifizierung der Nachfrageseite, insbesondere durch die Elektromobilität (Personen und Güter) und die Elektrifizierung des Wärmesektors (elektrische Wärmepumpen und Elektroheizungen), sowie der massive Ausbau des schweizerischen Stromangebots mittels Photovoltaik auf Gebäuden finden dezentral im Verteilnetz statt. Um die Auswirkungen dieser dezentralen Entwicklungen auf die Verteilnetze und schliesslich auf den erforderlichen Umfang an Netzausbau und die Netzkosten zu analysieren, ist eine regionalisierte Betrachtung der relevanten Einflussfaktoren erforderlich. Aus diesem Grund wird eine Regionalisierung der Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) auf Ebene der Gemeinden vorgenommen.

Auch wenn die Regionalisierung der Szenarien auf Ebene der Gemeinden und in den weiteren Untersuchungsschritten (Netzanalysen und wirtschaftliche Analysen) daran orientiert erfolgt, dient dies nicht dazu, Netzausbaubedarfe und Netzkosten einzeln für spezifische Gemeinden abzuschätzen, sondern hat zum Ziel:

- die dezentrale Dynamik der Energiewende adäquat abzubilden, um gezielte und belastbare Aussagen zur Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz zu treffen. Durch die detaillierte, räumlich aufgelöste Regionalisierung können neben der schweizweiten Betrachtung anhand charakteristischer Netzcluster (Verteilnetze mit ähnlicher Netzstruktur, Last- und Einspeisecharakteristik) ähnliche Verteilnetze zusammengefasst und analysiert werden. Dies erlaubt eine Auswertung von Unterschieden für typische Versorgungsgebiete im Hinblick auf Ausbau- und Investitionsbedarfe.
- differenzierte Aussagen zur Netzkostenentwicklung schweizweit und soweit sinnvoll und belastbar je Netzcluster (grosstädtisch, städtisch, periurban, ländlich) machen zu können.
- realistische Sensitivitätsrechnungen rasch durchzuführen: Durch die räumlich aufgelöste Regionalisierung können Netze mit hohem und kleinem Konzentrationsgrad von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (insbesondere Photovoltaikanlagen) einfach und aufgrund tatsächlicher Gegebenheiten unterschieden werden. Auch lassen sich netzdienliche Flexibilitätsmassnahmen (z. B. Demand Side Management, Reduktion Ladeleistung Elektromobilität, Peak Shaving, intelligente Netzkomponenten, Eigenverbrauch und Einsatz dezentraler Speicher) auch je Netzcluster einfach und präzise abbilden, da die Mengengerüste detailliert vorliegen. Peak Shaving oder dezentrale Solarbatterien können so z. B. direkt an die Anzahl und installierte Kapazität der Photovoltaikanlagen gekoppelt werden.

Eine Übersicht, wie die Regionalisierung auf Gemeindeebene modelliert ist und welche Inputs für die Netzmodellierung erstellt wurden, ist in Bild 2.3 dargestellt.

Daten für alle 2202 Gemeinden der Schweiz

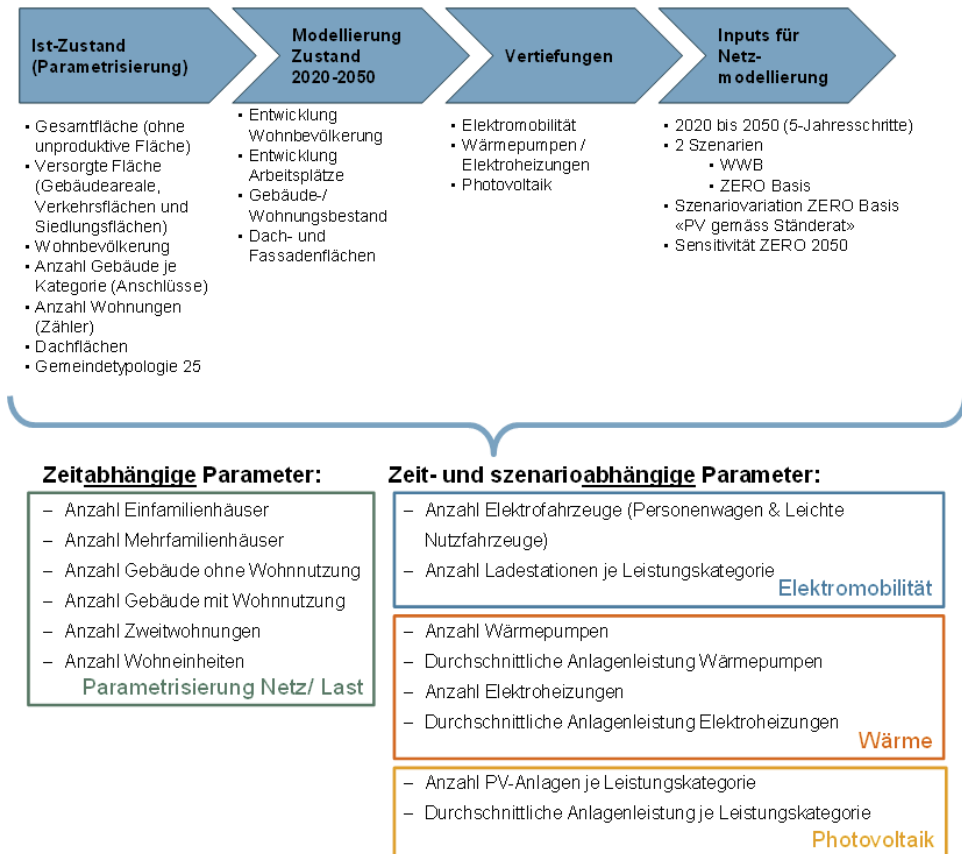


Bild 2.3 Übersicht Regionalisierung der Energieperspektiven 2050+

2.2.2 Parametrisierung der gebietsstrukturellen Eigenschaften

Anhand der Regionalisierung auf Gemeindeebene soll ein detailliertes Netzmodell aufgebaut und parametrisiert werden (siehe Kapitel 2.3). Die Parametrisierung der gebietsstrukturellen Eigenschaften der Gemeinden wird zeitabhängig für den gesamten Zeitraum der Modellierung ermittelt, sie ist jedoch unabhängig von den untersuchten Szenarien und Sensitivitäten, in denen die «elektrischen» Eigenschaften, also Anzahl und Höhe von Verbrauchern und Erzeugern beschrieben werden. Als Basis für die Parametrisierung der gebietsstrukturellen Eigenschaften dient die Gebäudestruktur des Schweizer Gebäudeparks. Folgende Parameter werden für alle Schweizer Gemeinden regionalisiert ermittelt und finden Eingang in die Parametrisierung der Netzmodelle:

- Anzahl Einfamilienhäuser
- Anzahl Mehrfamilienhäuser
- Anzahl Gebäude ohne Wohnnutzung
- Anzahl Gebäude mit Wohnnutzung
- Anzahl Zweitwohnungen
- Anzahl Wohneinheiten

Der heutige Zustand wird mittels einer Auswertung und Bereinigung des nationalen Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) und des nationalen Zweitwohnungsinventars erhoben. Dabei werden mittels einer erprobten Methodik des EBP-eigenen Gebäudemodells die Kategorien und Energiebezugsflächen (EBF) der Gebäude und Wohneinheiten bestimmt.

Für die Fortschreibung des Gebäudeparks bis 2050 wird für jeden Parameter die entsprechende Rahmenentwicklung der EP2050+ abgebildet. Die zusätzlichen Gebäude und Wohneinheiten in jedem Zeitschritt werden anhand der Bevölkerungsentwicklung in jeder Gemeinde (für Wohnbauten) und anhand der Arbeitsplatzentwicklung in jeder Gemeinde (für Nichtwohnbauten) regionalisiert. Die regionalisierten Bevölkerungs- und Arbeitsplatzentwicklungen basieren auf dem EBP-eigenen Modell der synthetischen Bevölkerung der Schweiz «synPop» (EBP, 2021).

Zusätzlich zur zeitabhängigen Gebäudestruktur wird auch die zeitunabhängige Gesamtfläche (ohne unproduktive Flächen) und die versorgte Fläche (bebaute Fläche inkl. Verkehrsfläche) auf Gemeindeebene für die Parametrisierung benötigt. Die Gesamtfläche in m² je Gemeinde wird anhand einer GIS-Analyse unter Verwendung der Bodennutzungsdaten aus der aktuellen Arealstatistik nach Bodennutzungsnomenklatur NOLU04 (Bundesamt für Statistik) erhoben. Dabei werden alle Hauptkategorien ausser der Kategorie «unproduktiv» berücksichtigt. Die versorgte Fläche in m² je Gemeinde wird ebenfalls mit der aktuellen Arealstatistik erhoben. Dabei werden Gebäudeareale, Verkehrsflächen und besondere Siedlungsflächen berücksichtigt. Für eine allfällige Unterstützung der Netzclusterbildung wird zudem für jede Gemeinde die BFS-Gemeindetypologie mit 25 Kategorien mitgeliefert (BFS, 2017).

2.2.3 Wärme

Tabelle 2.2 gibt einen Überblick dazu, welche Inputs von den EP2050+ verwendet werden und welche Outputs für die Netzmodellierung im Bereich Wärme im Rahmen der Regionalisierung berechnet werden.

Wärme	
<i>Input:</i>	Identisch für WWB und ZERO Basis
<i>EP2050+ auf Ebene Schweiz</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung der Energiebezugsflächen nach Gebäudetypen und Sektoren
<i>Methodik der Regionalisierung EBP</i>	Unterschiedlich für WWB und ZERO Basis <ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung Energieeffizienz der Gebäude ▪ Entwicklung der Nutzungsgrade und Stromeinsatz für Wärmepumpen und Elektroheizungen
<i>Output:</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modellierung der Entwicklung des Gebäudebestands und gebäudescharfe Verteilung der Wärmepumpen und Elektroheizungen ▪ Abschätzung der Leistung der installierten Wärmepumpen und Elektroheizungen anhand der Effizienz der Gebäude
<i>Regionalisierte Kennzahlen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anzahl und durchschnittliche Leistung der Wärmepumpen und Elektroheizungen pro Gemeinde

Tabelle 2.2 Übersicht der verwendeten Inputs der EP2050+ und der Outputs der Regionalisierung im Bereich Wärme

Für die Regionalisierung der Wärmeversorgung in den EP2050+ wird in vier Schritten vorgegangen, die in Bild 2.4 dargestellt sind und in den folgenden Abschnitten beschrieben werden. Die Untersuchungen fokussierten 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 auch in den Szenarien der EP2050+ gering ist.

Im ersten Schritt wird der heutige Gebäudebestand auf Basis des nationalen Gebäude- und Wohnungsregisters (GWR) beschrieben (BFS, 2021). Dabei werden für jedes Gebäude die Kategorie,

Energiebezugsfläche (EBF), der Energieträger für Raumwärme und Warmwasser sowie die Energiekennzahl (EKZ) bestimmt. Die EKZ werden differenziert nach Gebäudetyp und Baujahr verwendet (BAFU, 2018). Um die EP2050+ bestmöglich abzubilden, wird die EBF des heutigen Gebäudeparks mit den entsprechenden Rahmendaten der EP2050+ kalibriert.

In einem zweiten Schritt wird die Wärmeversorgung der Neubauten bis 2050 modelliert. Als Basis für die Anzahl Neubauten dient die sektorspezifische Entwicklung der Energiebezugsfläche (EBF) gemäss den EP2050+. Für den Beschrieb der Wärmeversorgung der zusätzlichen Gebäude werden die Energiekennzahlen (EKZ), der Anteil an mit Wärmepumpen beheizten Gebäuden und der Wirkungsgrad von Wärmepumpen je Gebäudekategorie und Szenario direkt aus den EP2050+ übernommen. Aus diesen Parametern wird der Stromeinsatz von Wärmepumpen in Neubauten bestimmt und daraus die elektrische Leistung für den Einsatz von Wärmepumpen abgeschätzt. Es wird angenommen, dass neue Installationen von Elektroheizungen ausgeschlossen sind. Die Neubauten werden dann in jedem Zeitschritt anhand der Bevölkerungsentwicklung in jeder Gemeinde (für Wohnbauten) und anhand der Arbeitsplatzentwicklung in jeder Gemeinde (für Nichtwohnbauten) regionalisiert.

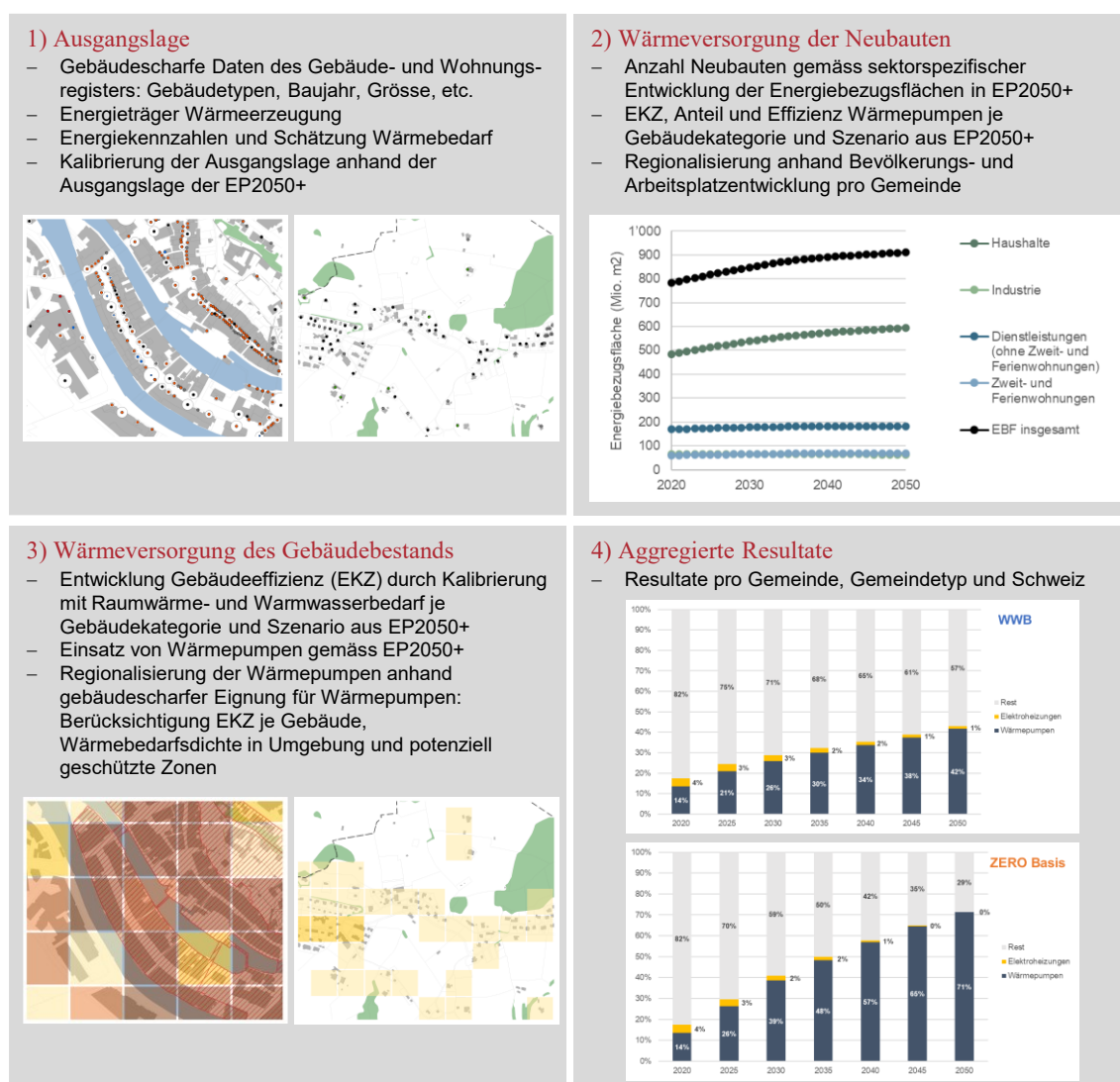


Bild 2.4 Schema zur Regionalisierung der Wärmepumpenszenarien. Die Resultate (Schritt 4) sind nur indikativ und werden in Kapitel 3.1 im Detail beschrieben.

In einem dritten Schritt wird die Wärmeversorgung der restlichen, 2020 bereits bestehenden Gebäude bis 2050 modelliert. Um im bestehenden Gebäudepark die Dynamiken der Szenarien der EP2050+ abzubilden, werden verschiedene Entwicklungen im Modell direkt mit den Entwicklungen der entsprechenden Parameter in den EP2050+ in jedem Zeitschritt kalibriert, abzüglich der

jeweiligen Beiträge der Neubauten. Einerseits wird die EKZ der bestehenden Gebäude gebäudescharf kalibriert, um die jeweilige Effizienzentwicklung in den EP2050+ des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs je Gebäudekategorie und Szenario abzubilden (als Randbedingungen für die minimale Höhe der EKZ dienen Angaben aus den EP2050+). Andererseits wird der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen so modelliert, dass die Entwicklung der jeweiligen Nutzenergie entspricht, die in den Szenarien der EP2050+ durch Wärmepumpen gedeckt wird.

Für die Verteilung neuer Wärmepumpen auf die bestehenden Gebäude wird eine 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 EKZ des Gebäudes sowie unter Einbezug potenziell geschützter Zonen (Ortsbildschutz) gebildet. Je tiefer die Bedarfsdichte und die Energiekennzahl, desto geeigneter ist ein Gebäude für eine Wärmepumpe. In Gebieten mit hoher Bedarfsdichte, Gebäuden mit hohem spezifischem Verbrauch und in geschützten Zonen werden eher keine Wärmepumpen eingesetzt (diese Gebiete sind insbesondere geeignet für thermische Netze). Als Randbedingungen bei der Zuordnung der Wärmepumpen dienen die Annahmen, dass eine Wärmepumpenheizung bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nicht mehr durch eine andere Technologie ersetzt wird, und dass in jungen Gebäuden frühestens 15 Jahre nach dem Bau ein Heizungsersatz in Frage kommt. Analog zum Vorgehen bei den Neubauten wird zuletzt der Stromeinsatz von Wärmepumpen bestimmt und daraus die elektrische Leistung für den Einsatz von Wärmepumpen abgeschätzt. Die Verbreitung und Leistung von Elektroheizungen werden grundsätzlich analog modelliert und auf die Entwicklung von rein-elektrischen Heizungen (gemessen an der EBF) in den EP2050+ kalibriert.

Im vierten Schritt zur Regionalisierung der Wärmeversorgung werden die gebäudescharfen Heizstrukturen in jeder Gemeinde aggregiert. Damit wird für jede Gemeinde die Gesamtanzahl, die Gesamtleistung und die durchschnittlich installierte Anlagenleistung der Wärmepumpen und Elektroheizungen ermittelt.

Neben den beiden Szenarien WWB und ZERO Basis wird wie oben beschrieben auch eine zusätzliche Netto-Null-Sensitivität mit noch stärkerer Elektrifizierung bottom-up modelliert, unter Berücksichtigung der maximalen Potenziale. Das methodische Vorgehen ist dabei im Bereich der Wärmeversorgung analog zu den beiden o. g. Szenarien. Als Mengengerüste der eingesetzten Wärmepumpen und Elektroheizungen dienen die Entwicklungen im Netto-Null-Szenario ZERO A. Energiekennzahlen der Gebäude und Wirkungsgrade der Heizsysteme werden aus dem Szenario WWB übernommen. Damit wird ein sehr weitverbreiteter Einsatz von Wärmepumpen mit geringer Effizienz und in energetisch schlechten Gebäuden simuliert, was zu deutlich höherem Stromverbrauch im Wärmesektor und damit ggf. auch zu höheren Anforderungen für die Stromverteilnetze führt.

2.2.4 Elektromobilität

Tabelle 2.3 gibt einen Überblick dazu, welche Inputs von den EP2050+ verwendet werden und welche Outputs für die Netzmodellierung im Bereich Elektromobilität im Rahmen der Regionalisierung berechnet werden.

Elektromobilität	
<i>Input:</i> <i>EP2050+ auf Ebene Schweiz</i>	<p>Identisch für WWB und ZERO Basis</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fahrzeugbestand und Fahrleistung gesamter Fahrzeugbestand (je für Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge) <p>Unterschiedlich für WWB und ZERO Basis</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologiemarkt der Neuzulassungen
<i>Methodik der Regionalisierung EBP</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bestands- und Fahrleistungsmodellierung je Antriebstechnologie (Diffusion der Neuzulassungen in den Bestand) zur Ermittlung der Anzahl Elektrofahrzeuge ▪ Räumliche Verteilung mit EBP synPop
<i>Output:</i> <i>Regionalisierte Kennzahlen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anzahl Elektrofahrzeuge pro Gemeinde ▪ Anzahl Ladestationen je Leistungskategorie pro Gemeinde ▪ Ladebedarf je Ladebedürfnis (Home, Work, POI, Fast) pro Gemeinde

Tabelle 2.3 Übersicht der verwendeten Inputs der EP2050+ und der Outputs der Regionalisierung im Bereich Elektromobilität

Zur Ermittlung der Anzahl von Elektrofahrzeugen und Anzahl installierter Ladestationen je Gemeinde wird die bestehende EBP-Methodik zur Regionalisierung der Elektromobilitätsszenarien auf Gemeindeebene angewandt. Grundlage dafür ist das EBP-eigene Modell der synthetischen Bevölkerung «synPop», welche eine Hochrechnung der Stichproben des Mikrozensus Mobilität und Verkehr (MZMV; Bundesamt für Statistik) sowie der Haushaltsbudgeterhebung (HABE; Bundesamt für Statistik) für alle Haushalte in der Schweiz erlaubt. Unter Bezug des Strassenfahrzeugbestandes (MFZ) ist für jede Gemeinde der Fahrzeugbestand (aus MFZ) sowie die Fahrleistung (aus dem MZMV) bekannt. Durch die gemeindespezifische Fortschreibung der Wohnbevölkerung, des Modalsplits⁶, der Fahrleistung pro Fahrzeug sowie der Fahrzeugbelegung kann der Motorisierungsgrad (Anzahl Fahrzeuge pro 1'000 Einwohner) und so die Entwicklung der Neuzulassungen und des Fahrzeugbestandes je Gemeinde bis 2050 modelliert werden. Die Elektrofahrzeuge kommen über Neuzulassungen in den Fahrzeugbestand. Dazu braucht es eine Flottenmodellierung mit typischen Überlebensraten je Fahrzeugkategorie und Alter. Die Entwicklung des Fahrzeugbestands für leichte Nutzfahrzeuge wird basierend auf dem heutigen Bestand sowie den Unternehmensstrukturen und Arbeitsplatzentwicklungen der jeweiligen Gemeinden abgeleitet.

Im Szenario WWB ist die Marktdiffusion der Elektromobilität weniger schnell als beim hier detailliert regionalisierten Netto-Null-Szenario (ZERO Basis). Für das Sensitivitätsszenario ZERO 2050 wird mit einer noch etwas schnelleren Marktdiffusion und einem leicht erhöhten Fahrzeugbestand gegenüber ZERO Basis gerechnet.

Die Marktdiffusion der Elektromobilität verläuft nicht in allen Gemeinden gleich schnell. Soziodemografische Faktoren bestimmen die Geschwindigkeit der Marktdiffusion der Elektromobilität bedeutend. Wohlhabende und gutgebildete Haushalte in urbanen Gebieten adaptieren die Elektromobilität schneller, zudem vor allem Haushalte mit eigenem privatem Parkplatz. Diese Faktoren

⁶ Verteilung des Verkehrs auf die Verkehrsträger MIV, ÖV, Velo und Fussverkehr

können über die synPop gemeindespezifisch berücksichtigt werden. Die Modellierung der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge im Neuwagenmarkt wird anhand gemeindespezifischer Faktoren ermittelt⁷. Im Endeffekt unterscheiden sich die Elektromobilitätsszenarien zwischen den Gemeinden nach ihrem zeitlichen Verlauf und aufgrund des maximalen Marktanteils.

Jedem Elektrofahrzeug wird in Abhängigkeit des Nutzertyps (siehe Bild 2.5), des Fahrzeugtyps und je nach Verfügbarkeit einer Heimpladestation ein spezifisches Ladeverhalten zugewiesen. Dies erlaubt eine konsistente Modellierung von Ladewelten. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (siehe Abschnitt 3.2.4) wurden zusätzlich zu den Grundannahmen zwei weitere konsistente Ladewelten modelliert. Zum einen wurde eine erhöhte Durchdringung von Heimpladern (Verschiebung hin zu mehr Heimpladestationen und weniger öffentlichen Ladestationen) und zum anderen ein vermehrt öffentliches Laden (Verschiebung hin zu mehr öffentlichen Ladepunkten und weniger Heimpladepunkten) abgebildet.

Dabei werden vier unterschiedliche Ladebedürfnisse für elektrische Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge und vier unterschiedliche Ladestationstypen unterschieden (Bild 2.6). Die Ladebedürfnisse beschreiben, wo und wie lange geladen wird, z. B. Home Charging am Wohnort oder in unmittelbarer Nähe des Wohnorts mit einer Ladedauer von 1 bis 10 Stunden. Die Ladestationen unterscheiden sich bezüglich Zugangsmöglichkeit, Nutzerkreis und Ladeleistung. Das Home Charging am Wohnort kann entweder an einer privaten Ladestation mit sehr beschränktem Nutzerkreis (ein Elektrofahrzeug) und tiefer Ladeleistung (z. B. 3.7 kW oder 11 kW)⁸ oder an einer öffentlichen Ladestation in unmittelbarer Nähe des Wohnorts mit höherer Ladeleistung (z. B. 11 kW oder 22 kW) stattfinden. Bei der zweiten Variante teilen sich eine Vielzahl von Elektrofahrzeugen eine öffentliche Ladestation.

Die Fahrleistung je Gemeinde sowie spezifische Stromverbräuche je Elektrofahrzeuge ergeben den Stromverbrauch der Elektromobilität gemäss Wohnortprinzip. Elektrofahrzeuge laden aber nicht primär dort, wo sie immatrikuliert sind, sondern können auch am Arbeitsort oder an öffentlich zugänglichen Ladestationen geladen werden. Daher ist es wichtig, die Verkehrsflüsse (Pendler- und Freizeitverkehrsströme) ebenfalls zu modellieren. Dazu wird das nationale Personenverkehrsmodell (NPVM) sowie räumliche Informationen zu Parkplätzen, Parkhäusern, Points-of-Interest (POI) etc. verwendet. So lässt sich der gesamte Ladebedarf im Zielgebiet im Hektarraster (100 x 100 Meter) abschätzen. Anhand von heutigen und zukünftigen Utilization Rates⁹ je Ladestationstyp kann in einem letzten Schritt die Anzahl benötigter Ladestationen im Zielgebiet abgeschätzt werden. Die Resultate werden dann auf Ebene der Gemeinden aggregiert. Durch die Kalibrierung der Modelle auf die schweizerischen Szenarien werden die Vorgaben der Energieperspektiven 2050+ konsistent abgebildet. Auf Basis typischer Ankunftszeiten und der technischen Spezifikationen an den Ladestationen werden Ladeprofile je Ladestationstyp modelliert, um Gleichzeitigkeitsfaktoren zu ermitteln. Die Modellierung geschieht agentenbasiert auf Ebene einzelner Ladevorgänge. Durch die Analyse der Ladevorgänge und Ladeprofile können typische spezifische Gleichzeitigkeitsfaktoren für die unterschiedlichen Netzebenen in Abhängigkeit der Anzahl Ladestationen bestimmt werden (siehe dazu auch Abschnitt 2.3.2 und Abschnitt A.1): Die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge an privaten Heimpladestationen (Heimpladern) nimmt aufgrund unterschiedlicher Ladebedürfnisse (Anzahl Ladevorgänge pro Woche und Dauer der Ladevorgänge unterscheiden sich zwischen den Nutzern stark) und variierenden Ankunftszeiten stark mit der Anzahl installierter Heimpladestationen ab (Bild 2.7). Die unterschiedlichen Ladebedürfnisse der Nutzer zeigen sich in der Anzahl der Ladevorgänge pro Woche sowie in der Dauer der Ladevorgänge. Beide Parameter sind von Nutzer zu Nutzer verschieden. In Kombination mit unterschiedlichen Ankunftszeiten als potenzieller Startpunkt für einen Ladevorgang, nimmt die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge mit zunehmender Anzahl von Heimpladern stark ab.

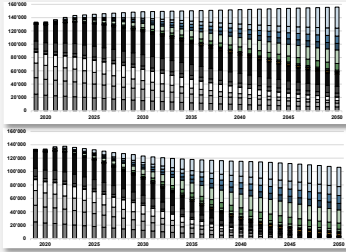
⁷ EBP (2021). Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2021.

⁸ In dieser Studie wird unter Berücksichtigung von Annahmen zur Marktentwicklung unterstellt, dass sich im privaten Bereich (zu Hause und am Arbeitsort) Ladestationen mit installierten Leistungen von 11 kW AC als Standard durchsetzen werden. Dies bedeutet hingegen nicht, dass alle Ladeeinrichtungen zeitgleich mit dieser installierten Leistung laden (siehe auch Darstellung zu Gleichzeitigkeiten in Bild 2.7 und Ausführungen zu Methodik der Netzanalysen)

⁹ Auslastungsrate der Ladestationen (Zeit, in der die Ladestation besetzt ist).

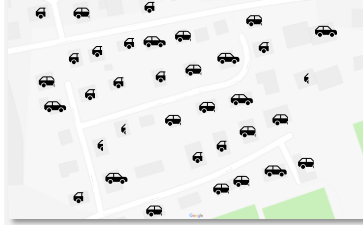
EBP-Elektromobilitätsszenarien

- Szenarien 2020-2050 je Gemeinde
- Neuwagenmarkt
- Statischer Bestand
- Dyn. Bestand: Fahrleistung
- Reichweite/ Batteriegrösse
- Aufnahmeladeleistung



Verteilung und Nutzertyp

- Verteilung innerhalb der Gemeinde auf Haushalte anhand der EBP-eigenen SynPop
- Bestimmung des Nutzertyps
 - Pendler-/ Freizeitfahrzeug
 - Flottenfahrzeug
 - Leichte Nutzfahrzeuge



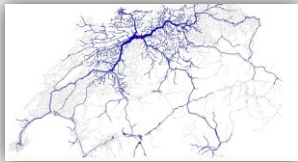
Ladeverhalten je Nutzertyp

- Differenzierung je nach Verfügbarkeit Heimplademöglichkeit
- Differenzierung nach BEV und PHEV
- Differenzierung nach AC-/DC-Ladefähigkeit der Fahrzeuge
- Veränderung mit der Zeit (Batteriegrösse)



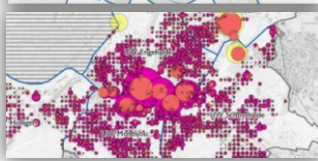
Verkehrsflusssimulation

- Quell-Ziel-Matrizen NPVM 2017: Export des Ladebedarfs in die Zielgebiete, wo potentielle Ladevorgänge stattfinden
- Verkehrsbelastung je Strasse,



Ladebedarf im Zielgebiet (100x100 m)

- «Points of Interest» in 15 verschiedenen Kategorien (150'000 POI in der CH),
- Parkhäuser & Parkplätze
- Raststätten & Rastplätze



Abschätzung Ladestationen

- Heutige und künftige Utilization Rates je Ladestationstyp
- Iteratives Vorgehen für Ladestationsbedarf im Zielgebiet und Hektarprognose

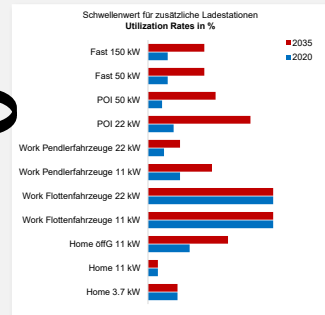


Bild 2.5 Schema zur Regionalisierung der Elektromobilitätsszenarien auf Gemeindeebene

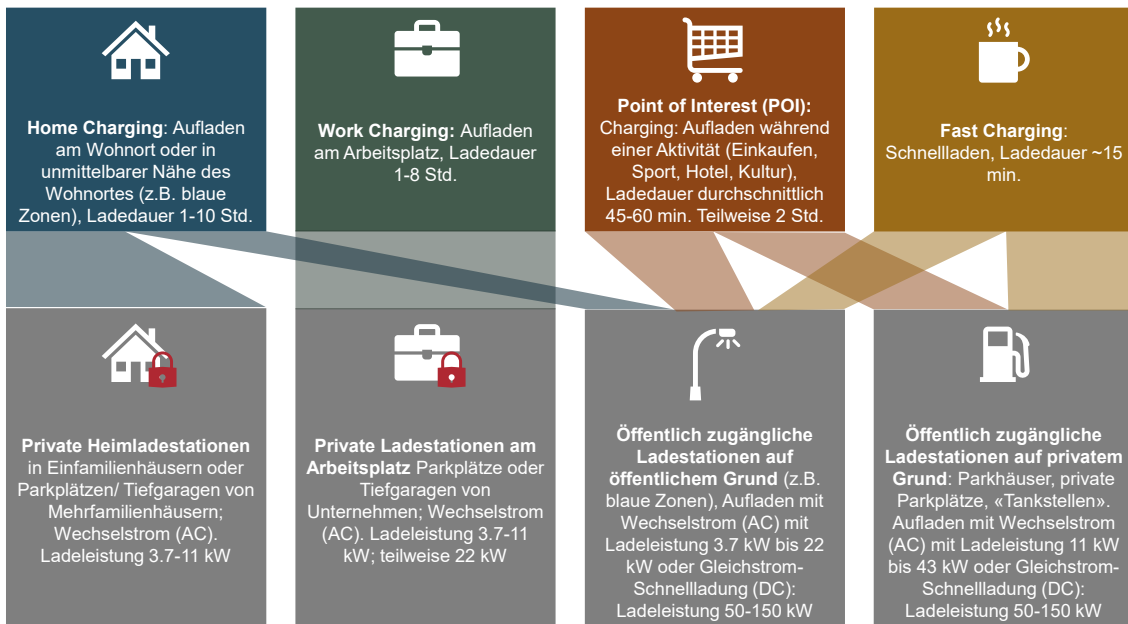


Bild 2.6 Die vier Ladebedürfnisse Home, Work, POI (Point of Interest) und Fast Charging oben und die vier Ladestationstypen private Heimpladestationen, private Ladestationen am Arbeitsplatz und die öffentlich zugänglichen Ladestationen auf öffentlichem sowie privatem Grund (unten).

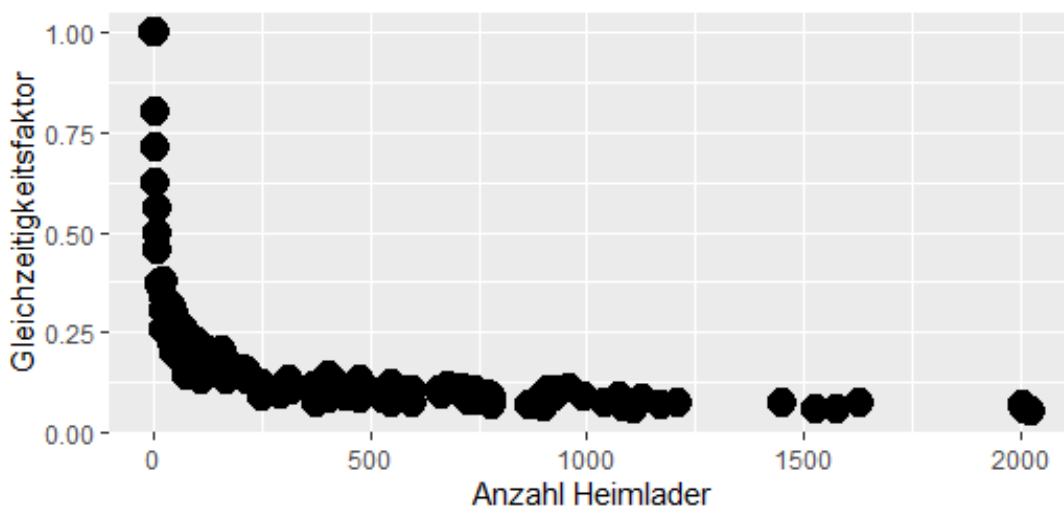


Bild 2.7 Entwicklung des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der Anzahl installierter privater Heimpladestationen (Heimplader).

2.2.5 Photovoltaik

Tabelle 2.4 gibt einen Überblick dazu, welche Inputs von den EP2050+ verwendet und welche Outputs für die Netzmodellierung im Bereich Photovoltaik im Rahmen der Regionalisierung berechnet werden.

Photovoltaik	
<i>Input:</i> <i>Ebene Schweiz</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installierte Leistung pro Jahr <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbaugeschwindigkeit für WWB und ZERO Basis gemäss EP2050+ sehr unterschiedlich ▪ Rascher und ambitionierter Ausbaupfad PV gemäss Ständerat zwischen 2025 und 2035 (ca. 10% Freiflächen)
<i>Methodik der Regionalisierung EBP</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Räumliche Verteilung (Ist-Zustand plus zeitliche Entwicklung) ▪ Abschätzung des Zubaus von Anlagen anhand PV-Potenzial
<i>Output:</i> <i>Regionalisierte Kennzahlen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anzahl PV-Anlagen, separat für Dach- und Fassadenanlagen und durchschnittlich installierte Leistung der Anlagen je Leistungsklasse pro Gemeinde

Tabelle 2.4 Übersicht der verwendeten Inputs der EP2050+ und der Outputs der Regionalisierung im Bereich Photovoltaik

Die Verteilung der Photovoltaik-Anlagen je Gemeinde wird anhand der Daten zu schweizweiten Produktionspotenzialen von Dachflächen und Fassaden des Bundesamtes für Energie (sonnedach.ch und sonnenfassade.ch; (BFE, 2016)) abgeleitet. Für jede Dach- und Fassadenfläche in der Schweiz können aus diesem Datensatz unter anderem Standort, Winkel, Ausrichtung und Grösse der Fläche, die Sonneneinstrahlung und die Stromproduktion einer etwaigen Photovoltaikanlage abgerufen werden. Nicht alle Dach- und Fassadenflächen eignen sich jedoch gleich gut für Photovoltaik-Anlagen. Zudem müssen weitere Kriterien wie Ortsbildschutz und bauliche Einschränkungen berücksichtigt werden. Dem wurde Sorge getragen, indem Dächer und Fassaden, welche sich in Gebieten mit derartigen Einschränkungen befinden, nicht berücksichtigt wurden.

Die Eignung der Dach- und Fassadenflächen wurde anhand einer fünfteiligen Klassifizierung auf Basis der potenziellen Jahresproduktion vorgenommen (je für Dach- und Fassadenflächen vorhanden, siehe Tabelle 2.5). Dabei wurde angenommen, dass bei Dächern nur 70 % und bei Fassaden 50 % der Fläche tatsächlich umgesetzt werden und Dachflächen kleiner als 10 m² und Fassadenflächen kleiner als 20 m² nicht berücksichtigt werden. Zusätzlich wurde angenommen, dass ein Kilowatt Peak (kWp) installierte Leistung eine Panelfläche von 5.5 m² benötigt.

Eignungsklasse Jahresproduktion	Klasse Sonnendach	Klasse Sonnenfassade	Globalstrahlung (kWh/m ² /Jahr)
5	5	5	> 1'400
4	4	5	1'200-1'400
3	3	4	1'000-1'200
2	2	3	800
1	1	1,2	< 800

Tabelle 2.5 Anpassung der Klassifizierung der Dächer und Fassaden so dass es nur eine Kategorie «Klasse» hat

In einem ersten Schritt wird aus dem BFE-Datensatz aller Elektrizitätsproduktionsanlagen in der Schweiz (BFE, 2021) für jede Gemeinde die insgesamt installierte Leistung aller PV-Anlagen je Leistungsklasse (siehe Tabelle 2.6) hochgerechnet und auf die Dächer der bestehenden Gebäude innerhalb der Gemeinden (basierend auf Datenbank von sonnendach.ch und sonnenfassade.ch) verteilt. Dabei werden die Dächer zuerst mit PV-Anlagen bestückt, welche gemäss ihrer Eignungsklasse am besten geeignet sind (zwecks Maximierung der Jahresproduktion).

In einem zweiten Schritt wird die Anzahl der Neubauten je Gemeinde bis 2050 anhand der Entwicklung der Wohnbevölkerung und Arbeitsplatzentwicklung modelliert (siehe auch Kapitel 2.2.2). Die Werte der Dach- und Fassadenflächen basieren auf Durchschnittswerten von Gebäuden je Gemeindetyp, welche seit 2006 neu in der Schweiz gebaut wurden. Für das Szenario WWB wird angenommen, dass 50 % der Neubauten mit PV-Anlagen bestückt werden (je für Fassaden und Dächer). Im Szenario ZERO Basis, der Sensitivität ZERO 2050 sowie in der Szenariovariation «PV gemäss Ständerat» werden 100 % der neuen Gebäude mit PV-Anlagen bestückt.

In einem nächsten Schritt werden die weiteren Dächer und Fassaden mit PV-Anlagen bestückt, bis die jeweiligen Ausbauziele der EP2050+ Szenarien in den Jahren 2025 bis 2050 erreicht werden. Die Auswahl, welche Dächer und Fassaden zuerst umgesetzt werden, basiert einerseits auf dem Produktionspotential (Eignungsklasse) und andererseits auf Expertenschätzungen, was darin resultiert, dass grössere PV-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bevorzugt werden. Der Ausbau von Fassaden und Dächern wird getrennt modelliert, wobei der Anteil der installierten Leistung von Fassaden-PV-Anlagen an der insgesamt installierten Leistung auf Ebene der Schweiz sich linear von 0 % auf 25 % für die Jahre 2020 bis 2050 erhöht. Dieser Anteil im Jahr 2050 ist auf Basis von Abstimmungen mit dem Auftraggeber und unter Berücksichtigung des Grundlagenprojekts Klima- und Energiestrategie der Stadt Thun festgelegt. EBP hat für dieses Projekt eine Sensitivität gerechnet, welche die Winterstromproduktion optimiert und in der rund 35 % der installierten Leistung auf Fassadenflächen realisiert werden soll. In der Szenariovariation «PV gemäss Ständerat» wird ca. 10% der installierten Kapazität als Freiflächenanlagen modelliert.

Basierend auf den vorherigen Schritten, wird in einem letzten Schritt wurden die Anzahl PV-Anlagen und die durchschnittlich installierte Leistung je Leistungsklasse auf Gemeindeebene in 5-Jahresschritten von 2025 bis 2050 berechnet.

Leistungsklasse	Leistung PV-Anlagen
1	≤ 30 kWp
2	30 kWp < PV-Anlage ≤ 100 kWp
3	100 kWp < PV-Anlage ≤ 1'000 kWp
4	> 1'000 kWp

Tabelle 2.6 Aufteilung der Leistungsklassen

2.3 Netzanalysen

Im Folgenden werden der Modellierungsansatz für die Netzanalysen (Abschnitt 2.3.1) und die für die Analysen relevanten Annahmen und Parameter (Abschnitt 2.3.2) beschrieben. Die Ergebnisse der Regionalisierung werden in Abschnitt 3.2 im Detail beschrieben.

2.3.1 Modellierungsansatz

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen des Strombedarfs und -angebots auf die Stromverteilnetze werden mit dem methodischen Ansatz der sogenannten Modellnetzanalyse (MNA) untersucht. Der Modellnetzanalyse liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form zu beschreiben, sodass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen den Eingangsgrössen (räumliche Verteilung und Höhe und zeitlicher Verlauf der Leistung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen) und Ausgangsgrössen, das heisst der Netzmengengerüste (Leitungen, Transformatoren) und daraus ableitbar auch Kosten der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen untersucht werden können.

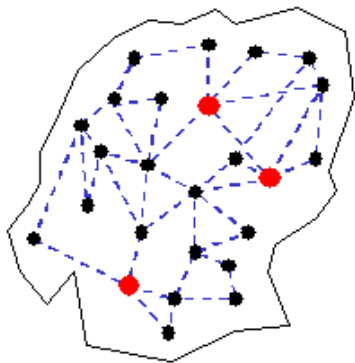
Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene – im Rahmen der Studie werden mittels MNA die Leitungsebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung (NE 3, NE 5, NE 7), die diese Ebenen verbindenden Umspannebenen (NE 4, NE 6) sowie die Anknüpfungspunkte an das Übertragungsnetz (NE 2) betrachtet – umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Anschlusspunkte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden
- Höchstlast, Anschlussnetzebene und Lastcharakteristik jeder einzelnen Last
- Installierte Erzeugungsleistung, Anschlussnetzebene und Erzeugungscharakteristik jeder einzelnen Erzeugungsanlage
- Grösse der versorgten Fläche, differenziert nach Netzebenen

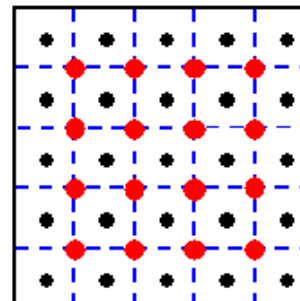
Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der Modellnetzanalyse in stark abstrahierter Form nachgebildet unter der Annahme einer homogenen Anordnung je Netzebene und je Teilgebiet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Teilgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkte einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmässig auf die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind. In dieser Studie wurde die Schweiz, angelehnt an die in Abschnitt 2.2 beschriebene Regionalisierung, in ca. 2.200 Teilgebiete zerlegt betrachtet, die den Gemeinden der Schweiz entsprechen. So wird erreicht, dass die regional teilweise deutlich unterschiedlichen Versorgungsgebietseigenschaften differenziert betrachtet werden.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets beschrieben werden durch seine Fläche, die Zahl der Last- und Erzeugungsanschlüsse sowie die Höhe der Lasten und der Erzeugungsleistung. Bild 2.8 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

*Realitätstypische (inhomogene)
Versorgungsaufgabe*



*Homogene
Versorgungsaufgabe*



- Hausanschluss
- mögl. Einspeisung
- - - mögl. Trasse

Bild 2.8 Vergleich realer und der für die MNA angenommenen homogenen Versorgungsaufgaben

Die Modellnetzanalyse kann aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermassen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen nach den durchschnittlichen Zusammenhängen zwischen Versorgungsaufgabe und Netzkosten liefert sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse. Zudem werden bei der Parametrierung der Modellnetzanalyse die heutigen realen Netzmengen¹⁰ differenziert nach Netzebenen als Randbedingung berücksichtigt. Durch diese an der Realität orientierte Kalibrierung wird erreicht, dass der mittels Modellnetzanalyse bestimmte Umfang des Netzausbaus in guter Näherung dem real bestehenden und auch dem zu erwartenden Ausbaumumfang entspricht.

Zusätzlich zur Parametrierung des Modells auf schweizweite Ist-Netzmengen wird die daraus resultierende Kalibrierung auch auf Plausibilität hinsichtlich einzelner Regionen vorgenommen. Hierdurch kann geprüft werden, ob durch die gewählte Parametrierung, die aufgrund verschiedener Charakteristiken der zu versorgenden Gemeinden (Stadt/Land etc.) vorliegenden Unterschiede innerhalb der MNA hinreichend genau abgebildet sind. Für diese Untersuchung können öffentlich verfügbare Daten aus Veröffentlichungen von Netzbetreibern verwendet werden. Auf Basis dieses Abgleichs der Ergebnisse der MNA mit Ist-Daten zu (teilweise nach Netzebenen differenzierten) Netzmengengerüsten für einige Schweizer Gemeinden bzw. Verteilnetzbetreiber¹¹ lässt sich feststellen, dass grundsätzliche regionale Wirkungen und Strukturunterschiede (z. B. Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Netzgebieten) gut getroffen werden. Zwar ist zu erkennen, dass in der MNA teilweise sowohl Überschätzungen als auch Unterschätzungen der tatsächlichen Netzmengen einzelner Netzgebiete auftreten können. Die Abweichungen der berechneten Ergebnisse von den realen Ist-Daten liegen hierbei jedoch im kleinen zweistelligen Bereich (ca. 10 – 15 %). Als Ursache hierfür können z. B. Unterschiede in Gemeindegrenzen und Grenzen der Netzgebiete verantwortlich sein, d. h. das reale Netzgebiet ist ggf. nicht exakt übereinstimmend mit Gemeindegrenzen, die in der MNA als Abgrenzungseinheit herangezogen werden. Zusätzlich können auch Netzbetriebsmittel, die in der Realität Versorgungsaufgaben für mehrere Netzgebiete (z. B. Unterwerke NE2) übernehmen, in der MNA jedoch klar einer Gemeinde zugeordnet werden, diesen Effekt bewirken. Zusammenfassend können mit dem Ansatz der MNA, insbesondere unter Berücksichtigung der Modellgenauigkeit, die dieses Verfahren

¹⁰ Hierzu wurden Angaben zu Ist-Daten aus dem Jahr 2019 der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom verwendet.

¹¹ Angaben zu (nach Netzebenen differenzierten) Netzmengengerüsten sind nicht für alle Verteilnetzbetreiber der Schweiz veröffentlicht, sodass die Analyse anhand einiger verschiedener Netzbetreiber, für die entsprechende Daten vorliegen, vorgenommen wird.

bietet, demnach nicht nur schweizweit, sondern auch regional bzw. nach Struktur des Netzgebietes differenziert die Netzengen valide abgeschätzt werden.

2.3.2 Annahmen und Parametrierung

Um die Plausibilisierung anhand realer heutiger Daten vornehmen zu können, sind neben den in Abschnitt 2.2 beschriebenen, detailliert regionalisierten Daten der EP2050+ weitere Daten und Annahmen zur vollständigen Kalibrierung der Modellnetzanalyse erforderlich. Dies umfasst die folgenden Parameter:

- Vorbelastung
- Leistungen und Anschlussebenen von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge
- Leistungen und Anschlussebenen von strombasierten Wärmeanwendungen
- Leistungen und Anschlussebenen von PV-Anlagen
- Leistungen übriger dezentraler Erzeugungsanlagen (ausser PV)
- Gleichzeitigkeitsfaktoren für Verbraucher und Erzeugungsanlagen

Zum weiteren Verständnis der Methodik sind die Vorgehensweise bei der Bestimmung der Parameter sowie entsprechend getroffene Annahmen im Weiteren jeweils kurz beschrieben.

Bestimmung der Vorbelastung

Um die regional unterschiedliche Vorbelastung des heutigen Netzes zu ermitteln, die u. a. aus den gebietsstrukturellen Eigenschaften resultiert, werden die Verbräuche der unterschiedlichen Verbraucher je betrachtetem Netzbereich herangezogen. Hierzu dienen die veröffentlichten Angaben zu unterstellten Gesamtverbräuchen der EP2050+ zum Basisjahr 2020 für die Sektoren Haushalte, Landwirtschaft, Industrie und Verkehr als Grundlage. Anhand erfahrungsbasierter Annahmen zu Verteilungen der Sektoren auf die Netzebenen und deren Benutzungsstunden werden zunächst Leistungen (Höchstlastbeiträge) je Netzebene bestimmt. Diese Leistungen werden anschliessend um die bereits heute bestehenden Lasten von Ladeeinrichtungen für Elektromobilität und strombasierte Wärmeanwendungen bereinigt. (Da in dieser Untersuchung Ladeeinrichtungen für Elektromobilität ebenso wie strombasierte Wärmeanwendungen separat betrachtet werden, dient die hier beschriebene Vorbelastung nur zur Beschreibung der «sonstigen» Lasten). Diese je Netzebene berechneten Leistungen werden anhand der Gesamtzahl der Wohneinheiten auf die Zahl der Wohneinheiten bezogen und so durchschnittliche Leistungsbezüge je Wohneinheit in der Schweiz berechnet, in der sowohl die eigentliche Last der privaten Haushalte als auch implizit anteilig die Lastbeiträge aller übrigen Verbrauchertypen enthalten sind. Dieser Schritt dient dazu, eine einheitliche Bezugsgrösse für die Gesamtschweiz und alle Teilgebiete / Gemeinden zu haben. (Zu jeder Gemeinde liegen Angaben zur Zahl der Wohneinheiten vor, hingegen nicht die Zahl der übrigen Verbrauchertypen, z. B. Industrie). Mit diesen Leistungswerten je Wohneinheit (WE) wird anhand der (bekannten) Gesamtzahl der WE je Gemeinde schliesslich die resultierende Gesamtleistung je Gemeinde bestimmt und auf die Gesamtzahl der Netzan schlüsse der jeweiligen Gemeinde verteilt.

Leistungen und Anschlussebenen von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Bezüglich der Annahmen zu Leistungen und Anschlussebenen von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge ist zwischen *Heimladepunkten* und *öffentlichen Ladepunkten* zu unterscheiden, deren regional differenzierte Anzahlen sich aus der detaillierten Regionalisierung der Szenarien (siehe Abschnitt 2.2 und mit Fokus Elektromobilität Abschnitt 2.2.4) ergeben.

Für Heimpladepunkte werden im Rahmen dieser Untersuchung Einrichtungen mit Ladeleistungen von 3,7 kW und 11 kW¹² betrachtet, die grundsätzlich in der Niederspannungsebene (NE 7) direkt am Hausanschluss angeschlossen werden und somit kein separater Anschluss vorgesehen wird.

Für öffentliche Ladeeinrichtungen wird zwischen Ladepunkten mit Ladeleistungen von 22 kW und 50 kW unterschieden. Zusätzlich werden auch Schnellladepunkte mit 150 kW Ladeleistung berücksichtigt. Der Anschluss sämtlicher betrachteter öffentlicher Ladepunkte erfolgt grundsätzlich am Ortsnetztransformator (Unterwerk Umspannebene Mittelspannung/Mittelspannung, NE 6). Dabei wird davon ausgegangen, dass perspektivisch im Regelfall mehrere Ladepunkte an einem Standort errichtet werden, so dass die Summenleistung einen Direktanschluss am Ortsnetztransformator (und nicht an der NE 7-Leitung) oder gar einen Anschluss in der NE 5 über einen kundeneigenen Transformator nahelegt.

Leistungen und Anschlussebenen von strombasierten Wärmeerzeugern

Anzahl und Leistungen von strombasierten Wärmeerzeugern (sowohl Wärmepumpen als auch Elektroheizungen) werden anhand der Ergebnisse zur Regionalisierung für die Netzanalysen übernommen, sodass die resultierenden Leistungen je Gemeinde entsprechend abhängig vom Wärmebedarf der Gebäude in der jeweiligen Gemeinde abgebildet sind. Der Anschluss dieser Wärmeerzeuger erfolgt in der Niederspannungs-Ebene (NE 7) direkt am Hausanschluss, sodass kein separater Anschluss vorgesehen wird.

Leistungen und Anschlussebenen von PV-Anlagen

Bezüglich der Annahmen zu Leistungen und Anschlussebenen von PV-Anlagen ist zwischen *Fassadenanlagen* und *Aufdachanlagen* zu unterscheiden, deren regional differenzierte Anzahlen sich aus der detaillierten Regionalisierung der Szenarien (siehe Abschnitt 2.2 und mit Fokus PV-Anlagen Abschnitt 2.2.5) ergeben.

Der Anschluss von Fassadenanlagen bis 100 kW erfolgt in der Niederspannungsebene (NE 7) direkt am Hausanschluss (dementsprechend kein separater Anschluss). Fassadenanlagen mit einer Leistung zwischen 100 kW und 1.000 kW werden am Ortsnetztransformator (NE 6) angeschlossen.

Annahmen für die Anschlussebenen von Aufdachanlagen sind ebenfalls nach Anlagengrößen zu differenzieren. Während für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 1.000 kW analog zu den Fassadenanlagen ein Anschluss in der Niederspannungsebene (NE 7) oder am Ortsnetztransformator (NE 6) unterstellt wird, werden Anlagen mit einer Leistung über 1.000 kW über einen eigenen Transformator direkt in der Mittelspannungsebene (NE 5) angeschlossen. Letztere Annahme hat zur Folge, dass die Netzstation (Umspannung Mittelspannung / Niederspannung) vom Anlagenbetreiber gestellt werden muss und daher keinen Einfluss auf die Anzahl der MS/NS-Netzstationen im Netz der öffentlichen Versorgung hat.

Dezentrale Erzeugungsanlagen (ausser PV)

Neben PV-Anlagen sind in der Schweiz weitere dezentrale Erzeugungsanlagen vorzufinden, zu denen insbesondere Biomasse- und Biogas-Anlagen, Wasserkraftanlagen sowie Windkraftanlagen zählen. Diese Anlagentypen werden ebenfalls im Rahmen dieser Studie abgebildet. Die regionale Verteilung erfolgt dabei unter Berücksichtigung des heutigen Anlagenbestandes sowie entsprechender Potenziale für etwaige Zubauten. Aufgrund des im Vergleich zu PV-Anlagen eher geringen Zubaus in diesen Technologien, stellen diese Anlagen jedoch keine relevanten Treiber für etwaige Netzausbaubedarfe dar, sondern dienen insbesondere der korrekten Abbildung und Parametrierung des Status Quo für das heutige Stromverteilungsnetz.

Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten und Einspeisungen

Annahmen zu Gleichzeitigkeitsfaktoren für o. g. Lasten und Einspeisungen werden basierend auf eigenen Voruntersuchungen nach betrachteten Netzebenen unterschiedlich gesetzt. Dabei wird

¹² Die konkreten Anzahlen der Ladepunkte nach Ladeleistung sind explizites Ergebnis der Regionalisierung (siehe auch Abschnitt 2.2.4 zur Methodik für die Regionalisierung der Elektromobilität) und werden entsprechend unter Berücksichtigung verschiedener Gleichzeitigkeiten in den Netzanalysen berücksichtigt.

neben den Netzebenen zusätzlich auch nach Art der Technologie unterschieden, für Lasten dementsprechend getrennt für Wärmeerzeuger und Elektromobilität (siehe dazu auch Abschnitt 2.2.4) und für Erzeuger differenziert nach Aufdach- und Fassadenanlagen und weiteren dezentralen Erzeugungstechnologien. Die angewendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren sind in Abschnitt A.1 im Anhang übersichtlich dargestellt.

2.4 Wirtschaftliche Analysen

Im Folgenden wird der Modellierungsansatz für die wirtschaftlichen Analysen beschrieben. Die Untersuchung der wirtschaftlichen Aspekte erfolgt in drei Schritten:

1. Ermittlung des finanziellen Investitionsbedarfs (Abschnitt 2.4.1)
2. Berechnung der daraus entstehenden Kosten des Verteilnetzes (Abschnitt 2.4.2)
3. Ableitung der daraus resultierenden Netztarife (Abschnitt 2.4.3)

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analysen werden in Abschnitt 3.3 im Detail beschrieben.

2.4.1 Investitionsbedarf

Der Investitionsbedarf wird differenziert ermittelt für den altersbedingten Ersatz von Bestandsanlagen, den Ausbau (Erweiterung Netz) sowie die Kapazitätserweiterung von Bestandsanlagen.

Modellierung des Restwerts des Verteilnetzes 2020

Grundlage der Ermittlung des Investitionsbedarfs ist das Modell einer **Anlagenrechnung** des gesamten schweizerischen Stromverteilnetzes sowie je Netzcluster. Für die Bewertung wird ein eingeschwungenes Netz unterstellt, d. h. die Anlagen sind im Durchschnitt zur Hälfte abgeschrieben, die bisherigen Investitionen wurden entsprechend gleichmässig über die Zeit verteilt. Die verwendeten Abschreibungsdauern (siehe Tabelle A.4 in Anhang A.4) liegen innerhalb der Nutzungsdauern der Branche (VSE 2021).

Zur Ermittlung der Anlagenrestwerte des Bestandsnetzes im Ausgangsjahr 2020 wird das Mengengerüst 2020 aus den Netzanalysen (vgl. Abschnitt 3.2) über die Vorjahre so verteilt, dass der Anteil der Restwerte an den Anschaffungswerten 2020 fünfzig Prozent beträgt. Die Einheitspreise (vgl. Tabelle A.5 in Anhang A.4) werden mittels Preisindex auf das Preisniveau des jeweiligen Anschaffungsjahrs zurückgerechnet und mit den angeschafften Mengen multipliziert. Die Einheitspreise wurden hergeleitet aus einer Literaturrecherche (VSE 2007, Consentec 2012 und 2015, Ecoplan 2017) sowie eigenen Erfahrungswerten und durch ausgewählte Netzbetreiber plausibilisiert. Für die Rückindizierung der Einheitspreise werden die IWSB-Preisindizes verwendet, welche bis 2009 verfügbar sind. Für die Anlagenwerte von 2009 bis 2020 wird die tatsächliche Inflationsentwicklung gemäss dem Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) berücksichtigt. Dieser liegt in diesem Zeitraum bei rund null Prozent.

Die in dieser Weise modellierten Rest- und Anschaffungswerte des schweizerischen Stromnetzes wurden den tatsächlichen Rest- und Anschaffungswerten gegenübergestellt, welche die EICom bei den Netzbetreibern erhebt und dem BFE zu diesem Zweck zur Verfügung gestellt hat. Das Modell wurde so kalibriert, dass die modellierten Werte weitgehend den EICom-Daten entsprechen. Die Abweichungen der Rest- und Anschaffungswerte für das gesamte Schweizer Verteilnetz liegen im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Auf einzelnen Netzebenen sind die Abweichungen teils grösser.

Modellierung der Investitionskosten des Zubaus

Ausgehend vom modellierten Verteilnetz 2020 werden Ersatz- Ausbau und Kapazitätserweiterungsinvestitionen bewertet. Ersatzinvestitionen ergeben sich direkt aus dem modellierten Anlagenalter im Ausgangsnetz und der Abschreibungsdauer, Ausbau- und Kapazitätserweiterungsinvestitionen aus den Netzanalysen (Abschnitt 3.2). **Einheitspreise** sind nach den drei Investitionsklassen Ersatz, Ausbau und Neubau sowie nach Anlagentyp und Netzebene differenziert (vgl. Tabelle A.5 in Anhang A.4). Für die Ersatzinvestitionen und den Netzausbau in Form von neuen Trafos und Leitungen werden die Einheitspreise verwendet wie für die Modellierung des Wertes

des Ausgangsnetzes 2020. Die Ersatzinvestitionen beinhalten neben dem reinen Substanzerhalt (Ersatz abgeschriebener Anlagen) auch die Verkabelung von Freileitungen ohne Kapazitätsanpassung vor Ende deren wirtschaftlicher Lebensdauer.

Bei einer Erhöhung der Leitungskapazität wird der Wert des Einheitspreises um einen Abschlag reduziert, welcher dem Umstand Rechnung trägt, dass bei einer Kapazitätserweiterung nicht die vollen Kosten einer neuen Anlage anfallen. So muss bspw. das Kabeltrasse nicht vollständig neu erstellt werden.

Die Bewertung des Zubaus wird zum einen zu Preisen 2020 durchgeführt, so dass die Ergebnisse mit der Kaufkraft 2020 korrespondieren (reale Werte). Zusätzlich werden Berechnungen durchgeführt, bei denen die langfristige Inflationserwartung berücksichtigt wird (nominale Werte). Für den Prognosezeitraum bis 2050 wird die langfristige Inflationserwartung von 1 % verwendet, welche konsistent mit dem verwendeten WACC von 3.83 % ist (IFBC, 2015)¹³. Damit entsprechen die für die Zukunft unterstellten Preissteigerungen der Anlagenklassen im Stromnetz der allgemeinen Inflationserwartung, welche sich auch im Lohneinkommen der Endverbraucher widerspiegelt. Zur Vereinfachung wird bei der Ergebnisdarstellung darauf verzichtet, die nominalen Werte im Detail abzubilden, da die Interpretation aus Kundensicht vor diesem Hintergrund nicht von der Interpretation der realen Werte abweicht.

2.4.2 Kosten

Auf Basis der Anlagenrechnung werden die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen und Zinskosten berechnet. Die für die Abschreibungen angesetzten Nutzungsdauern entsprechen denjenigen, die auch für die Modellierung des Ausgangsnetzes verwendet wurden (vgl. Tabelle A.4 in Anhang A.4). Als Zinssatz wird der aktuell gültige WACC von 3.83 % verwendet (UVEK 2021). Die Betriebskosten ergeben sich als Faktor auf den Anschaffungswerten pro Netzebene. Der Betriebskostenfaktor umfasst sämtliche Kosten des Netzes mit Ausnahme der Kapitalkosten (welche aus der Anlagenrechnung entnommen werden) und der Kosten der NE 1 (welche ausserhalb des Modellrahmens liegt), d.h. Betriebs-, Instandhaltungs- und Verwaltungskosten. Er unterscheidet sich je nach Netzebene und liegt zwischen 2.5 und 5.5 Prozent (vgl. Tabelle A.6 in Anhang A.4). Die Summe aus Abschreibungen, Kapitalzinsen und Betriebskosten ergibt die Kosten der Netznutzung für die Schweizer Verteilnetze (d.h. ohne das Übertragungsnetz) exklusive SDL und Abgaben.

2.4.3 Tarife

Die Durchschnittstarife in Rp/kWh pro Netzebene werden als Indikator für die zu erwartende Entwicklung der Endverbrauchertarife pro Netzebene ermittelt. In einem ersten Schritt werden die Kosten ermittelt, die von den Endverbrauchern einer Netzebene zu tragen sind. Hierfür werden zuerst die Kosten, die auf der Netzebene entstehen auf die Endverbraucher der gleichen Netzebene und auf die nachgelagerte Netzebene gewälzt. Der Schlüssel für die Kostenwälzung ergibt sich zu 70 % aus der Nettoleistung an der Übergabestelle (Durchschnitt der 12 Monatsmaxima) und zu 30 % aus der Bruttoenergie (einerseits die bei den eigenen Endverbrauchern der Netzebene und andererseits bei den eigenen und fremden Endverbrauchern aller nachgelagerten Netzebenen gemessene Energie (ohne Eigenverbrauch)), vgl. StromVV. Die auf der Netzebene jeweils resultierenden Kosten werden durch die an Endverbraucher ausgespeiste Energiemenge dieser Netzebene dividiert, um den Durchschnittstarif zu erhalten. Zu beachten ist, dass in diesen Durchschnittstarifen im Gegensatz zu den in der Schweiz von Verteilnetzbetreibern publizierten Tarifen die Kosten des Übertragungsnetzes nicht enthalten sind und Tarifstrukturen nicht abgebildet sind.

¹³ Ende 2020 lag die erwartete Inflationsrate in drei bis fünf Jahren bei 1 % (SNB, 2020, S. 20), bevor sie im dritten Quartal 2021 auf 1.5 % stieg (SNB, 2021, S. 20). Im Allgemeinen setzt die SNB Preisstabilität mit einem Anstieg der Konsumentenpreise (LIK) von weniger als 2 % gleich. Obwohl aktuell starke makroökonomische Unsicherheiten bezüglich des langfristigen Verlaufs der Inflationsrate bestehen, spricht für die Verwendung von einem Prozentpunkt die Konsistenz mit dem verwendeten WACC.

3 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse dieser Studie beschrieben. Abschnitt 3.1 enthält dabei die Ergebnisse der Arbeiten zur Regionalisierung, während in Abschnitt 3.2 die Ergebnisse der Netzanalysen und in Abschnitt 3.3 die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analysen dargestellt sind.

Während die Regionalisierung auf die detailliert betrachteten Szenarien WWB und ZERO Basis sowie die Sensitivität ZERO 2050 fokussiert, werden im Rahmen der Netzanalysen und wirtschaftlichen Analysen zusätzlich auch Sensitivitäten zur Untersuchung der Wirkung relevanter Einflussfaktoren wie auch (vereinfacht) die weiteren Netto-Null-Szenarien (ZERO A, ZERO B, ZERO C) der EP2050+ untersucht.

Die Ergebnisse der Regionalisierung werden dabei nach den betrachteten Technologien (Wärmepumpen, Elektromobilität und Photovoltaik) getrennt dargestellt. Da die Netzanalysen und wirtschaftlichen Analysen innerhalb der Modelle die gesamte Entwicklung aller Technologien berücksichtigen, werden die Ergebnisse dort jeweils nach Szenarien und Sensitivitäten differenziert erläutert.

3.1 Regionalisierung

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der detaillierten Regionalisierung der Szenarien der EP2050+ dargestellt. Hierzu wird zunächst die Vertiefung Wärmepumpen (Abschnitt 3.1.1), anschliessend die Elektromobilität (Abschnitt 3.1.2) und schliesslich die Photovoltaik (Abschnitt 3.1.3) beschrieben. Die Resultate sind jeweils für die drei im Detail regionalisierten Szenarien der EP2050+ dargestellt (siehe Abschnitt 2.1): Szenario WWB, Szenario ZERO Basis und die Regionalisierung der zusätzlichen Netto-Null-Sensitivität ZERO 2050, die eine Maximalvariante beschreibt und als Obergrenze der Elektrifizierung betrachtet werden kann.

3.1.1 Wärmepumpen

Schweizweit nimmt die Anzahl der Wärmepumpen in den Gebäuden bis 2050 in allen Szenarien stark zu, während die Anzahl Elektroheizungen in allen Szenarien stark rückläufig ist (siehe Bild 3.1). Dabei sind im Szenario ZERO Basis und in der Sensitivität ZERO 2050 die beiden Tendenzen deutlich stärker ausgeprägt als bei WWB: Die Zahl der Wärmepumpen versechsfacht bzw. versiebenfacht sich in diesen Szenarien von 270'000 Stück im Jahr 2020 auf 1,7 Millionen bzw. 1,9 Millionen im Jahr 2050, während Elektroheizungen beinahe verschwinden. Im Szenario WWB nimmt die Anzahl Wärmepumpen langsamer zu und erreicht bis 2050 nur etwa die halbe Durchdringung des Szenarios ZERO Basis. Dafür bleiben Elektroheizungen etwas weiterverbreitet und werden immer noch in rund 50'000 Haushalten für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. Gemessen an der gesamten EBF der Gebäude nehmen die verschiedenen Heizungstechnologien entsprechend unterschiedliche Rollen ein (siehe Bild 3.2, Bild 3.3 und Bild 3.4).

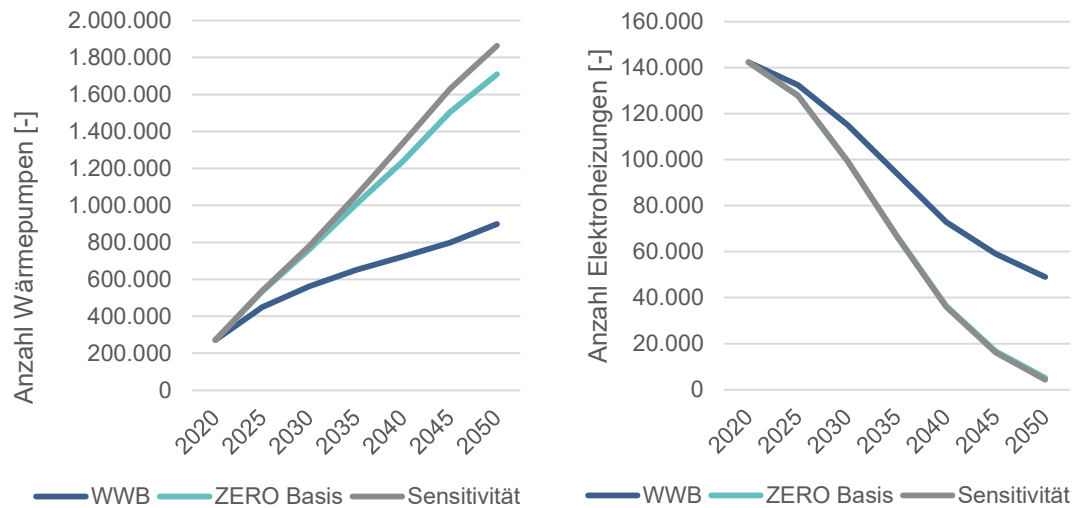


Bild 3.1 *Totale Anzahl Wärmepumpen (links) und totale Anzahl Elektroheizungen (rechts) in der Schweiz nach Szenario (rechts sind die Ergebnisse für Sensitivität und ZERO Basis identisch)*

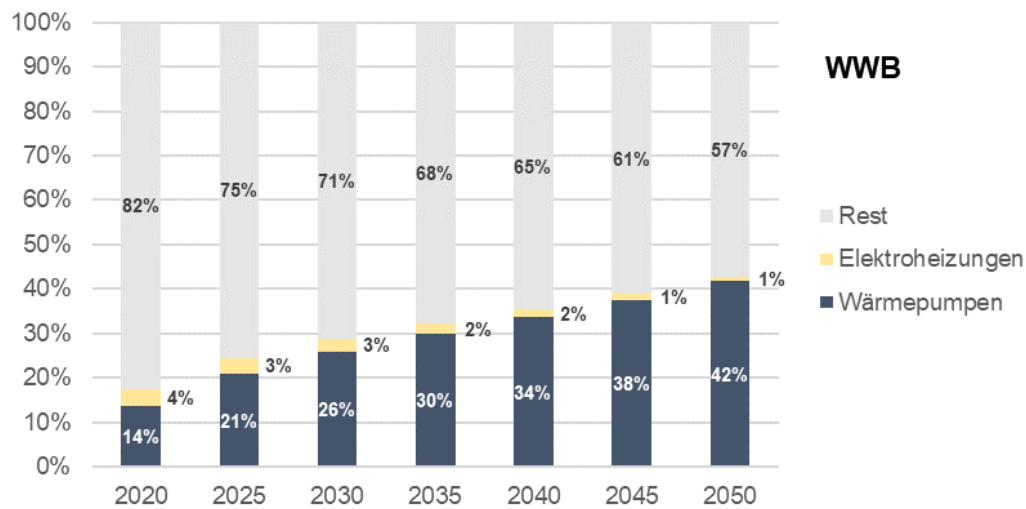


Bild 3.2 *Anteil von Wärmepumpen und Elektroheizungen an der gesamten EBF der Schweiz (Szenario WWB)*

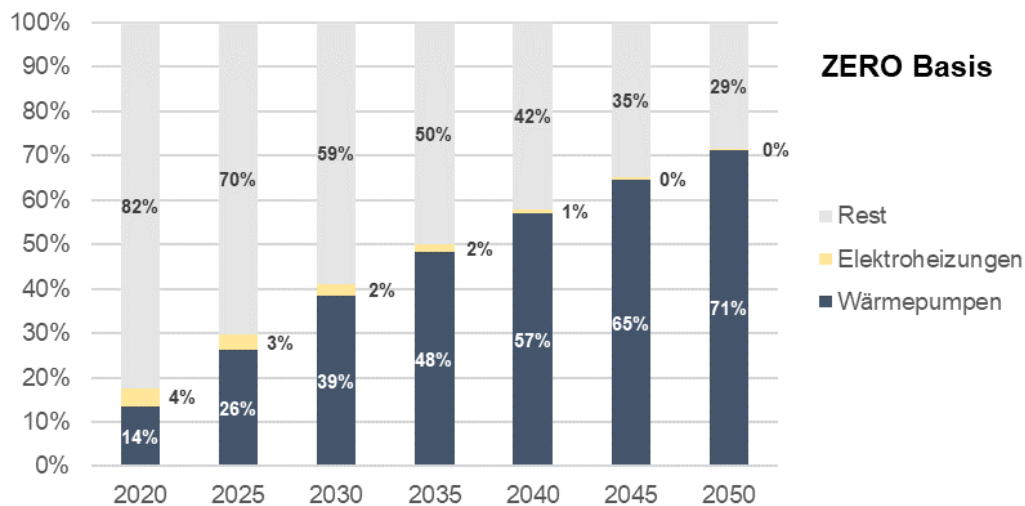


Bild 3.3 Anteil von Wärmepumpen und Elektroheizungen an der gesamten EBF der Schweiz (Szenario ZERO Basis)

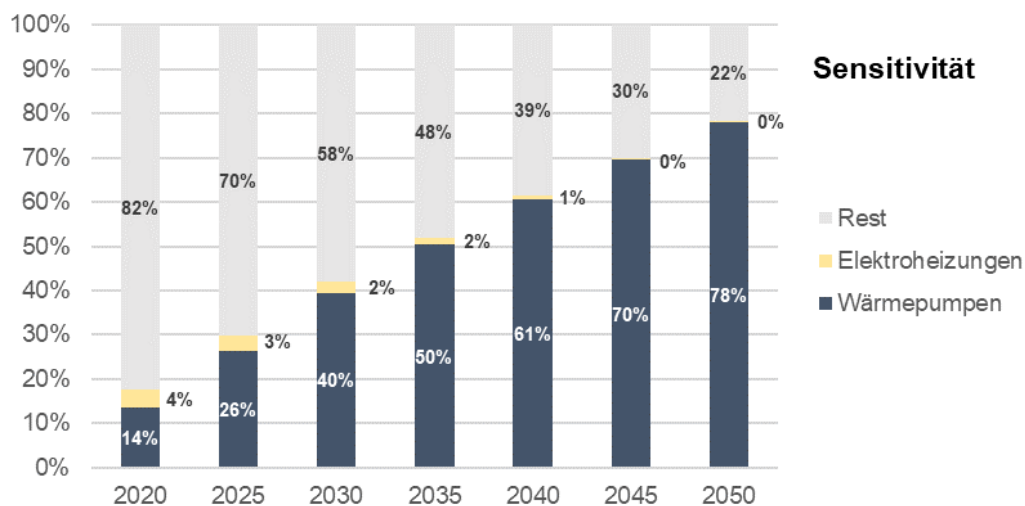


Bild 3.4 Anteil von Wärmepumpen und Elektroheizungen an der gesamten EBF der Schweiz (regionalisierte Netto-Null Sensitivität ZERO 2050)

Die Struktur der Wärmeversorgung ist jedoch nicht nur auf nationaler Ebene und zwischen den verschiedenen Szenarien sehr unterschiedlich. Die durchgeführte Regionalisierung der Szenarien bringt auch ausgeprägte und plausible regionale Unterschiede ans Licht. Bild 3.5 und Bild 3.6 zeigen den Anteil mit Wärmepumpen beheizte EBF in einer Auswahl verschiedener Gemeindetypen (nach BFS Klassifizierung) für die Szenarien WWB und ZERO Basis im Jahr 2050. Die regionalen Resultate der Sensitivität ZERO 2050 sind sehr ähnlich zu den Resultaten in ZERO Basis.

Im Szenario WWB reicht der Anteil Wärmepumpen über alle Gemeindetypen von 20 % in Kernstädten von grossen Agglomerationen (z. B. Zürich, Bern, Basel) bis 54 % in periurbanen Gemeinden. Ein geringerer Zubau von Wärmepumpen tritt insbesondere in städtischen Gemeinden mit hoher Dichte auf, wie auch in Gemeinden mit älterem Gebäudebestand und einer weniger dynamischen Entwicklung der lokalen Bevölkerung und Arbeitsplätze.



Bild 3.5 Anteil mit Wärmepumpen beheizte EBF in ausgesuchten Gemeindetypen (Szenario WWB, 2050)

Im Szenario ZERO Basis reicht der Anteil Wärmepumpen über alle Gemeindetypen von 37 % in Kernstädten von grossen Agglomerationen (z. B. Zürich, Bern, Basel) bis 88 % in ländlich peripheren Gemeinden. Die Dynamik des Zubaus von Wärmepumpen ist beim Szenario ZERO Basis im Grundsatz dieselbe wie bei WWB. Aufgrund der stark erhöhten Anzahl Wärmepumpen ergeben sich jedoch auch einige Unterschiede bei der Regionalisierung: Während sich in WWB der Zubau von Wärmepumpen noch stark auf Neubauten fokussiert, werden in ZERO Basis auch in grosser Zahl bestehende Bauten mit Wärmepumpen ausgerüstet. Damit erhöht sich der Zubau von Wärmepumpen insbesondere in ländlichen Gebieten mit geringer Dichte sehr stark.

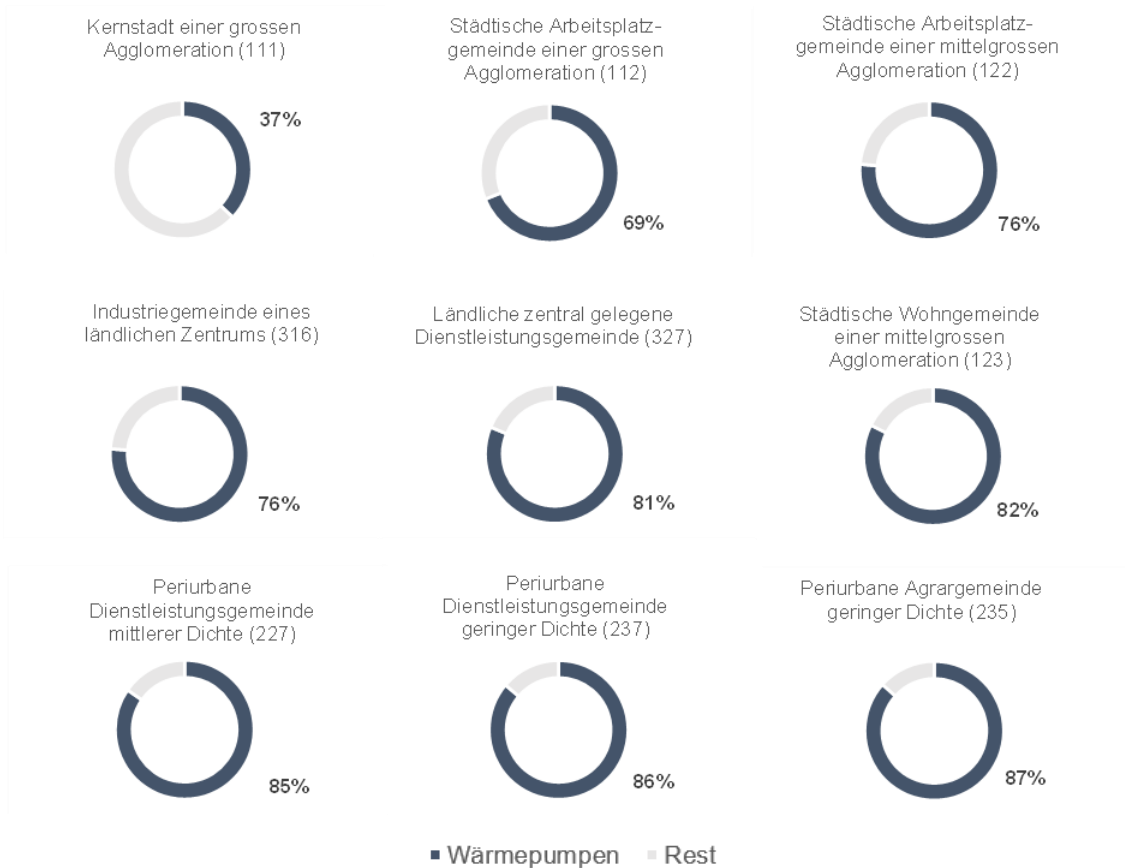


Bild 3.6 Anteil mit Wärmepumpen beheizte EBF in ausgesuchten Gemeindetypen (Szenario ZERO Basis, 2050)

3.1.2 Elektromobilität

Entwicklung Neuwagenmarkt, Fahrzeugbestand und Fahrleistung in der Schweiz

Bild 3.7 zeigt die schweizweite Entwicklung des Marktanteils der Elektro- (batterieelektrisch und Plug-in-Hybride) und Brennstoffzellenfahrzeuge am Neuwagenmarkt von 2015 bis 2050. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass batterieelektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride den Neuwagenmarkt bei den Personenwagen langfristig dominieren werden und Benzin- und Dieselfahrzeuge verdrängen. Je nach Szenario geht die Transformation unterschiedlich schnell. Während im Referenzszenario WWB im Jahr 2040 rund die Hälfte aller neuzugelassenen Fahrzeuge in der Schweiz elektrisch angetrieben werden (batterieelektrisch und Plug-in-Hybride), sind es im Szenario ZERO Basis bereits weit über 90 %, weitere rund 3 % fallen auf reine Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Im Szenario ZERO Basis sind bereits 2025 rund 34 % der neuzugelassenen Fahrzeuge elektrisch unterwegs. In der Sensitivität ZERO 2050 wird der Marktanteil von 100 % von alternativbetriebenen Fahrzeugen im Jahr 2037 erreicht, wohingegen im Szenario ZERO Basis dieser Anteil erst nach 2045 erreicht wird.

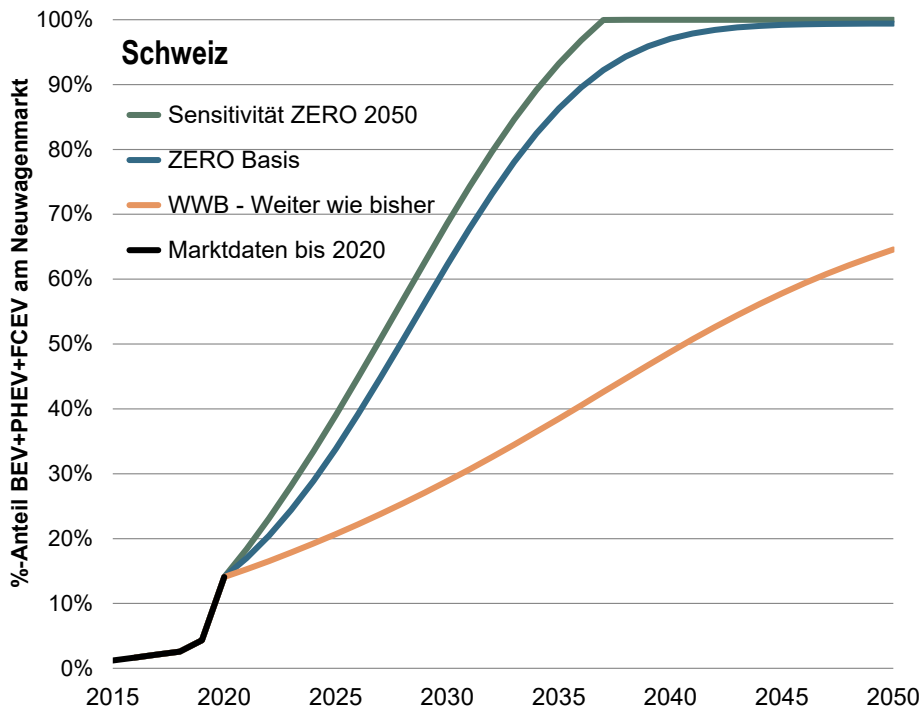
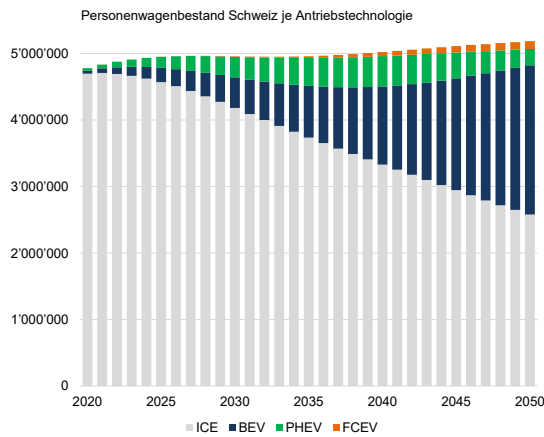


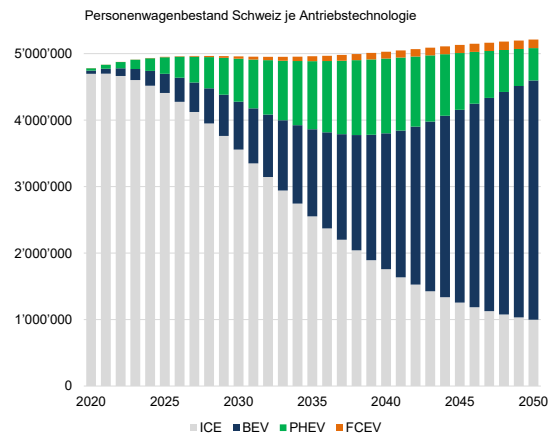
Bild 3.7 Anteil der Elektro- (batterieelektrisch und Plug-in-Hybride) und Brennstoffzellenfahrzeuge am Neuwagenmarkt in der Schweiz von 2015 bis 2050 je Szenario.

Bild 3.8 zeigt die Umwälzung des Personenwagenfahrzeugbestandes in der Schweiz. Diese gestaltet sich deutlich träger als die Entwicklungen am Neuwagenmarkt. Der Anteil der Elektrofahrzeuge am Gesamtbestand beträgt im Referenzszenario WWB im Jahr 2040 rund 35 %. Dieser Anteil erhöht sich auf rund 45 % bis 2050. Im Szenario ZERO Basis werden ab 2035 praktisch keine Benzin- und Dieselfahrzeuge mehr neuzugelassen, trotzdem machen die Elektrofahrzeuge im Fahrzeugbestand dann «erst» rund 50 % aus. Bis 2040 erhöht sich der Elektroanteil am Gesamtbestand auf über 70 %, bis 2050 auf rund 80 %. In der Sensitivität ZERO 2050 erhöht sich der Elektroanteil auf rund 95 % bis 2050, was auf die schnellere Marktdiffusion zurückzuführen ist (siehe Kapitel 2.2.4). In der Sensitivität ZERO 2050 wurde im Vergleich zu den Szenarien WWB und ZERO Basis ein gleichmässigerer Anstieg des Personenwagenbestandes angenommen. In beiden Szenarien sowie auch in der Sensitivität ZERO 2050 spielen Gasfahrzeuge und Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge eine untergeordnete Rolle.

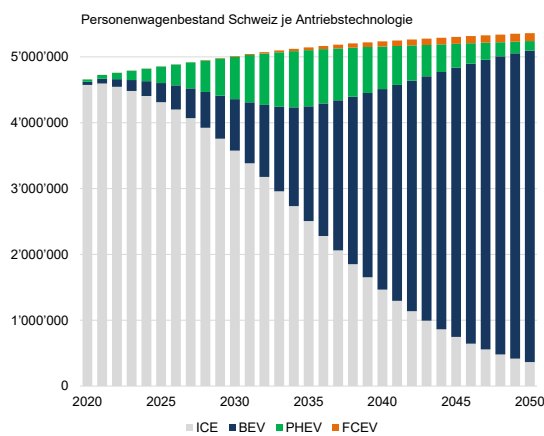
Im Unterschied zum statischen Fahrzeugbestand (Bild 3.8) zeigt sich beim dynamischen Fahrzeugbestand (Fahrleistung) der immatrikulierten Personenwagen in der Schweiz (inklusive Pendler- und Freizeitverkehrsströme) eine etwas schnellere Umwälzung hin zu alternativen Antrieben, da die älteren, verbleibenden Benzin-/ Dieselfahrzeuge mit der Zeit kaum noch Fahrzeugkilometer zurücklegen. Im Szenario ZERO Basis werden 2040 rund 80 % der Fahrleistung mit Elektrofahrzeugen (batterie-elektrische und Plug-in-Hybride) gefahren. Bis 2050 erhöht sich dieser Anteil auf 95 %.



WWB



ZERO Basis



Sensitivität ZERO 2050

Bild 3.8 Entwicklung des Fahrzeugbestandes der Personenwagen in der Schweiz von 2020 bis 2050 je Antriebstechnologie für die Szenarien WWB, ZERO Basis und die Sensitivität ZERO 2050.

Resultate Regionalisierung Elektromobilität

Im Rahmen der Regionalisierung werden für jede Gemeinde folgende Attribute im Zeitraum 2020-2050 für die Szenarien WWB und ZERO Basis (inklusive Sensitivität ZERO 2050) berechnet:

- Fahrzeugbestand für Personenwagen (PW) und leichte Nutzfahrzeuge / Lieferwagen (LNF) je Antriebstechnologie
- Anzahl Ladestationen je Leistungsklasse (3.7 kW, 11 kW, 22 kW, 50 kW, 150 kW)
- Ladebedarf, inkl. Berücksichtigung Verkehrsflüsse je Ladebedürfnis Home, Work, POI und Fast

Im Folgenden werden die Resultate der Regionalisierung anhand von vier beispielhaften Gemeinden (Herrliberg, Giswil, Basel und Oberwil im Simmental) gezeigt.

Bild 3.9 zeigt den Anteil der Elektrofahrzeuge am Fahrzeugbestand in den Beispielgemeinden für das Szenario WWB. Die Gemeinde Herrliberg entspricht einer einkommensstarken Wohnge-
meinde mit hohem Anteil an Einfamilienhäusern, welche sich durch eine schnellere und tiefgreifende Marktdiffusion der Elektromobilität auszeichnet. In den Städten (z. B. Basel) zeichnet sich eine frühe Marktdiffusion ab, welches sich aufgrund von abnehmendem Fahrzeugbestand und Ladeherausforderungen verlangsamt. In Oberwil im Simmental gibt es eine späte Marktdiffusion

von Elektrofahrzeugen, welche für Agrargemeinden charakteristisch ist. Ländliche Mischgemeinden (z. B. Giswil) verfügen über eine generelle langsame Marktdiffusion.

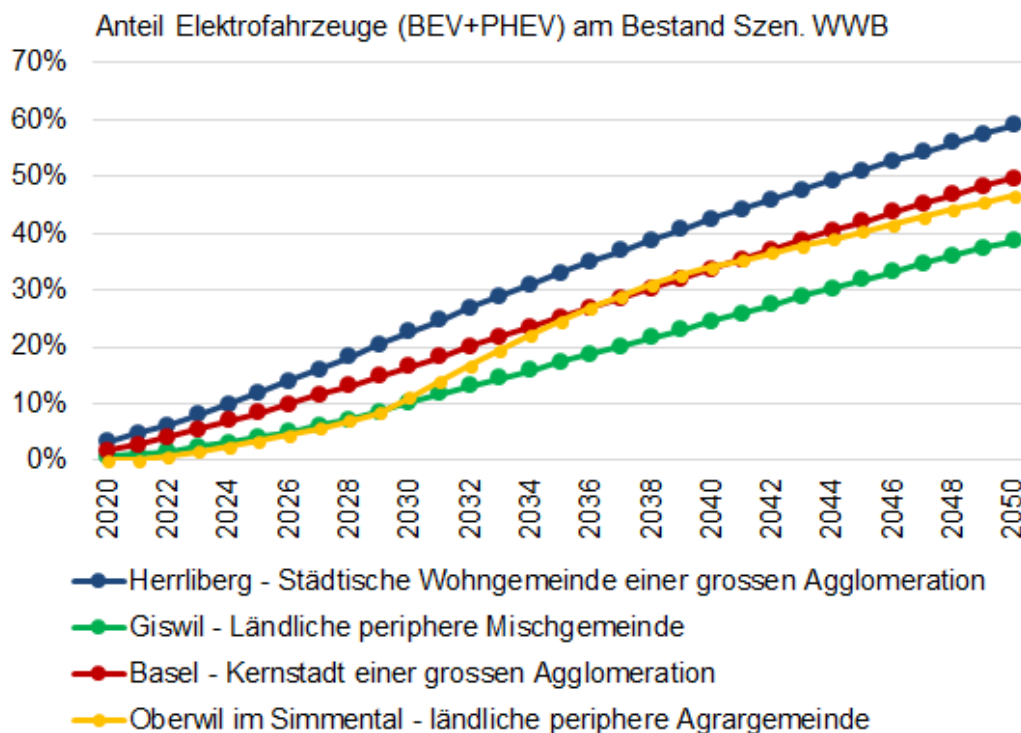
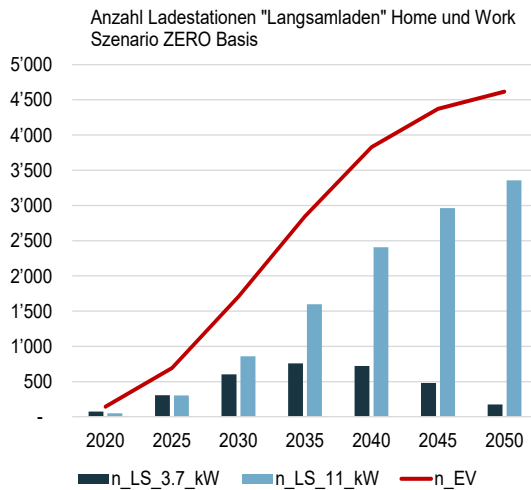
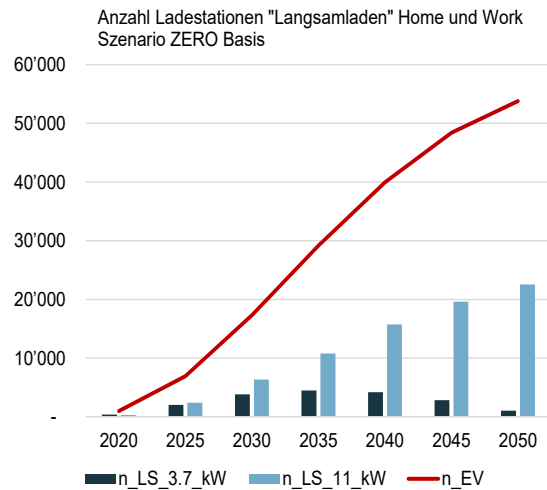


Bild 3.9 Anteil der Elektrofahrzeuge (batterieelektrisch und Plug-in-Hybride) am Fahrzeugbestand in den Gemeinden Herrliberg, Giswil, Basel und Oberwil im Simmental von 2015 bis 2050 für das Szenario WWB.

In Bild 3.10 und Bild 3.11 sind die Anzahl Ladestationen für die verschiedenen Ladebedürfnisse (Home, Work, POI und Fast Charging) in den jeweiligen Ladeleistungsklassen «Langsamladen» (3.7 kW, 11 kW) und «Schnellladen» (22 kW, 50 kW, 150 kW) für die Beispielgemeinden dargestellt. Sowohl in städtischen Wohngemeinden (z. B. Herrliberg) als auch in Kernstädten (z. B. Basel) nimmt die Anzahl von «Langsamladestationen» mit Ladeleistung 3.7 kW bis 2050 kontinuierlich zu, insbesondere in Form von Heimpladestationen (Bild 3.10). Auch ist das Verhältnis von Anzahl Elektrofahrzeugen zu Anzahl Ladestationen in den Städten viel grösser als in Wohngemeinden, d. h. auf eine Ladestation kommen deutlich mehr Elektrofahrzeuge, da viele Fahrzeughalter über keine privaten Lademöglichkeiten verfügen und an öffentlichen Ladestationen laden. Bei den Schnellladestationen steigt die Anzahl der Ladestationen stetig bis 2050 an. In den Städten (z. B. Basel) wird mit einer Vielzahl von 22 kW Ladestationen (Laden auf öffentlichem Grund und Laden am Arbeitsplatz) gerechnet. In ländlichen Gemeinden wird auch bei höherer Marktdiffusion von Elektrofahrzeugen die Anzahl der Schnellladestationen in Zukunft nicht stark steigen und auf einem tiefen Niveau bleiben.

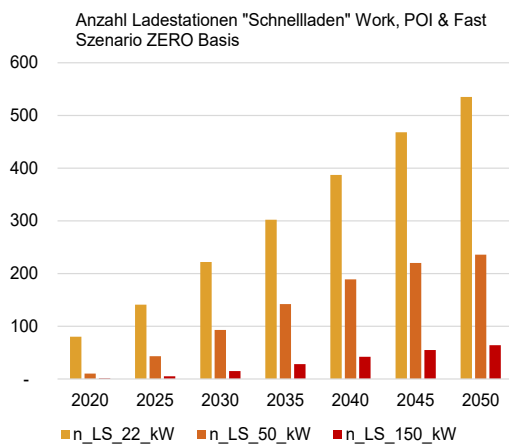


Herrliberg

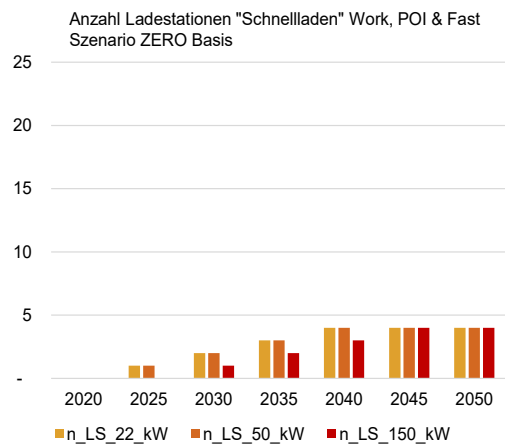


Basel

Bild 3.10 Anzahl Ladestationen «Langsamladen» Home und Work in den Gemeinden Herrliberg (links) und Basel (rechts) von 2020 bis 2050 für im Szenario ZERO Basis. Die roten Linien entsprechen der Anzahl Elektrofahrzeuge (BEV+PHEV) in den jeweiligen Gemeinden.



Basel



Oberwil im Simmental

Bild 3.11 Anzahl Ladestationen «Schnellladen» Work, POI und Fast in den Gemeinden Basel (links) und Oberwil im Simmental (rechts) von 2020 bis 2050 für im Szenario ZERO Basis.

Gesamthaft betrachtet ist erkennbar, dass die regionalen Unterschiede für die Anzahl der Ladestationen in den jeweiligen Leistungsklassen einerseits stark von der Mobilitätsnachfrage (Mengengerüst) und andererseits von der Geschwindigkeit der Marktdiffusion abhängen. Letztergenannte ist im Szenario ZERO Basis bis 2050 (bei nahezu 100 % Marktdiffusion) allerdings weniger relevant. Zudem haben die Annahmen zum Ladeverhalten (Home, Work, POI und Fast Charging) einen grossen Einfluss auf die Anzahl Ladestationen, was im Rahmen der Sensitivität ZERO 2050 untersucht wird. Die Sensitivität ZERO 2050 variiert die Verfügbarkeit der Heimpladestation hin zu einer sehr hohen Verfügbarkeit von Heimpladestationen und verändert damit das Ladeverhalten und somit auch den Bedarf für Ladestationen. Anders als in den Szenarien WWB und ZERO Basis wird in der Sensitivität ZERO 2050 auch im Jahr 2050 bei fast vollständiger Marktdurchdringung der Grossteil des Ladebedarfs an privaten Heimpladestationen bedient. Im Jahr 2050 rechnet die Sensitivität ZERO 2050 gegenüber dem Szenario ZERO Basis mit rund 40 % mehr Heimpladestationen, dafür mit etwas weniger öffentlichen Schnellladestationen.

3.1.3 Photovoltaik

Entwicklung Ausbau von Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz

Bild 3.12 zeigt unterschiedliche Ausbaupfade von Photovoltaik(PV)-Anlagen in der Schweiz gemäss EP2050+ gemessen an der installierten Leistung. Abweichend zum Ausbaupfad gemäss EP2050+ wird im Rahmen dieses Projekts mit einem linearen Anstieg des PV-Ausbaus bis 2050 gerechnet, um im Sinne einer Maximalabschätzung einen schnelleren Hochlauf zu modellieren. Zudem entspricht dies eher der aktuell beobachtbaren Entwicklung. Im Szenario ZERO Basis erfolgt der Ausbau viel schneller und auch in einem viel grösseren Umfang als im Szenario WWB. Die Szenariovariation «PV gemäss Ständerat» rechnet mit einer Solaroffensive zwischen 2025 und 2035. Bis 2050 wird in der Schweiz im Szenario ZERO Basis eine installierte Leistung von rund 38 GW erreicht werden, in der Variante gemäss Ständerat von rund 42 GW. Im Szenario WWB wird bis 2050 rund 12 GW an installierter Leistung vorhanden sein.

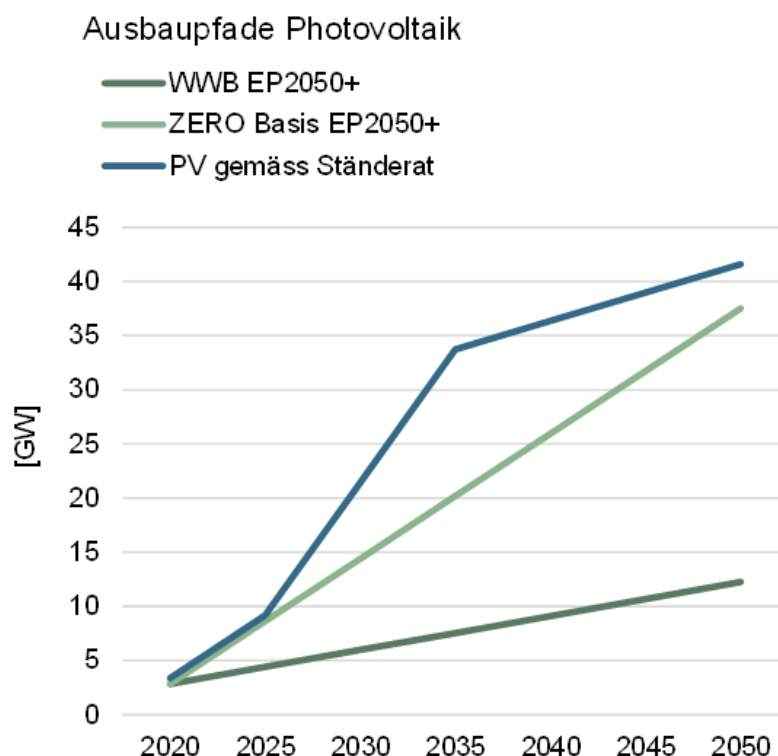


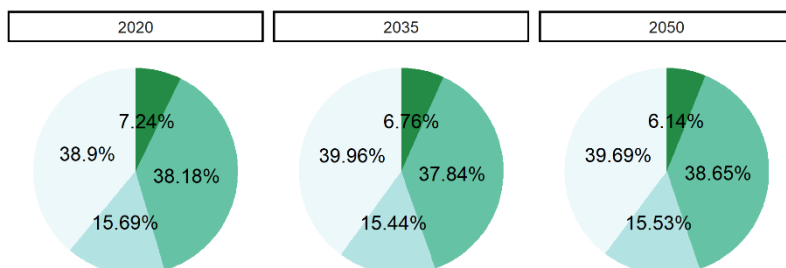
Bild 3.12 Ausbaupfade der installierten Leistung von Photovoltaik-Anlagen. Die gestrichelten Linien entsprechen den Ausbaupfaden der Szenarien WWB und ZERO Basis gemäss EP2050+, die durchgezogenen Linien entsprechen dem im Projekt zugrundeliegenden linearen Ausbaupfaden bis 2050, welche für die Regionalisierung verwendet werden.

In Bild 3.13 sind die Anteile der Leistungsklassen (siehe Tabelle 2.6 für die Klassifizierung der Leistungsklassen in Abschnitt 2.2.5) an der insgesamt installierten Leistung in der Schweiz im Zeitraum 2020 bis 2050 für die verschiedenen Szenarien abgebildet. Die Anteile der Leistungsklassen an der insgesamt installierten Leistung verändert sich bis 2050 in allen Szenarien. Obwohl grössere PV-Anlagen tendenziell bevorzugt werden, erhöht sich der Anteil der Leistungsklassen 1 und 2 in den Jahren 2035 und 2050, verglichen mit dem Ist-Zustand von 2020. Dies ist auf zwei wesentliche Punkte zurückzuführen. Erstens ist die Verfügbarkeit von grossen, geeigneten Dächern für Anlagen der Leistungsklasse 3 und 4 insbesondere langfristig beschränkt. Im Szenario ZERO Basis und in der Sensitivität ZERO 2050, welche beim Photovoltaikausbau auf dem Szenario ZERO A basiert, führt der starke Ausbau von PV-Anlagen dazu, dass langfristig im Modell keine freien und geeigneten Dachflächen für die Leistungsklassen 3 und 4 mehr vorhanden sind. Im Modell wird dies durch den erweiterten Ausbau von PV-Anlagen in den Leistungsklassen 1 und 2 kompensiert (hier sind genügend geeignete und freie Dachflächen vorhanden). Zweitens wird der Anteil von Fassaden PV-Anlagen an der insgesamt installierten Leistung, welche zum

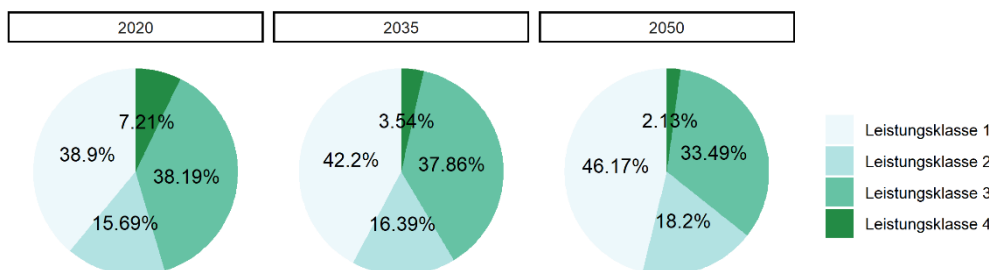
grossen Teil als PV-Anlagen in den Leistungsklassen 1 und 2 umgesetzt werden, linear von 0 % im Jahr 2020 auf 25 % im Jahr 2050 erhöht. Dies wirkt sich zusätzlich auf den zunehmenden Anteil der Leistungsklassen 1 und 2 aus.

Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung - Schweiz

WWB



ZERO Basis



Sensitivität ZERO 2050

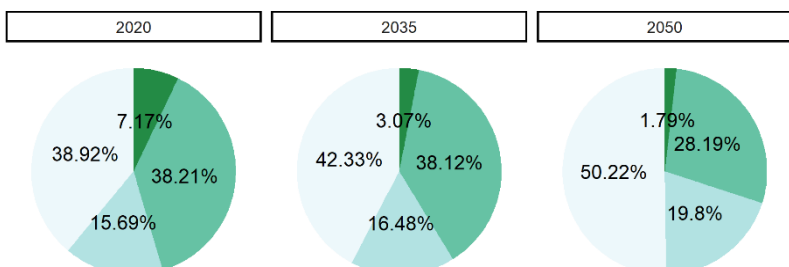


Bild 3.13 Anteil der Leistungsklassen an der insgesamt installierten Leistung auf Ebene Schweiz für die Szenarien WWB und ZERO Basis, sowie für die Sensitivität ZERO 2050 (Leistungsklasse 1: ≤ 30 kWp; Leistungsklasse 2: 30-100 kWp; Leistungsklasse 3: 100-1000 kWp; Leistungsklasse 4: > 1000 kWp).

Resultate Regionalisierung im Bereich Photovoltaik

Im Rahmen der Regionalisierung werden für jede Gemeinde folgende Attribute im Zeitraum 2020-2050 für die Szenarien WWB und ZERO Basis (inklusive Sensitivität ZERO 2050) berechnet:

- Anzahl PV-Anlagen je Leistungsklasse (siehe Tabelle 2.6 in Abschnitt 2.2.5) mit durchschnittlich installierter Leistung

Im Folgenden werden die Resultate der Regionalisierung anhand von sechs beispielhaften Gemeindetypen (Kernstadt einer grossen Gemeinde, städtische Arbeitsplatzgemeinde einer grossen Agglomeration, periurbane Dienstleistungsgemeinde mittlerer Dichte, periurbane Dienstleistungsgemeinde geringer Dichte, Industriegemeinde eines ländlichen Zentrums und ländliche periphere Tourismusgemeinde) gezeigt. Die Summe der Anzahl PV-Anlagen mit der durchschnittlich installierten Leistung je Leistungsklasse aller Gemeinden entspricht den Ausbaupfaden der jeweiligen Szenarien in der EP2050+.

Bild 3.14 zeigt die heutige Verteilung (Stand 2020) der installierten Leistung von PV-Anlagen auf die Leistungsklassen. Städtische Arbeitsplatzgemeinden (112), Kernstädte (111), Industriegemeinde eines ländlichen Zentrums (316) und ländliche zentral gelegene Dienstleistungsgemeinde (327) weisen einen hohen Anteil grosser PV-Anlagen (Leistungsklassen 3 und 4) auf. Kleinere PV-Anlagen (Leistungsklasse 1 und 2) haben einen hohen Anteil in periurbanen Dienstleistungsgemeinden (227, 237) und in Tourismusgemeinden (334).

Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung im Jahr 2020

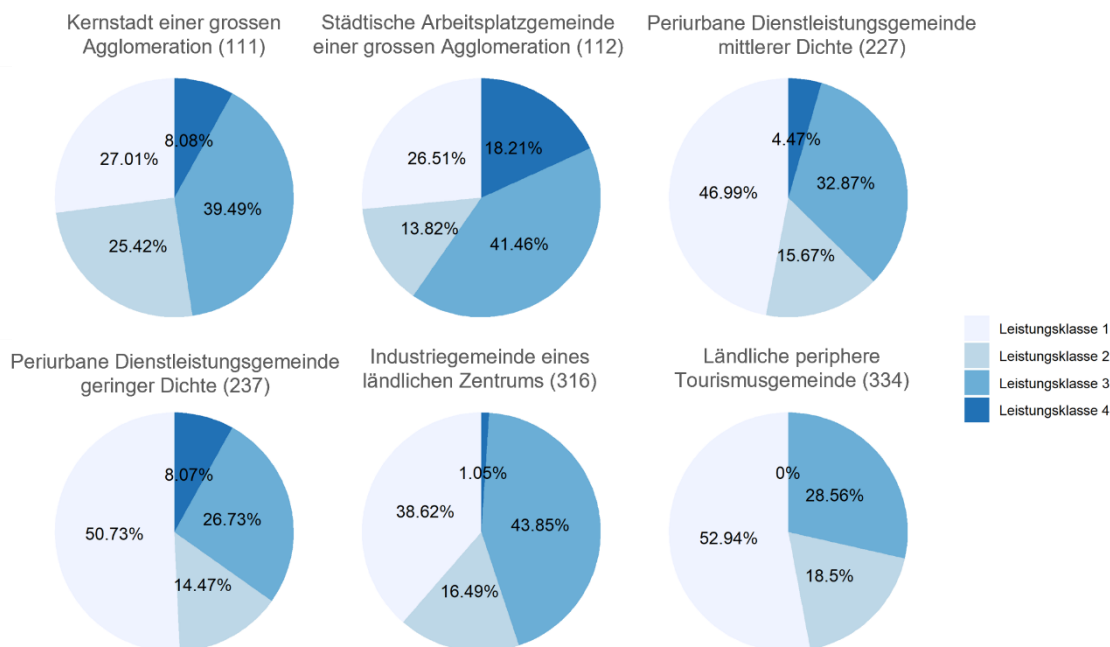


Bild 3.14 Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung im Jahr 2020 für die ausgewählte Gemeindetypen (Leistungsklasse 1: ≤ 30 kWp; Leistungsklasse 2: 30-100 kWp; Leistungsklasse 3: 100-1000 kWp; Leistungsklasse 4: > 1000 kWp).

In Bild 3.15 und Bild 3.16 sind die Anteile der Leistungsklassen an der installierten Leistung für die ausgewählten Gemeindetypen im Jahr 2050 für das Szenario WWB, resp. ZERO Basis, abgebildet. Der Anteil an der Leistungsklasse 1 steigt in beiden Szenarien für die ausgewählten Gemeindetypen an. Auffällig ist, dass in beiden Szenarien der Anteil der Leistungsklasse 4 bis im Jahr 2050 sinkt, wobei dies im Szenario ZERO Basis noch ausgeprägter ist. Auch in der Leistungsklasse 3 ist ein Rückgang für beide Szenarien erkennbar.

Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung im Jahr 2050 im Szenario WWB

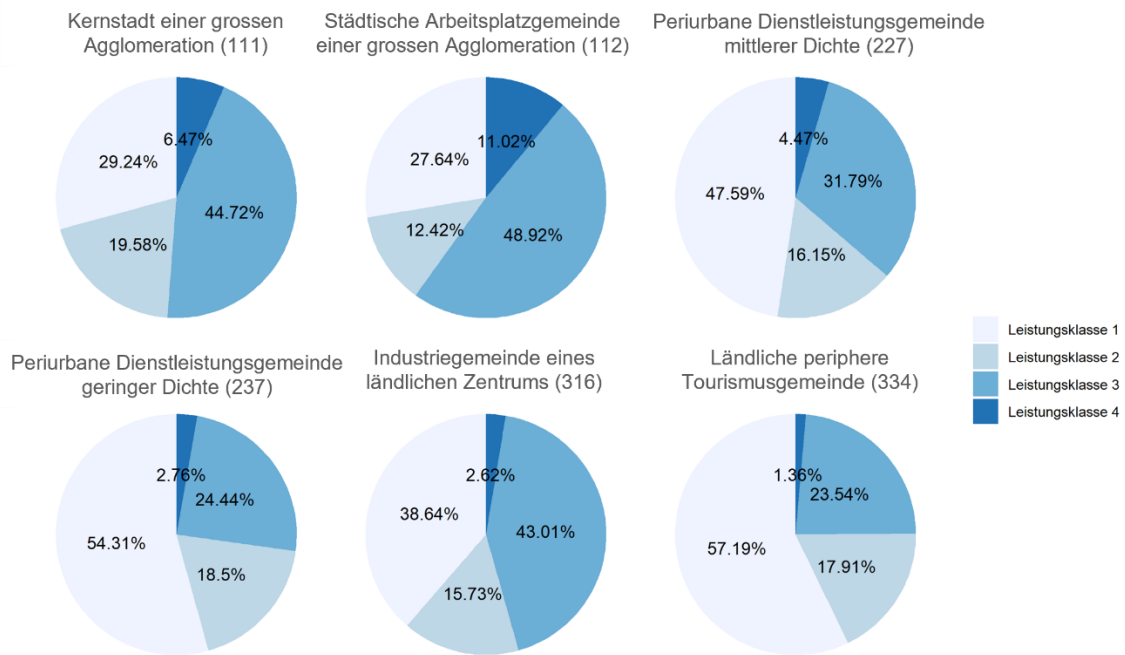


Bild 3.15 Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung im Jahr 2050 im Szenario WWB für die ausgewählte Gemeindetypen (Leistungsklasse 1: ≤ 30 kWp; Leistungsklasse 2: 30-100 kWp; Leistungsklasse 3: 100-1000 kWp; Leistungsklasse 4: > 1000 kWp).

Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung im Jahr 2050 im Szenario ZERO Basis

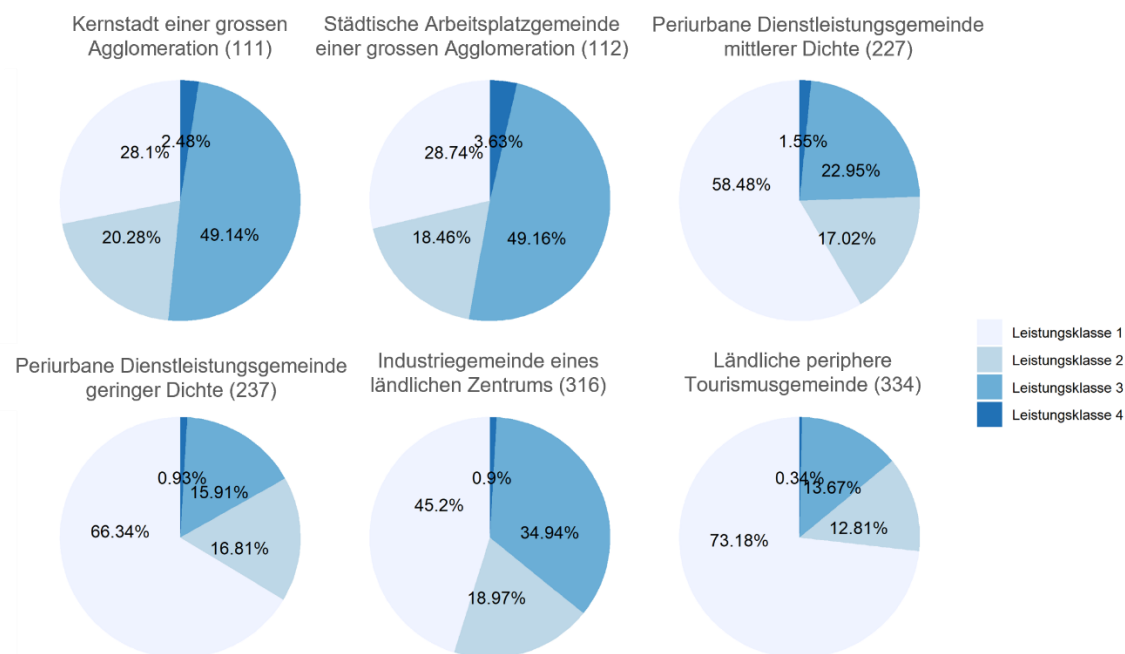


Bild 3.16 Anteil der Leistungsklassen an installierter Leistung im Jahr 2050 im Szenario ZERO Basis für die ausgewählte Gemeindetypen (Leistungsklasse 1: ≤ 30 kWp; Leistungsklasse 2: 30-100 kWp; Leistungsklasse 3: 100-1000 kWp; Leistungsklasse 4: > 1000 kWp).

Gesamthaft betrachtet ist erkennbar, dass die regionalen Unterschiede für die Verteilung der Leistungsklassen einerseits stark von der Verfügbarkeit von geeigneten Dächern und Fassaden in den jeweiligen Gemeinden abhängt, z. B. Tourismusgemeinden verfügen tendenziell nicht über grosse geeignete Dachflächen für PV-Anlagen in den Leistungsklassen 3 und 4. Dementsprechend ist auch der Anteil dieser Leistungsklassen eher gering. Gemeinden, welche über grössere Gebäude verfügen (z. B. Kernstädte, städtische Arbeitsgemeinden, Industriegemeinden), haben tendenziell einen grösseren Anteil in den Leistungsklassen 3 und 4. Andererseits weisen alle Gemeindetypen einen zunehmenden Anteil in der Leistungsklasse 1 auf (gewisse Gemeindetypen auch in der Leistungsklasse 2), was auf die zu geringe Verfügbarkeit von grossen Dächern zurückzuführen ist, welche im Modell durch verstärkten Ausbau von kleineren PV-Anlagen kompensiert wird.

3.2 Netzanalysen

In den nachfolgenden Abschnitten sind die Ergebnisse der Netzanalysen dargestellt. Hierzu werden in Abschnitt 3.2.1 zunächst grundlegende Vorbemerkungen, insbesondere die Ergebnisdarstellungen betreffend, getroffen. Anschliessend werden in Abschnitt 3.2.2 die Ergebnisse der detailliert regionalisierten Szenarien WWB und ZERO Basis von 2020 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten beschrieben. Zur Vervollständigung des Szenarienvergleichs 2050 werden in Abschnitt 3.2.3 auch die Ergebnisse der Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C aus den EP2050+, und dies für das Zieljahr 2050 dargestellt. Um die Wirkung einzelner Einflussparameter auf die Netzausbaubedarfe zu bewerten, werden anschliessend in Abschnitt 3.2.5 Sensitivitäten (aufbauend auf dem Szenario ZERO Basis und ebenfalls für das Zieljahr 2050) betrachtet. Darüber hinaus erfolgt in Abschnitt 3.2.6 eine Einordnung der Ergebnisse differenziert nach Gebietstypen (Netzcluster).

3.2.1 Grundlegende Vorbemerkung zu Ergebnissen

Ermittelte Ausbaubedarfe

Die im Rahmen der Analysen ermittelten und in den folgenden Abschnitten dargestellten Netzausbaubedarfe ergeben sich basierend auf den folgenden Kriterien:

- Eine Verletzung der Stromgrenzen von Betriebsmitteln erfordert zusätzliche Übertragungskapazität (sowohl in Leitungsebenen als auch in Umspannebenen, analysiert für alle Szenarien und Sensitivitäten).
- Eine Verletzung der zulässigen Spannungsgrenzen erfordert den Einsatz intelligenter Netzbetriebsmittel, insbesondere regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) in NE 6 (beispielhaft analysiert differenziert nach Gebietstypen im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis in Abschnitt 3.2.6).

Kategorien von Ausbaumassnahmen / Handlungsbedarf

In Bezug auf die o. g. bei Verletzung der Stromgrenzen genannten Bedarfe für Kapazitätserweiterungen wird in den Ergebnisbildern im Weiteren zwischen unterschiedlichen Massnahmentypen differenziert. Zunächst enthalten alle Abbildungen (für alle Netzebenen) zum Vergleich stets eine Darstellung des Betriebsmittelbestands im Ausgangsjahr 2020. Eine ermittelte Notwendigkeit zur Kapazitätserweiterung dieses Bestands in der Zukunft kann wie folgt umgesetzt werden und wird entsprechend der nachfolgend definierten Kategorien ausgewiesen:

- In Leitungsebenen
 - Ersatz vorhandener durch leistungsstärkere Betriebsmittel:
 - *«Kapazitätserweiterung Bestand»* (in Ergebnisgrafiken 2. Block von unten): Im Rahmen der Kapazitätserweiterung von Bestandsleitungen werden die vorhandenen Leitungen durch Leitungen mit grösserem Querschnitt und somit grösserer Stromtragfähigkeit ersetzt (Beispiel: Ersatz eines Mittelspannungskabels mit einem Querschnitt von 240 mm² durch ein Kabel mit einem Querschnitt von 800 mm²). Im Rahmen der Kapazitätserweiterung von Bestandsleitungen ändert sich somit ausschliesslich die Dimensionierung von Betriebsmitteln.

Würde der gesamte Handlungsbedarf in den Leitungsebenen ausschliesslich durch derartige Massnahmen gedeckt werden können, bliebe die Gesamtlänge und die Topologie der jeweils betroffenen Netzbereiche im Vergleich zum Bestandsnetz unverändert.

- **Zusätzliche Betriebsmittel:**
 - *«Zusatzlänge Bestandserweiterung»* (in Ergebnisgrafiken 2. Block von oben): Dies bedeutet, dass zu die vorhandene Netztopologie, auch bei Ersatz der bestehenden Leitungen durch grösser dimensionierte (sprich: mit dem grössten wählbaren Leitungsquerschnitt), nicht ausreicht, um die Versorgungsaufgabe zu bewältigen. Es müssen zusätzliche Leitungen errichtet werden. Somit ist eine Änderung der Netztopologie vorhanden, da die zusätzlichen Leitungen entweder parallel zu vorhandenen Leitungen verlegt werden, oder neue Trassen geschaffen werden, auf denen die zusätzlichen Betriebsmittel verlegt werden.
 - *«Zusatzlänge Neuanschlüsse»* (in Ergebnisgrafiken 1. Block von oben): Zusatzlänge für Neuanschlüsse wird nicht durch rein leistungsmässige Entwicklungen der Versorgungsaufgabe verursacht, sondern ist dann erforderlich, wenn zusätzliche Erzeuger oder Verbraucher, die im heutigen Netz noch nicht vorhanden sind, angeschlossen werden müssen. Dies ist zum Beispiel in der Netzebene 7 der Fall, wenn durch die Neuerschliessung von Wohngebieten neue (zusätzliche) Hausanschlüsse in das Verteilungsnetz eingebunden werden, für die dann zusätzliche Leitungslängen erforderlich sind.
- **In Umspannebenen**
 - **Ersatz vorhandener durch leistungsstärkere Betriebsmittel:**
 - *«Stationen mit Erweiterungsbedarf»* (in Ergebnisgrafiken 2. Block von unten): Im Rahmen des Ersatzes durch stärkere Betriebsmittel in den Umspannungsebenen werden die vorhandenen Transformatoren durch solche mit höherer installierter Leistung ersetzt (Beispiel: Ersatz eines vorhanden 50-kVA-Transformators durch einen 400-kVA-Transformators in der Netzebene 6). Neben dem Ersatz des Transformators muss unter Umständen auch ein vorhandener Stationskörper durch einen grösseren ersetzt werden, da der grössere Transformator eventuell nicht in den bestehenden Stationskörper passt. Wie auch bei der Kapazitätserweiterung des Bestands in den Leitungsebenen bleibt die Netztopologie durch eine derartige Massnahme unverändert. Es muss unter Umständen nur der grössere Platzbedarf berücksichtigt werden.
 - **Zusätzliche Betriebsmittel**
 - *«Anzahl neu zu errichtender Stationen»* (in Ergebnisgrafiken 1. Block v. oben): Reicht der Ersatz eines vorhandenen Trafos durch den grössten wählbaren Transformator nicht aus, um die unterlagerte Last zu decken oder Rückspeisungen zu übertragen, muss ein zusätzlicher Transformator errichtet werden. Es wird davon ausgegangen, dass für den zusätzlichen Transformator auch ein zusätzliches Stationsgebäude erforderlich ist. Daher ist der Einsatz zusätzlicher Transformatoren gleichbedeutend mit der Errichtung zusätzlicher Stationen. Die Errichtung einer zusätzlichen Station ist zwangsweise mit einer Topologieänderung verbunden, da die zusätzliche Station in das Netz eingebunden werden muss.

Die Summe dieser genannten Massnahmentypen lässt sich als insgesamter Handlungsbedarf interpretieren und differenziert nach Bedarf für zusätzliche Betriebsmittel und dem Ersatz vorhandener Betriebsmittel darstellen.

Der jeweils unterste Block der Ergebnissäulen *«Bestand ohne Handlungsbedarf»* enthält dann den im Netz verbleibenden Teil des Bestands aus 2020, für den aus Sicht der Netzbelastungen kein Ersatz notwendig ist. Hierzu muss berücksichtigt werden, dass ein etwaiger altersbedingter

Austausch im Bereich der Mengen für Netzausbaubedarfe nicht untersucht wird, in der Praxis jedoch dennoch erforderlich sein wird.

3.2.2 Ergebnisse für Szenarien WWB und ZERO Basis

Im vorliegenden Abschnitt sind die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien WWB und ZERO Basis beschrieben. Dazu wird zunächst ein Überblick über die Ergebnisse für das Zieljahr 2050 und anschliessend eine detaillierte Darstellung der einzelnen Stützjahre gegeben.

Überblick 2050

Die nachfolgenden Abbildungen enthalten einen Überblick über die Ergebnisse der Szenarien WWB und ZERO Basis für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz. Die Ergebnisse sind dabei differenziert nach den Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3 (Bild 3.17) und nach den Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2 (Bild 3.18) dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass in allen Leitungs- und Umspannebenen im Szenario ZERO Basis deutlich höhere Anforderungen an die Verteilnetze gestellt werden als im Szenario WWB. Dies äussert sich in allen Ebenen durch einen höheren notwendigen Ausbaubedarf gegenüber dem heutigen Bestandsnetz. Während der zusätzliche Ausbaubedarf im Szenario ZERO Basis in den Leitungsebenen von der NE 7 bis zur NE 3 («nach oben») relativ gesehen zunimmt, sind die zusätzlichen Bedarfe in den Umspannebenen relativ betrachtet in allen Ebenen auf einem vergleichbaren Niveau.

Zur weiteren Einordnung der Unterschiede zwischen WWB und ZERO Basis kann an dieser Stelle der Lastzuwachs gegenüber 2020 herangezogen werden. Der Lastzuwachs bis 2050 in der NE 7, der im Wesentlichen auf die Elektrifizierung des Verkehrs (Elektrofahrzeuge) und des Gebäudewärmebereichs (Wärmepumpen) zurückzuführen ist, liegt gegenüber 2020 im Szenario WWB bei etwa 7,2 GW, während derselbe Wert im Szenario ZERO bei 12,3 GW liegt (vgl. heutige Last in NE 7 etwa 24 GW¹⁴). Während die Bandbreite des Lastzuwachses über die verschiedenen Netzebenen im Szenario WWB zwischen +30 % und +50 % bis 2050 liegt, betragen die Zuwächse im Szenario ZERO Basis zwischen +50 % und +90 % für das Jahr 2050 gegenüber heute. Wird der Lastzuwachs im Szenario ZERO Basis ins Verhältnis zum Lastzuwachs im Szenario WWB gesetzt, ist in allen Netzebenen ein zusätzlicher Zuwachs von +70 % (bezogen auf den bereits im Szenario WWB absehbaren Lastzuwachs) zu verzeichnen.

Auch der Zuwachs der Erzeugungsleistung, insbesondere der PV-Anlagen ist im Szenario ZERO Basis deutlich stärker ausgeprägt als im Szenario WWB. Während die installierte Erzeugungsleistung von 2,9 GW im Jahr 2020 im Szenario WWB auf 12,2 GW (Zunahme 9,3 GW) im Jahr 2050 steigt, wird für ZERO Basis ein Anstieg auf 37,5 GW (Zunahme 36,4 GW) prognostiziert, sodass hier ein Faktor von fast 4 im Vergleich der beiden Szenarien zu erkennen ist. Auch wenn die Netzausbaubedarfe in den unteren Netzebenen tendenziell eher lastgetrieben sind, wie sich auch in den folgenden Ergebnissen zu Szenarien und Sensitivitäten zeigen wird, kann eine stärkere Zunahme ebenfalls zu vermehrtem Handlungsbedarf (z. B. in den oberen Netzebenen in ländlichen und lastschwächeren Regionen, in denen die Einspeiseleistung auslegungsrelevant ist) führen.

Es ist somit festzuhalten, dass die unterschiedlichen Lastzuwächse ebenso wie die Zunahme der PV-Anlagenleistung der Szenarien bis 2050 bereits signifikante Unterschiede aufweisen. Diese wirken sich auf den Handlungsbedarf bis 2050 entsprechend stark aus: Während die zusätzlich erforderlichen Leitungslängen und neu zu errichtenden Stationen (obere zwei Blöcke in Bild 3.17 und oberer Block in Bild 3.18) im Szenario WWB in einer Bandbreite von +5 % bis +20 % (bezogen auf den heutigen Bestand) erforderlich sind, liegen diese Werte im Szenario ZERO Basis bereits bei +10 % bis +80 %. Wird der vollständige Handlungsbedarf berücksichtigt (obere drei

¹⁴ Eigene Modellabschätzung abgeleitet aus Schweizweiter Jahreshöchstlast (2020) unter Berücksichtigung von Entmischungsfaktoren für die verschiedenen Netzebenen differenziert nach den in den jeweiligen Netzebenen relevanten Verbrauchergruppen (Lastprognose für 2050 entsprechend dieser Annahmen unter Berücksichtigung der Verbrauchszunahmen aus EP2050+).

Blöcke in Bild 3.17 und obere zwei Blöcke in Bild 3.18) und auf die heutige Bestandslänge bezogen, ergibt sich für das Szenario WWB eine Bandbreite zwischen 20 % und 60 % und für ZERO Basis zwischen 60 % und 160 %. Im ambitionierteren Szenario ZERO Basis besteht also je nach Netzebene durchschnittlich etwa zwei- bis zweieinhalbmal so hoher Handlungsbedarf wie im Szenario WWB.

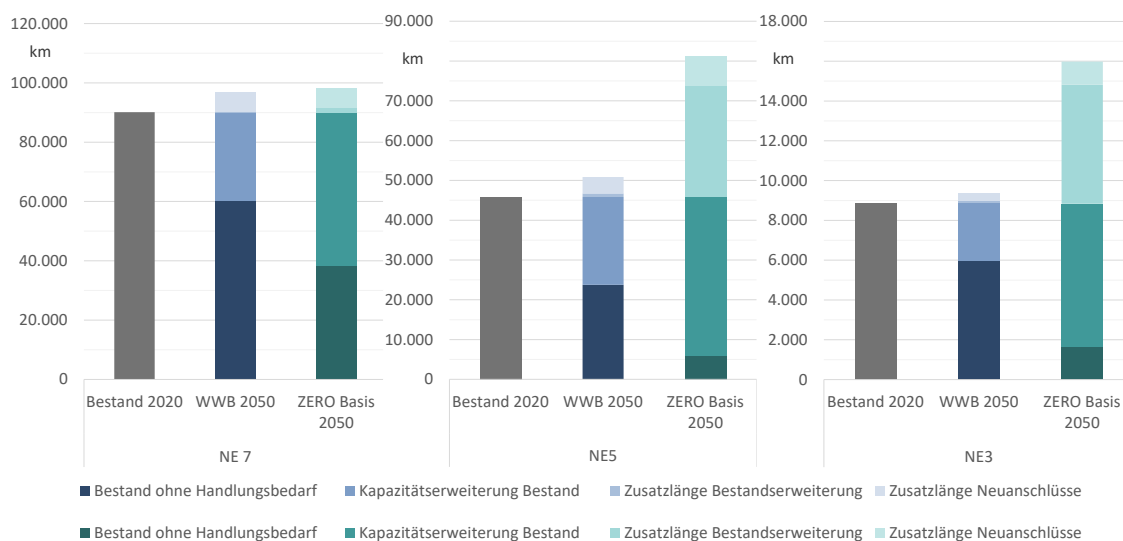


Bild 3.17 Ergebnisse der Szenarien WWB und ZERO Basis für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

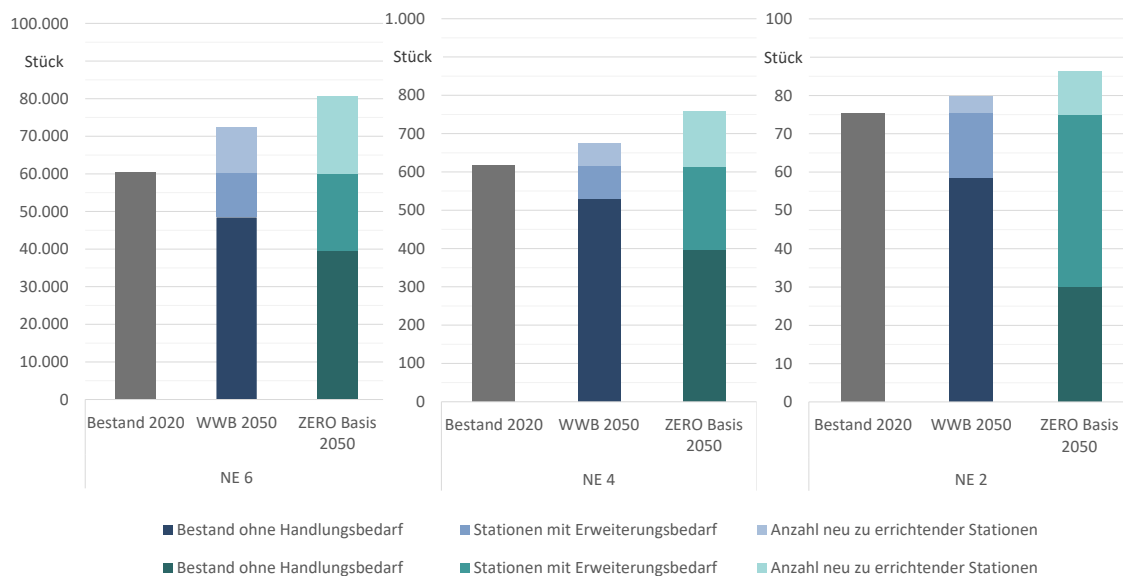


Bild 3.18 Ergebnisse der Szenarien WWB und ZERO Basis für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Ergebnisse im zeitlichen Verlauf 2020 bis 2050

Auch im Vergleich der Entwicklung über die betrachteten Stützjahre in 5-Jahresschritten von 2020 bis 2050 zeigt sich das oben bereits beschriebene Ergebnis, dass für das Szenario ZERO Basis deutlicher Ausbaubedarf über das Szenario WWB hinaus erforderlich ist. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse des zeitlichen Verlaufs beschrieben.

Wie die Beschreibung der Energieperspektiven und deren Regionalisierung zeigen, ist ein im Grossen und Ganzen gleichmässiger Zeitverlauf der Veränderungen auf der Last- und Erzeugungsseite zu erwarten. Wie weitergehende Auswertungen im Rahmen der Netzanalysen zeigen, ist auch beim Netzausbaubedarf ein mehr oder weniger gleichmässiger Handlungsbedarf über die nächsten 30 Jahre bis zum Zieljahr 2050 zu erwarten. Einige der bestehenden Netze sind bereits heute hoch ausgelastet und weisen kaum noch Reserven auf; in diesen Netzen führt bereits geringer Last- oder Einspeisezuwachs relativ zeitnah zu einem Ausbaubedarf. Andere Netze weisen noch grössere Reserven auf und/oder der Zeitpunkt, ab dem der Erzeugungszuwachs so hoch ist, dass diese die Netzauslegung determinieren, liegt erst in fernerer Zukunft. In diesen Fällen sind somit auch erst später Netzausbaubedarfe zu verzeichnen.

Detaillierte Darstellungen der Ergebnisse für die einzelnen Stützjahre sind in Anhang A.2 enthalten.

3.2.3 Ergebnisse für die Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C

Um ein vollständiges Bild über alle in den EP2050+ betrachteten Szenarien zu erhalten, werden im Folgenden die Ergebnisse zu den Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C dargestellt.

Während das Szenario ZERO A eine noch stärkere Elektrifizierung als im Szenario ZERO Basis betrachtet, wird in den Szenarien ZERO B und ZERO C von einem Übergang auf andere Energieträger und damit verbunden einer schwächeren Elektrifizierung ausgegangen. Dies äussert sich im Szenario ZERO A durch weitere etwa 2 GW Lastzuwachs gegenüber den bereits im Szenario ZERO Basis enthaltenen 12,3 GW. Die Szenarien ZERO B und ZERO C liegen in Bezug auf den Lastzuwachs etwa 3 GW unterhalb des Szenarios ZERO Basis und damit zwischen WWB und ZERO Basis. Auch auf der Erzeugungsseite unterscheiden sich die weiteren Netto-Null-Szenarien vom Szenario ZERO Basis: In ZERO A wird bis 2050 von 44,6 GW ausgegangen, in ZERO B von 22,4 GW und in ZERO C von 33,4 GW.

Abweichend von der Vorgehensweise für die Szenarien WWB und ZERO Basis liegen für diese weiteren Netto-Null-Szenarien keine detaillierten bottom-up-Analysen im Rahmen der Regionalisierung vor (vgl. Abschnitt 2.2 und Abschnitt 3.1). Um zu diesen Szenarien dennoch eine Aussage über die Anforderungen an die Stromverteilnetze abzuleiten, werden die relevanten Eingangsparameter für die Netzanalysen vereinfacht ermittelt. Zu diesem Zweck werden die Ergebnisse des Szenarios ZERO Basis herangezogen und anhand der öffentlich verfügbaren Daten der EP2050+ für die Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C entsprechende Entwicklungen der für die Netzanalysen relevanten Parameter abgeleitet. Hierzu dienen insbesondere die Indikatoren zur Entwicklung von PV-Anlagen (Leistungen und Einspeisungen), Elektromobilität (Fahrzeugzahlen) und Wärmeanwendungen (Angaben zur strombasierten Wärmedeckung).

Die so ermittelten Kennzahlen der weiteren drei Netto-Null-Szenarien ermöglichen somit ebenfalls eine Bestimmung der Netzausbaubedarfe mithilfe der MNA. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind für die Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3 in Bild 3.19 dargestellt und in Bild 3.20 für die Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2. Beide Abbildungen beinhalten jeweils die Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2050.

Wie aufgrund der Szenario-Spezifikationen zu erwarten, ergeben sich im Vergleich der Netto-Null-Szenarien der EP2050+ für Szenario ZERO A über alle Netzebenen die höchsten Anforderungen an die Netze, was auf die im Vergleich zum Szenario ZERO Basis noch stärkere Zunahme von Last und Erzeugung im Stromversorgungssystem zurückzuführen ist. Gegenüber Szenario ZERO Basis besteht über alle Netzebenen etwa 1,1- bis 1,3-mal so hoher Ausbaubedarf. Szenario ZERO B und ZERO C, in denen eine schwächere Elektrifizierung als im Szenario ZERO Basis angenommen wird, liegen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs in allen Netzebenen unterhalb des

Szenarios ZERO Basis, jedoch oberhalb des Szenarios WWB (vgl. Bild 3.17 und Bild 3.18). Die Handlungsbedarfe in den Szenarien ZERO B und ZERO C liegen je nach Netzebene bei ca. 65 % bis 90 % der Bedarfe im Szenario ZERO Basis. Im direkten Vergleich zwischen ZERO B und ZERO C ist zu erkennen, dass diese Szenarien in den «unteren» Netzebenen (NE 7 und NE 6) auf demselben Niveau liegen. In Richtung der «oberen» Netzebenen (NE 5 bis NE 2) zeigen sich zwischen den beiden Szenarien jedoch ebenfalls Unterschiede, wobei im Szenario ZERO B weniger Netzausbau als in ZERO C erforderlich ist, was auf den geringeren Zubau von PV-Anlagen im Szenario ZERO B zurückzuführen ist.

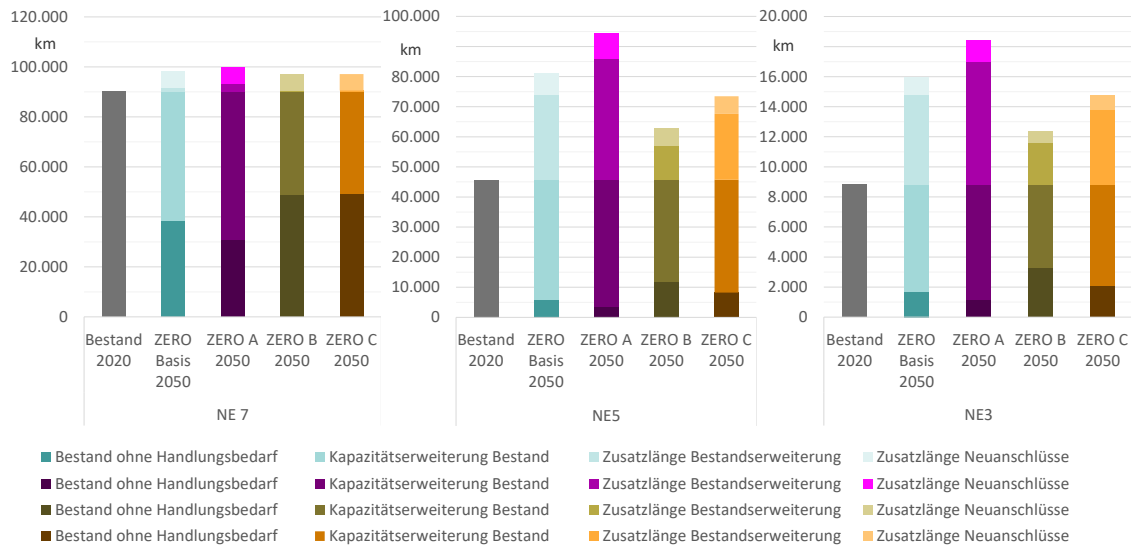


Bild 3.19 Ergebnisse der Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz und zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

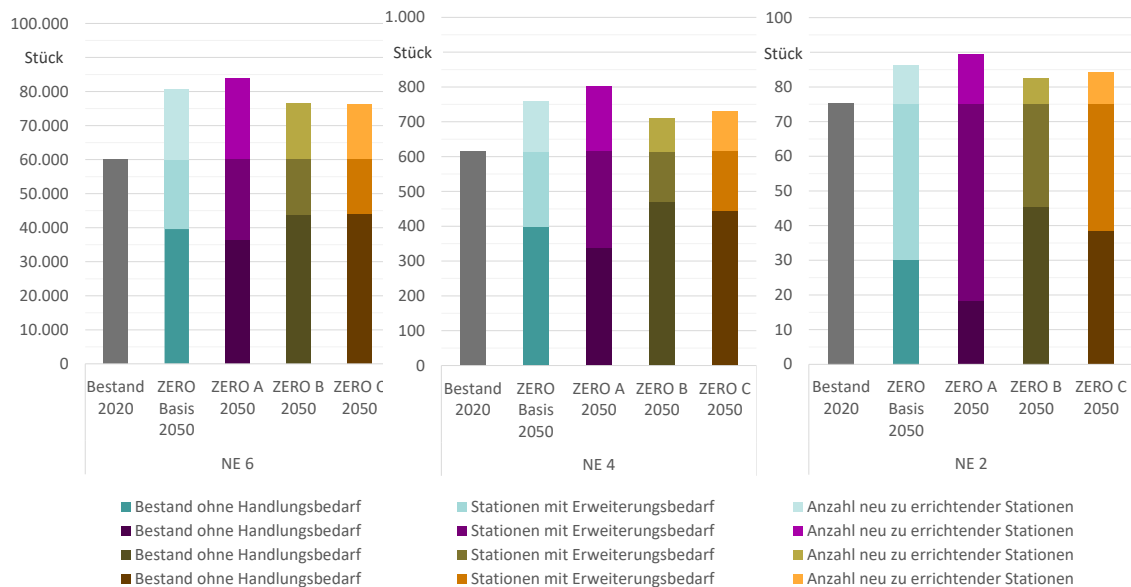


Bild 3.20 Ergebnisse der Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz und zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

3.2.4 Ergebnisse für die Szenariovariation ZERO Basis mit «PV-Ausbau gemäss Ständerat»

Wie bereits in Abschnitt 2.1 eingeführt, wird im Rahmen dieser Studie neben den Szenarien der EP2050+ eine zusätzlich für diese Studie entwickelte Szenariovariation zum Szenario ZERO Basis in der Ausprägung «PV-Ausbau gemäss Ständerat» untersucht, in der unter sonst gegenüber Szenario ZERO Basis gleichen Ausprägungen ein ambitionierterer Ausbau der PV-Anlagen (schneller und bis 2050 in höherem Ausmass) betrachtet wird. Die Ergebnisse für diese Szenariovariation sind in Bild 3.21 (Leitungsebenen) und Bild 3.22 (Umspannebenen) im Überblick für das Jahr 2050 dargestellt.

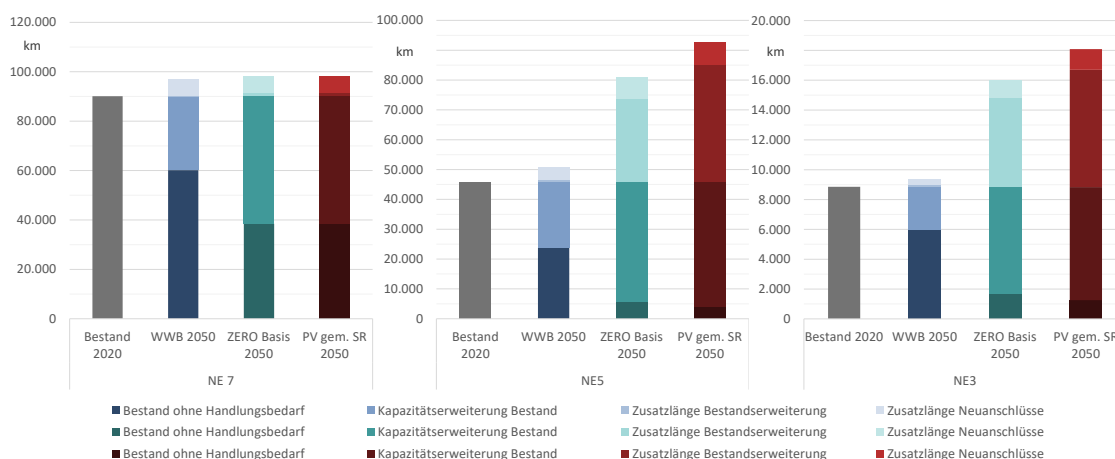


Bild 3.21 Ergebnisse des Szenarios «PV gemäss Ständerat» für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz und den Szenarien WWB und ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

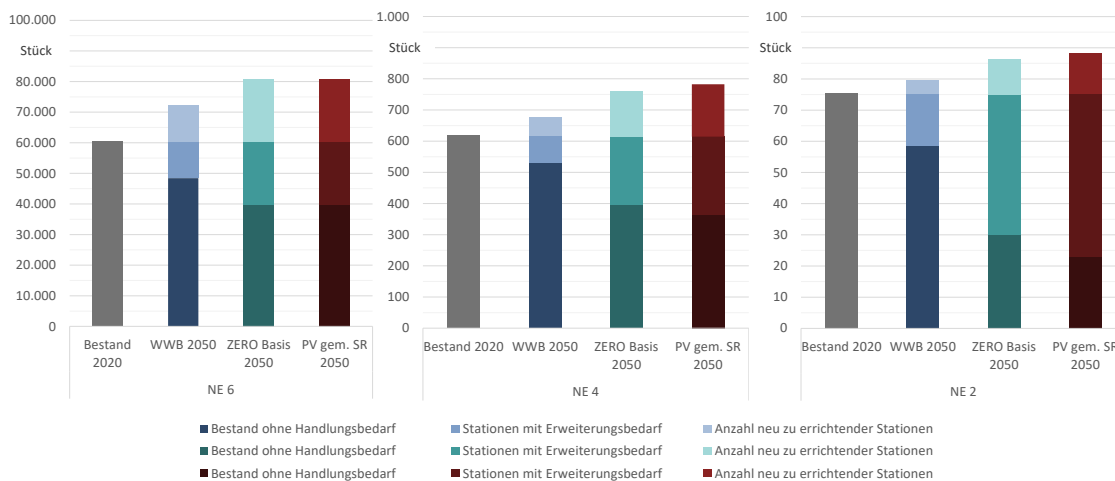


Bild 3.22 Ergebnisse des Szenarios «PV gemäss Ständerat» für das Jahr 2050 im Vergleich zum heutigen Bestandsnetz und den Szenarien WWB und ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Die Ergebnisse zeigen, dass der höhere Ausbau der PV-Erzeugungsleistung bis 2050 zu zusätzlichen Netzausbaubedarfen führt, die insbesondere in den Netzebenen NE 5 und NE 3 anfallen. Abweichend zum Szenario ZERO A, das gegenüber dem Szenario ZERO Basis in allen Netzebenen, höhere Netzausbaubedarfe aufweist (vgl. Abschnitt 3.2.3), ist die NE 7 in der Variation «PV-Ausbau gemäss Ständerat» nicht von zusätzlichen Ausbaubedarfen betroffen. Dies resultiert aus der im Vergleich zum Szenario ZERO Basis unveränderten Ausprägung der Verbraucherseite, deren Entnahmen (Höchstlastbeiträge) in den unteren Netzebenen auch im Jahr 2050 auslegungsrelevant sind und den Netzausbaubedarf massgeblich bestimmen. In den Netzebenen NE 5 und NE 3 führt der höhere PV-Zubau sowohl zu einem höheren Bedarf an zusätzlichen Leitungen als auch zu einem höheren Kapazitätserweiterungsbedarf bei Bestandsleitungen, so

dass der Anteil der Bestandsleitungen, die keinen Handlungsbedarf aufweisen, nochmals geringer ist als im Szenario ZERO Basis. In Summe liegen die zusätzlichen Handlungsbedarfe gegen in NE 5 und NE 3 bei etwa + 20 % gegenüber ZERO Basis.

In den Umspannungsebenen zeigt sich der gleiche Effekt. In der Netzebene 6 ist der Unterschied zum Szenario ZERO Basis sehr gering, während in die Netzebenen 4 und 2 sowohl der Bedarf für zusätzliche Transformatoren als auch der Handlungsbedarf an bestehenden Transformatoren höher ausfällt als im Szenario ZERO Basis. Anteilig ist der zusätzliche Handlungsbedarf in den Leitungsebenen jedoch stärker ausgeprägt als in den Umspannungsebenen (in NE 4 und NE 2 ca. +15 % gegenüber ZERO Basis).

3.2.5 Ergebnisse für Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis

Übersicht über betrachtete Sensitivitäten

Im Weiteren werden aufbauend auf den Ergebnissen der Netzanalysen zum Szenario ZERO Basis (siehe Abschnitt 3.2.2) durch Variation bestimmter Parameter Sensitivitäten berechnet, um die Wirkungen einzelner Einflussfaktoren auf den Netzausbaubedarf zu ermitteln und somit eine Bandbreite der Netzausbaubedarfe unter verschiedenen Entwicklungen eines Szenarios, z. B. hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilitäten, aufzuspannen.

Es werden folgende Einflussfaktoren untersucht: Zunächst erfolgt die Bewertung der **Sensitivität «ZERO 2050»**, in der eine Entwicklung beschrieben wird, die zu besonders hohen Anforderungen an die Netze über die Szenarien der EP2050+ hinaus führt (starke Elektrifizierung und nur geringe Effizienzgewinne). Eingangsrößen für die Netzanalysen liegen bereits im Rahmen der Regionalisierung vor (vgl. Abschnitt 3.1). Weiterhin wird bestimmt, welche Auswirkung ein **Einspeisemanagement (Spitzenkappung auf 85 % und 70 % der installierten Leistung)** bezogen auf den Netzananschlusspunkt) bei PV-Anlagen als diejenigen Erzeugungsanlagen, in denen der weitest- grösste Teil der dezentralen Erzeugungsleistung installiert sein wird, auf die Netzausbaubedarfe hat. Ebenfalls werden Unterschiede durch eine **Variation der Ladeorte (verstärktes Heimpladen oder verstärktes öffentliches Laden)** untersucht. Anschliessend wird dargestellt, wie die Anforderungen an die Verteilnetze sich durch **Laststeuerung (marktorientiertes oder netzorientiertes Verhalten)** verändern. Die Ergebnisse zur Ladesteuerung beziehen sich in der Parametrierung und im Umfang der möglichen Massnahmen zunächst auf das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, können aber grundsätzlich stellvertretend für den gesteuerten Einsatz lastseitiger Flexibilität gesehen werden.

Zusätzlich zur Untersuchung der Auswirkungen einzelner Einflussfaktoren auf die Netzausbaubedarfe, wird eine Bewertung von Kombinationen, deren Ausprägung künftig realistisch erscheinen, vorgenommen, sodass die Bandbreite der Ergebnisse auch hierdurch etwaig verstärkte Entwicklungen abbildet. Diese Kombinationen umfassen zum einen die Verknüpfung eines **verstärkten Heimpladens in Kombination mit markt- oder netzorientierter Steuerung** und zum anderen eine **netzorientierte Steuerung in Kombination mit Spitzenkappung**. Zusätzlich wird auch eine Sensitivitätsvariante **«Smarteres Netz»** betrachtet, die nicht direkt eine Kombination der o. g. zur Untersuchung einzelner Ausprägungen betrachteten Varianten ist, aber dennoch als Kombination verschiedener Entwicklungen hin zu einer starken netzdienlichen Nutzung von Flexibilität im Stromverteilungsnetz darstellt. Die genaue Umsetzung der Sensitivitäten wird im entsprechenden Abschnitt genauer erläutert.

Eine Übersicht über alle betrachteten Sensitivitäten kann Bild 3.23 entnommen werden.

Zielvorgabe und Szenario aus EP 2050+

„Weiter wie bisher“	WWB	- Keine zusätzlichen oder strengeren Maßnahmen über bis Ende 2018 in Kraft getretenen Maßnahmen und Gesetze hinaus
	ZERO Basis	- Basisvariante der ZERO-Szenarien mit rascher, umfassender Steigerung der Energieeffizienz - Starke Elektrifizierung des Energiesystems
„Netto-Null“ (ZERO)	Zero Basis PV SR	- Zusätzliche Variation des Szenarios ZERO Basis mit von den EP2050+ abweichendem PV-Ausbaupfad (PV gemäss Ständerat)
	ZERO A	- Grundsätzlich wie Basisvariante, aber noch stärkere Elektrifizierung des Energiesystems
	ZERO B	- Grundsätzlich wie Basisvariante, aber <i>schwächere Elektrifizierung</i> des Energiesystems - verstärkt Biogas, synthetische Gase, Wasserstoff
	ZERO C	- Grundsätzlich wie Basisvariante, aber <i>schwächere Elektrifizierung</i> des Energiesystems - verstärkt Wärmenetze, flüssige biogene und synthetische Brenn- und Treibstoffe

Sensitivitätsbetrachtungen

Sensitivität „ZERO 2050“

Einspeisemanagement

- Spitzenkappung PV (85 %, 70 %)

Variation der Ladeorte

- Verstärktes Heimpladen
- verstärktes öffentliches Laden

Laststeuerung

- Marktorientierte Steuerung
- Netzorientierte Steuerung

Kombinationen

- Verstärktes Heimpladen mit markt- oder netzorientierter Steuerung
- Netzorientierte Steuerung mit Spitzenkappung
- „Smarteres Netz“

Bild 3.23 Überblick über betrachtete Sensitivitäten im Rahmen dieser Studie

Sensitivität ZERO 2050

Die nachfolgend betrachtete Sensitivität ZERO 2050 stellt eine Entwicklung dar, die zu besonders hohen Anforderungen an die Netze (über die Szenarien der EP2050+ hinaus) und somit auch zu signifikanten Netzausbaubedarfen führt. Grundsätzlich stellt die betrachtete Analyse ebenfalls ein Szenario mit der Netto-Null-Zielerreichung dar, die aber eine andere Ausprägung hat, die z. B. durch politische Rahmenbedingungen beeinflusst sein kann. Eine Beschreibung der Parametrierung zur Sensitivität ZERO 2050 ist in Abschnitt 3.1 integriert, sodass im Folgenden der Fokus auf die Netzergebnisse gelegt wird. Die Verbraucherleistungen steigen in dieser Variante zusätzlich zu dem bereits im Szenario ZERO Basis enthaltenen Lastzuwachs von 12,3 GW um weitere 7,5 GW und liegen somit auch über den Annahmen im Szenario ZERO A (+2 GW über ZERO Basis), während der Zuwachs der PV-Anlagen dem des Szenarios ZERO A entspricht (Anstieg auf 44,7 GW bis 2050).

Die Ergebnisse der Berechnungen für diese Sensitivität für das Betrachtungsjahr 2050 sind (analog zu den Darstellungen für die oben beschriebenen Szenarien) für die Leitungsebenen in Bild 3.24 dargestellt und für die Umspannebenen in Bild 3.25. Anhand dieser Abbildungen ist zu erkennen, dass die Sensitivität ZERO 2050 deutlich erhöhte Anforderungen an die Netze stellt als das Szenario ZERO Basis. Dies betrifft sowohl die zusätzlich erforderlichen Leitungslängen und neu zu errichtenden Stationen als auch die notwendigen Kapazitätserweiterungen im Leitungsbestand und Stationen mit Erweiterungsbedarf. Die erforderlichen Handlungsbedarfe liegen je nach Netzebene etwa um den Faktor 1,2 bis 1,5 höher als die Bedarfe des Szenarios ZERO Basis. Nennenswert ist an dieser Stelle zusätzlich, dass der ermittelte notwendige Netzausbaubedarf (erwartungsgemäss im Sinne einer «worst case»-Abschätzung) somit auch den Bedarf für das Szenario ZERO A übersteigt (vgl. Abschnitt 3.2.3, insbesondere Bild 3.19 und Bild 3.20).

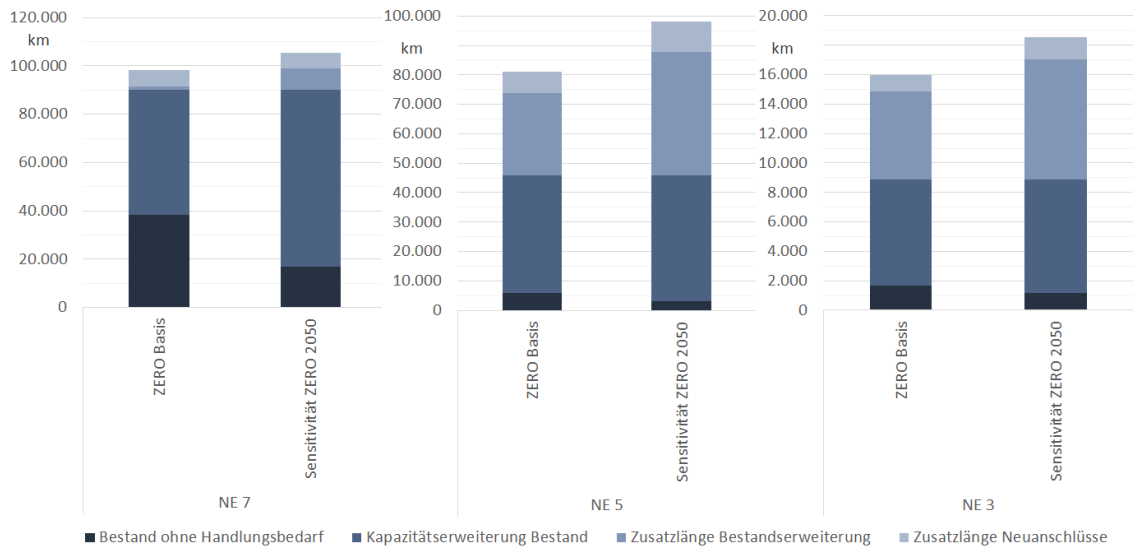


Bild 3.24 Ergebnisse der Sensitivität ZERO 2050 für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

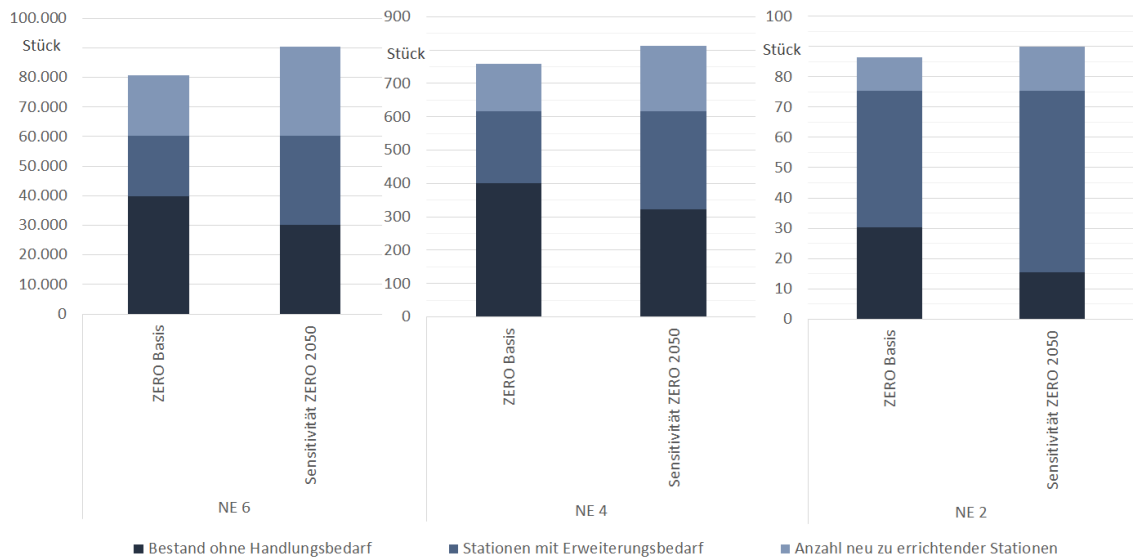


Bild 3.25 Ergebnisse der Sensitivität ZERO 2050 für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Einspeisemanagement (Spitzenkappung PV-Anlagen)

In einer weiteren Sensitivität wird untersucht, wie sich die Annahme eines Einspeisemanagements für PV-Anlagen (Spitzenkappung auf 85% oder 70% der installierten Leistung bezogen auf den Netzanschlusspunkt) auf die Netzausbaubedarfe auswirkt. Die Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2050 sind in Bild 3.26 (Leitungsebenen) und Bild 3.27 (Umspannebenen) dargestellt. Zunächst ist zu erkennen, dass die Netzausbaubedarfe unter der Annahme einer Spitzenkappung sich erwartungsgemäss reduzieren und der Umfang der Reduktion mit abnehmender Höhe der verbleibenden Höchstleistung (85 % oder 70 %) steigt.

Bei einem genaueren Blick auf die einzelnen Netzebenen lässt sich erkennen, dass Spitzenkappung in den «unteren» Netzebenen deutlich geringe Wirkungen hat als in den «oberen» Netzebenen, in denen sich eine deutliche Reduktion gegenüber den Netzausbaubedarfen im Szenario ZERO Basis zeigt. So kann im Falle einer Begrenzung der maximalen Einspeisung auf 85 % der PV-Anlagenleistung eine Reduktion der Handlungsbedarfe gegenüber ZERO Basis auf etwa 90 % in den Netzebenen NE 3 und NE 2 erreicht werden. Bei einer Begrenzung der maximalen

Einspeisung auf 70 % der PV-Anlagenleistung kann der benötigte Netzausbau noch weiter auf ca. 70-80 % (NE 3 und NE 2) der Bedarfe des Szenarios ZERO Basis gesenkt werden.

Die geringere Wirkung in den unteren Ebenen und die grössere Wirkung in den höheren Netzebenen lässt sich dadurch erklären, dass die PV-Einspeisung insbesondere in den NE 7 und NE 6 in der langfristigen Tendenz (und somit auch unter Berücksichtigung der Zunahme elektrischer Verbraucher) nicht auslegungsrelevant wird, da die Lastzuwächse und eben nicht die PV-Leistungen hier meist den Netzkapazitätsbedarf bestimmen. Demgegenüber ist in den Netzebenen NE 5 bis NE 2 eine entlastende Wirkung zu sehen, weil dort insbesondere in ländlichen Gebieten (auch grössere) Erzeugungsanlagen auslegungsrelevant sein können und eine Reduktion der maximalen Einspeiseleistungen dieser Anlagen in diesem Fall zu einer Reduktion der Netzbelastungen und damit auch der Netzausbaubedarfe führen kann. Zur weiteren Einordnung ist an dieser Stelle zu nennen, dass grundsätzlich auch Einspeisungen der PV-Anlagen mit Anschluss in den unteren Netzebenen, wie z. B. NE 7 und NE 6, Auswirkungen auf die Netzausbaubedarfe in den höheren Netzebenen haben können. Aus diesem Grund wirkt sich auch die Spitzenkappung für diese Anlagen auf die Netzausbaubedarfe in den höheren Ebenen aus, auch wenn diese in den lastdominierten unteren Netzebenen nur einen sehr geringen Einfluss hat.

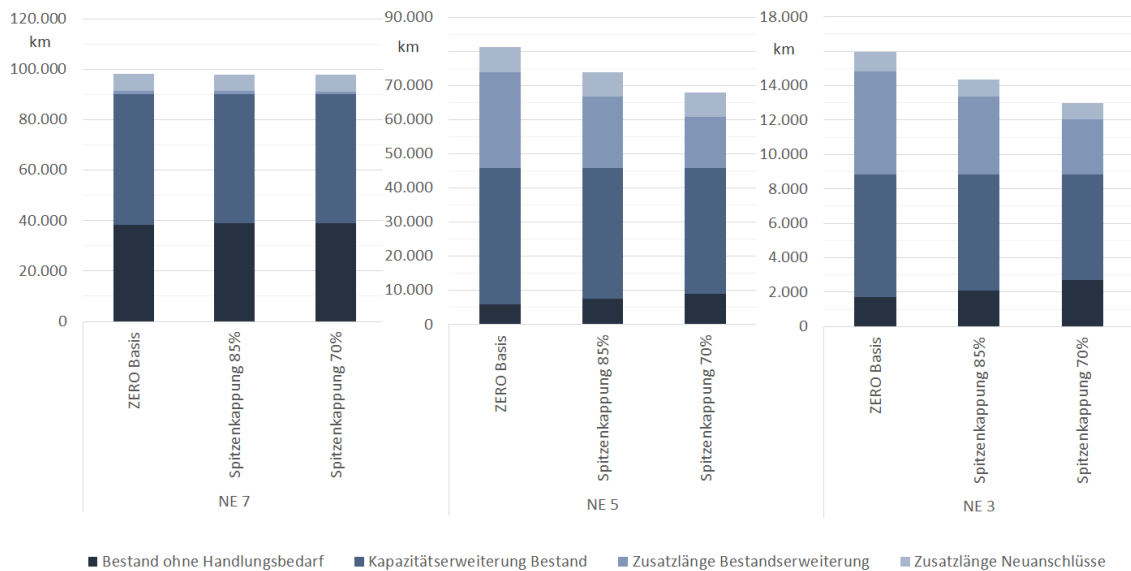


Bild 3.26 Ergebnisse der Sensitivitäten Spitzenkappung 70 % und 85 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

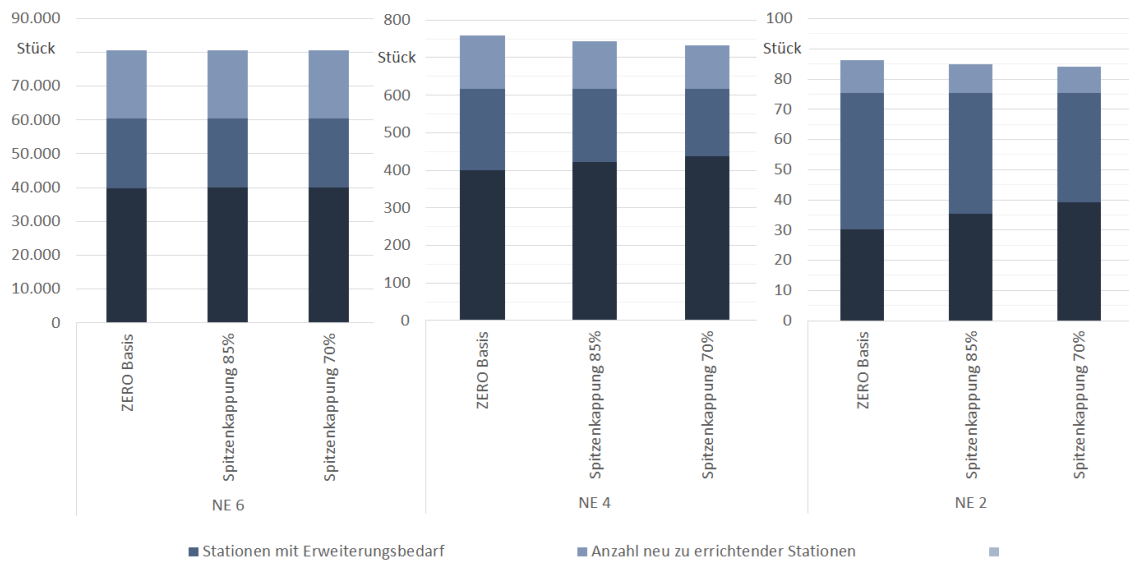


Bild 3.27 Ergebnisse der Sensitivitäten Spitzenkappung 70 % und 85 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Verstärktes Heimpladen und verstärktes öffentliches Laden

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungen in Bezug auf den Ladeort von Elektrofahrzeugen analysiert. Hierzu werden zum einen eine erhöhte Durchdringung von privaten Heimpladestationen (also einer im Vergleich zum Szenario ZERO Basis eine Verschiebung hin zu mehr Heimpladepunkten und weniger öffentlichen Ladepunkten) und zum anderen vermehrt öffentliches Laden (Verschiebung hin zu mehr öffentlichen Ladepunkten und weniger Heimpladepunkten) abgebildet. Es handelt sich aber in beiden Fällen um konsistente Ladewelten mit regional differenzierten Angaben zur Anzahl Ladestationen je Leistungskategorie (siehe Abschnitt 2.2 und mit Fokus Elektromobilität Abschnitt 2.2.4).

Die Ergebnisse in Bild 3.28 (Leitungsebenen) und Bild 3.29 (Umspannebenen) für das Jahr 2050 zeigen, dass bei verstärktem Heimpladen insbesondere in den unteren Netzebenen mehr Netzausbau erforderlich ist (Faktor 1,4 gegenüber ZERO Basis). Bei verstärktem öffentlichem Laden sinkt der Netzausbaubedarf in den unteren Netzebenen (Faktor 0,7 gegenüber ZERO Basis). In den oberen Netzebenen liegen die Umfänge des Handlungsbedarfes auf demselben Niveau wie im Szenario ZERO Basis. Die Erhöhung bzw. Reduktion der Netzausbauten in den unteren Netzebenen ergeben sich (erwartungsgemäss) aus den dann dort vermehrt («verstärktes Heimpladen») bzw. verringert («verstärktes öffentliches Laden») vorzufindenden Heimpladepunkten.

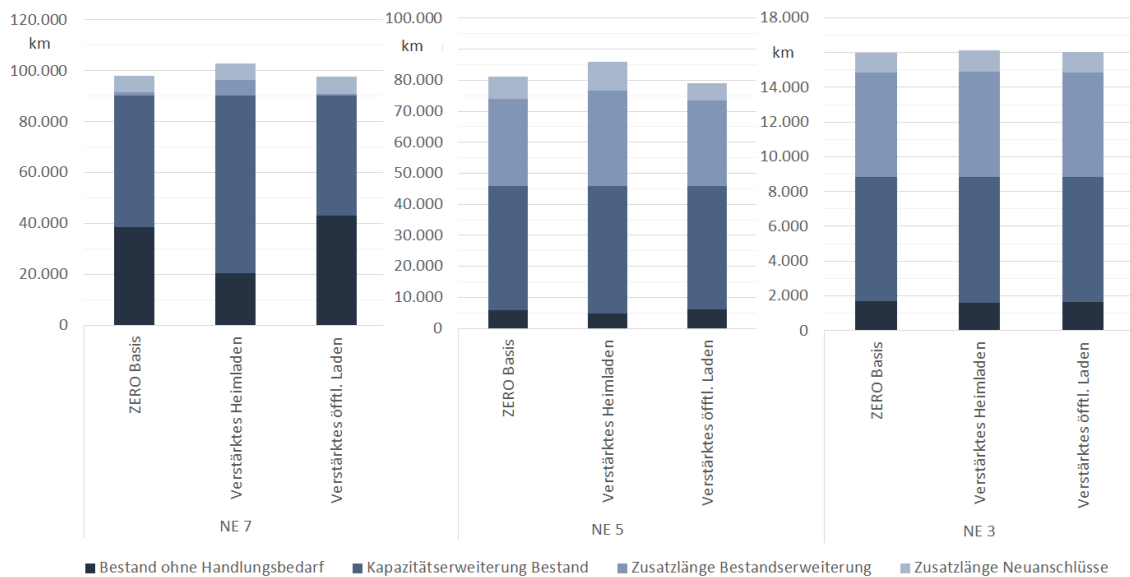


Bild 3.28 Ergebnisse der Sensitivitäten verstärktes Heimladen und verstärktes öffentliches Laden für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (**Leitungsbebenen NE 7, NE 5 und NE 3**)

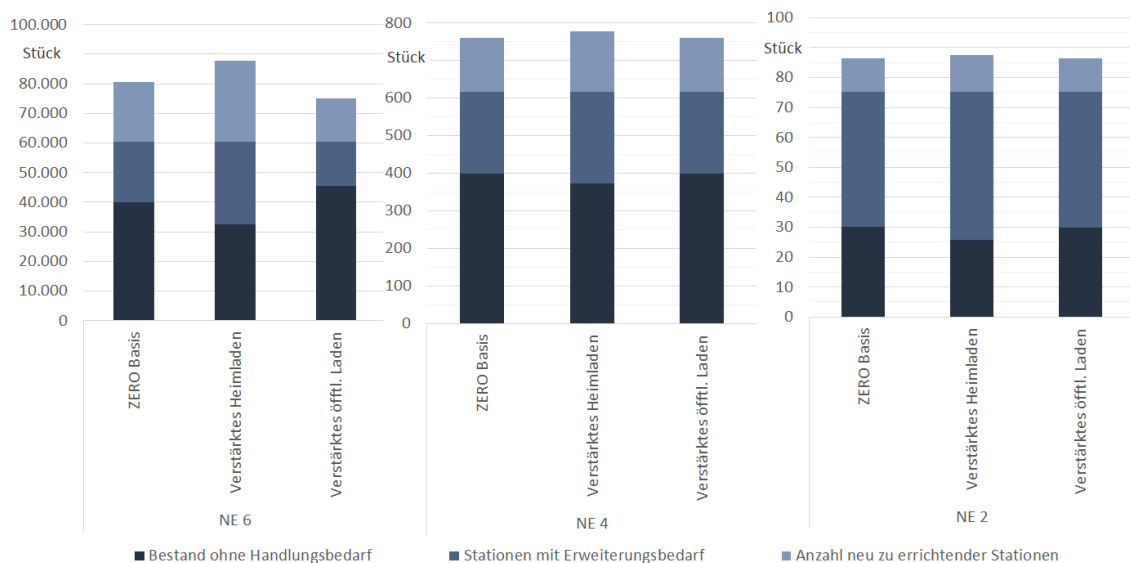


Bild 3.29 Ergebnisse der Sensitivitäten verstärktes Heimladen und verstärktes öffentliches Laden das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (**Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2**)

Markt- und netzorientierte Laststeuerung

Ladesteuerung von Heimladepunkten

In dieser Sensitivität zum Ladeverhalten wird zunächst unterstellt, dass an Heimladepunkten eine Steuerbarkeit vorhanden ist, bei der die Ladevorgänge von aussen gesteuert werden (eine Betrachtung, in der auch die Steuerung von Wärmepumpen berücksichtigt ist, wird im Anschluss an diese Ergebnisse dargestellt). In der einen Variante mit dem Ziel der wirtschaftlichen Strombezugsoptimierung für die Fahrzeugbesitzer unter Berücksichtigung von Strompreisen (marktorientiert) und in der anderen Variante mit dem Ziel einer möglichst geringen Netzbelastung (netzorientiert). Diese Arten der Ladesteuerung werden hier zunächst auf das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen bezogen, können aber stellvertretend für den gesteuerten Einsatz sämtlicher lastseitiger Flexibilität gesehen werden. Zur Abbildung einer solchen Steuerung werden die für die Heimladepunkte angenommenen Gleichzeitigkeiten (also der Faktor, der angibt, an welchem

Anteil der Ladepunkte zeitgleich Ladeleistung bezogen wird) für die Annahme einer marktorientierten Steuerung erhöht und für die netzorientierte Steuerung reduziert. Die an eigenen Voruntersuchungen orientierten Werte dieser veränderten Gleichzeitigkeitsfaktoren können Abschnitt A.1 im Anhang entnommen werden.

Als generelle Vorbemerkung ist zur marktorientierten Steuerung anzumerken, dass es sich bei der Analyse um eine theoretische «worst case»-Abschätzung handelt, in der unterstellt wird, dass tatsächlich an der überwiegenden Zahl aller Heimpladepunkte gleichzeitig unter Berücksichtigung eines Preissignals geladen wird. Realistischerweise ist die tatsächliche zeitgleiche Nutzung gerade bei sehr hohen E-Fahrzeugdurchdringungen als niedriger einzuschätzen, da insbesondere bei sehr hoher Zahl von Heimpladepunkten in der Realität nicht zu erwarten ist, dass (nahezu) alle Akteure zeitgleich laden.

Bild 3.30 und Bild 3.31 zeigen die Ergebnisse der beschriebenen Sensitivitäten für das Jahr 2050, auch hier im Vergleich zum Szenario ZERO Basis und differenziert nach Leitungs- und Umspannebenen. Erwartungsgemäss zeigen die Ergebnisse, dass im Falle einer marktorientierten Steuerung in allen Netzebenen höhere Netzausbaueergebnisse zu erwarten sind und die Bedarfe bei Anwendung einer netzorientierten Steuerung sinken. In der Tendenz ist dieser Effekt in den «unteren» Netzebenen relativ betrachtet höher ausgeprägt als in den «oberen» Ebenen, da der Anteil der für die Netzauslegung relevante Höchstlastbeitrag der (gesteuerten) Heimpladepunkte in den unteren Netzebenen grösser ist als in den höheren Netzebenen.

Die Ausbaubedarfe bei marktorientiertem Ladeverhalten liegen im Vergleich zum Szenario ZERO Basis netzebenenabhängig zwischen den Faktoren 1,1 (NE 3) und etwa 2 (NE 7 und NE 6). Die entsprechende Bandbreite für die netzorientierte Steuerung liegt zwischen 0,4 (NE 7) und 1 (NE 2 und NE 3). Dies bedeutet, dass eine marktorientierte Steuerung in den unteren Netzebenen bis zu einer Verdopplung der Ausbaubedarfe führen kann, während die netzorientierte Steuerung den Handlungsbedarf in NE 7 auf etwa 40 % reduzieren kann (NE 6 etwa 45 %). An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die absolut resultierenden Netzmengen in NE 7 zwar im Szenario ZERO Basis und in der Sensitivität netzorientiertes Laden vergleichbar sind, der Anteil des «Bestands ohne Handlungsbedarf» (unterer dunkler Block), also die Leitungen, die keine zusätzlichen Längen darstellen und für die auch keine Kapazitätserweiterung erforderlich ist, jedoch deutlich höher ist.

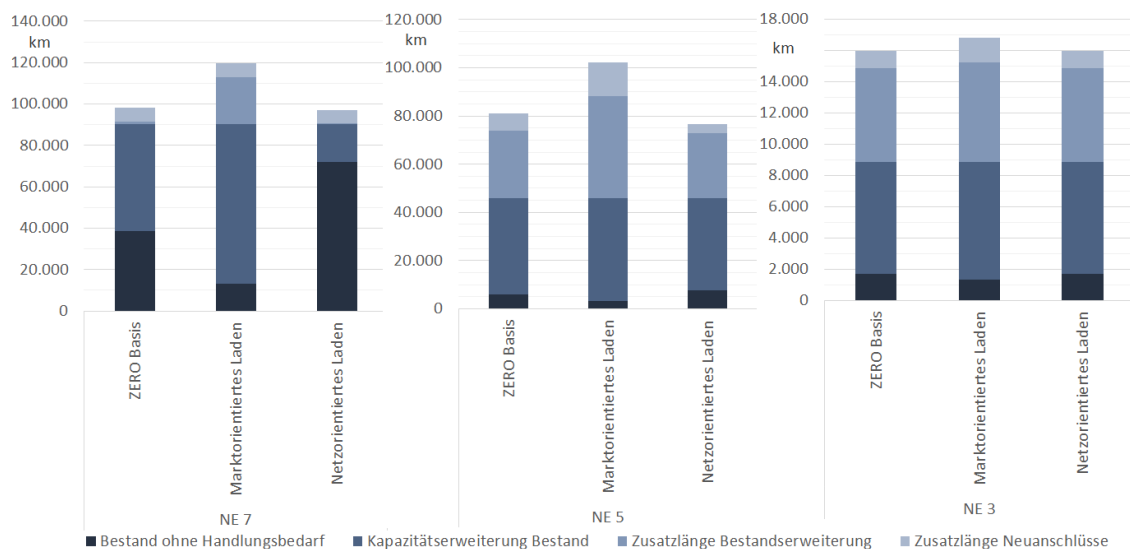


Bild 3.30 Ergebnisse der Sensitivitäten marktorientiertes Laden und netzorientiertes Laden von Elektrofahrzeugen an privaten Heimpladestationen (Heimplader) für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

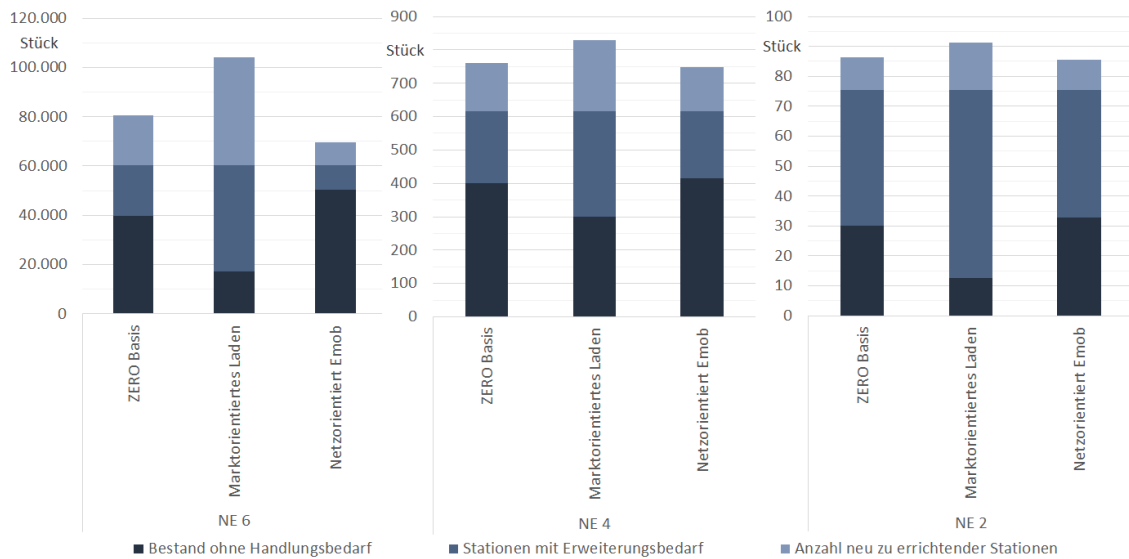


Bild 3.31 Ergebnisse der Sensitivitäten marktorientiertes Laden und netzorientiertes Laden von Elektrofahrzeugen an privaten Heimladestationen (Heimlader) für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Ladesteuerung von Elektromobilität an privaten Ladestationen (Heimlader) und zusätzliche Steuerung Wärmepumpen

Aufbauend auf der zuvor gezeigten Sensitivität zur Ladesteuerung für Heimladepunkte wird als weitere Nutzung von lastseitiger Flexibilität im Weiteren der zusätzliche netzorientierte Einsatz von Wärmepumpen untersucht. Hierzu wird auch für die Wärmepumpen eine verringerte Gleichzeitigkeit herangezogen unter der Annahme, dass der Strombezug von Wärmepumpen teilweise aus den Spitzenlastzeiten (um einige wenige Stunden) in Zeiten schwächerer Last verschoben werden kann. Die im Standardfall ohne Steuerung in der NE 7 angenommene Gleichzeitigkeit von 1 (siehe Abschnitt 2.3.2) wird daher in dieser Untersuchung auf 0,85 reduziert (für weitere Netzebenen siehe Anhang A.1). Zur Einordnung der Ergebnisse dieser Analyse ist zu berücksichtigen, dass die Netzdimensionierung in den unteren Netzebenen tendenziell vorrangig durch Ladeleistungen für Elektromobilität bestimmt ist (der auslegungsrelevante Lastbeitrag in der NE 7 der Elektromobilität ist im Jahr 2050 ca. doppelt so hoch wie der der Wärmepumpen). Dadurch wirkt die zusätzliche Flexibilitätsannahme für die Wärmepumpen entsprechend nur auf einen kleinen Teil der Gesamtlast.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung zeigen, dass der resultierende Netzausbaubedarf sowohl in den Leitungsebenen (Bild 3.32) als auch in den Umspannebenen (Bild 3.33) durch die zusätzliche Berücksichtigung der Wärmepumpenflexibilität weiter reduziert werden kann. Dieser Effekt ist insbesondere in den unteren Netzebenen NE 7 und NE 6 zu erkennen, hingegen in den oberen Netzebenen NE 3 und NE 2 in deutlich geringerem Ausmass bis gar nicht vorhanden. Insgesamt ist die Reduktion somit erkennbar, jedoch zum Lastbeitrag von Wärmepumpen in den unteren Netzebenen – nicht sehr stark ausgeprägt.

Unter Berücksichtigung der typischen Nutzungsdauern von Elektromobilität, die gegenüber den Nutzungsdauern von Wärmepumpen eher kürzer ausfallen und der Tatsache, dass im Jahr 2050 die Elektromobilität einen grösseren Anteil zur auslegungsrelevanten Leistung beiträgt als die Wärmepumpen, erscheint eine intelligente Nutzung des Flexibilitätspotenzials sinnvoll. Eine Umsetzung könnte sein, die vorhandenen wärmeseitigen Flexibilitäten so einzusetzen, dass die Ladeeinrichtung für das Elektrofahrzeug nicht gleichzeitig mit der Wärmepumpe eingesetzt wird (die Wärmepumpe würde dann entsprechend abgeschaltet, wenn das Fahrzeug geladen werden soll und anschliessend wieder eingeschaltet). Dadurch könnte vorhandenes Steuerungspotenzials für den Netzbetreiber genutzt werden, ohne beim Nutzer deutliche Komforteinbussen hervorzurufen, die eine starre Umsetzung entsprechend der vorherigen Überlegung mit sich bringen könnte.

Daher wird für die nachfolgend dargestellte kombinierte Bewertung von Sensitivitäten die Flexibilität von Wärmepumpen nicht weiter berücksichtigt und nur der Einfluss von Flexibilität im Bereich der Elektromobilität in Kombination mit weiteren Sensitivitäten («verstärktes Heimpladen» und «Spitzenkappung») untersucht.

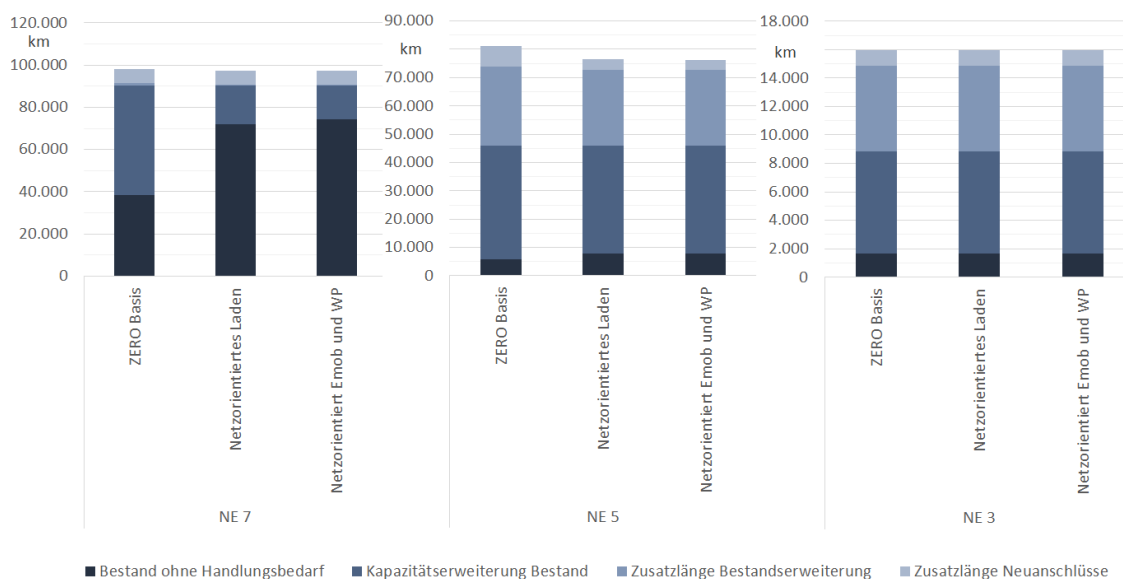


Bild 3.32 Ergebnisse der Sensitivitäten zum netzorientierten Verhalten mit zusätzlicher Berücksichtigung von Wärmepumpen für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

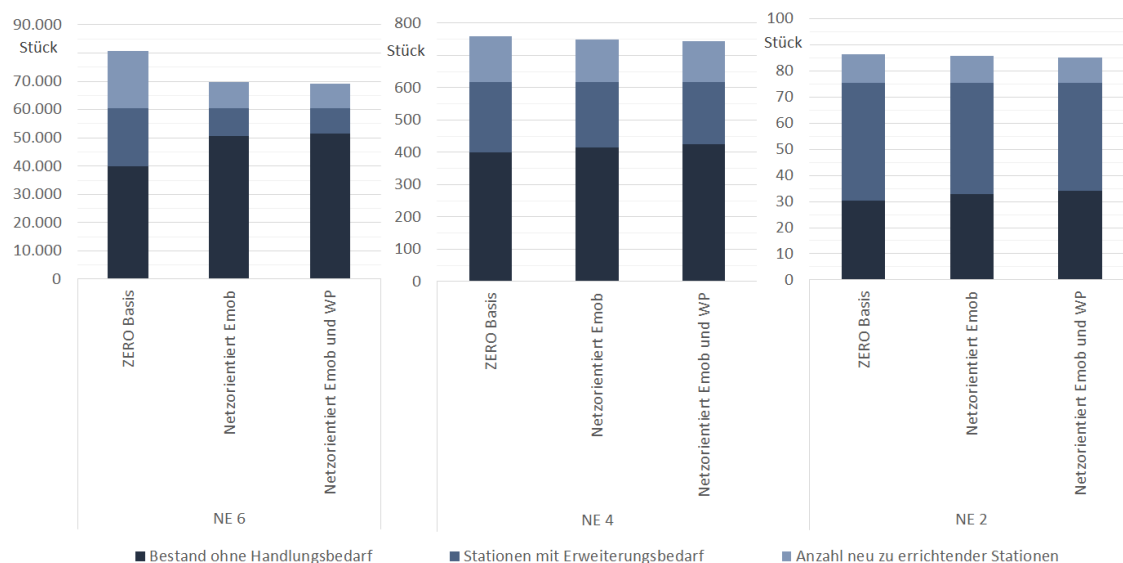


Bild 3.33 Ergebnisse der Sensitivitäten zum netzorientierten Verhalten mit zusätzlicher Berücksichtigung von Wärmepumpen für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Kombination: Verstärktes Heimpladen mit marktorientiertem oder netzorientiertem Laden

Im Weiteren wird untersucht, wie die Handlungsbedarfe sich verändern, wenn eine Kombination aus den oben dargestellten Sensitivitäten betrachtet wird. Hierzu wird als eine Möglichkeit analysiert, wie sich ein marktorientiertes oder netzorientiertes Ladeverhalten auswirkt, wenn gleichzeitig von einer erhöhten Durchdringung von Heimpladepunkten ausgegangen wird. In diesem Fall wird erwartet, dass die durch das verstärkte Heimpladen insbesondere in den unteren Netzebenen erhöhten Handlungsbedarfe durch eine marktorientierte Ladesteuerung weiter zunehmen, während eine netzorientierte Ladesteuerung die Netzausbaubedarfe gegenläufig kompensiert. Die

Höhe diese Wirkungen kann Bild 3.34 (Leitungsebenen) und Bild 3.35 (Umspannebenen) entnommen werden. Entsprechend der oben formulierten Erwartung erhöhen sich die Ausbaubedarfe bei der Kombination aus verstärktem Heimladen und marktorientiertem Ladeverhalten insbesondere in den unteren Netzebenen deutlich. Die Handlungsbedarfe liegen je nach Netzebene im Bereich des 1,2-bis 3-fachen der Bedarfe im Szenario ZERO Basis.

Die Annahme eines netzorientierten Ladens führt dazu, dass die durch das verstärkte Heimladen erhöhten Netzausbaubedarfe sogar überkompensiert werden. Die in der Kombination aus verstärktem Heimladen und netzorientiertem Laden ermittelten Handlungsbedarfe fallen in den unteren Netzebenen dadurch geringer aus als im Szenario ZERO Basis (ca. Faktor 0,5 gegenüber in den NE 7 und NE 6), wohingegen die Effekte sich in den oberen Ebenen ausgleichen, sodass die Netzausbaubedarfe in dieser Kombination auf dem Niveau des ZERO Basis liegen.

Auch hier lässt sich die bereits bei separater Betrachtung der Sensitivität verstärktes Heimladen und der Sensitivitäten marktorientierte oder netzorientierte Ladeverhalten getätigte Feststellung treffen, dass die Wirkungen in den unteren Netzebenen besonders stark ausfallen. Während in den oberen Netzebenen die zusätzliche Wirkung des marktorientierten Ladens noch erkennbar ist, erreicht die Kombination mit netzorientiertem Laden dort wieder das Niveau des Szenarios ZERO Basis.

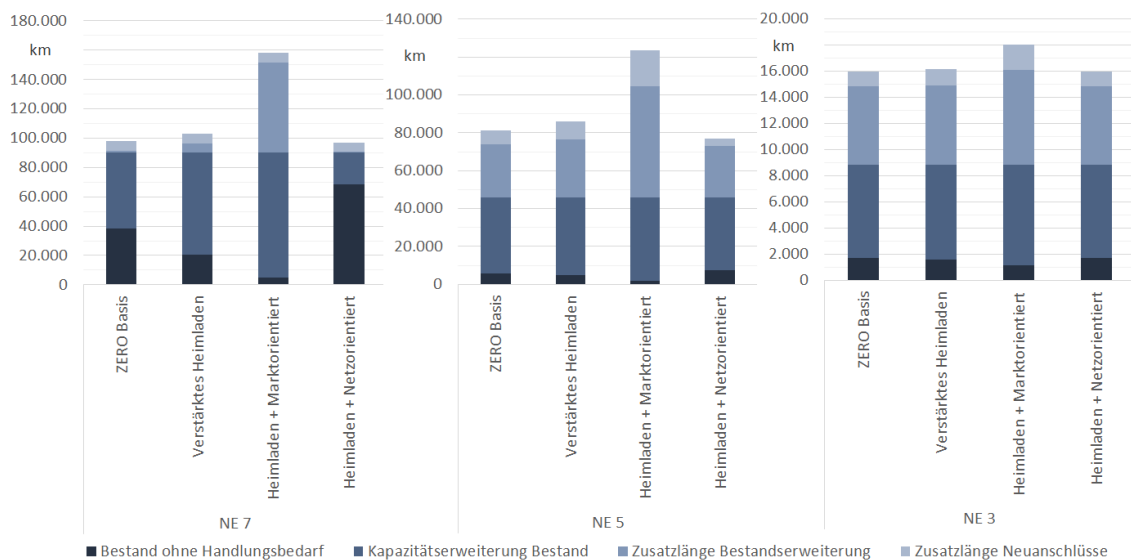


Bild 3.34 Ergebnisse der Sensitivität verstärktem Heimladen in Kombination mit marktorientiertem Laden oder netzorientiertem Laden für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

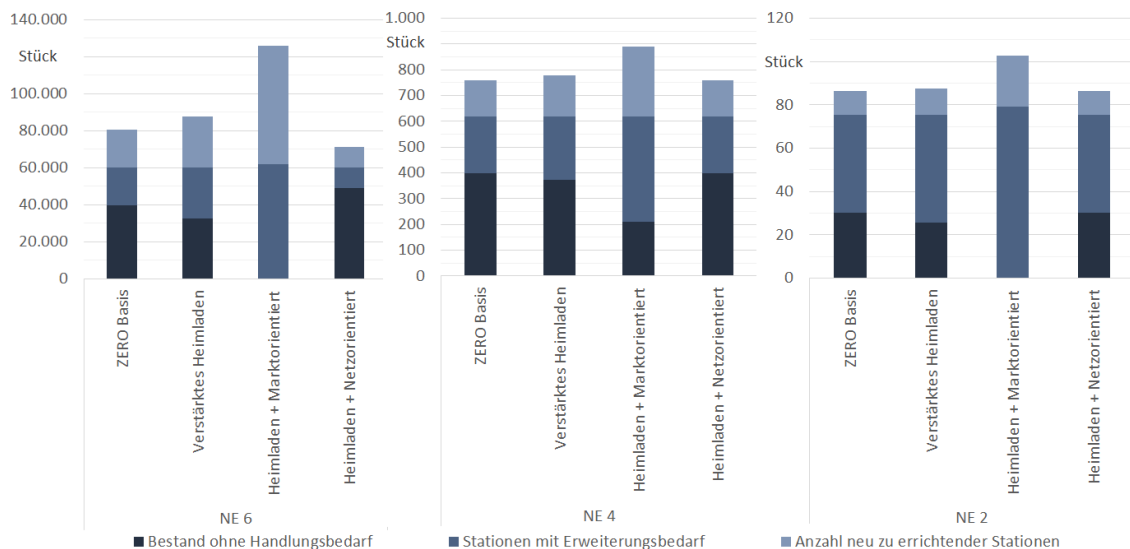


Bild 3.35 Ergebnisse der Sensitivität verstärktem Heimpladen in Kombination mit marktorientiertem Laden oder netzorientiertem Laden für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Kombination: Netzorientiertes Ladeverhalten mit Spitzenkappung 70 % oder 85 %

Als weitere Kombination zweier Sensitivitäten wird eine Verknüpfung von netzorientiertem Laden mit Spitzenkappung betrachtet.

Bild 3.36 (Leitungsebenen) und Bild 3.37 (Umspannebenen) stellen die Ergebnisse der Kombinationen aus netzorientiertem Laden mit Spitzenkappung 85 % und Spitzenkappung 70 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis und zur Sensitivität, die nur das netzorientierte Ladeverhalten beinhaltet, dar. Es ist zu erkennen, dass die Wirkung der Spitzenkappung, die tendenziell zusätzliche Netzentlastungen erwirken kann – analog zu den Ergebnissen der separaten Sensitivitätsbetrachtungen, sich in den unteren Netzebenen kaum entfaltet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Netzausbau in diesen Ebenen überwiegend durch Lastzunahmen getrieben ist (vgl. auch Ausführungen in obigen Abschnitten und zu weiteren Sensitivitäten). In den oberen Netzebenen zeigt sich wiederum ein Einfluss der Spitzenkappung, wobei der Effekt der geringeren Netzausbaubedarfe in diesen Ebenen tatsächlich fast ausschliesslich auf die Spitzenkappung zurückzuführen ist (und es keine zusätzliche Wirkung durch die netzorientierte Steuerung gibt). Somit lässt sich festhalten, dass auch in der Kombination der beiden netzentlastenden Massnahmen die netzorientierte Ladesteuerung vorwiegend in den unteren Netzebenen wirkt, während die Spitzenkappung eher in den oberen Ebenen relevante Änderungen zeigt.

Die Handlungsbedarfe für die Kombination aus netzorientiertem Laden und Spitzenkappung auf 85 % liegen je nach Netzebene bei ca. 40 % bis 85 % der Bedarfe des Szenarios ZERO Basis. Durch die Kombination aus netzorientiertem Laden und Spitzenkappung (70 %) lassen sich die Bedarfe weiter auf ca. 40 % bis maximal 75 % gegenüber ZERO Basis reduzieren.

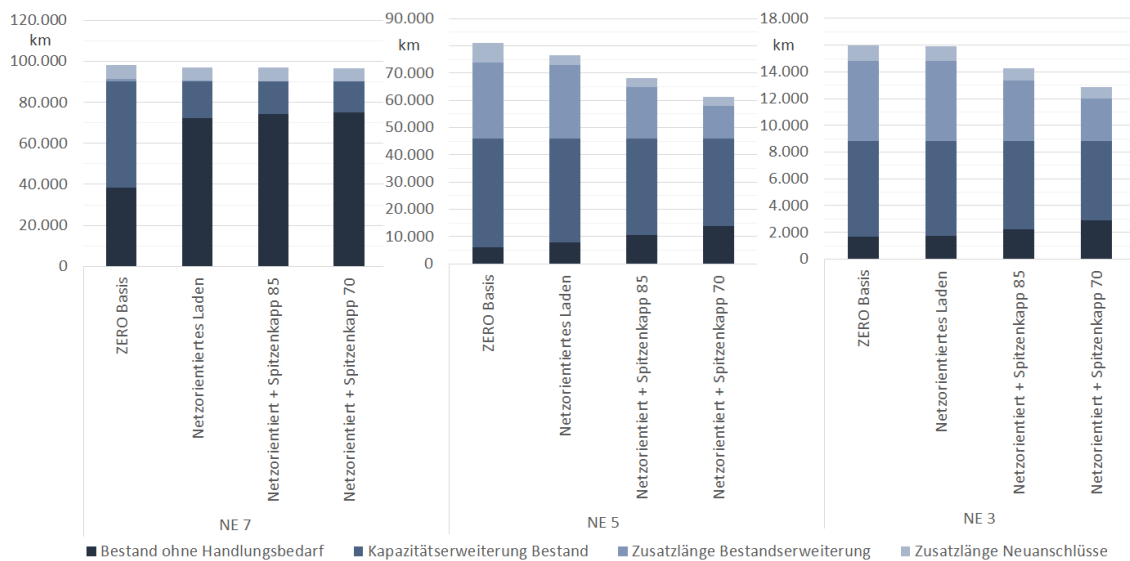


Bild 3.36 Ergebnisse der Sensitivität netzorientiertes Laden in Kombination mit Spitzenkappung 70 % oder 85 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

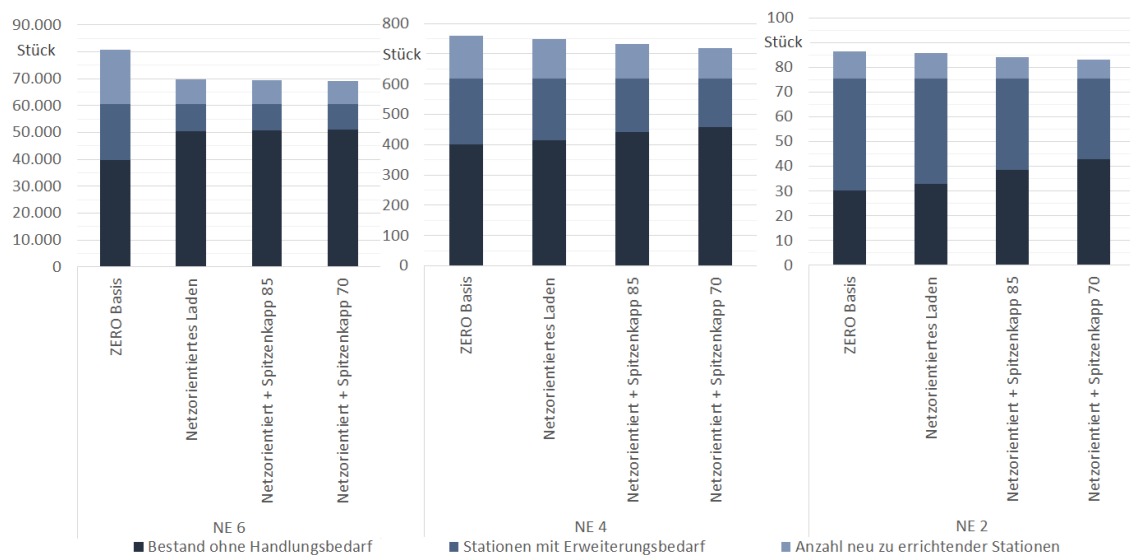


Bild 3.37 Ergebnisse der Sensitivität netzorientiertes Laden in Kombination mit Spitzenkappung 70 % oder 85 % für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Sensitivität «Smarteres Netz»

In der Sensitivität «Smarteres Netz» wird die Umsetzung einer intelligenten Steuerung und Optimierung von Flexibilitätseinsatz unterstellt. Dabei wird zur Abschätzung der maximalen Wirkungen davon ausgegangen, dass bis zum Zieljahr 2050 eine hohe Durchdringung von dezentralen Speichern zum Einsatz als Flexibilität (Heim Speicher und Vehicle-to-grid) sowie von intelligenten Steuerungseinrichtungen auch auf Verbraucherseite erfolgt. Eine Untersuchung der erforderlichen Ausbaupfade und -kosten sowie regulatorischer Umsetzungen, um diese Flexibilitätsnutzung zu erreichen, ist nicht Teil dieser Betrachtung. Die Analysen beziehen sich somit ausschliesslich auf den Einfluss der verstärkten Flexibilitätsnutzung auf die Netzausbaubedarfe. Auf der Erzeugungsseite wird das «smartere Netz» durch den intelligenten Einsatz von dezentralen Speichern abgebildet, sodass die Einspeisungen von PV-Anlagen bestmöglich (entsprechend über 24 Stunden) vergleichmässigt werden. Auf der Lastseite wird durch entsprechende Steuerungseinheiten eine Verriegelung der sektorkoppelnden Technologien Elektromobilität und Wärmepumpen angenommen. Durch diese Verriegelung wird erreicht, dass eine Wärmepumpe

ausschliesslich dann läuft, wenn keine Elektrofahrzeuge geladen werden und umgekehrt. Unter der Annahme, dass die Ladevorgänge im Durchschnitt nur geringe Zeitbedarfe benötigen und die Haushalte mit einem Wärmespeicher ausgerüstet sind, kann dadurch die gleichzeitige Netzbelastung reduziert werden, ohne dass Komforteinbussen für die Nutzer entstehen. In Bild 3.38 und Bild 3.39 sind die Ergebnisse für die Netzausbaubedarfe in dieser Sensitivität im Vergleich zum Szenario ZERO Basis dargestellt.

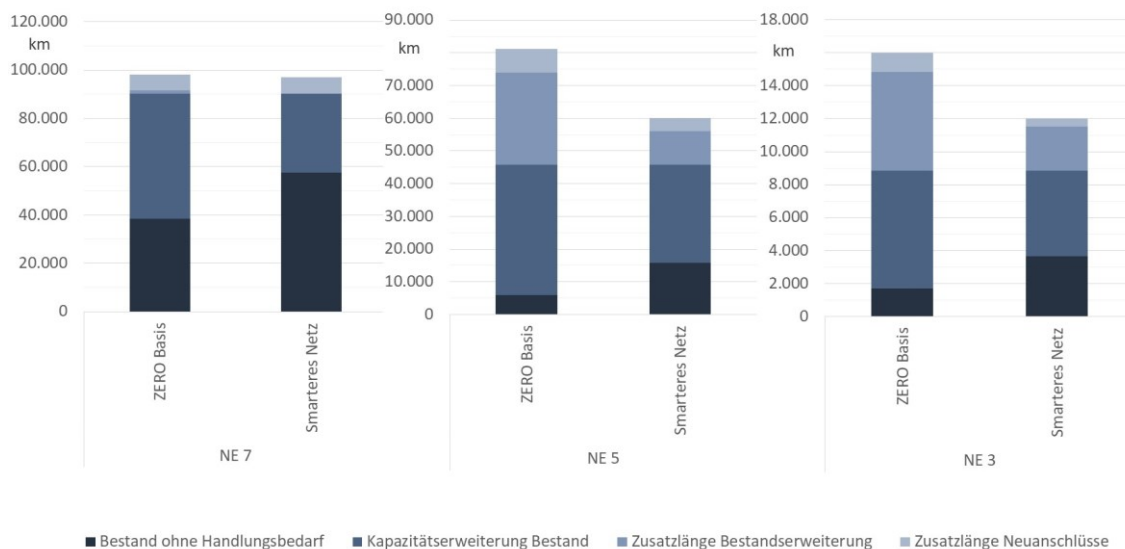


Bild 3.38 Ergebnisse des Szenarios «smarteres Netz» für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5 und NE 3)

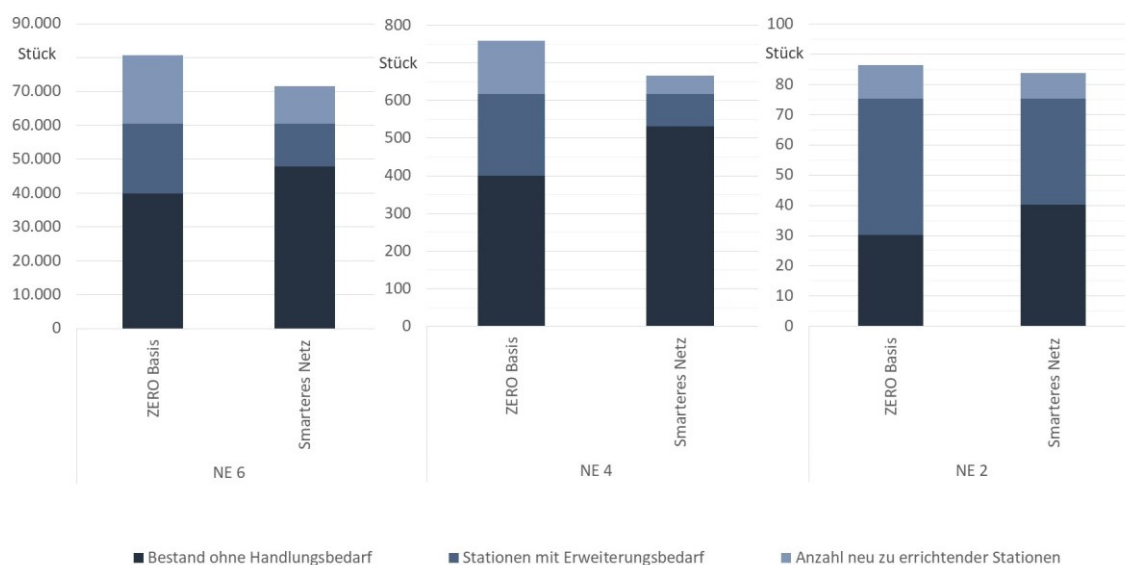


Bild 3.39 Ergebnisse des Szenarios «smarteres Netz» für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4 und NE 2)

Durch die Annahme dieser netzdienlichen Mechanismen, die sowohl auf erzeugungs- als auch lastdominierte Versorgungsbereiche wirken, reduzieren sich die Handlungsbedarfe in ihrer Gesamthöhe in den NE 5 und NE 7 im Vergleich zum Szenario ZERO Basis erheblich. Der erforderliche Gesamtnetzbestand reduziert sich hier um ein Viertel und der Anteil der Leitungslängen, die keinen Handlungsbedarf aufweisen ist in den Netzebenen 5 und 7 jeweils dreimal so hoch, wie im Szenario ZERO Basis. In der Netzebene 7 ist der gesamte Leitungsbestand in etwa so hoch, wie im Szenario ZERO Basis. Der Anteil des vorhandenen Netzbestands, der keinen Handlungsbedarf aufweist, ist im Vergleich zum Szenario ZERO Basis in etwa um ein Drittel höher. In den Umspannungsebenen zeigen sich Effekte in derselben

Wirkungsrichtung wie in den Leitungsebenen. In der absoluten Höhe sind die Wirkungen hier jedoch geringer als in den Leitungsebenen.

Im Überblick kann im Vergleich zum Szenario ZERO Basis je nach Netzebene der Handlungsbedarf in dieser Sensitivität auf etwa 40 % bis 80 % reduziert werden. Damit liegen die Wirkungen der Sensitivität «Smarteres Netz» in etwa in derselben Grössenordnung wie die Wirkungen der beiden Kombinationen, in denen netzorientiertes Laden von Elektromobilität in Kombination mit Spitzenkappung unterstellt wird. Abschliessend lässt sich an dieser Stelle daher festhalten, dass Reduktionen von Netzausbaubedarfen durch den Einsatz von Flexibilitäten in relevanter Grössenordnung erreicht werden können, könnten jedoch je nach Ausprägung der Flexibilitätsnutzung mit allfälligen Komforteinbussen einhergehen. Die Frage, welche Ausprägung sich schliesslich einstellen wird bzw. welche Flexibilitätseinsätze erreicht werden können, hängt davon ab, welchen Auswirkungen seitens der für die Netze verantwortlichen Akteure (Netzbetreiber, Regulierer und Behörden) die entsprechende Priorität beigemessen wird.

3.2.6 Gebietstyp-spezifische Ergebnisse (Netzcluster)

Im vorliegenden Abschnitt sind die Ergebnisse der Netzanalysen differenziert nach Gebietstypen (Netzcluster) im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis beschrieben. Dazu wird zunächst ein Überblick über die betrachteten Gebietstypen (Netzcluster) gegeben und anschliessend der Status Quo (2020) bei der Verteilung der Netzmengen auf Netzcluster dargestellt. Daran anknüpfend werden die erforderlichen Netzausbaumengen bis 2050 je Cluster dargestellt und abschliessend nach Clustern differenziert auch spannungsbedingte Handlungsbedarfe analysiert.

Betrachtete Gebietstypen und Vorbemerkung

Zur Untersuchung gebietstyp-spezifischer Ergebnisse werden die im Rahmen der Regionalisierung differenziert untersuchten Gemeinden anhand der Gemeindetypologie in Netzcluster eingeteilt. Die vier resultierenden Netzcluster, zwischen denen für die folgenden Darstellungen unterschieden wird, sind dabei wie folgt gewählt und enthalten im Modell die in Klammern angegebene Anzahl an Gemeinden:

- Cluster 1: Grossstädtische Gemeinden (5 Gemeinden, <1 % an Gesamtschweiz)
- Cluster 2: Städtische Gemeinden (477 Gemeinden, ca. 22 % an Gesamtschweiz)
- Cluster 3: Periurbane Gemeinden (975 Gemeinden, ca. 44 % an Gesamtschweiz)
- Cluster 4: Ländliche Gemeinden (745 Gemeinden, ca. 34 % an Gesamtschweiz)

Grundsätzlich ist es innerhalb der MNA möglich, die Netzausbaubedarfe getrennt nach Gemeinden zu analysieren und entsprechende Ergebnisse auszuweisen. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass die MNA keine realen Netze und Versorgungsaufgaben jeder Gemeinde, sondern Modellnetze mit homogenisierten Versorgungsaufgaben (siehe auch Modellbeschreibung in Abschnitt 2.3.1) betrachtet. Dadurch wird jeder Gemeinde ein durchschnittlicher Anteil an jeder Netzebene zugeordnet. In der Realität können die unterschiedlichen Netzebenen in einer Gemeinde jedoch auf verschiedene Netzbetreiber aufgeteilt sein und lassen sich nicht nur der einzelnen Gemeinde zuordnen. Gerade in höheren Spannungsebenen überspannen die Netzebenen eines Netzbetreibers mehrere Gemeinden, die in den unteren Netzebenen wiederum von separaten Netzbetreibern betrieben werden können. Im Rahmen der Netzanalysen lassen sich anhand der Netzcluster jedoch durchschnittliche Aussagen zu Gebietstyp-spezifischen Entwicklungen und Handlungsbedarfen ableiten.

Status Quo 2020

Als Referenz für die Differenzierung der Netzausbaubedarfe auf die vier o. g. Netzcluster sind im Folgenden zunächst die heutigen Verteilungen (Status Quo 2020) dargestellt. Die Darstellung ist dabei nach Leitungsebenen (Bild 3.40) und Umspannebenen (Bild 3.41) unterteilt.

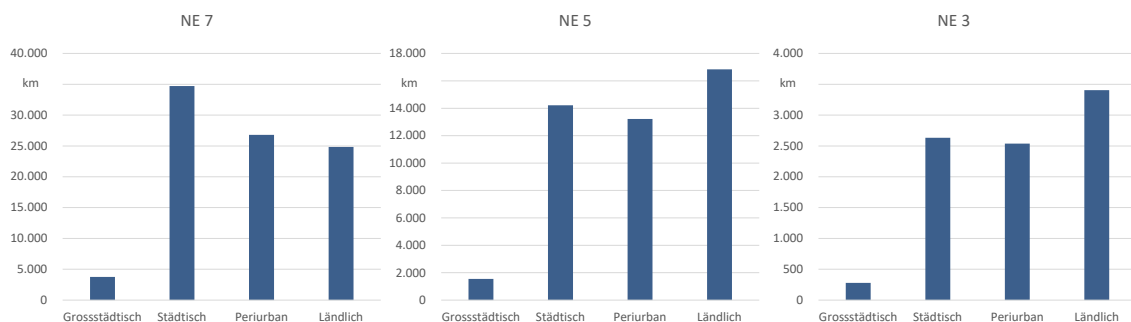


Bild 3.40 Netzweiten je Cluster im Status Quo 2020 (Leitungsebenen NE 7, NE 5, NE 3)

In den Leitungsebenen ist zu erkennen, dass in den (gross)städtischen Gemeinden im Vergleich zum Anteil der Anzahl der Gemeinden, die in diesen Clustern enthalten sind, überproportional viel Netzlänge auf diese Cluster entfällt. Das Cluster der periurbanen Gemeinden weist eher weniger Netzlängen auf, als es rein anhand der Anzahl der im Cluster enthaltenen Gemeinden zu erwarten wäre. Das Cluster für die ländlichen Gemeinden liegt mit Ausnahme der Netzebene 7 in Bezug auf die Netzlängen oberhalb des Clusters der periurbanen Gemeinden, auch wenn die Anzahl der ländlichen Gemeinden etwas geringer ist als die der periurbanen Gemeinden.

Ein ähnliches Bild lässt sich für die Umspannebenen erkennen. Dort entfallen auf städtische Gemeinden in allen Netzebenen im Ausgangsjahr 2020 mit Abstand die meisten Stationen, während in Bezug auf die Anzahl der Gemeinden je Cluster die grossstädtischen Gemeinden wieder überproportional und periurbane Gemeinden unterproportional auffallen. Das Cluster mit den ländlichen Gemeinden liegt in allen Umspannebenen in ähnlicher Höhe wie das der periurbanen Gemeinden, auch wenn in NE 6 die Stationszahl leicht unter letzterem liegt und in NE 4 und NE 2 leicht darüber.

Während diese Verteilung der heutigen Netzweiten auf die vier Cluster unter ausschliesslicher Betrachtung der Anzahl an Gemeinden, die zum jeweiligen Cluster gehören, zunächst nicht zu erwarten wäre, ist dieses Ergebnis unter Berücksichtigung der Unterschiede in den Versorgungsgebieten plausibel. Diese unterscheiden sich zum einen durch die Grösse des Versorgungsgebiets. Zum anderen ist auch die Versorgungsstruktur der jeweiligen Gemeindetypen unterschiedlich: In (gross)städtischen Gemeinden ist in der Regel die spezifische Lastdichte höher als in periurbanen und in ländlichen Gemeinden, weswegen eine verhältnismässig höhere Stationszahl erforderlich ist. Dies wirkt sich auch auf die Leitungslänge aus, die zusätzlich durch die konzentrierte Anschlusszahl spezifisch höher ist als in eher ländlichen Gegenden.

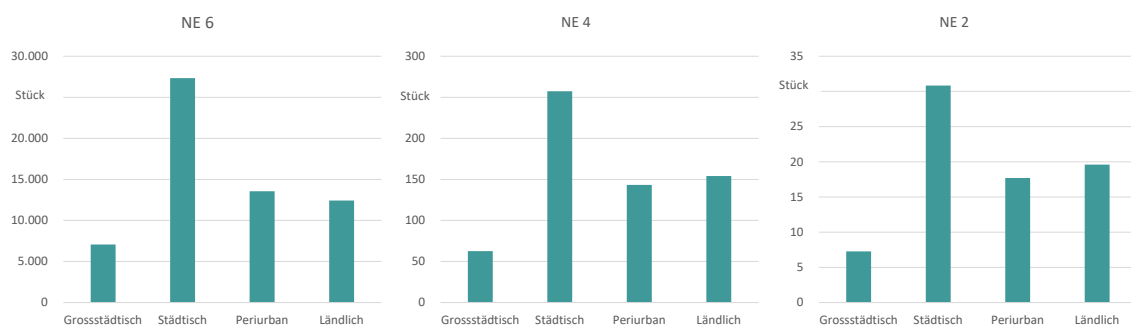


Bild 3.41 Netzweiten je Cluster im Status Quo 2020 (Umspannebenen NE 6, NE 4, NE 2)

Überblick 2050

Die nachfolgenden Abbildungen enthalten einen Überblick über die nach Netzclustern differenzierten Ergebnisse der Szenarien WWB und ZERO Basis für das Jahr 2050. Die Ergebnisse sind dabei getrennt nach den Leitungsebenen (Bild 3.42) und nach den Umspannebenen (Bild 3.43) dargestellt. Gebietstyp-spezifische Ergebnisse im zeitlichen Verlauf können Anhang A.3 entnommen werden.

Die Untersuchung zeigt für die Szenarien WWB und ZERO Basis, dass in allen Clustern bis 2050 Netzausbau erforderlich wird. In städtischen Clustern ist dabei im Vergleich zu ländlichen Clustern in den Leitungsebenen bereits bei geringeren Lastzuwächsen (WWB) ein Netzausbaubedarf zu sehen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass städtische Netze vielfach eine höhere Vorbelastung aufweisen als ländliche Netze, und damit bereits bei geringeren Lastzuwächsen Kapazitätsgrenzen erreicht werden. Bei einer noch weiteren Lastzunahme wie im Szenario ZERO Basis steigt der relative Ausbaubedarf (insbesondere in höheren Netzebenen) in ländlichen Clustern dann hingegen stärker an als in städtischen. In den Umspannebenen lassen sich keine wesentlichen Unterschiede im Ausbaubedarf zwischen den verschiedenen Clustern erkennen und es bestehen nur geringe Unterschiede zwischen ländlichen und städtischen Regionen.

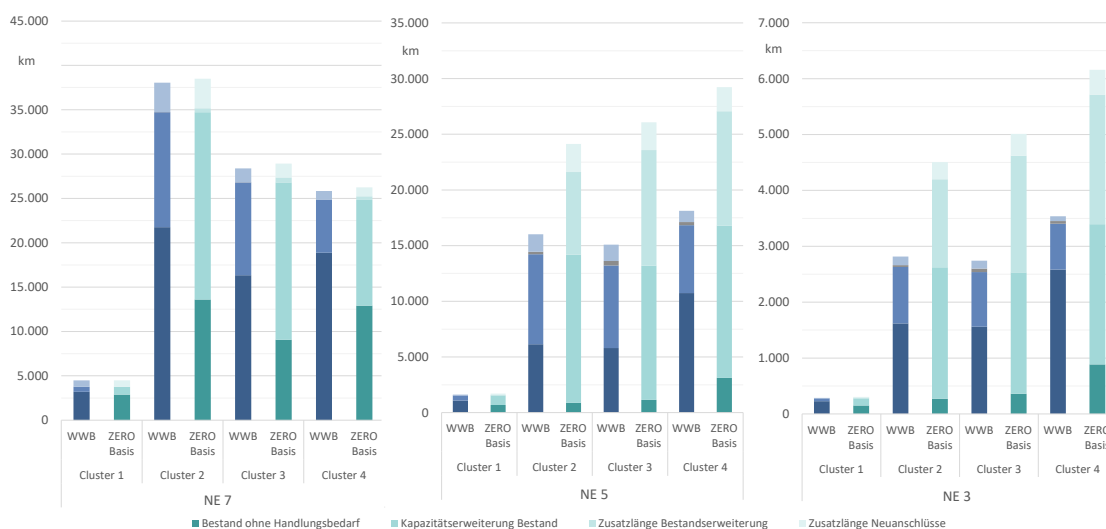


Bild 3.42 Entwicklung der Netzmengen je Netzcluster bis 2050 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis (Leitungsebenen NE 7, NE 5, NE 3)

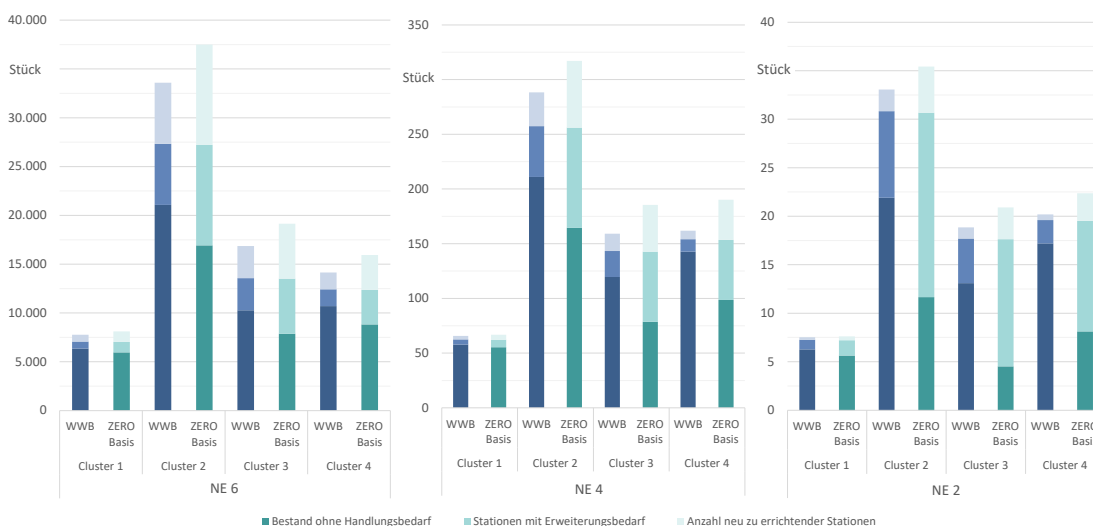


Bild 3.43 Entwicklung der Netzmengen je Netzcluster bis 2050 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis (Umspannebenen NE 6, NE 4, NE 2)

Spannungsbedingte Handlungsbedarfe

In diesem Abschnitt sollen zusätzlich zu den oben gezeigten Handlungsbedarfen, die aufgrund von Verletzungen der Stromgrenzen von Betriebsmitteln in zusätzlicher Übertragungskapazität resultieren, am Beispiel der Szenarien WWB und ZERO Basis auch spannungsbedingte Handlungsbedarfe aufgezeigt werden.

Lastzuwächse können in Versorgungsgebieten mit räumlich ausgedehnten Netzen zu Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzen führen. In eher ländlich strukturierten Versorgungsbereichen tritt dies aufgrund der langen Versorgungsstrecken verhältnismässig häufiger auf als in eher städtischen Gebieten. Um dies kostengünstig zu beheben, bietet sich der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) an. Die resultierenden Bedarfe lassen sich auch in der MNA für die Szenarien WWB und ZERO Basis ermitteln. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Bild 3.44 abgebildet. Dabei werden die Bedarfe hier für die bereits heute bestehenden Stationen der NE 6 dargestellt, da für die im Rahmen der obenstehenden Analysen als zusätzlich notwendigen Stationen unterstellt wird, dass für diese Neubauten vor der Errichtung bereits geprüft wird, ob ein rONT erforderlich ist (oder alternativ die entsprechenden Leitungslängen zwischen den Stationen kürzer gestaltet würden).

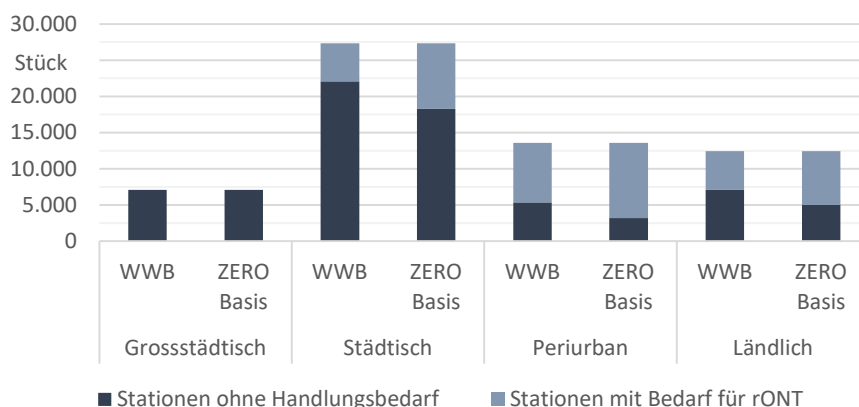


Bild 3.44 Spannungsbedingte Handlungsbedarfe je Netzcluster (Einsatz von rONT in der NE 6) für die Szenarien WWB und ZERO Basis im Vergleich (Zieljahr 2050)

Es ist zu erkennen, dass sowohl im Szenario WWB als auch im Szenario ZERO Basis Handlungsbedarf in Bezug auf den Einsatz von rONT in der NE 6 besteht. In beiden Szenarien ist in grossstädtischen Gemeinden kein Bedarf zu erkennen. In städtischen Gemeinden besteht teilweise Handlungsbedarf, sodass auch hier der Einsatz von rONT absehbar ist. In periurbanen Gemeinden und in ländlichen Gemeinden ist der überwiegende Teil der NE 6-Transformatoren durch rONT zu ersetzen. Der Bedarf in diesen Clustern ist damit erwartungsgemäss deutlich höher als in (gross)städtischen Gemeinden.

Der gesamte Handlungsbedarf über alle Cluster ist im Szenario ZERO Basis (ebenfalls erwartungsgemäss) höher als im Szenario WWB: Während schweizweit im Szenario ZERO Basis etwa 44 % der Stationen in der NE 6 aus dem heutigen Bestand von entsprechendem Handlungsbedarf betroffen sind, liegt die Quote im Szenario WWB bei etwa 31 %.

Zusammenfassend ist der Unterschied zwischen den Szenarien dementsprechend erkennbar, allerdings im Vergleich zu den Unterschieden im Lastzuwachs nicht sehr stark ausgeprägt. Daraus lässt sich schliessen, dass die aufgezeigte Bandbreite sich auch für die weiteren Szenarien und Sensitivitäten nicht stark verändert. Aus diesem Grund wird die Analyse der spannungsbedingten Handlungsbedarfe nicht vollständig auf alle zuvor betrachteten Varianten ausgerollt. Zusätzlich erscheinen die Bedarfe im Vergleich zu den aufgrund von Verletzungen der Stromgrenzen notwendigen Ausbaubedarfe auch aus Kostensicht eher gering: Unter der Annahme, dass eine Station in der NE 6 mit rONT etwa 25 % teurer ist als eine Station ohne rONT würde sich im Jahr 2050 aufgrund des vergleichsweise geringen Anteils der NE 6 an den gesamten Netzkosten (die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analysen zu den Szenarien WWB und ZERO Basis werden in Abschnitt 3.3.2 beschrieben) nur eine geringe Kostenzunahme im Bereich von etwa 1 % bis 3 % ergeben. Dies liegt im Bereich der verwendeten Modelle nahezu im Bereich der Modellungenauigkeiten und zusätzlich auch hier deutlich unter den Auswirkungen der strombedingten Handlungsbedarfe, sodass die Notwendigkeit für rONT in der folgenden Kostenbewertung keinen Einfluss findet.

3.2.7 Übergreifende Einordnungen zu unterschiedlichen Auswirkungen auf die Netzebenen

Anhand der in den Abschnitten 3.2.1 bis Abschnitt 3.2.6 beschriebenen Ergebnisse für die einzelnen Szenarien, Sensitivitäten sowie für die Netzcluster lässt sich erkennen, dass aus Sicht der Entwicklung der Versorgungsaufgabe sowohl der Zuwachs der Last (insbes. Elektromobilität und Wärmeanwendungen) als auch der Zuwachs dezentraler Erzeugung als Treiber für Netzausbau bedarfe identifiziert werden kann. Im Rahmen der Elektrifizierung des Energieversorgungssystems wird Strom in erheblichen Teilen durch dezentrale PV-Anlagen erzeugt werden; Fahrzeuge werden ebenfalls grösstenteils elektrisch angetrieben und Gebäude elektrisch beheizt. Hierdurch steigt die Belastung der Stromnetze erheblich an. Um Überlastungen zu vermeiden, müssen die Netze ausgebaut werden und es entstehen erhebliche Ausbaubedarfe.

Für die in dieser Studie untersuchten Szenarien ist absehbar, dass Netzausbau bedarfe über alle Verteilnetzebenen anfallen. In der Tendenz sind Ausbaubedarfe in den «unteren» Netzebenen dabei überwiegend lastgetrieben, während die Bedarfe in den «oberen» Netzebenen auch durch den starken Ausbau von PV-Erzeugungsleistung steigen können. Dieser Effekt kann unter anderem wie folgt erklärt werden: Ein erhöhter Ausbaubedarf durch Lastzuwächse entsteht in den unteren Netzebenen dadurch, dass der überwiegende Anteil der zusätzlichen Verbraucher (Ladepunkte und Wärmepumpen) in Netzebene 7 (Heimladepunkte und Wärmepumpen) und Netzebene 6 (öffentliche Standard-Ladepunkte) angeschlossen werden und diesen Verbrauchern im auslegungsrelevanten Fall keine oder allenfalls nur sehr geringe dezentrale Erzeugung gegenübersteht. Den in den unteren Netzebenen angeschlossenen PV-Anlagen steht zu Zeiten hoher Einspeisung immer eine Mindestlast gegenüber, sodass diese dort nur in wenigen Fällen auslegungsrelevant sind. Erzeugungsanlagen höherer Leistungsklassen sind jedoch in den oberen Netzebenen angeschlossen und verursachen dort, insbesondere in ländlichen Regionen, in verstärktem Masse Netzausbau. Zusätzlich kumuliert sich die in den unteren Netzebenen nicht abgenommene dezentrale Erzeugungsleistung in den oberen Netzebenen auf und verursacht entsprechend Ausbaubedarf.

Neben den unterschiedlichen Wirkungen von Erzeugung und Verbrauch auf die verschiedenen Netzebenen lassen sich auch auf der Verbraucherseite unterschiedliche Wirkungen auf die Netzebenen festhalten, die sich vor allem in den Sensitivitäten zur Variation der Ladeorte von Elektrofahrzeugen zeigen. Diese Unterschiede können wie folgt erklärt werden: Heimladepunkte sind «naturgemäss» in der NE 7 angeschlossen. Öffentliche Ladeinfrastruktur aufgrund der an einem Ladestandort vorhandenen höheren Summennennleistung jedoch voraussichtlich in den Netzebenen NE 6 und NE 5. Verstärktes Heimpladen führt damit also zu einer Mehrbelastung der NE 7, da Ladevorgänge von öffentlicher Ladeinfrastruktur zu Heimladepunkten und damit in der Netzebene «nach unten» verschoben werden. Durch die höhere Leistung eines öffentlichen Ladepunktes können in der Zeit eines Heimpladevorgangs an einem öffentlichen Ladepunkt mehr Fahrzeuge geladen werden als an einem Heimladepunkt. Damit ersetzt ein öffentlicher Ladepunkt mehrere Heimladepunkte. Mit einer Mehrbelastung der NE 7 geht jedoch auch ein Bedarf an mehr Transformatorkapazität in der NE 6 einher, welche wiederum zu Neuanschlüssen von Trafostationen führt, womit auch ein höherer Ausbaubedarf der NE 5 einhergeht. Umgekehrt wird die NE 7 durch verstärktes öffentliches Laden entlastet, da die Heimladepunkte der NE7 durch öffentliche Ladepunkte und damit in der Netzebene «nach oben geschoben» werden. Zwar entsteht dadurch ein Mehrbedarf an öffentlichen Ladepunkten und dadurch ein höherer Ausbaubedarf in den Netzebenen NE 5 und NE 6, aber der oben beschriebene Effekt der Ladepunktzahlen wirkt an dieser Stelle eben umgekehrt, da ein öffentlicher Ladepunkt mehr als einen Heimladepunkt ersetzt und somit insgesamt ein geringerer Ausbaubedarf entsteht.

3.3 Wirtschaftliche Analysen

Die nachfolgenden Ausführungen stellen die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analysen dar. Hierzu wird in Abschnitt 3.3.1 zunächst die Ausgangslage beschrieben. Anschliessend werden in Abschnitt 3.2.2 die Ergebnisse des Netzkostenmodells für die Szenarien WWB und ZERO Basis von 2020 bis 2050 in 5-Jahres-Schritten analysiert. Zur Vervollständigung des Szenarienvergleichs 2050 werden in Abschnitt 3.3.3 auch die Ergebnisse der Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C aus den EP2050+ in den Vergleich mit einbezogen. Abschnitt 3.3.4 beschreibt die Wirkung einzelner Einflussparameter auf den Investitionsbedarf (aufbauend auf dem Szenario ZERO Basis). In Abschnitt 3.3.6 erfolgt schliesslich eine Einordnung der Ergebnisse differenziert nach Gebietstypen (Netzcluster).

3.3.1 Vorbemerkung und Ausgangslage 2020

Vorbemerkung

Die Analysen zu den wirtschaftlichen Auswirkungen beschränken sich, analog den vorhergehenden Netzanalysen, auf die Schweizer Verteilnetze. Nicht enthalten sind Kosten der Hausanschlussleitungen, Kosten der öffentlichen Beleuchtung sowie weitere Kosten, die bei Netznutzern anfallen, z.B. für Hausinstallationen. Auch das Übertragungsnetz liegt ausserhalb der Systemgrenze.

Alle Berechnungen zu den Investitionen, Kosten und Tarifen ab 2020 werden sowohl zu den Preisen von 2020 (reale Preise) sowie unter Berücksichtigung einer langfristigen Inflationsrate von 1 % durchgeführt (nominale Preise) (vgl. Abschnitt 2.4.1). Der Fokus der Auswertungen liegt auf den realen Preisen 2020, um eine aus heutiger Sicht bessere Vergleichbarkeit zu erzielen.

Ausgangslage

Ausgangspunkt der wirtschaftlichen Analysen ist der Wert und die Kostensituation der heutigen Stromnetze. Wie in Abschnitt 2.4.1 beschrieben ist die Grundannahme, dass sich der Bestand der Verteilnetzinfrastuktur in einem eingeschwungenen Zustand befindet, so dass die Anlagen jeweils zur Hälfte abgeschrieben sind. Sowohl Restwerte als auch das Niveau der Kosten und Netztarife in der Ausgangslage wurden anhand von aktuellen IST-Daten der EICOM geprüft.

Der Restwert der Schweizer Stromverteilnetze beträgt in der modellierten Anlagenbuchhaltung im Ausgangsjahr 2020 etwas mehr als 20 Mrd. CHF, was aufgrund der Annahme des eingeschwungenen Netzes rund der Hälfte des Anschaffungswerts von 40 Mrd. CHF entspricht. Der überwiegende Teil in Höhe von rund 16 Mrd. CHF entfällt dabei auf die NE 5 bis NE 7. Generell sind die Anschaffungs- und Restwerte auf den Umspannebenen niedriger als auf den Leitungsebenen. Ausserdem sind sie umso höher, je tiefer die Netzebene, d.h. je weiter die Netze in die Fläche gehe (Bild 3.45).

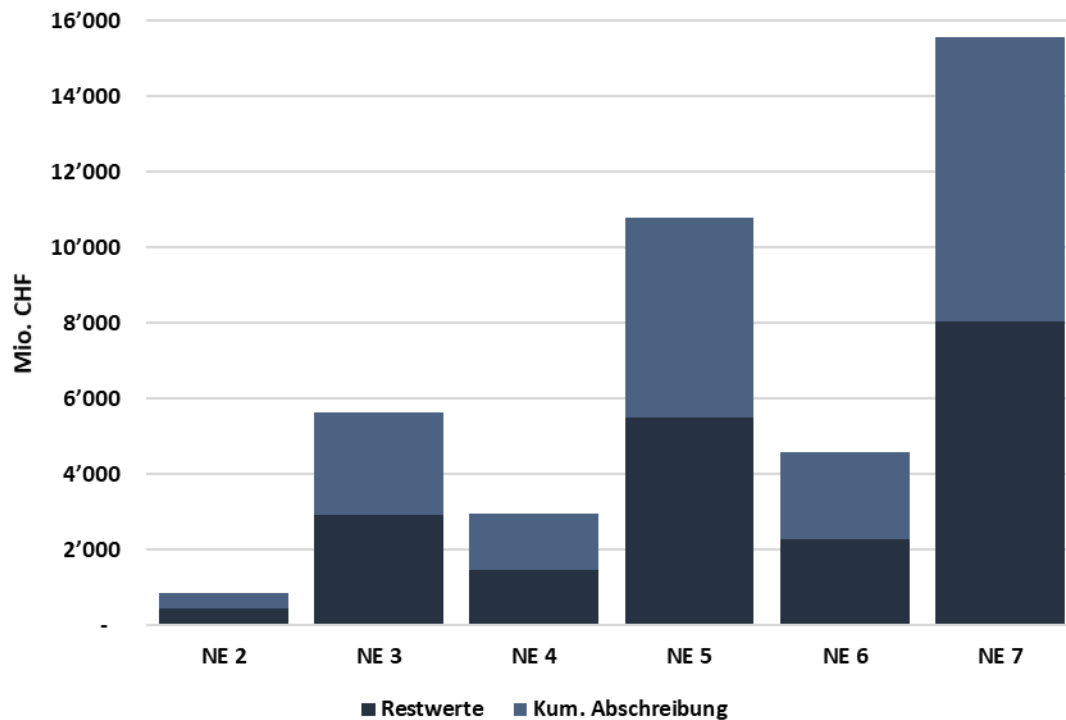


Bild 3.45 Modellierter Wert 2020 pro Netzebene, differenziert in Restwert und kumulierte Abschreibungen als Ausgangspunkt der wirtschaftlichen Analysen

Das gleiche Muster ergibt sich auch für die Jahreskosten der Schweizer Stromverteilnetze, die sich im Ausgangsjahr 2020 auf rund 3.4 Mrd. CHF belaufen. Davon entfallen 1.6 Mrd. CHF auf die Betriebskosten, 1 Mrd. CHF auf die kalkulatorischen Abschreibungen und 800 Mio. CHF auf die kalkulatorischen Zinsen (WACC = 3.83 %, vgl. Abschnitt 2.4.2). Der Anteil der Betriebs- und Kapitalkosten unterscheidet sich je Netzebene. Auf NE 7 ist der Betriebskostenanteil mit mehr als 50 % am höchsten, auf den übrigen Netzebenen liegt der Anteil der Betriebskosten im Bereich von 35 % bis 45 %, wobei er auf der Umspann-NE 6 am niedrigsten ist (Bild 3.45).

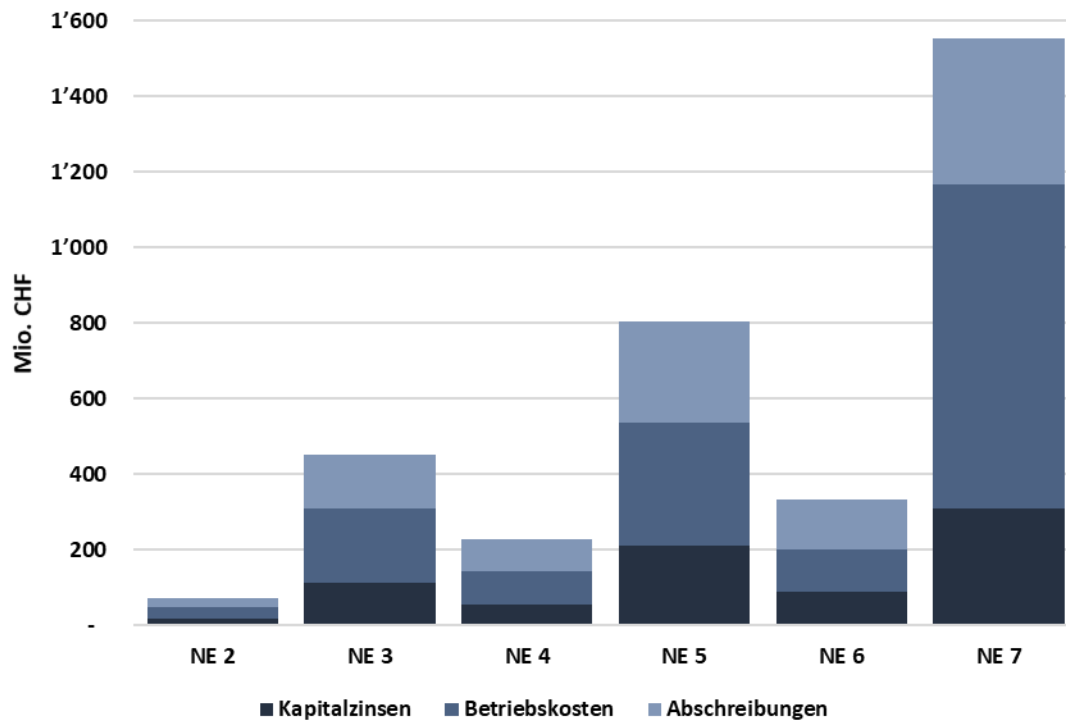


Bild 3.46 Modellierte Kosten 2020 pro Netzebene als Ausgangspunkt der wirtschaftlichen Analysen

3.3.2 Ergebnisse für die Szenarien WWB und ZERO Basis

Im Folgenden werden die Ergebnisse der detaillierten Analysen für die Szenarien WWB und ZERO Basis gezeigt. Neben der Entwicklung des Investitionsbedarfs sind dies die Entwicklung der Netzkosten und der durchschnittlichen Kosten pro Ausspeisung als Indikator für die Endverbraucherpreise in 5-Jahresschritten bis 2050.

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, sind im Referenzszenario WWB bereits Bevölkerungswachstum und Verkabelungen der bestehenden Freileitungen enthalten. Das Szenario ZERO Basis bildet die Grundvariante zur Erreichung des langfristigen Klimaziels (Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050) ab. Dazu wird zusätzlich eine Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudebereich, die stärkere Elektrifizierung aufgrund von Wärmepumpen und Elektromobilität sowie eine höhere Ausbaugeschwindigkeit von Photovoltaik berücksichtigt.

Investitionsbedarf Verteilnetze WWB und ZERO Basis

Ausgehend vom modellierten Netz des Jahres 2020 wird die Summe des Investitionsbedarfs bis ins Jahr 2050 im Szenario WWB auf real rund 45 Mrd. CHF (nominal: 52 Mrd. CHF) geschätzt. Wird die Entwicklung des Szenarios ZERO Basis unterstellt, werden weitere Investitionen im Umfang von rund 30 Mrd. CHF (real) notwendig, d. h. rund zwei Drittel mehr als im Szenario WWB. Die Gesamtsumme des Investitionsbedarfs im Szenario ZERO Basis beträgt entsprechend rund 75 Mrd. CHF. Diskontiert auf das Jahr 2020 mit einem Diskontfaktor von 3.83 % (nominal) entspricht das einem Net Present Value von 49 Mrd. CHF.

Bild 3.47 zeigt, dass die Investitionen relativ gleichmässig über die Zeit verteilt sind, mit einem stärkeren Anstieg bis 2030 und einem leichten Rückgang ab 2045, was sich aus der modellierten Entwicklung der Elektrifizierung und dem daraus abgeleiteten Netzausbaubedarf ergibt (vgl. Abschnitt 3.2.2).

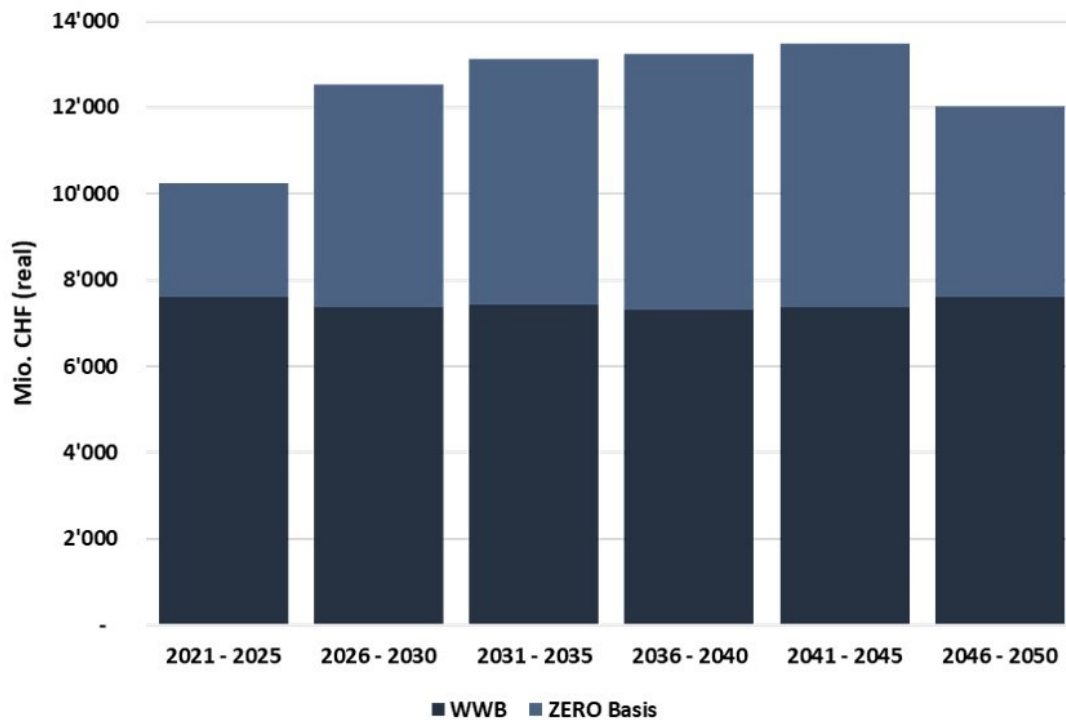


Bild 3.47 Entwicklung Investitionsbedarf im Szenario WWB und zusätzlicher Investitionsbedarf im Szenario ZERO Basis 2025 bis 2050 (real zu Preisen 2020)

Mit den zusätzlichen Investitionen erhöhen sich der Wert der Verteilnetze (Anlagenrestwert) sowie die resultierenden Netzkosten. Der Restwert der Netzanlagen im Szenario WWB steigt bis 2050 um 35 % auf rund 28 Mrd. CHF, wie im mittleren Balken in von Bild 3.48 dargestellt ist. Links davon ist erkennbar, dass der Ersatz der abgeschriebenen Anlagen mit etwa 75 % im Szenario WWB den weitaus grössten Teil der benötigten Investitionen bis 2050 ausmacht. Die Ersatzinvestitionen beinhalten neben dem Substanzerhalt auch die reine Verkabelung bestehender Freileitungen (ohne Kapazitätserweiterung). Im Szenario ZERO Basis steigt der Restwert 2050 auf rund 47 Mrd. CHF, was mehr als einer Verdoppelung gegenüber 2020 entspricht. Bei den zusätzlichen Investitionen gegenüber dem Szenario WWB sind vor allem Ausbau (rund 18 Mrd. CHF), aber auch Kapazitätserweiterungen (rund 7 Mrd. CHF) aufgrund der stärkeren Elektrifizierung relevant. Erweiterungsinvestitionen sind aber auch schon in ähnlicher Grössenordnung (rund 7 Mrd. CHF) im Szenario WWB erforderlich, aufgrund der auch ohne weitere Massnahmen zunehmenden Elektrifizierung und auch des Bevölkerungswachstums.

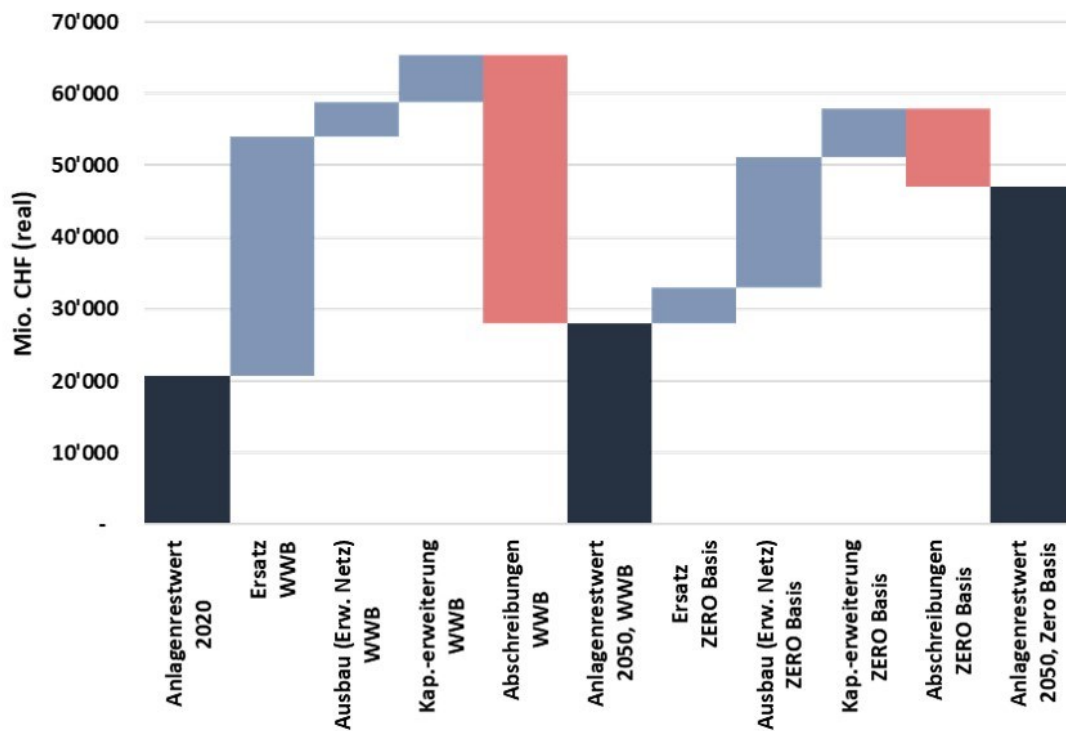


Bild 3.48 Anlagenrestwert 2020 im Vergleich zu 2050: Änderungen gemäss Szenario WWB und zusätzliche Investitionen für Ersatz, Ausbau und Kapazitätserweiterung im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Die Investitionen im Szenario ZERO Basis sind im Folgenden detailliert für die Stützjahre bezüglich Zusammensetzung nach Investitionstyp (Bild 3.49) sowie für die Netzebenen (Bild 3.50) dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Ersatzinvestitionen im Zeitverlauf nach 2030 sukzessive abnehmen. Der notwendige Netzausbau wird zu Beginn hauptsächlich durch Kapazitätserweiterungen der bestehenden Infrastruktur abgedeckt. Der Bedarf an Neubauten nimmt erst mit der Zeit stärker zu (Bild 3.49).

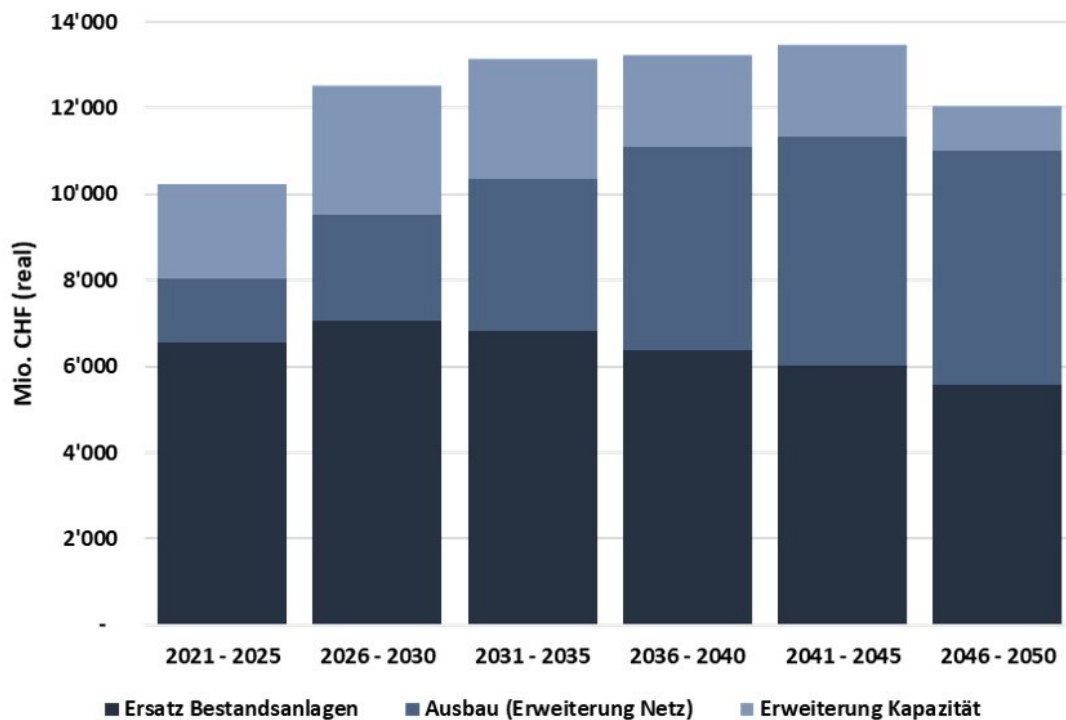


Bild 3.49 Entwicklung Investitionsbedarf für Ersatz, Ausbau und Kapazitätserweiterung im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Analog zu den Anlagenrestwerten im Ausgangsnetz entfällt auch der Grossteil der Investitionen auf die Leitungsebenen 3, 5 und 7. Vor dem Hintergrund der Ausgangsverteilung des Netzwerts (vgl. Bild 3.45) fällt jedoch die gleichmässige Verteilung des Investitionsbedarfes auf die Leitungsebenen 3, 5 und 7 auf, der für die einzelnen Leitungsebenen im Bereich um 3 Mrd. CHF in den Stützjahren liegt (Bild 3.50). Hier zeigt sich, dass gemessen am Ausgangswert ein überproportionaler Anteil der Investitionen auf die NE 3 und NE 5 entfällt. Die NE 7 hingegen verzeichnet einen verhältnismässig geringen Anlagenzuwachs.

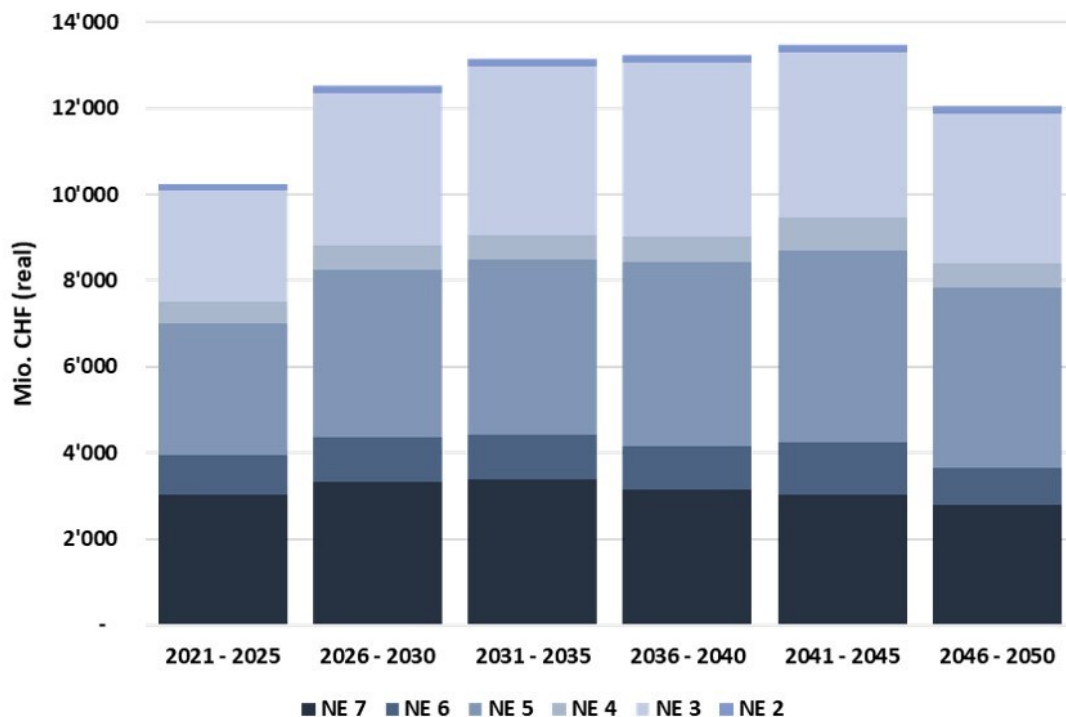


Bild 3.50 Entwicklung Investitionsbedarf Total nach Netzebene im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Die Kombination der Ergebnisse zum Investitionstyp und den Investitionen pro Netzebene verdeutlicht diese Erkenntnisse weiter: Bild 3.51 zeigt die Verteilung der Ersatzinvestitionen auf die Netzebenen; in Bild 3.52 ist die Summe aus Kapazitätserweiterungs- und Ausbauinvestitionen nach Netzebenen aufgeschlüsselt. Auf NE 7 fallen vorwiegend Investitionen für Substanzerhalt und Verkabelungen (i.e. «Ersatzinvestitionen») an, welche auch ohne zusätzliche Elektrifizierungsmassnahmen zu WWB notwendig werden. Hingegen löst die starke Elektrifizierung und der massive Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien vor allem Zusatzinvestitionen auf den NE 3 und NE 5 aus.

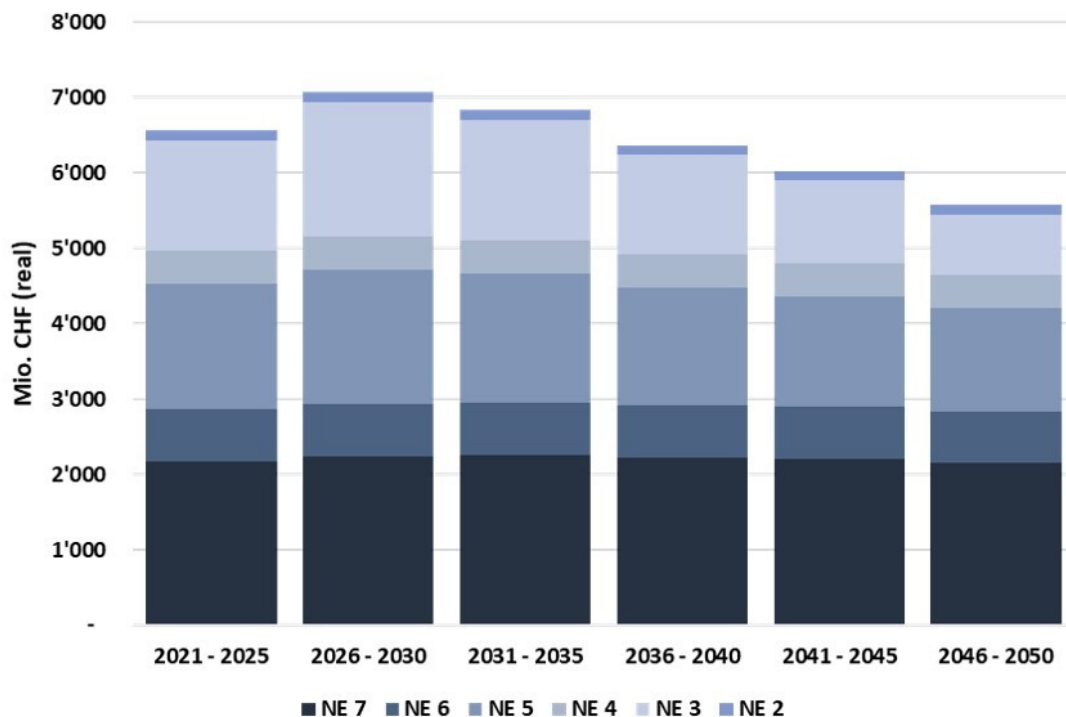


Bild 3.51 Entwicklung Investitionsbedarf für Anlagenersatz nach Netzebene im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

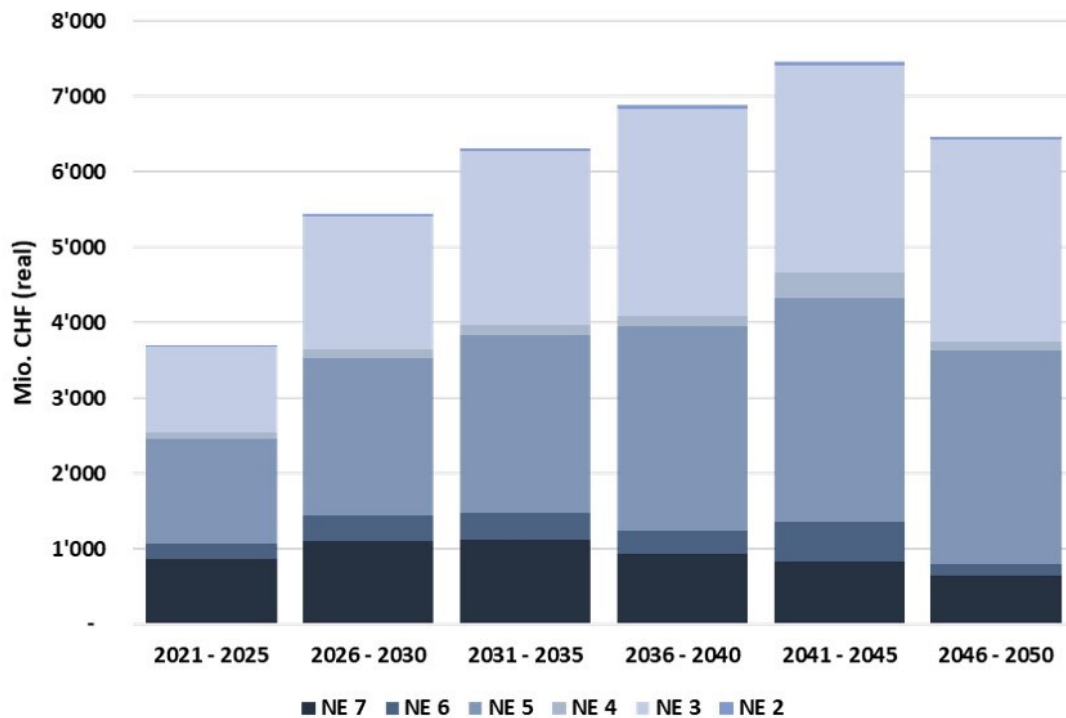


Bild 3.52 Entwicklung Investitionsbedarf für Anlagenausbau (Erweiterung Netz) und Kapazitäts-erweiterung nach Netzebene im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bis ins Jahr 2050 für den Erhalt der Stromnetzinfrastruktur in der Schweiz unabhängig von der energiepolitischen Entwicklung substantielle Investitionen notwendig werden. Die darüber hinaus zur Erreichung des Netto-Null-Ziels notwendigen Investitionen fallen überproportional in den NE 3 und NE 5 an. Der Restwert der Anlagen

wird sich im Szenario WWB um gut ein Drittel erhöhen und im Szenario ZERO Basis mehr als verdoppeln.

Netzkosten WWB und ZERO Basis

Durch die anfallenden Investitionen steigt über die Jahre auch der Restwert der Netzanlagen (vgl. Bild 3.48). Als direkte Folge des steigenden Netzwertes (relevant für die Kapitalkosten) sowie der zusätzlichen Leitungslängen und Stationen (zusätzlich relevant für die Betriebskosten) nehmen die direkt auf den Netzebenen anfallenden Netzkosten (Kosten vor Wälzung) laufend zu.

Bild 3.53 zeigt die Entwicklung der Netzkosten (real) für das Szenario WWB und die zusätzlichen Netzkosten für das Szenario ZERO Basis. Im Szenario WWB steigen die Netzkosten zwischen 2020 und 2050 um rund 35 % von 3.4 Mrd. CHF auf 4.7 Mrd. CHF. Nominal beträgt der Anstieg 56 % (von 3.4 auf 5.4 Mrd. CHF). Im Szenario ZERO Basis resultiert real eine Verdoppelung der Netzkosten (108%, nominal 143%). 65 % dieses Kostenanstiegs fallen dabei bereits im Szenario WWB an und 35 % sind durch die stärkere Elektrifizierung im Szenario ZERO Basis verursacht.

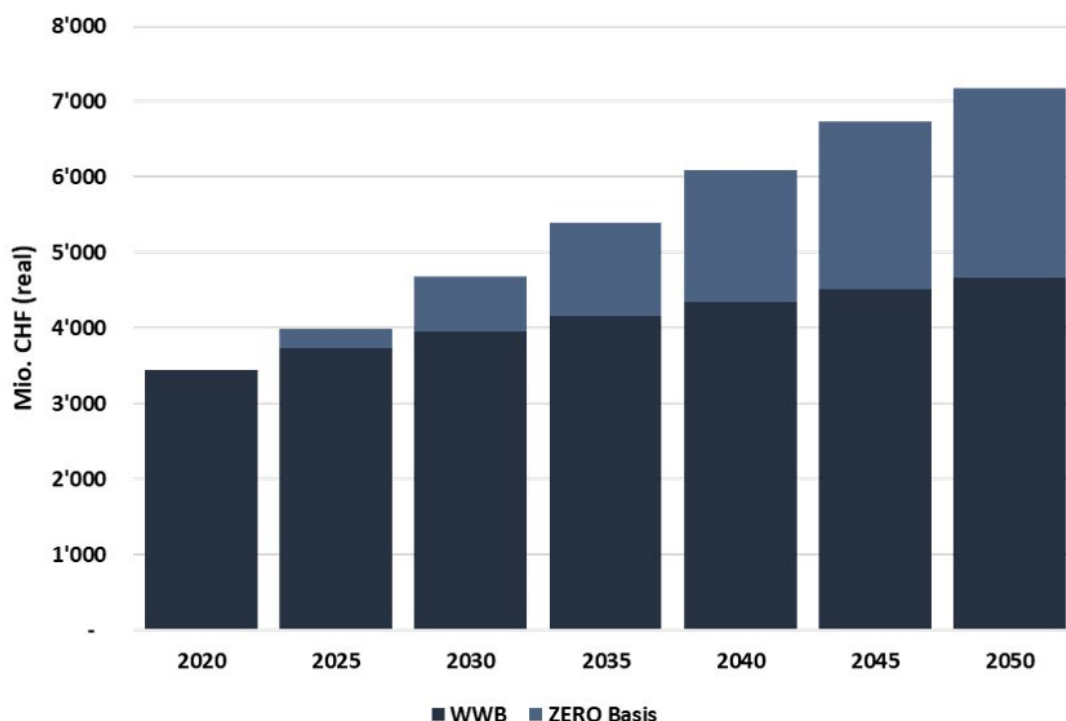


Bild 3.53 Entwicklung Netzkosten im Szenario WWB und zusätzliche Kosten im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Zwischen den einzelnen Kostenarten (Abschreibungen, Zinsen, Betriebskosten) ergeben sich im Szenario ZERO Basis über die Zeit nur geringfügige Verschiebungen (Bild 3.54). Der Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten sinkt nur sehr geringfügig von 47 % auf 45 %, während der Zinsanteil von 23 % auf 25 % kaum ansteigt.

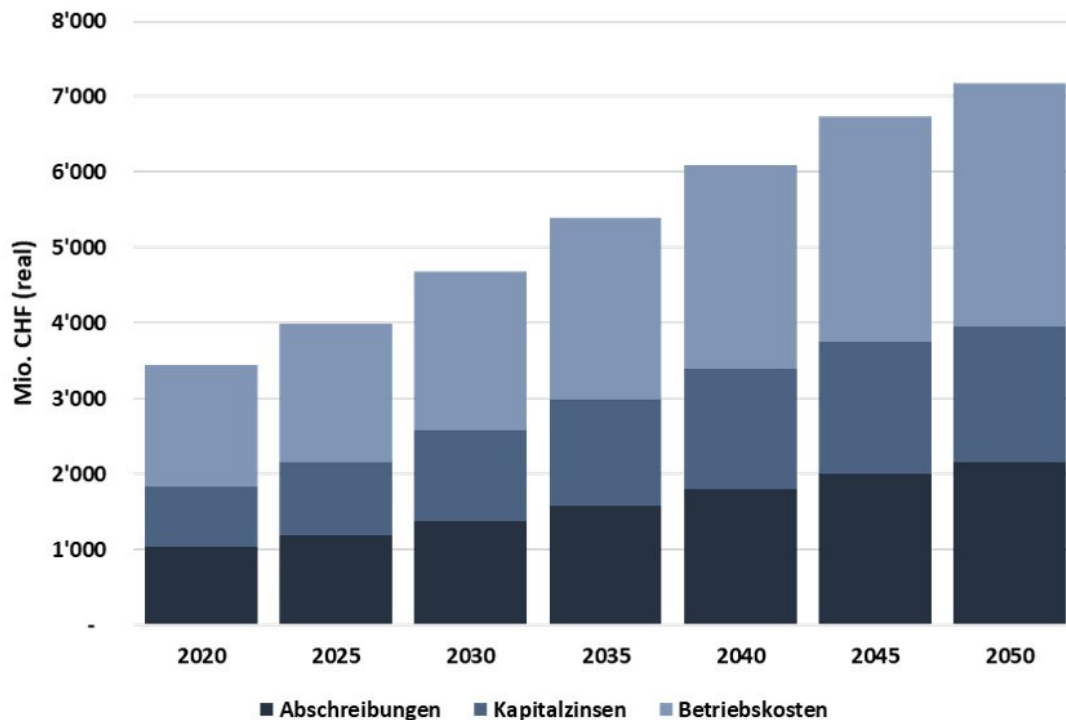


Bild 3.54 Entwicklung Abschreibungen, Kapitalzinsen und Betriebskosten der Verteilnetze im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Netztarife WWB und ZERO Basis

Die Höhe der durchschnittlichen Netztarife in Rp./kWh pro Netzebene ist davon abhängig, wie hoch die Kosten sind, die direkt auf den einzelnen Netzebenen anfallen (Kosten vor Wälzung), wie diese Kosten zwischen den Nutzern der einzelnen Netzebenen verteilt werden (Kosten nach Wälzung) und auf welche Energiemengen die Kosten umgelegt werden.

In diesem Abschnitt werden die Kosten anhand der 2020 gültigen Wälzmethodik (vgl. Abschnitt 2.4.3) auf die Endverbraucher der Netzebenen umgelegt. Diese Kosten nach Wälzung werden anhand des im Rahmen der Netzanalysen modellierten Verbrauchs jeder Netzebene in Durchschnittstarife umgerechnet. Bei der Ergebnisdarstellung liegt der Fokus auf den NE 5 und 7, da rund 94 % der Ausspeisung an Endverbraucher auf diesen beiden Netzebenen erfolgt. Weitere Darstellungen zur Entwicklung der Netzkosten vor und nach der Kostenwälzung, aufgeteilt auf die Netzebenen, finden sich im Anhang A.5.

Bild 3.55 zeigt die Entwicklung der Kosten nach Wälzung für die beiden betrachteten Szenarien WWB und ZERO Basis. Besonders auffällig ist hierbei der Kostenanstieg auf der NE 5 im Szenario ZERO Basis von rund 232% (mehr als eine Verdreifachung). Im Gegensatz dazu steigen die Kosten nach Wälzung auf der NE 7 um lediglich 86 %. Dies bedeutet, dass mit der aktuellen Kostenwälzungssystematik der überproportionale Kostenanstieg auf den oberen Netzebenen nicht bis zu den Endverbrauchern auf NE 7 gewälzt wird.

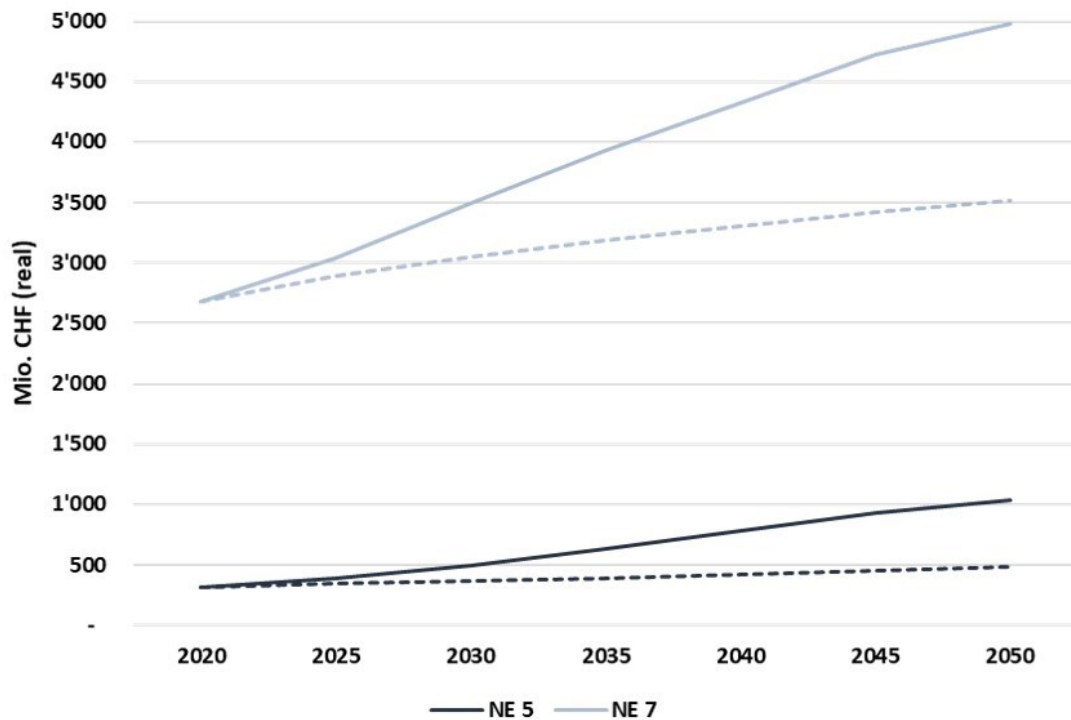


Bild 3.55 Entwicklung der Kosten nach Wälzung der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie) und ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Unter Berücksichtigung des je nach Szenario unterschiedlich stark ansteigenden Endverbrauchs resultiert die in Bild 3.56 dargestellte Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchertarife in Rp./kWh. Dabei zeigt sich, dass der Anstieg der Netzkosten durch den höheren Verbrauch teilweise aufgefangen wird. Auf NE 5 beträgt der Anstieg des durchschnittlichen Endverbrauchertarifes im Szenario ZERO Basis jedoch immer noch 133%. Dies entspricht mehr als einer Verdoppelung des Netztarifs, während sich die Kosten nach Wälzung mehr als verdreifacht haben. Auf NE 7 liegen die Netztarife 2050 noch 63% über den Netztarifen 2020 während die Kosten nach Wälzung um 86% steigen.

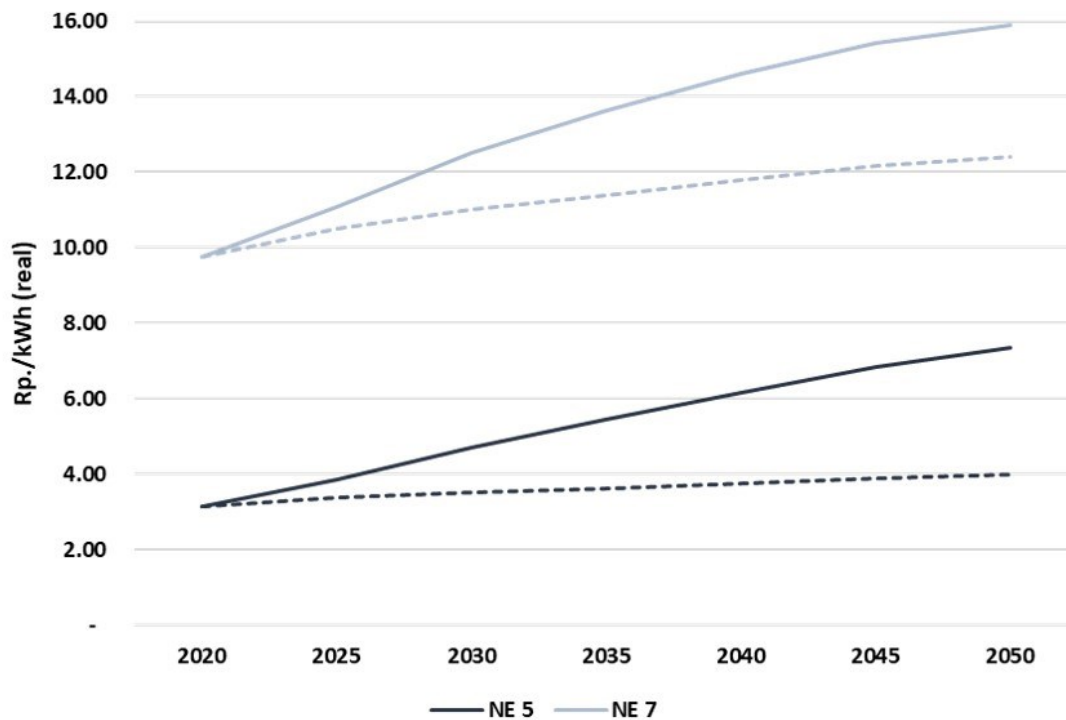


Bild 3.56 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchertarife der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie) und ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Die Veränderungen der Investitionen, Kosten nach Wälzung und der durchschnittlichen Netztarife auf den NE 5 und 7 sind in der Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Szenario	Netzebene	Anlagenrestwert	Kosten nach Wälzung	Durchschnittstarif
WWB	NE 5	+47%	+54%	+27%
	NE 7	+30%	+31%	+27%
ZERO Basis	NE 5	+181%	+232%	+133%
	NE 7	+47%	+86%	+63%

Tabelle 3.1 Übersicht der prozentualen Veränderungen von Anlagenrestwert, Kosten nach Wälzung und Durchschnittstarif für die NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB und ZERO Basis.

Die Zunahme von Verbrauch und Einspeisung im Szenario ZERO Basis führt zu einem überproportionalen Anstieg der Investitionen auf den höheren Leitungsebenen, obwohl ein substanzieller Teil dieser Investitionen durch Verbrauch und insbesondere Einspeisung auf der NE 7 verursacht wird: sobald die dezentral auf der NE 7 produzierte Energie nicht mehr zeitgleich auf demselben Leitungsstrang verbraucht werden kann, muss diese in die überliegende Netzebene transformiert und zu einem netztechnisch weiter entfernten Verbraucher abgeführt werden. Ein bedeutender Teil der Zusatzinvestitionen auf den NE 3 und 5 wird somit durch Rückspeisung aus der NE 7 verursacht. Das 2020 gültige Kostenwälzungsmodell, in Verbindung mit dem Ausspeiseprinzip, trägt diesem Umstand nicht vollständig Rechnung. Dies ist daraus ersichtlich, dass die Kosten nach Wälzung und auch die Tarife auf den unteren Netzebenen weniger stark ansteigen als auf den überliegenden Netzebenen, obwohl dort durch zusätzliche Erzeugung mehr Kosten verursacht werden. Eine Anpassung der Kostenwälzungssystematik erscheint vor diesem Hintergrund betrachtungswürdig, um in diesem Umfeld eine verursachergerechtere Kostenanlastung sicherzustellen. Erste Ansätze hierzu sind auch bereits in der politischen Diskussion aufgenommen worden. So wird im Rahmen der Revision des StromVG vorgeschlagen, statt der Bruttoenergie künftig die Betragsnettoenergie zur Berechnung der Kostenwälzschlüssel zu verwenden. Damit

würden auch Rückspeisungen von der unteren in die obere Netzebene zu einer zusätzlichen Kostenanlastung der unteren Netzebene führen.

3.3.3 Ergebnisse für die Szenarien ZERO A, ZERO B und ZERO C

Investitionsbedarf Verteilnetze

Für die Szenarien ZERO B und C liegen die Ergebnisse der Netzberechnungen nur summarisch für das Jahr 2050 vor. Im Netzkostenmodell muss zur plausiblen Modellierung der Abschreibungen und der Kapitalzinsen jedoch eine zeitliche Verteilung der Investitionen angenommen werden. Die Ergebnisse aus den Netzberechnungen für die Szenarien ZERO B und C (sowie auch für die Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis im nachfolgenden Abschnitt 3.3.4) werden analog zu dem Szenario ZERO Basis über die Zeit verteilt. Der berechnete reale Investitionsbedarf bleibt davon gänzlich unbeeinflusst, bei der Ermittlung des nominalen Investitionsbedarfs, der Anlagenwerte, der Netzkosten und der Netztarife kann die zeitliche Verteilung der Investitionen jedoch einen gewissen Einfluss haben.

In Bild 3.57 ist der reale Investitionsbedarf für die betrachteten Szenarien als Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario WWB abgebildet. Erwartungsgemäss sticht hier das Szenario ZERO A deutlich heraus, insbesondere mit einem aufgrund der noch stärkeren Elektrifizierung nochmals deutlich höheren Bedarf (+ 41 %) an Ausbauinvestitionen im Vergleich zu ZERO Basis. Insgesamt liegen die Zusatzinvestitionen beim Szenario ZERO A rund 31 % über denen des Szenarios ZERO Basis. Im Szenario ZERO B, in dem ein Teil der Elektrifizierung durch synthetische und erneuerbare Gase ersetzt wird, ist der zusätzliche Investitionsbedarf im Stromverteilnetz nur halb so hoch wie im Szenario ZERO Basis. Im Szenario ZERO C, in dem ein Teil der Elektrifizierung durch Wärmenetze und flüssige synthetische und biogene Brenn- und Treibstoffe ersetzt wird, ist der zusätzliche Investitionsbedarf im Stromverteilnetz knapp ein Viertel niedriger als im Szenario ZERO Basis.

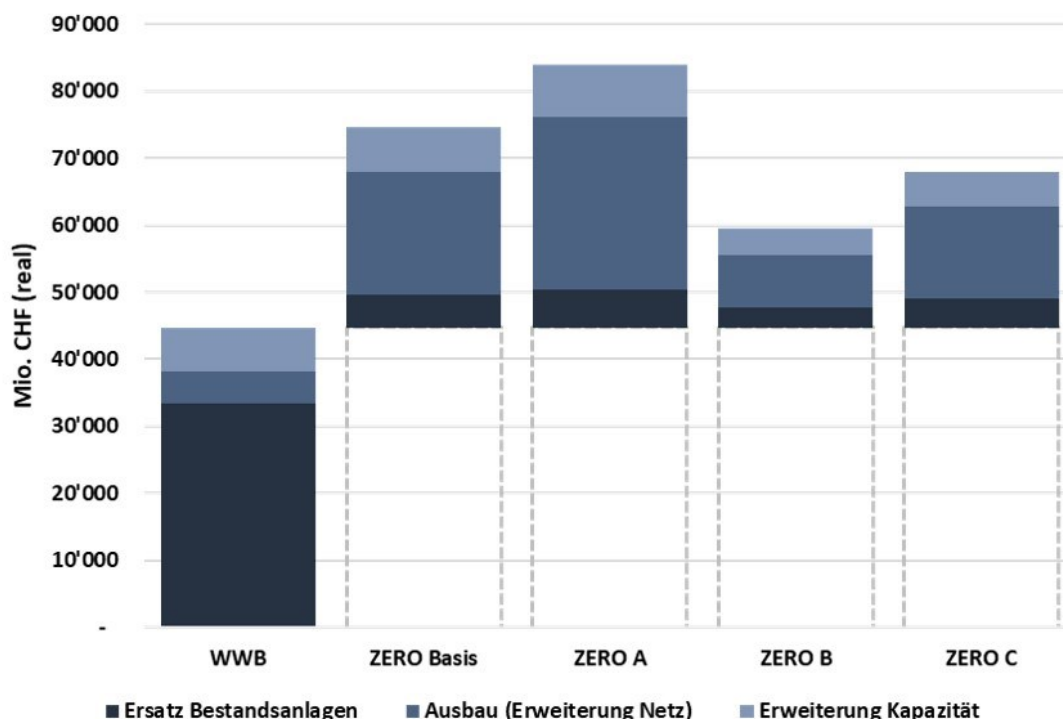


Bild 3.57 Investitionsbedarf 2021 bis 2050 für Ersatz, Ausbau und Kapazitätserweiterung im Szenario WWB sowie zusätzlicher Investitionsbedarf der Szenarien ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C (real zu Preisen 2020)

Netzkosten

Die aus der Anlagenrechnung abgeleiteten Netzkosten sind im Bild 3.58 dargestellt, wiederum als Mehrkosten zum Referenzszenario WWB. Auch in dieser Abbildung sticht das Szenario ZERO A heraus. Die Abweichungen der Szenarien ZERO A, B und C im Vergleich zum Szenario WWB und im Vergleich zu den Zusatz- oder Minderkosten gegenüber ZERO Basis bewegen sich in den gleichen Prozentbereichen wie die Unterschiede bei den Investitionen im vorangehenden Abschnitt.

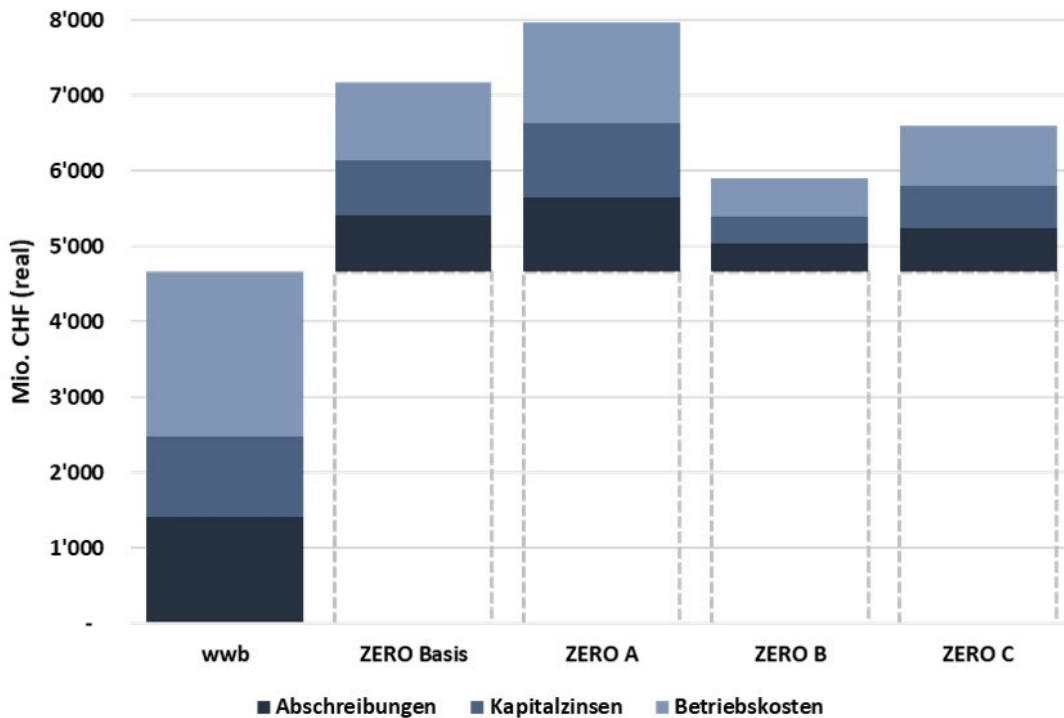


Bild 3.58 Netzkosten im Jahr 2050 aufgeteilt nach Abschreibungen, Kapitalzinsen und Betriebskosten im Szenario WWB sowie Mehrkosten für die Szenarien ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C (real zu Preisen 2020)

Netztarife

Nach Wälzung der Netzkosten und der Division durch die modellierten Ausspeisungen an die Endverbraucher resultieren die in Bild 3.59 dargestellten Durchschnittstarife der einzelnen Netzebenen. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung des Verbrauches im Stromnetz gleichen sich die Unterschiede zwischen den Szenarien auf der Ebene der Tarife der NE 7 deutlich an. Gegenüber dem Szenario WWB erhöhen sich die Durchschnittstarife auf NE 7 je nach Szenario um 24% (ZERO B/C) bis 33% (ZERO A). Die Durchschnittstarife auf NE 5 steigen in allen Szenarien wesentlich stärker an als auf NE 7. Im Szenario ZERO B steigen sie am schwächsten an (+ 55%) und im Szenario ZERO A am stärksten (+101%). Auf NE 3 ergibt sich in allen Szenarien der weitaus grösste Anstieg der Tarife (s. Hinweis zur Kostenwälzungsmethode in Abschnitt 3.3.2), wobei er sich in einem Bereich von + 100% (ZERO B) bis zu +181% (ZERO A) bewegt.

Im Vergleich zum Szenario ZERO Basis liegen die Tarife im Szenario ZERO A auf NE 5 um 9 % und auf NE 7 um 4 % höher. Im Szenario ZERO B sind die Tarife 2050 auf NE 5 um 16% niedriger als im Szenario ZERO Basis und auf NE 7 um 4% niedriger. Auf NE 3 ist vor allem Szenario ZERO B hervorzuheben, in dem die Netztarife 22% unter denen des Szenario ZERO Basis liegen.

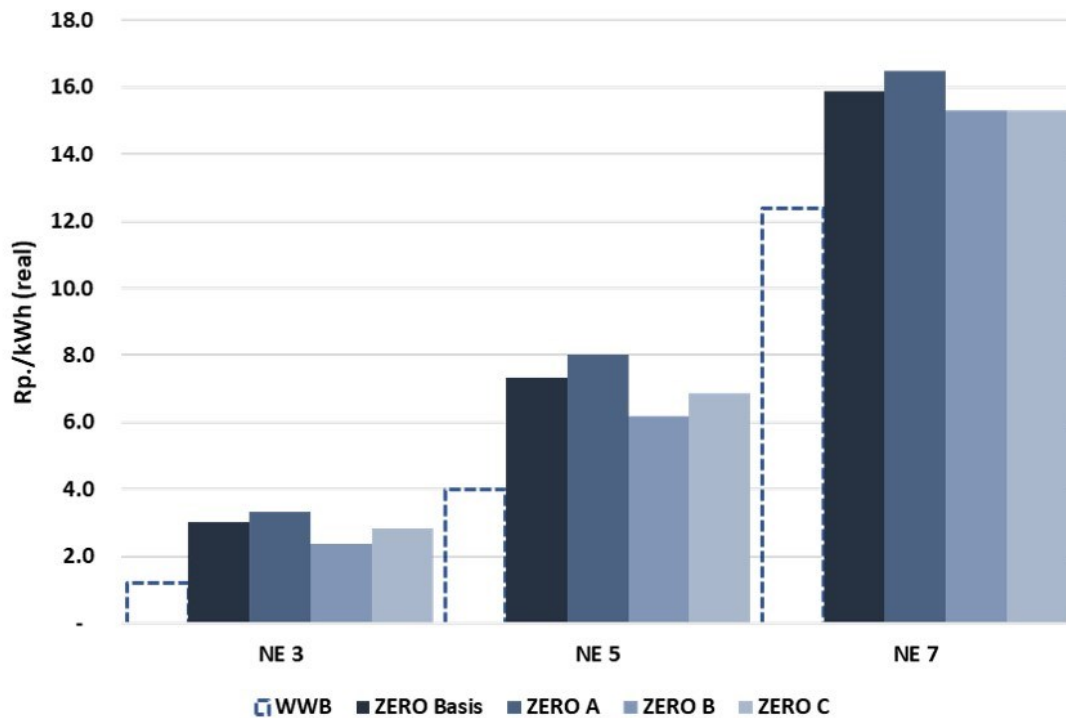


Bild 3.59 Durchschnittliche Endverbrauchertarife 2050 in den Szenarien WWB, ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C (real zu Preisen 2020)

3.3.4 Ergebnisse für die Szenariovariation ZERO Basis mit «PV-Ausbau gemäss Ständerat»

Die Szenariovariation ZERO Basis mit «PV-Ausbau gemäss Ständerat» weicht bezüglich Ausbauvolumen und –geschwindigkeit der Photovoltaik vom Szenario ZERO Basis ab. Die installierte PV-Leistung soll demnach nahezu auf dem Niveau des Szenarios ZERO A zu liegen kommen, der Ausbau soll aber schwergewichtig zwischen 2020 und 2035 erfolgen. Bild 3.60 zeigt den Investitionsbedarf der Szenariovariation im Kontext der Szenarien WWB und ZERO Basis wobei die schraffierten Flächen Minderinvestitionen gegenüber ZERO Basis darstellen.

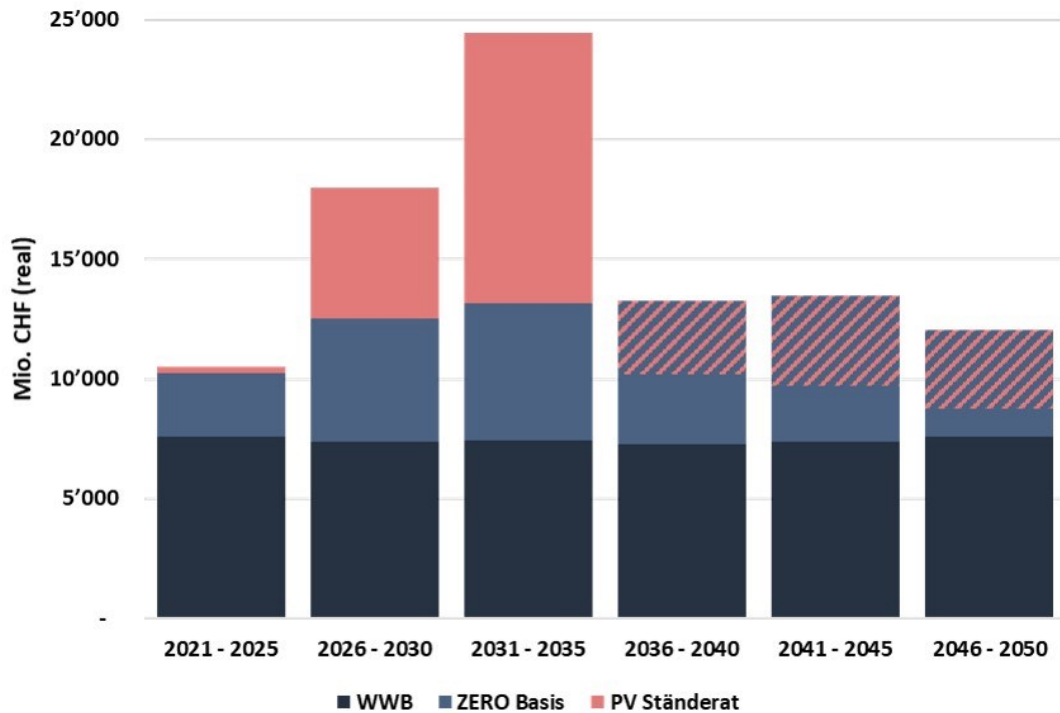


Bild 3.60 Entwicklung Investitionsbedarf im Szenario WWB und zusätzlicher Investitionsbedarf in den Szenarien ZERO Basis und PV Ständerat 2025 bis 2050 (real zu Preisen 2020)

Auffallend ist, dass durch den sehr raschen Ausbau der installierten PV-Leistung das Investitionsvolumen bis 2035 nahezu doppelt so hoch ist wie unter ZERO Basis, danach aber deutlich geringer ausfällt. In der Summe bis 2050 beträgt das Investitionsvolumen real rund 82 Mrd. CHF und damit rund 9 % höher als unter ZERO Basis.

Die enorme Konzentration des Netzausbaus auf die Periode 2026 bis 2035 hat zusätzlich auch einen Effekt auf die Zeit nach 2050 und wird, sobald der Ersatz der zugebauten Infrastruktur ansteht in regelmässigen Abständen zu «Investitionswellen» führen.

Hinsichtlich der zu erwartenden Netzkosten und der Wirkung auf die Tarife reiht sich die Szenariovariation zwischen den Ergebnissen von ZERO Basis und ZERO A ein, jedoch mit einem deutlich anderen Verlauf. Bild 3.61 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Endverbraucherpreise der Netzebenen 5 und 7 in Rp./kWh.

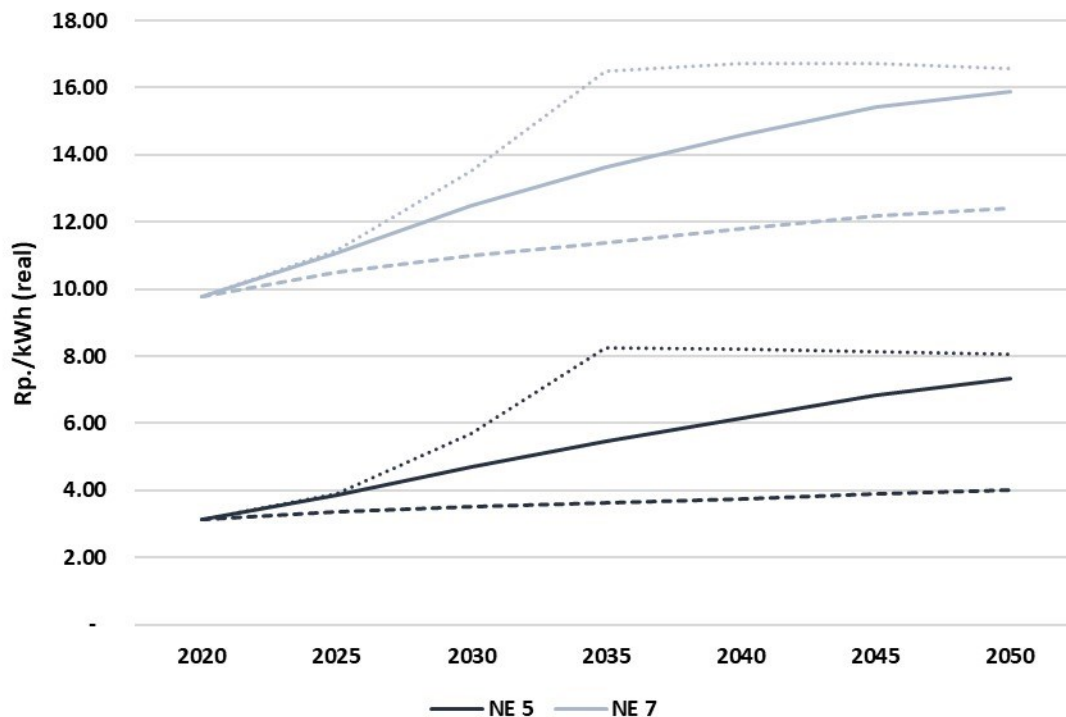


Bild 3.61 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchertarife der NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie), ZERO Basis und PV Ständerat (gepunktete Linie), (real zu Preisen 2020)

Während in den Hauptszenarien WWB und ZERO Basis ein kontinuierlicher Anstieg der Netztarife erwartet wird, steigen in der Szenariovariation «PV Ständerat» bis 2035 sprunghaft an und bleiben danach stabil bzw. sinken sogar geringfügig. Dies liegt daran, dass in der Szenariovariation der Verbrauchsanstieg durch E-Mobilität und Wärmepumpen nicht wie der PV-Ausbau vorgezogen wird und erst mit der Zeit nachzieht. Damit verteilen sich die höheren Netzkosten auch erst mit der Zeit auf deutlich mehr verbrauchte Kilowattstunden.

3.3.5 Ergebnisse für Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis

Wie im vorgehenden Kapitel 3.3.3 bereits einleitend erwähnt, liegen die Ergebnisse der Netzanalysen auch für die Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis nur summarisch für das Jahr 2050 vor.

In Bild 3.62 ist der Investitionsbedarf der betrachteten Sensitivitäten als Mehr- oder Minderkosten gegenüber dem Szenario ZERO Basis dargestellt. Dabei zeigt sich zum einen, dass das Ladeverhalten für Elektrofahrzeuge einen ausgeprägten Effekt auf die Netzkosten haben kann. Heimladen und marktorientiertes Laden erhöhen den Investitionsbedarf gegenüber dem Szenario ZERO Basis um 7 % bzw. 23 %. Öffentliches Laden und netzorientiertes Laden führen zu einem um 2 % bzw. 8 % geringeren Investitionsbedarf als im Szenario ZERO Basis. Ausserdem wird deutlich, dass die Kombination zweier Aspekte zuweilen einen grösseren Effekt hat als nur deren Summe. Besonders deutlich wird dies in der Kombination von verstärktem Heimladen mit marktorientiertem Ladeverhalten, welche Mehrinvestitionen von rund 36 Mrd. CHF (+48 %) verursacht. Demgegenüber kann mit netzoptimiertem Ladeverhalten im Zusammenspiel mit einer Kappung von PV-Anlagen auf 70 % der installierten Leistung der Investitionsbedarf um 18 Mrd. CHF (-24 %) gesenkt werden.

Ein ähnlich substanzieller Effekt wird auch unter der Annahme «smarteres Netz» erzielt. Durch intelligentere Steuerung und den stärkeren Einbezug zusätzlicher Flexibilitäten (bspw. Vehicle-to-Grid) kann der Investitionsbedarf gegenüber ZERO Basis sogar um 19 Mrd. CHF (-25%) gesenkt werden.

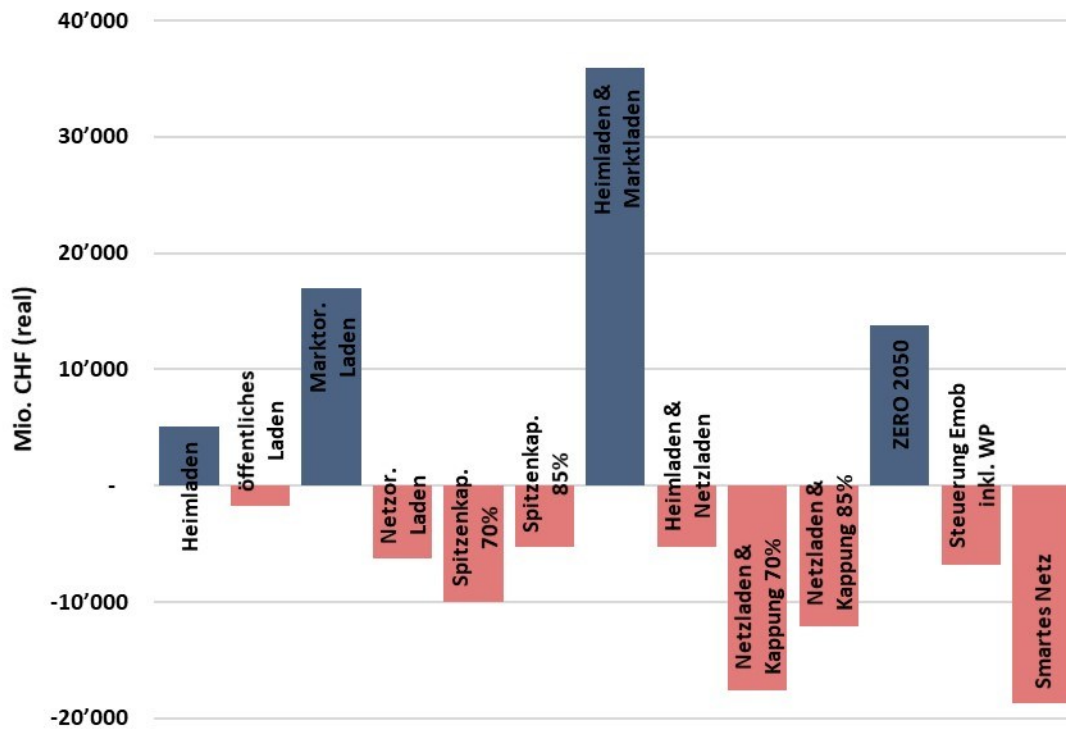


Bild 3.62 Investitionsbedarf der Sensitivitäten zum Szenario ZERO Basis: Abweichung zum Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

Wird als Referenzgrösse für den Investitionsbedarf der Sensitivitäten nicht das Szenario ZERO Basis, sondern das Szenarios WWB herangezogen, können die Abweichungen als Zusatzinvestitionen gegenüber einer imaginären Untergrenze aus dem aktuellen energiepolitischen Minimalstandard interpretiert werden. In Bild 3.63 ist diese Untergrenze des Szenarios WWB gestrichelt umrandet, die Zusatzinvestitionen der Sensitivitäten sind darüber gestapelt. Zum Vergleich ist der Investitionsbedarf des Szenarios ZERO Basis als gestrichelte rote Linie abgetragen.

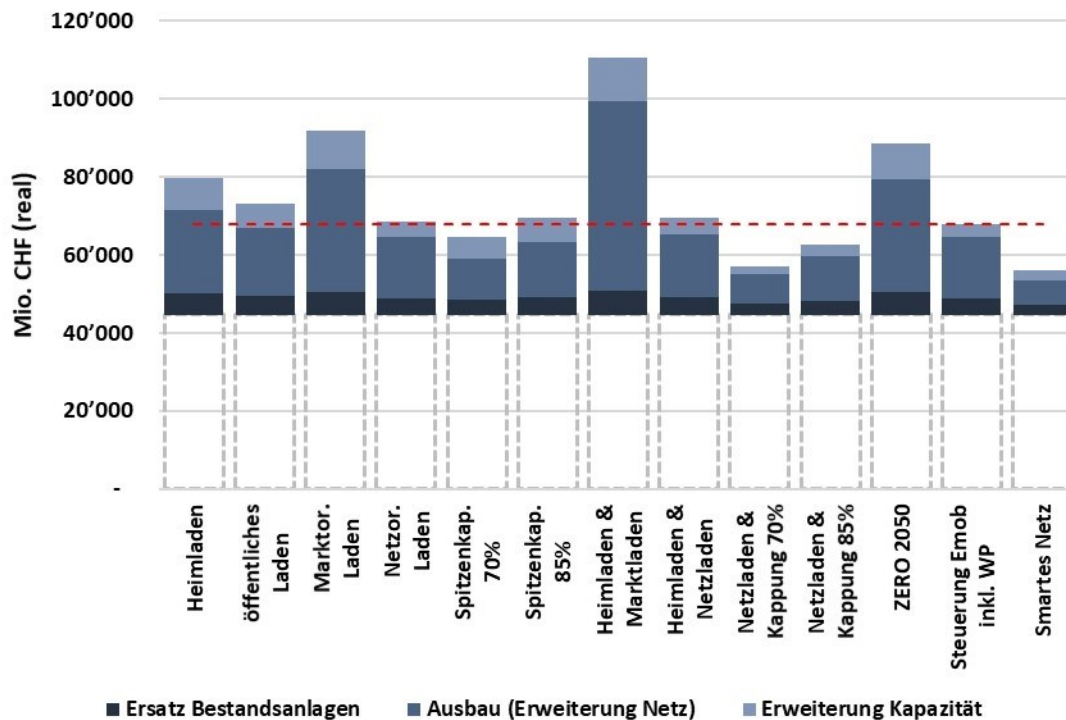


Bild 3.63 Investitionsbedarf von 2021 bis 2050 der Sensitivitäten des Szenarios ZERO Basis: Abweichung zum Szenario WWB (real zu Preisen 2020), Investitionsbedarf Szenario ZERO Basis als Referenz (gestrichelte rote Linie)

Mit der Kombination aus netzorientierten Ladezyklen und der PV-Spitzenkappung auf 70 % könnte das Ziel «Netto-Null» mit Zusatzinvestitionen von 12.4 Mrd. CHF (+ 28 %) gegenüber dem Szenario WWB erreicht werden. Die Kombination aus Heimladen und Marktladen verursacht hingegen Zusatzinvestitionen von 65.9 Mrd. CHF (+147 %). Bei «Netzorientierter Steuerung Elektromobilität inkl. Wärmepumpen», bei der die gleichzeitige Netzbelastung dieser Verbraucher reduziert wird (vgl. Abschnitt 3.2.5), ist der zusätzliche Investitionsbedarf im Vergleich zum Optimalfall (netzorientiertes Laden und Spitzenkappung 70%) um 10.8 Mrd. CHF höher (zusätzlicher Bedarf gegenüber WWB um 23 Mrd. CHF, + 52 %). Wie alle anderen Sensitivitäten mit Netzsteuerung liegen die zusätzlichen Investitionen gegenüber WWB aber immer noch unter ZERO Basis.

3.3.6 Gebietstyp-spezifische Ergebnisse (Netzcluster)

Aus den Ergebnissen der Netzanalysen für die gebietsspezifischen Netzcluster wird der Investitionsbedarf der einzelnen Cluster abgeleitet. Diese Ergebnisse sind für die Szenarien WWB, ZERO Basis und ZERO A in Bild 3.64 dargestellt. Aufgrund der stark unterschiedlichen Clustergrösse ist hierbei der relative Investitionsbedarf eingetragen. In allen drei Szenarien ist der Investitionsbedarf in grossstädtischen Netzen gemessen am gesamten Investitionsbedarf unterproportional. Im Szenario WWB fällt der zusätzliche Investitionsbedarf vor allem in den (kleineren) Städten und in periurbanen Gebieten an. Im Fall stärkerer Elektrifizierung der Szenarien ZERO Basis und ZERO A weisen ländlichere Gebiete einen etwas grösseren Investitionsbedarf auf.

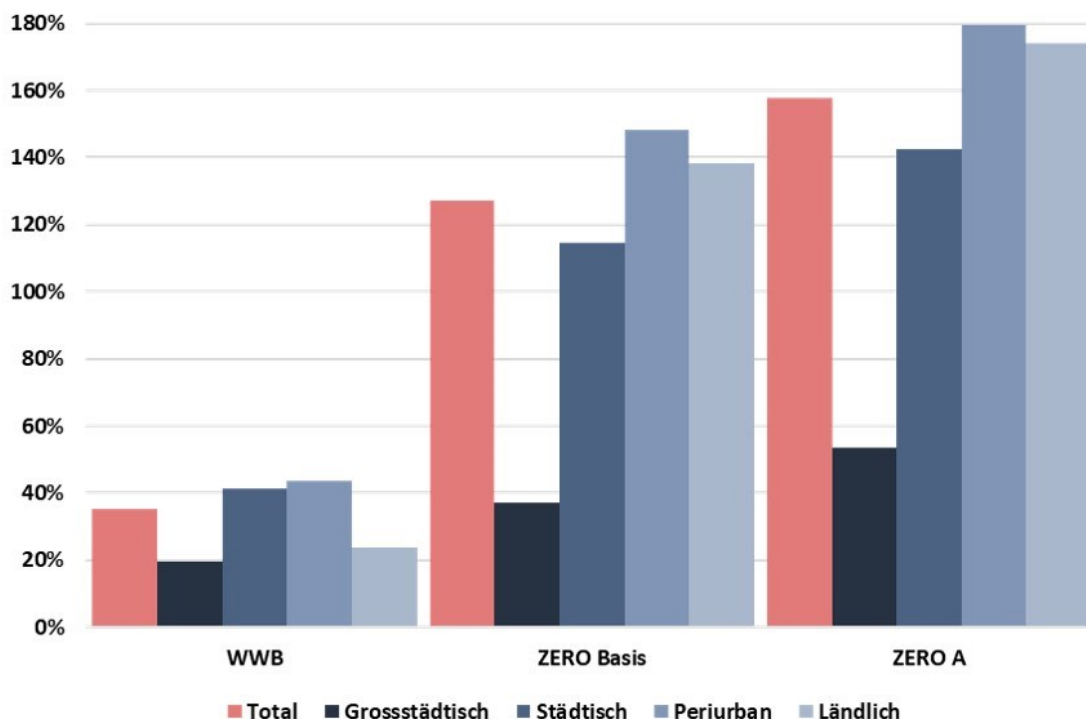


Bild 3.64 Vergleich des prozentualen Investitionsbedarfs Total und für die vier Netzcluster in den Szenarien WWB, ZERO Basis und ZERO A.

Weiterführende Ergebnisse zu Netzkosten und Endverbrauchertarifen auf Ebene Netzcluster werden aus folgenden Gründen nicht dargestellt:

Das vorliegende Netzmodell (vgl. Abschnitt 3.2.6) bildet isolierte Clusternetze von NE 2 bis NE 7 ab. Dies bedeutet, dass das Cluster «grossstädtisch» beispielsweise durchgehend ausschliesslich aus Anlagen im grossstädtischen Raum besteht. Obwohl die Verteilnetzbetreiber im grossstädtischen Raum sehr unterschiedliche Netzstrukturen aufweisen, entspricht dies nicht der Realität. So sind auch grössere Städte in überregionale Hochspannungsnetze eingebunden und tragen damit, zumindest zu einem gewissen Teil, auch Kosten ländlicher Netze mit. Zudem passt die reale und heterogene Landschaft der Verteilnetzbetreiber der Schweiz nicht in das Cluster-Schema. Insbesondere grössere Verteilnetzbetreiber versorgen unterschiedliche Gebietstypen, wodurch sich auch die Kosten vermischen.

Des Weiteren verfügen die Netzbetreiber über einen gewissen Gestaltungsspielraum bei der Zuordnung der Kosten, der Kostenschlüsselung sowie bei Kostenwälzung und Tarifgestaltung. Dadurch können beispielsweise auch topologische Unterschiede angeglichen werden.

Zu guter Letzt gleicht auch der aktuelle Regulierungsrahmen die regional unterschiedliche Belastung der Endverbraucher aus: Netzausbauten, welche durch erneuerbare Erzeugungsanlagen verursacht werden, sogenannte «Netzverstärkungen», werden auf Antrag und nach Prüfung durch die Regulierungsbehörde über die Tarife des Übertragungsnetzes finanziert und damit über die Schweiz verteilt. Damit werden bereits heute ländliche Netzbetreiber, bei welchen überproportional häufig solche Investitionen anfallen, entlastet.

4 Einordnung der Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der vorliegenden Studie in den gegenwärtigen Kontext eingeordnet. Dazu wird in Abschnitt 4.1 zunächst ein Überblick über die Gesamtmethodik der Untersuchung, die verwendeten Szenarien sowie getroffene Annahmen gegeben. In Abschnitt 4.2 werden die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analysen mit besonderem Fokus auf die ermittelten Investitionsbedarfe mit aktuellen Ist-Werten verglichen. Abschliessend wird die Einordnung in Abschnitt 4.3 einem kurzen Fazit zusammengefasst.

4.1 Methodik, Szenarien und Annahmen

Um die Einordnung der Ergebnisse der vorliegenden Studie in den Kontext aktueller Daten und Informationen zu erleichtern, wird im Folgenden das methodische Vorgehen noch einmal zusammengefasst: In der Studie werden die in den Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) ausgearbeiteten Szenarien für Stromproduktion und -verbrauch regionalisiert, die daraus entstehenden Netzausbaubedarfe ermittelt und anschliessend finanziell bewertet. Die Modellierungskette ist dabei durchgängig, sodass die Ergebnisse der einzelnen Schritte zueinander und damit auch zu den EP2050+ konsistent sind.

Die Studie ermöglicht langfristige Aussagen über den zu erwartenden Investitionsbedarf in die Stromverteilungsnetze in den nächsten knapp 30 Jahren, und erstreckt sich damit über den gleichen Zeithorizont wie die zu Grunde liegenden Szenarien der EP2050+. Die langfristige Modellierung des Ausbau- und Investitionsbedarfs bedient sich der Annahmen zur Stromproduktion und zum Stromverbrauch in den Stützjahren aus den EP 2050+ im Fünfjahresabstand. Das bedeutet, dass die tatsächlich anfallenden Investitionen in einzelnen Jahren nicht genau dem ermittelten Bedarf entsprechen müssen, um die Ausbauziele für die Szenarien insgesamt zu erreichen. Aufgrund der langfristigen Modellierung müssen Unschärfen bei der Interpretation für einzelne Jahre in Kauf genommen werden.

Bei den in der Studie dargestellten Ergebnissen handelt es sich um Resultate der Modellierung von Szenarien und Sensitivitäten unter getroffenen Annahmen, nicht aber um Prognosen des sich jahresscharf real einstellenden Bedarfs. Inwiefern die modellierten Ergebnisse letztlich in der Realität beobachtet werden können, hängt massgeblich davon ab, ob die in den Szenarien der EP2050+ aufgezeigte Entwicklung von Stromproduktion und -verbrauch eintritt. In der Studie wird explizit keine Einschätzung darüber abgeben, welches der in den EP2050+ skizzierten Szenarien am wahrscheinlichsten eintritt oder aus volkswirtschaftlicher Sicht am sinnvollsten erscheint, sondern es werden Unterschiede zwischen den verschiedenen Szenarien (und damit Entwicklungspfaden des Stromsystems) im Hinblick auf resultierende Netzausbaubedarfe und -kosten bewertet.

Die Ergebnisse sind zusätzlich im Kontext der getroffenen Annahmen zu beurteilen. Nachfolgend sind die wichtigsten, ergebnisrelevanten Annahmen aufgelistet:

- Geglättete Investitionsplanung, ohne Verzögerung direkt bei anfallendem Bedarf, d. h. es besteht Planungssicherheit
- Beibehaltung der 2020 bestehenden absoluten Reservekapazitäten im Verteilnetz bis ins Jahr 2050
- Kontinuierliche Verkabelung der Freileitungen auf den Netzebenen 5 und 7 bis 2050
- Keine Restriktionen bezüglich finanzieller oder personeller Kapazitäten
- Beibehaltung der Altersstruktur des Ausgangsnetzes (konsequenter Ersatz aller Anlagen bei Ablauf der wirtschaftlichen Nutzungsdauer)

Diese Annahmen sind auch beim Vergleich des modellierten Investitionsbedarfes mit dem aktuell beobachteten Investitionsvolumen, der im folgenden Abschnitt vorgenommen wird, zu berücksichtigen.

4.2 Aktuelles Investitionsvolumen

In ihrem Tätigkeitsbericht weist die Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom jährlich die gesamthaft ins Schweizer Verteilnetz getätigten Investitionen sowie die vorgenommenen Abschreibungen gemäss Selbstdeklaration der Verteilnetzbetreiber aus. Der zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Studie neuesten verfügbaren Werte sind im Tätigkeitsbericht des Jahres 2020 enthalten und stammen aus dem Jahr 2019 (vgl. EICom 2021). Die jährlich getätigten Investitionen beliefen sich dabei auf 1'441 Mio. CHF, die Abschreibungen betragen 958 Mio. CHF. In Bild 4.1 ist zum Vergleich die Entwicklung des jährlichen Investitionsvolumens sowie der jährlichen Abschreibungen seit dem Jahr 2009 aufgetragen.

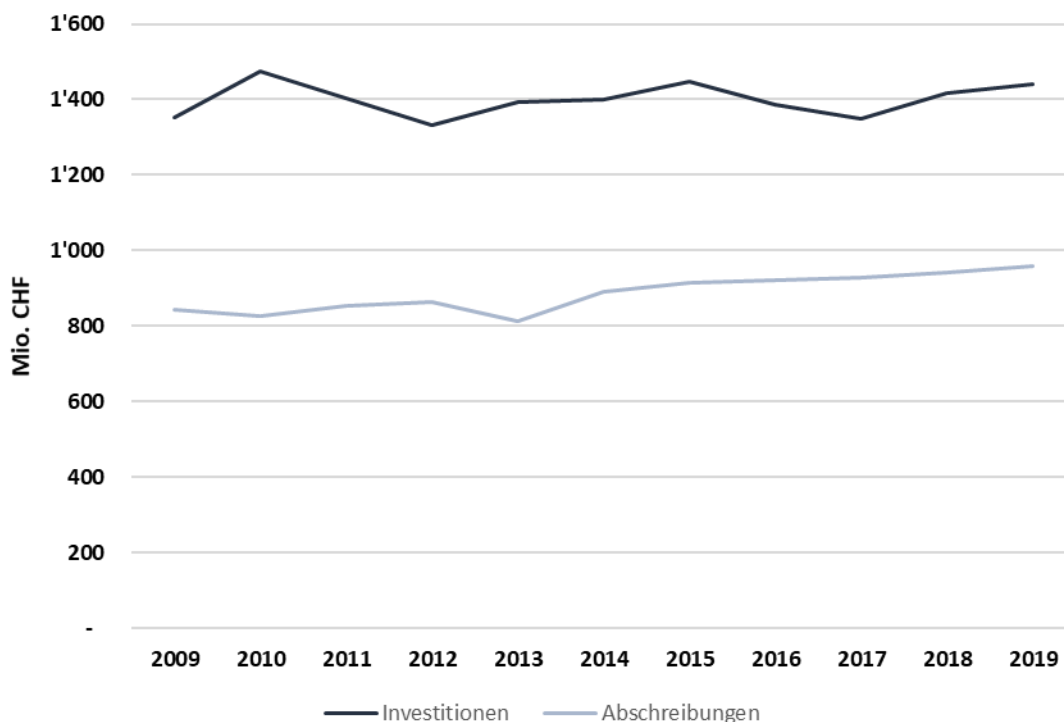


Bild 4.1 Entwicklung der jährlichen Gesamtinvestitionen und Abschreibungen des Schweizerischen Verteilnetzes

Aufgrund der mit Inkrafttreten des StromVG 2009 umgesetzten Überführung des Übertragungsnetzes in die nationale Netzgesellschaft Swissgrid sind Daten vor diesem Zeitpunkt nicht direkt mit dem dargestellten Werten vergleichbar und wurden auch nicht im selben Umfang national erhoben.

Die Entwicklung in Bild 4.1 zeigt, dass sich die Investitionen über die vergangenen 10 Jahre praktisch konstant um 1.4 Mrd. CHF bewegten, die Abschreibungen aber im selben Zeitraum um über 100 Mio. CHF (+13 % ggü. 2009) angestiegen sind.

In diesem Zeitraum stand die Entwicklung im Stromsystem der Schweiz aber keineswegs still. So stieg beispielsweise die installierte PV-Leistung von 79 MWp auf 2'499 MWp an (+3043 %). Die elektrische Anschlussleistung der installierten Wärmepumpen hat sich von 2009 bis 2019 immerhin verdoppelt (vgl. BFE 2020). Auch weisen die steigenden Abschreibungen darauf hin, dass der Ersatzbedarf kontinuierlich gewachsen ist.

Zusammenfassend zeigt dies, dass die Investitionen in das Verteilnetz nicht unmittelbar die Bedarfsentwicklung aufgrund des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen und der Entwicklungen im Verbrauch spiegeln. Zu erklären kann dies u. a. dadurch sein, dass für einen bestimmten Zeitraum der Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten durch bereits bestehende Reserven im Netz aufgefangen, oder der altersbedingte Ersatz bestehender Anlagen hinausgezögert werden kann, wodurch sich die Altersstruktur im Netz verschiebt. Die temporäre Nutzung von Reservekapazitäten oder längere Nutzung von Netzbetriebsmitteln ist aus netzplanerischer Sicht zu erwarten,

da im Gegensatz zu Modellannahmen weniger Planungssicherheit zum Ausbaubedarf besteht. Ausserdem ist in der Realität die Verfügbarkeit der finanziellen und Auslastung der personellen Ressourcen zu beachten: Im Gegensatz zum Modell treten auch aus diesem Grund Friktionen auf, so dass kein kontinuierlicher geglätteter Ausbaupfad, wie ihn eine Modellbetrachtung ausweist, zu erwarten ist.

In den folgenden Abschnitten 4.2.1 und 4.2.2 werden etwaige Reservekapazitäten sowie die Entwicklung der Altersstruktur weiter eingeordnet.

4.2.1 Reservekapazitäten

Die Schweizer Netzinfrastruktur verfügt heute in den Verteilnetzen über Reservekapazitäten. Dies liegt u. a. daran, dass Netzausbau generell nicht stetig sondern diskret, d. h. in Ausbaustufen erfolgt: bei steigendem Ausbaubedarf aufgrund drohender Überlastungen können immer nur ganze Leitungen oder Transformatoren hinzugebaut werden, so dass in der Realität insbesondere bei nur geringem zusätzlichem Kapazitätsbedarf jedes zusätzlich errichtete Betriebsmittel systematisch eine Überkapazität mit sich führt. Dadurch ist davon auszugehen, dass das Verteilnetz aufgrund der Stufigkeit des Netzausbaus durchschnittlich über Reserven verfügt. Diese Reserven geben den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit, mit einer gewissen Flexibilität auf Veränderungen beim Kapazitätsbedarf zu reagieren: eine lokale Zunahme von Verbrauch oder Einspeisung kann vorerst über bestehende Kapazitätsreserven abgefangen werden, ohne unzulässige Netzauslastungen hervorzurufen. Der Netzausbaubedarf kann so über mehrere Jahre verschoben und allenfalls in einem grösseren Kontext geplant werden.

Mit der Zeit und insbesondere bei Unterstellung einer immer schnelleren Entwicklung von PV-Ausbau, Elektromobilität und Wärmepumpen würde diese Kapazitätsreserve jedoch ohne Netzausbau zunehmend geringer, sodass bei etwaig aufgebrauchter Reserve und weiterem Zuwachs von auslegungsrelevanter Erzeugung und Verbrauch unmittelbar Netzausbau erforderlich würde. Zusätzlich würde neben dem zum sicheren Betrieb der Netze erforderlichen Ausbau dann auch Ausbau zur Wiederherstellung der gewünschten Reserven erforderlich sein.

4.2.2 Altersstruktur

Eine zweite Möglichkeit zur flexibleren Verteilung anstehender Investitionen über die Zeit besteht darin, gewisse Anlagenelemente über die (branchenübliche wirtschaftliche) Nutzungsdauer hinaus zu betreiben und nicht direkt zu ersetzen. Dadurch kann der Mittelbedarf für Ersatzinvestitionen kurz- bis mittelfristig tiefer gehalten werden. Als Folge davon verändert sich die Altersstruktur des Netzes, das Verhältnis des Restwertes zum Anschaffungswert des Netzes sinkt kontinuierlich und das Risiko für Ausfälle alterskritischer Anlagen steigt. Kurzfristig vermag dieses Verschieben von Ersatzinvestitionen die Flexibilität der Verteilnetzbetreiber erhöhen. Langfristig ist jedoch zu erwarten, dass der Mitteleinsatz dem Pfad der üblichen durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen entspricht, um eine Überalterung der Anlagenelemente zu vermeiden, welche die Handlungsfreiheiten der Verteilnetzbetreiber einschränken kann.

4.3 Fazit

Die EP2050+ setzen der Schweiz für den Zeitraum bis ins Jahr 2050 insbesondere in den Szenarien mit dem langfristigen Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen, ambitionierte Ziele. Vorausgesetzt das Energieversorgungssystem der Schweiz bewegt sich innerhalb dieser Pfade, steigen die Anforderungen an das Verteilnetz deutlich an, was Investitionen und Mehrkosten für Netzausbau zur Folge haben wird. Die vorliegende Studie soll einen Einblick liefern, welche Investitionen in Abhängigkeit der Szenarien der EP2050+ notwendig werden können und welche Mehrkosten daraus entstehen.

Die mögliche Bandbreite der Entwicklungen, welche die EP2050+ aufspannen, beginnen bereits im Jahr 2020. Gemäss der in der vorliegenden Studie angewandten Methodik und der getroffenen Annahmen bedeutet dies, dass ab diesem Zeitpunkt auch der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen

deutlich zunehmen wird. Die Ausführungen in Abschnitt 4.2 zeigen jedoch, dass der Ausbaubedarf in Wirklichkeit möglicherweise nicht derart unmittelbar realisiert werden muss und die Verteilnetzbetreiber über gewisse Flexibilitäten verfügen, die Investitionen zeitlich zu verschieben. Langfristig ändert dies aber die Aussagen, abgeleitet aus den Ergebnissen der Modellierung, nicht: Der Bedarf an Investitionen in die Schweizer Verteilnetze wird langfristig substantiell wachsen.

A Anhang

A.1 Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten und Einspeisungen in der MNA

Angewendete Gleichzeitigkeitsfaktoren in der MNA differenziert nach Technologien

		NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
PV	Dach	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Fassade	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Sonstige dezentrale Erzeugungsanlagen		0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Elektromobilität	Heimlader	0,4	0,3	0,2	0,11	0,11	0,11
	Öffentliche Ladepunkte (Standard)	0,7	0,7	0,7	0,19	0,19	0,19
	Öffentliche Ladepunkte (Schnell)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Wärme	Wärmepumpen	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,8
	Elektroheizungen	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,8

Tabelle A.1 Gleichzeitigkeitsfaktoren für Lasten und Erzeugung in der MNA

Veränderte Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Annahme eines marktorientierten Ladeverhaltens

		NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Elektromobilität	Heimlader	0,8	0,75	0,5	0,275	0,275	0,275

Tabelle A.2 Veränderte Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Abbildung einer marktorientierten Ladesteuerung für Elektromobilität an privaten Heimladestationen (Heimlader)

Veränderte Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Annahme eines netzorientierten Ladeverhaltens

		NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Elektromobilität	Heimlader	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Wärme	Wärmepumpen	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,65

Tabelle A.3 Veränderte Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Abbildung einer netzorientierten Ladesteuerung für Elektromobilität an privaten Heimladestationen (Heimlader) und eines netzorientierten Verhaltens von Wärmepumpen

A.2 Netzanalysen: Ergebnisse WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf

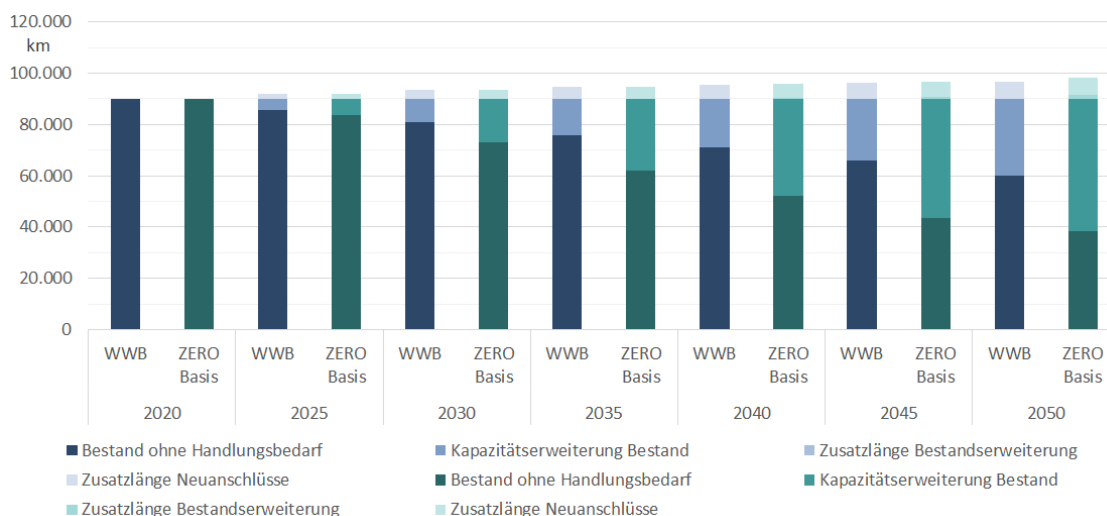


Bild A.1 Vergleich der Entwicklung der Leitungslängen der **NE 7** der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050



Bild A.2 Vergleich der Entwicklung der Leitungslängen der **NE 5** der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

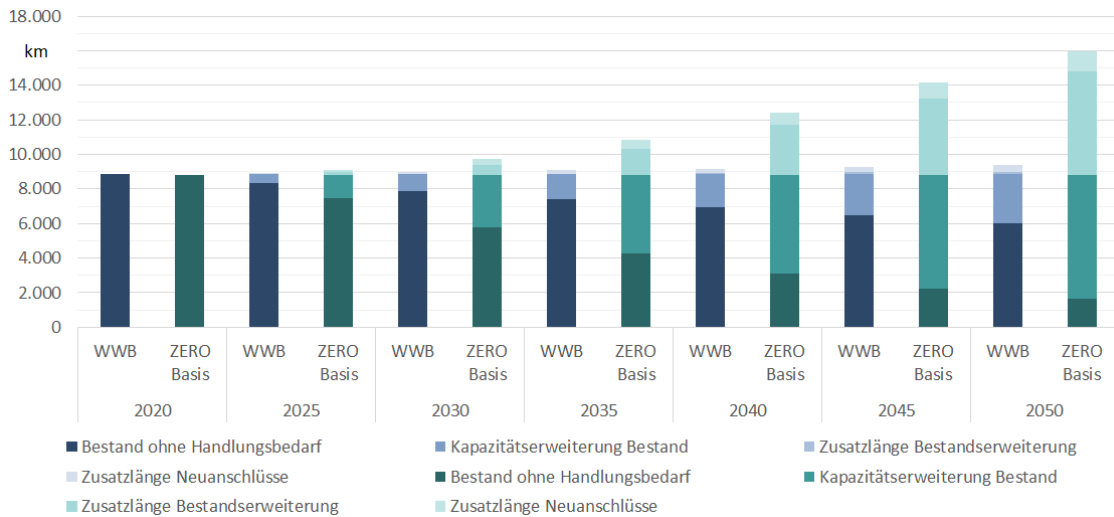


Bild A.3 Vergleich der Entwicklung der Leitungslängen der NE 3 der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

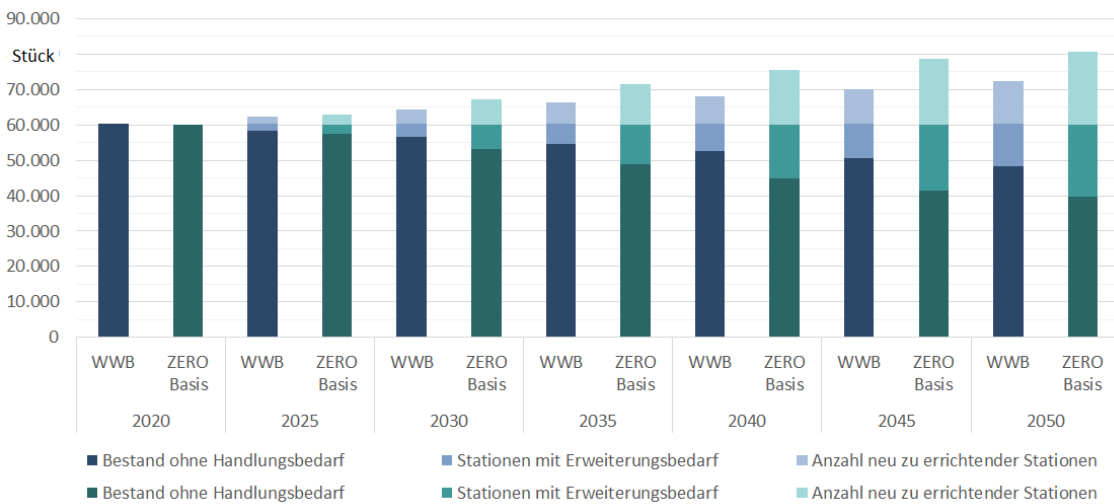


Bild A.4 Vergleich der Entwicklung der Stationszahlen der NE 6 der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

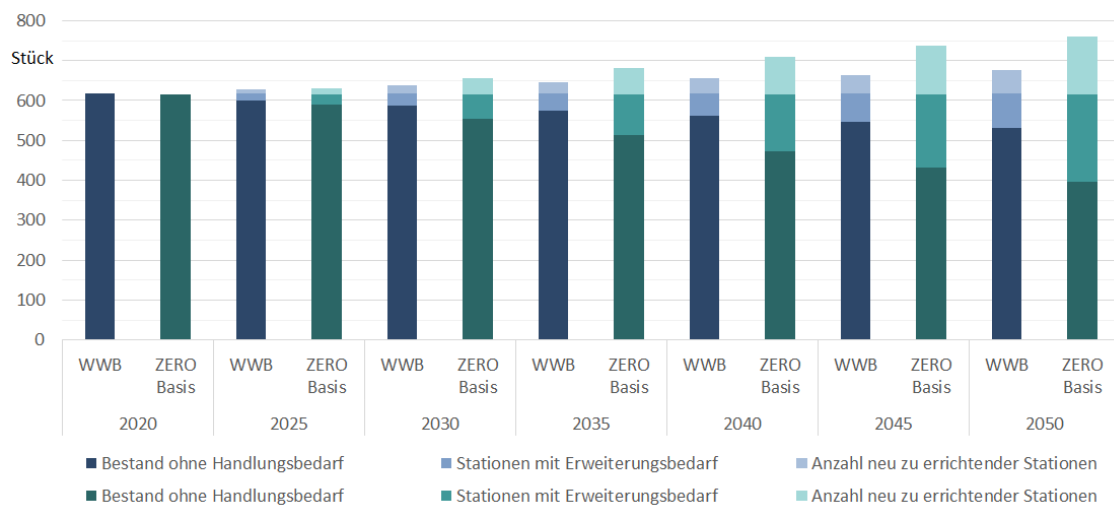


Bild A.5 Vergleich der Entwicklung der Stationszahlen der NE 4 der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

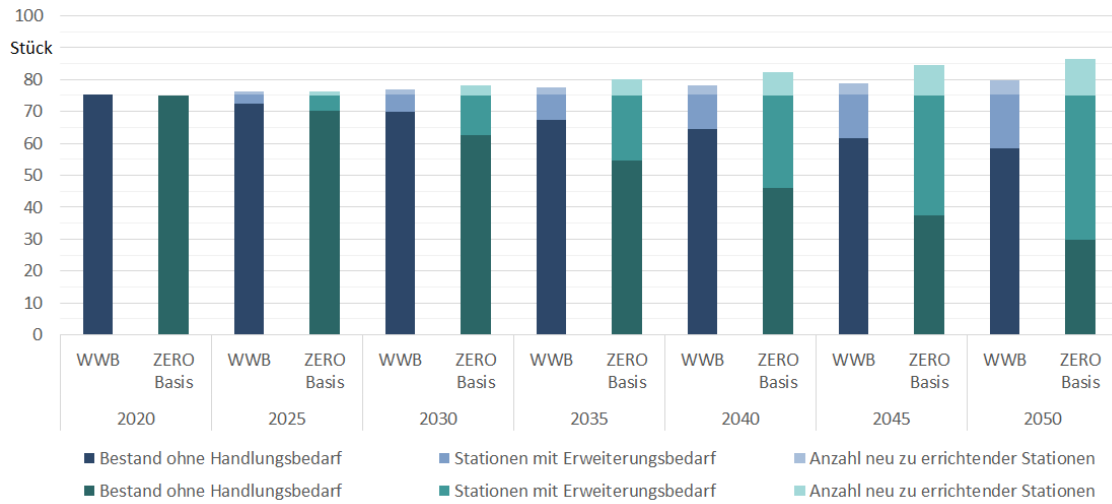


Bild A.6 Vergleich der Entwicklung der Stationszahlen der **NE 2** der Szenarien **WWB** und **ZERO Basis** im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

A.3 Netzanalysen: Gebietstyp-spezifische Ergebnisse im zeitlichen Verlauf

Aus Darstellungsgründen wird in der Achsenbeschriftung der folgenden Bilder die Nummerierung der Clusterbezeichnung verwendet:

- Cluster 1: Grosstädtische Gemeinden
- Cluster 2: Städtische Gemeinden
- Cluster 3: Periurbane Gemeinden
- Cluster 4: Ländliche Gemeinden

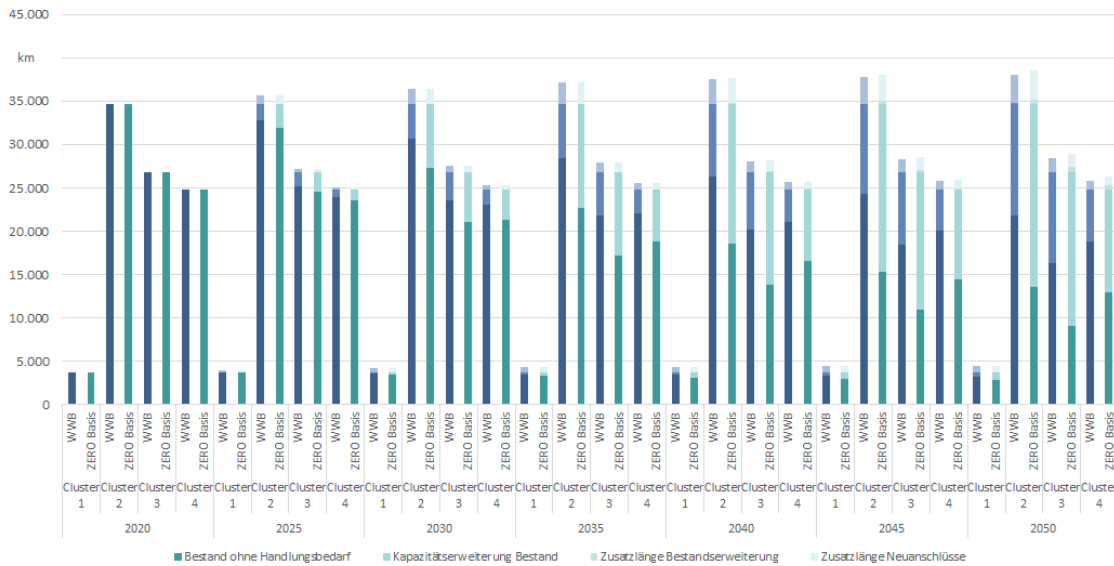


Bild A.7 Entwicklung der Leitungslängen je Netzcluster in der NE 7 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

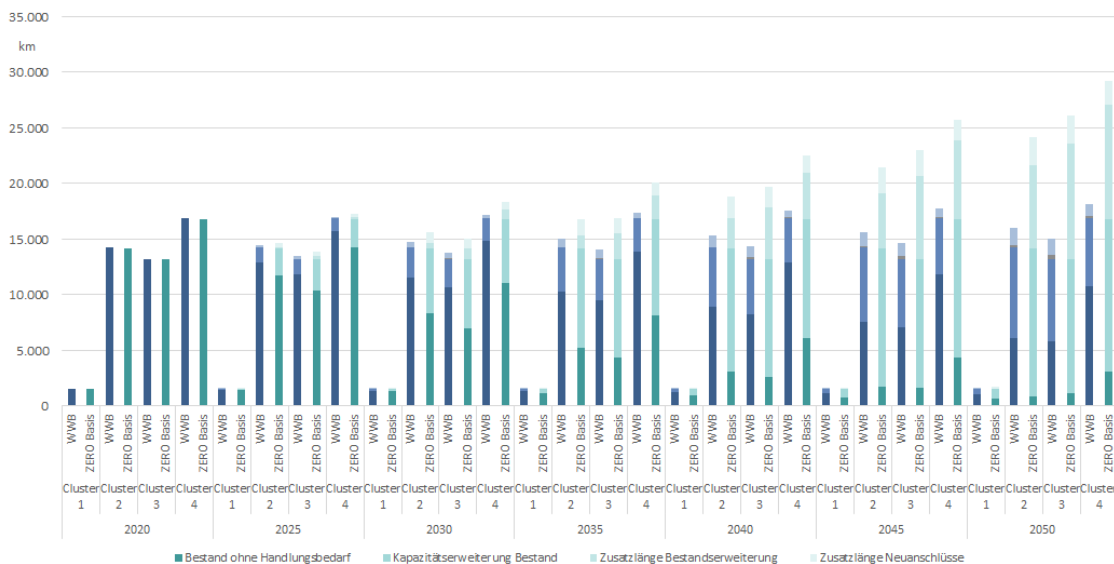


Bild A.8 Entwicklung der Leitungslängen je Netzcluster in der NE 5 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

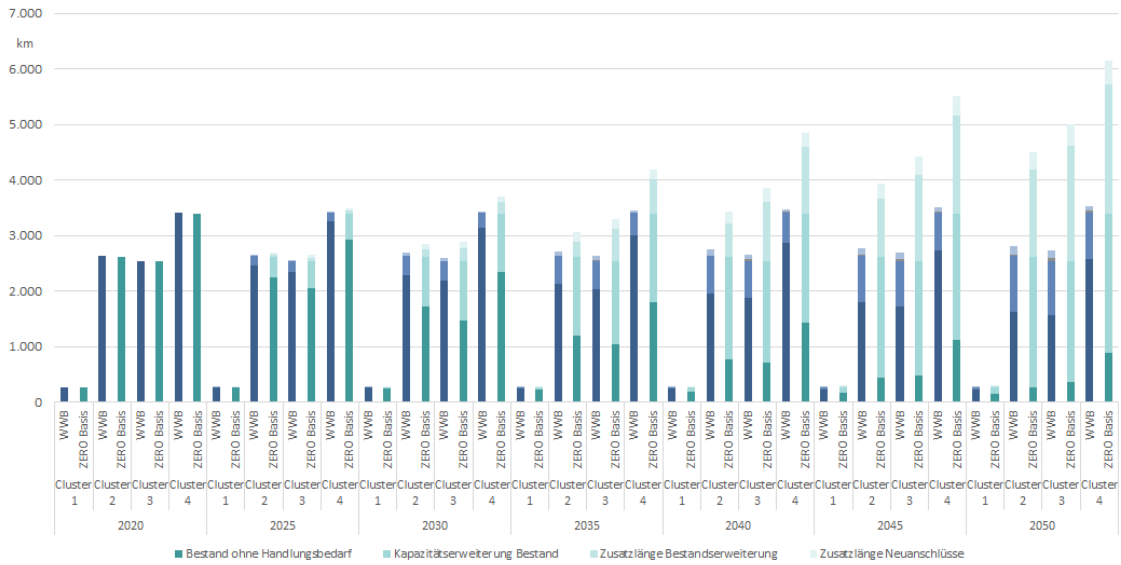


Bild A.9 Entwicklung der Leitungslängen je Netzcluster in der NE 3 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

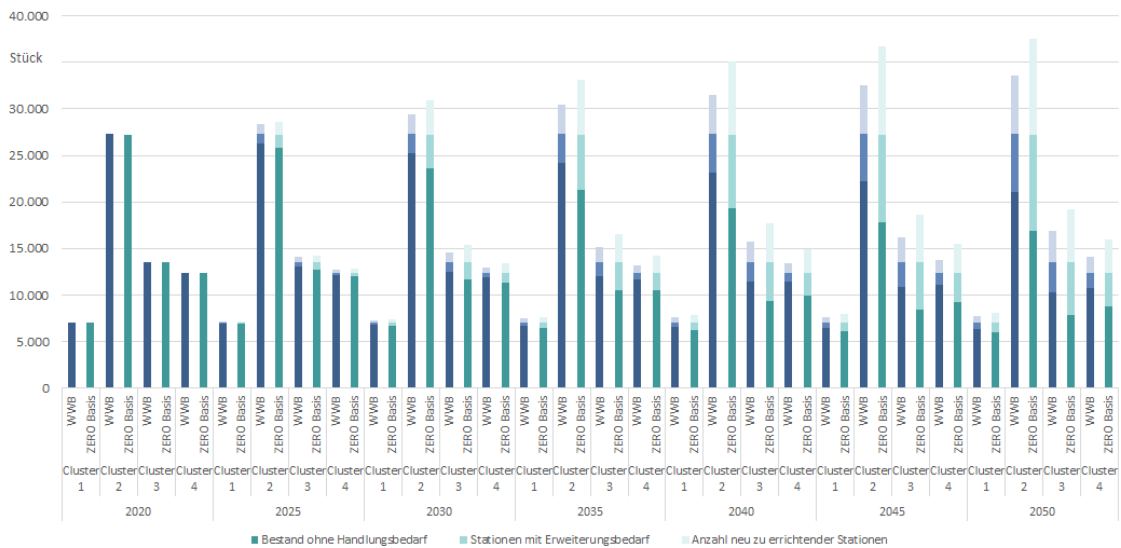


Bild A.10 Entwicklung der Stationszahlen je Netzcluster in der NE 6 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis

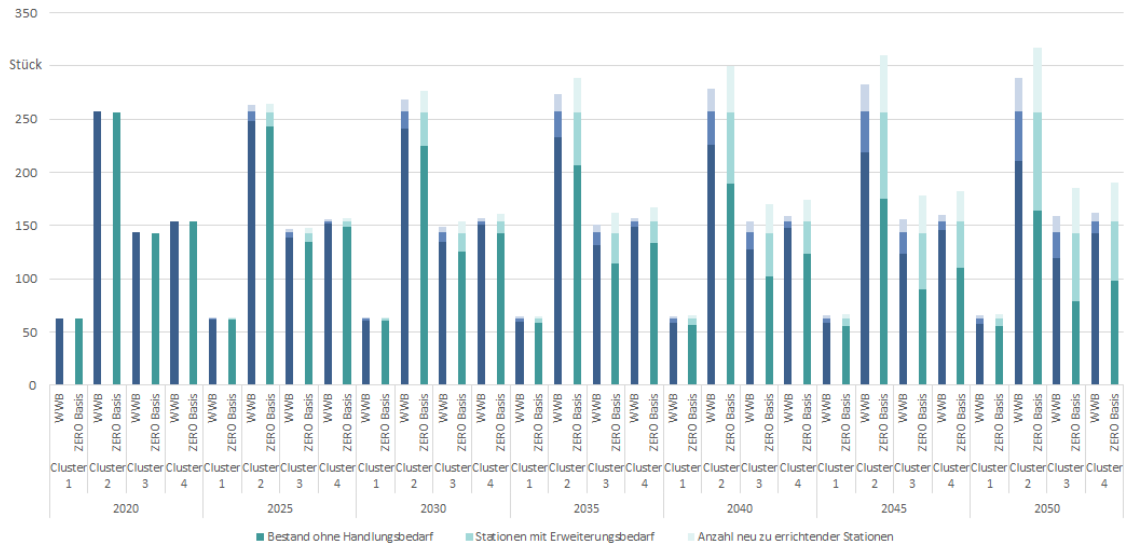


Bild A.11 Entwicklung der Stationszahlen je Netzcluster in der NE 4 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

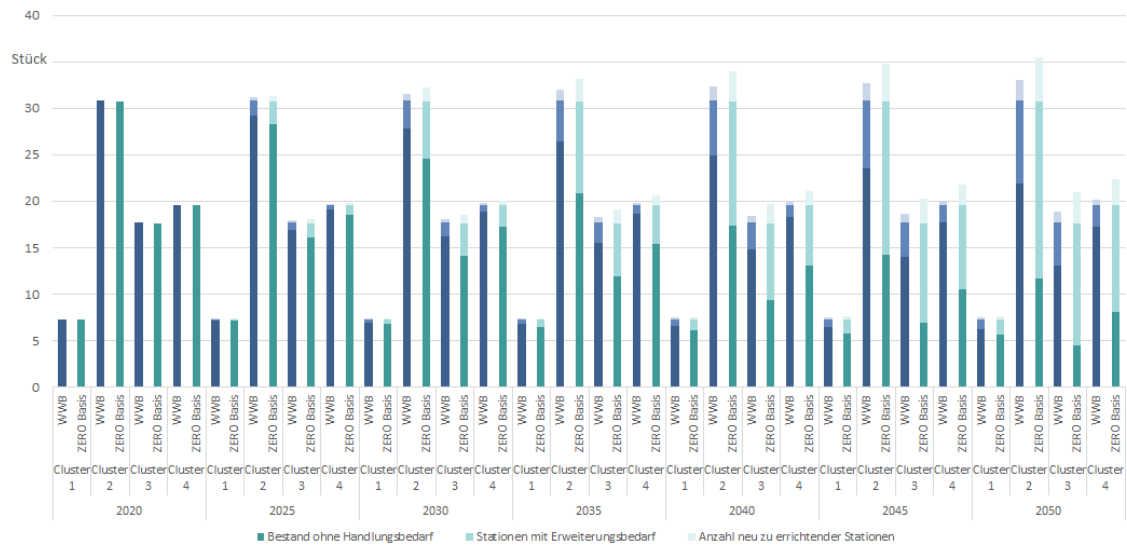


Bild A.12 Entwicklung der Stationszahlen je Netzcluster in der NE 2 im Vergleich der Szenarien WWB und ZERO Basis im zeitlichen Verlauf von 2020 bis 2050

A.4 Grundlagen wirtschaftliche Analyse

Nutzungsdauern gemäss KRSV 2021

Netzebene	Anlagenklasse	Nutzungsdauern
NE 7	Freileitung	40
NE 7	Kabelleitung	40
NE 6	Station	35
NE 6	rONT	35
NE 5	Freileitung	40
NE 5	Kabelleitung	40
NE 4	Station	35
NE 3	Freileitung	40
NE 3	Kabelleitung	40
NE 2	Station	35

Tabelle A.4 Die verwendeten Abschreibungsdauern orientieren sich an den VSE-KRSV Nutzungsdauern

Verwendete Einheitspreise

Netzebene	Anlagenklasse	Investitionsklasse	Preis	Einheit
NE 7	Freileitung	Ersatz	130'000	CHF/km
NE 7	Freileitung	Ausbau	130'000	CHF/km
NE 7	Freileitung	Kapazitätserweiterung	45'000	CHF/km
NE 7	Kabelleitung	Ersatz	200'000	CHF/km
NE 7	Kabelleitung	Ausbau	200'000	CHF/km
NE 7	Kabelleitung	Kapazitätserweiterung	75'000	CHF/km
NE 6	Station	Ersatz	80'000	CHF/Stk.
NE 6	Station	Ausbau	80'000	CHF/Stk.
NE 6	Station	Kapazitätserweiterung	80'000	CHF/Stk.
NE 6	rONT	Ausbau	100'000	CHF/Stk.
NE 5	Freileitung	Ersatz	220'000	CHF/km
NE 5	Freileitung	Ausbau	220'000	CHF/km
NE 5	Freileitung	Kapazitätserweiterung	60'000	CHF/km
NE 5	Kabelleitung	Ersatz	270'000	CHF/km
NE 5	Kabelleitung	Ausbau	270'000	CHF/km
NE 5	Kabelleitung	Kapazitätserweiterung	120'000	CHF/km
NE 4	Station	Ersatz	5'000'000	CHF/Stk.
NE 4	Station	Ausbau	5'000'000	CHF/Stk.
NE 4	Station	Kapazitätserweiterung	5'000'000	CHF/Stk.
NE 3	Freileitung	Ersatz	550'000	CHF/km
NE 3	Freileitung	Ausbau	550'000	CHF/km
NE 3	Freileitung	Kapazitätserweiterung	140'000	CHF/km
NE 3	Kabelleitung	Ersatz	1'300'000	CHF/km
NE 3	Kabelleitung	Ausbau	1'300'000	CHF/km
NE 3	Kabelleitung	Kapazitätserweiterung	630'000	CHF/km
NE 2	Station	Ersatz	12'000'000	CHF/Stk.
NE 2	Station	Ausbau	12'000'000	CHF/Stk.
NE 2	Station	Kapazitätserweiterung	12'000'000	CHF/Stk.

Tabelle A.5 Verwendete Einheitspreise pro Netzebene differenziert nach Anlagentyp und den Investitionsklassen Ersatz, Ausbau (Erweiterung Netz) und Kapazitätserweiterung

Betriebskostenfaktor pro Netzebene

Netzebene	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3	NE 2
Betriebskostenfaktor	3.50%	3.50%	3.00%	3.00%	2.50%	5.50%

Tabelle A.6 Der Betriebskostenfaktor wird auf die Anschaffungswerte gerechnet und umfasst alle Kosten ausser die Kapitalkosten.

A.5 Netzkosten je Netzebene Szenarien ZERO Basis und WWB

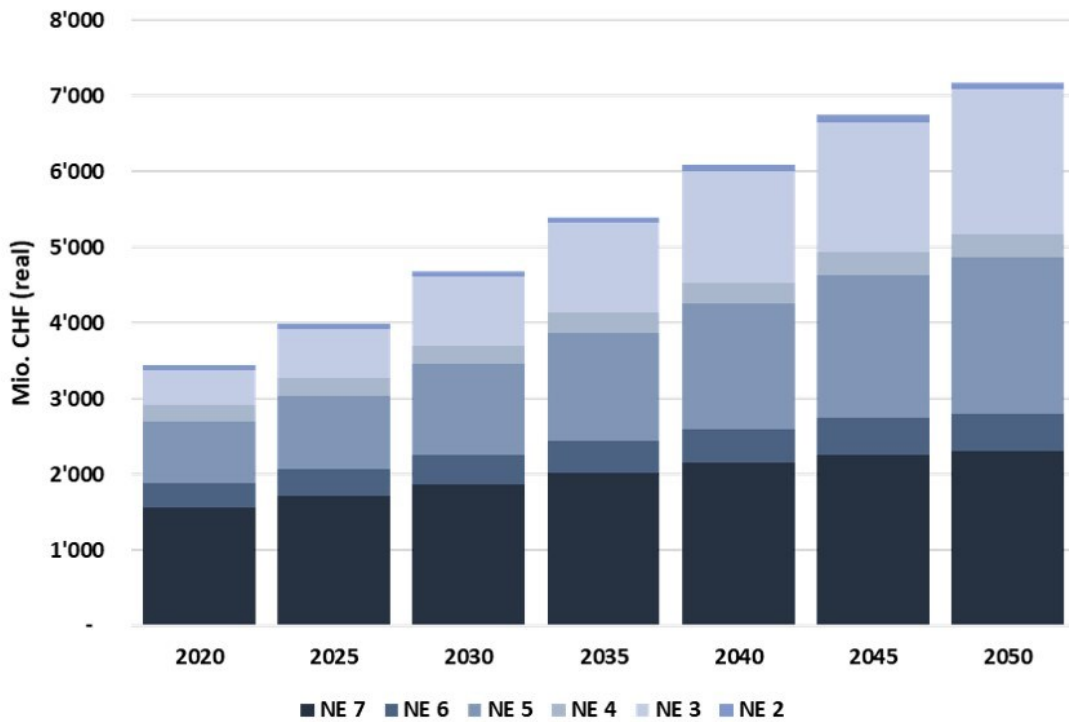


Bild A.13 Entwicklung Netzkosten pro Netzebene vor Wälzung im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

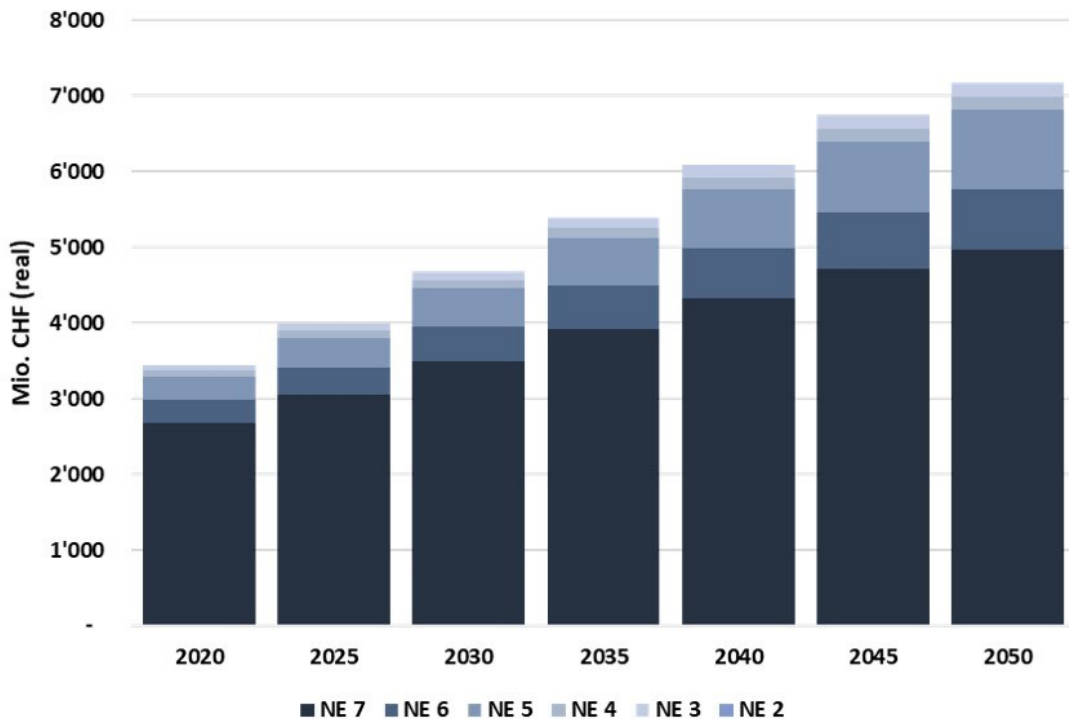


Bild A.14 Entwicklung Netzkosten pro Netzebene nach Wälzung im Szenario ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

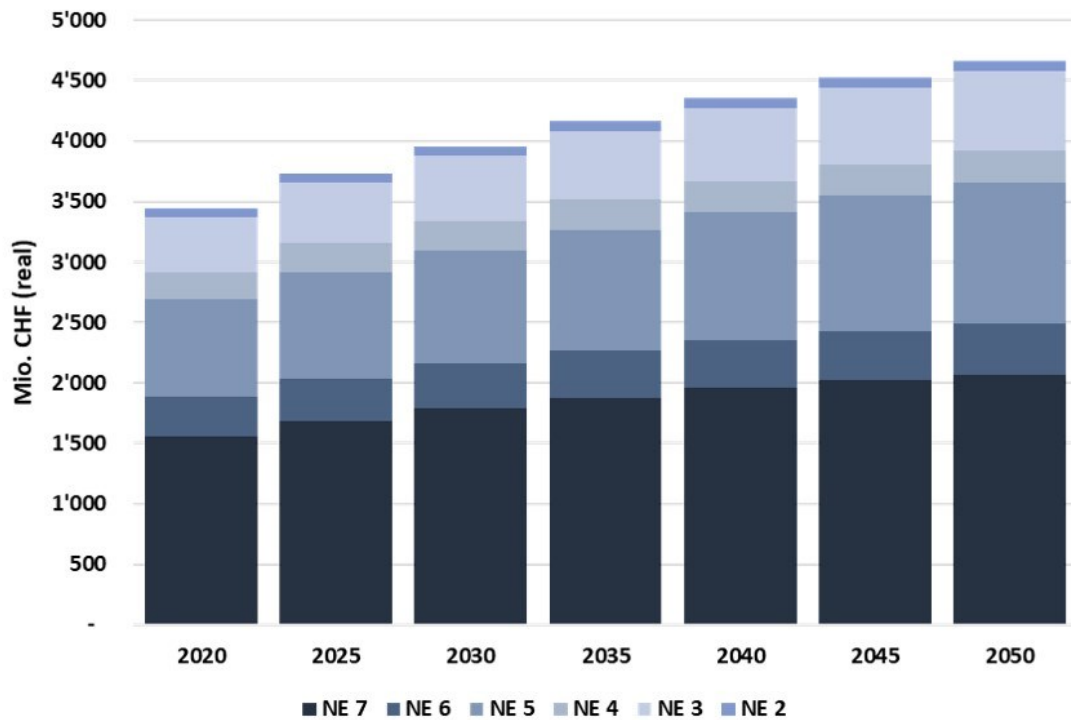


Bild A.15 Entwicklung Netzkosten pro Netzebene vor Wälzung im Szenario WWB (real zu Preisen 2020)

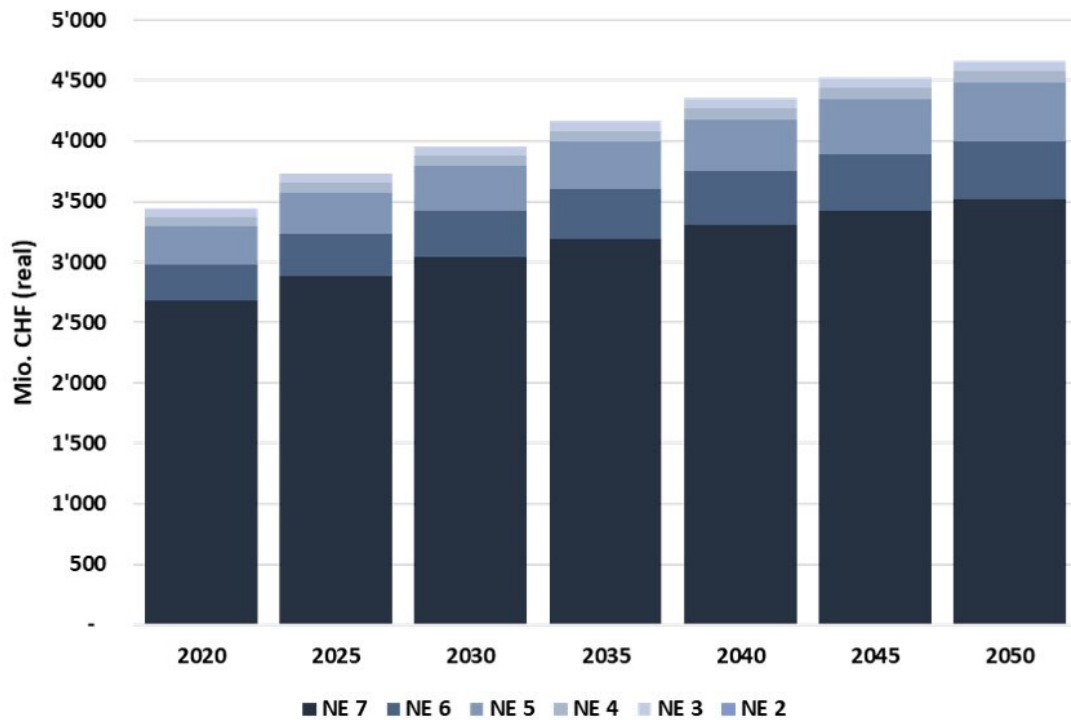


Bild A.16 Entwicklung Netzkosten pro Netzebene nach Wälzung im Szenario WWB (real zu Preisen 2020)

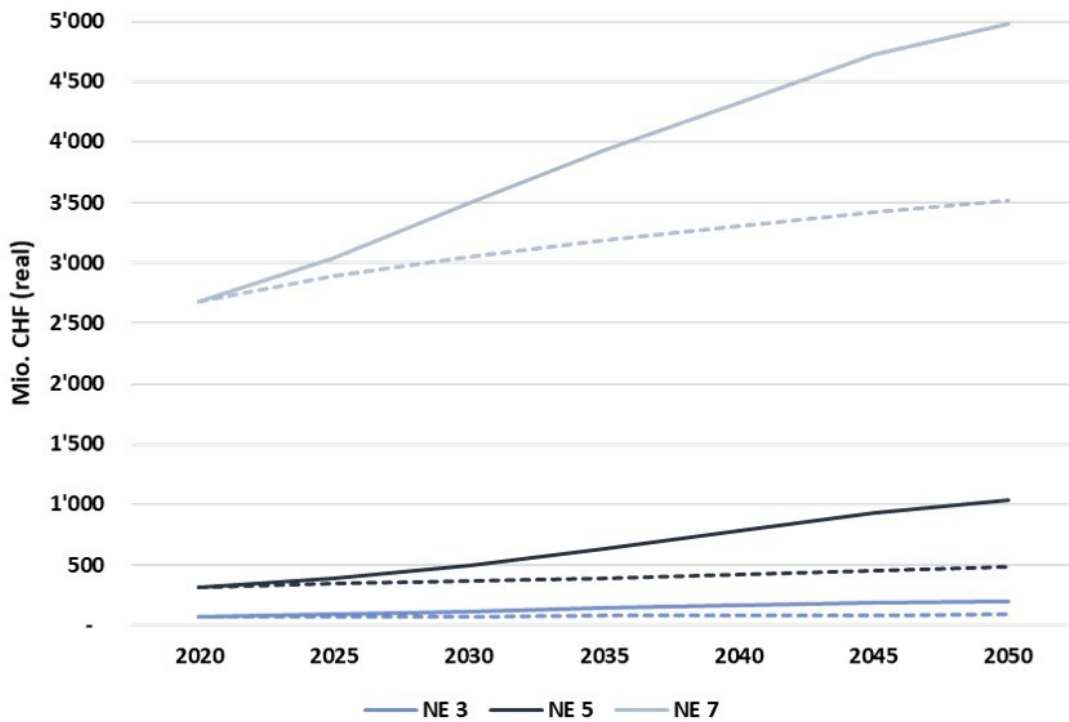


Bild A.17 Entwicklung der Kosten nach Wälzung der NE 3, NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie) und ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

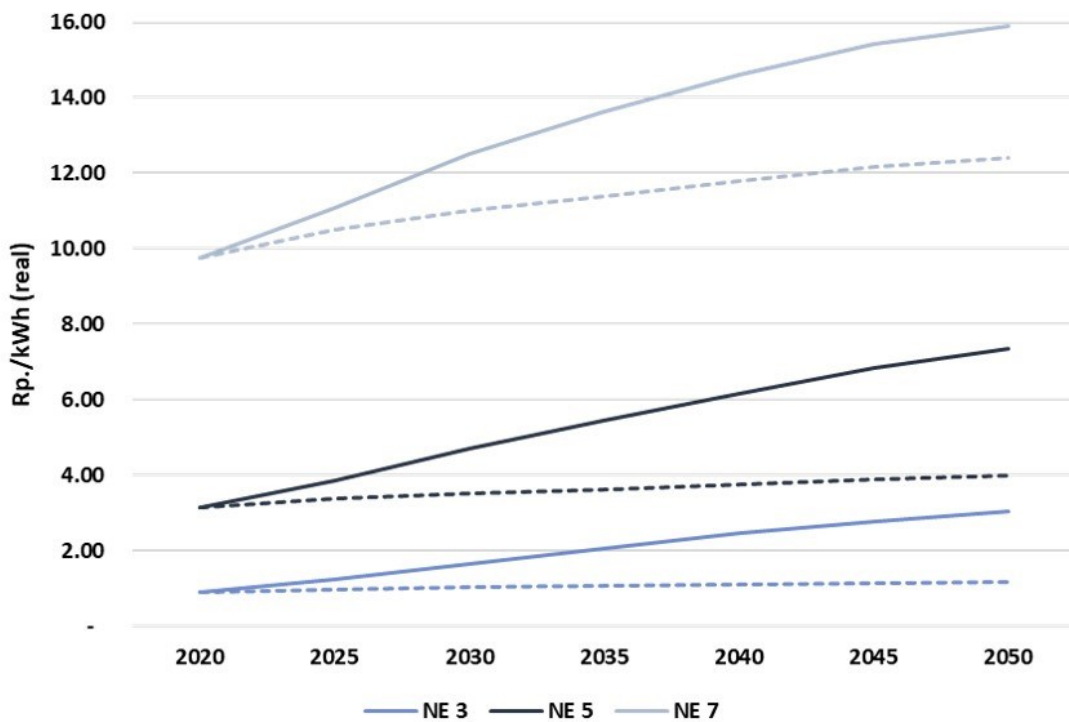


Bild A.18 Entwicklung der durchschnittlichen Endverbrauchertarife der NE 3, NE 5 und NE 7 in den Szenarien WWB (gestrichelte Linie) und ZERO Basis (real zu Preisen 2020)

B Quellenverzeichnis

- BAFU (2018), Wirkung der Klima- und Energiepolitik in den Kantonen, Sektor Gebäude
- BFE (2021), Elektrizitätsanlagen in der Schweiz.
https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Elektrizitaetsproduktionsanlagen/
- BFE (2016), Solarenergie: Eignung Dächer (Sonnendach.ch); Solarenergie: Eignung Fassaden (Sonnenfassade.ch). <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=de>
- BFE (2020), Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2020
- BFS (2017), Gemeindetypologie und Stadt/Land-Typologie 2012.
<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/querschnittsthemen/raeumliche-analysen/raeumliche-gliederungen/raeumliche-typologien.assetdetail.2543323.html>
- BFS (2021), Eidgenössisches Gebäude- und Wohnregister (GWR).
<https://www.housing-stat.ch/de/index.html>
- Mantelerlass, Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderung des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes)
- Consentec (2012), Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze. Untersuchung im Auftrag des BFE.
- Consentec (2015), Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze. Untersuchung im Auftrag des BFE.
- EBP (2021). Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz – Update 2021.
<https://www.ebp.ch/de/thema/energie/elektromobilitaet>
- EBP (2021), Synthetische Bevölkerung Schweiz.
<https://www.ebp.ch/de/projekte/synthetische-bevoelkerung-schweiz>
- Ecoplan, B+S, Hunziker Betatech (2017), Infrastrukturkosten unterschiedlicher Siedlungstypen. Oder: Ist verdichtet und zentral bauen billiger? Im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE)
- EICom (2010), Weisung 3/2010 der EICom: Preisindizes zur Ermittlung der Anschaffungsneuwerte im Rahmen der synthetischen Netzbewertung nach Artikel 13 Absatz 4 StromVV
- IFBC (2015), Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber. Review des bestehenden Kapitalkostenkonzepts.
- IWSB (2010), Preisindizes für das schweizerische elektrische Netz. Studie im Auftrag der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EICom)
- Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2020), Energieperspektiven 2050+. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE.
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- SNB (2020 Dezember), Quartalsheft 4, Jg. 38, Zürich.
- SNB (2021 September), Quartalsheft 3, Jg. 40, Zürich.
- VSE (2007), Einheitskosten. Beilage zur Branchenempfehlung Netzbewertung.
- UVEK (2021), Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2022. <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/65508.pdf>
- VSE (2021), Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz – Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung (KRSV-CH 2021)
- Stromversorgungsgesetz (StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2019), SR 734.7
- Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand am 1. Juni 2021), SR 734.71