

Axpo Energy Reports

Auswirkungen der Energieszenarien auf die Verteilnetze

Im Auftrag von Axpo

Datum: 4. Mai 2026

Projektteam:

Forschungsstelle Energienetze ETH Zürich (FEN)

C. Yaman Evrenosoglu, evrenos@fen.ethz.ch

Turhan Demiray, demirayt@fen.ethz.ch

Nikolaos Savvopoulos, nsavvopoulos@ethz.ch

EBP

Michele Chamberlin, michele.chamberlin@ebp.ch

Daniel Andersen, daniel.andersen@ebp.ch

Silvan Rosser, silvan.rosser@ebp.ch

Experten von Axpo und CKW: Lara Lück (Axpo) und Aleksandar Maksimovic (CKW)

Inhalt

Executive Summary	3
1. Einleitung	5
2. Untersuchte Region und Netzdarstellung	7
3. Methodik.....	8
3.1 Szenariodefinition	9
3.2 Flexibilitätssensitivitäten	10
3.3 Regionalisierung von Strombedarf und -erzeugung	11
3.3.1 Regionalisierung der Wärmepumpen und Erstellen der Lastprofile.....	11
3.3.2 Regionalisierung von EV-Szenarien und Zeitreihen	17
3.3.3 Regionalisierung von PV-Szenarien und Zeitreihen	20
3.3.4 Regionalisierung der Wind-Szenarien und Wind-Produktionsprofile	23
3.3.5 Allgemiestrom.....	24
3.3.6 Netztopologischer Anschluss.....	25
3.4 Netzplanung	26
3.5 Hochskalierung der Ergebnisse	32
4. Ergebnisse	36
4.1 Regionalisierung und Gebäude-Zeitreihen.....	36
4.1.1 Analyse der aggregierten Zeitreihen der Netto-Nachfrage (Residual)	36
4.1.2 Flexibilität von PV	37
4.1.3 Flexibilität von Verbrauchern	38
4.2 Netzausbaukosten	39
5. Schlussfolgerungen.....	52
6. Anhang.....	54

Executive Summary

Ziel dieser Studie ist es, die Auswirkungen der im Rahmen des Projekts «Axp0 Energy Reports» entwickelten Stromsystem-Szenarien auf die Anforderungen an die Verteilnetze zu analysieren. Die Untersuchung fokussiert auf die Verteilnetze im Versorgungsgebiet der CKW. Analog zur Studie «VSE Energiezukunft 2050» werden zukünftige Stromnachfrage und dezentrale Erzeugung mittels eines Bottom-up-Ansatzes mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten auf Gebäudeebene modelliert. Diese Zeitreihen bilden die Grundlage für detaillierte Netzsimulationen, mit denen Netzengpässe identifiziert, der daraus resultierende Bedarf an Netzausbau- und Verstärkungsmassnahmen bestimmt sowie die Effekte unterschiedlicher Szenarien und Flexibilitätsmechanismen auf Netzengpässe und Ausbaubedarf vergleichend quantifiziert werden. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse werden anschliessend auf eine nationale Ebene hochskaliert, um eine Abschätzung der gesamtschweizerischen Netzausbaukosten zu ermöglichen. Die berechneten Netzausbaukosten sind „zusätzliche Investitionskosten“ vom heutigen Zeitpunkt bis zum Zieljahr (z. B. 2050). Regelmässige Netzinvestitionen im Zusammenhang mit der Alterung von Anlagen, Wartung und Erneuerungszyklen sind nicht enthalten.

Die Ergebnisse zeigen konsistent, dass der zukünftige Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen primär durch PV-bedingte Rückspeisungen und nicht allein durch das konventionelle Nachfragewachstum bestimmt wird. In PV-dominierten Szenarien übersteigt die negative Spitze der aggregierten Nettolast im CKW-Gebiet die positive Lastspitze deutlich. Dies impliziert, dass die Netze zunehmend nicht nur auf die Versorgung der Last, sondern auch auf den Abtransport grosser Überschussmengen aus dezentraler Erzeugung ausgelegt werden müssen.

Dies erklärt, weshalb das PV-Szenario die höchsten Netzausbaukosten verursacht, während die Kernkraft-, Gas- und Windszenarien in den Netzebenen NE4-NE7 die geringsten Kosten aufweisen. Die Szenarien Synthese 1 (S1, Erneuerbare + Gas) und Synthese 2 (S2, Koexistenz) liegen dazwischen, wobei S1 näher am PV-Szenario liegt, während S2 einen ausgewogeneren und netzseitig weniger belastenden Entwicklungspfad darstellt.

Das PV-Szenario führt zu den grössten Anforderungen an den Netzausbau im Verteilnetz. Flexibilitätsmassnahmen wie die PV-Einspeisebegrenzung am Hausanschlusskasten (HAK), die netzdienliche Nutzung von dezentralen Batteriespeichern in Haushalten sowie die Flexibilisierung der Nachfrage haben das Potenzial, die erforderlichen Netzausbaukosten im Vergleich zu einem Szenario ohne jegliche Flexibilität um bis zu etwa 60% zu senken.

Das Kernkraftszenario, und ebenso die Gas- und Windszenarien weisen die geringsten Netzausbaukosten in den Netzebenen NE4-NE7 auf, da die dezentrale PV-Durchdringung deutlich geringer ist und die negative Spitze der Nettolast unterhalb der positiven Lastspitze bleibt.

Das Szenario S1 kann als Zwischenszenario eingeordnet werden, bleibt jedoch weiterhin klar PV-dominiert. Entsprechend geht S1 mit einer erheblichen Belastung der Verteilnetze einher, liegt jedoch deutlich unterhalb des reinen PV-Szenarios. Das Szenario S2 weist geringere Anforderungen an die Verteilnetze auf als S1 und liegt deutlich unterhalb des PV-Szenarios, bleibt jedoch über dem Niveau der Kernkraft-, Gas- und Windszenarien. Insgesamt zeigt sich, dass ein stärker diversifizierter Technologiemix mit geringerer PV-Durchdringung die Netzbelastung deutlich reduzieren kann, ohne die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität wesentlich einzuschränken.

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass der grösste Teil der Netzausbaukosten auf den unteren Netzebenen anfällt, insbesondere bei moderater Flexibilität. Die maximale Flexibilität ist besonders wirksam bei der Reduktion des Netzausbaubedarfs in der Niederspannung; sobald dieser vermindert ist, konzentrieren sich die verbleibenden Kosten zunehmend auf das Mittelspannungsnetz und die Unterwerke / Unterstationen.

Nicht alle Netzausbaukosten sind auf eine Überlastung der Leitungen zurückzuführen. Insbesondere in Szenarien mit hohem PV-Anteil werden häufig Überspannungsüberschreitungen beobachtet. In einigen Unterstationen bzw. Unterwerke, in denen der PV-Anteil relativ gering ist und der positive maximale Nettobedarf höher ist, wie im Kernkraftszenario, werden ebenfalls Unterspannungen beobachtet, die hauptsächlich durch hohe Nachfrage bedingt sind. Netzverstärkungen, die zur Behebung von Überlastungen implementiert werden, reduzieren oft auch Überspannungen, jedoch bleiben diese in manchen Bereichen, speziell im PV-Basisszenario, weiterhin bestehen. Im Rahmen der Massnahmen zur hohen Flexibilität, einschliesslich der Q(U)-Unterstützung durch PV, entfallen diese spannungsbedingten Netzausbaukosten in NE7 in allen Szenarien vollständig.

Flexibilitätsmassnahmen wie die PV-Einspeisebegrenzung, der Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving), das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen sowie die zeitliche Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs können den Netzausbaubedarf zwar nicht vollständig eliminieren, jedoch signifikant reduzieren oder zeitlich verzögern. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass Flexibilität gezielt ausgestaltet werden muss: Insbesondere in weniger PV-dominierten Szenarien kann die gleichzeitige Verschiebung von EV- und Wärmepumpenlasten zu Rebound-Effekten und neuen Lastspitzen führen. Der Nutzen von Flexibilität ist daher am grössten, wenn sie lokal differenziert, zeitlich koordiniert und gezielt an bestehenden Netzengpässen ausgerichtet wird.

Die nationale Hochskalierung ist als Berechnung für NE4-NE7 und nicht als exakte Prognose zu verstehen, aus folgenden Gründen:

- sie hängt von der Repräsentativität der betrachteten CKW-Versorgungsgebiete für die Schweizer Verteilnetzlandschaft ab.
- der heutige Netzzustand im CKW-Versorgungsgebiet ist durch ein relative stark ausgebautes Ist-Netz geprägt, insbesondere im Mittelspannungsbereich, wodurch der ermittelte Ausbaubedarf tendenziell geringer ausfallen kann als in anderen Schweizer Netzgebieten.
- in der Hochskalierung werden die Netzausbaukosten der NE3 nicht berücksichtigt, da das Hochspannungsnetz von CKW strukturell nicht repräsentativ für die Schweizer Hochspannungsnetze eingestuft wurde; da die Windeinspeisung jedoch auf dieser Netzebene erfolgt, sind szenarienübergreifende Vergleiche der auf NE4 bis NE7 beschränkten hochskalierten Kosten mit Vorsicht zu interpretieren.

Ungeachtet dieser Einschränkungen bleiben die relative Rangordnung der Szenarien sowie der deutliche kostendämpfende Effekt von Flexibilität robust.

1. Einleitung

Die derzeitige Transformation des europäischen Energiesystems wird voraussichtlich die Stromerzeugung, die Verbrauchsmuster und die Stromflüsse in den Übertragungs- und Verteilnetzen erheblich verändern. In der Schweiz geht die Dekarbonisierung des Energiesektors mit einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung und der Mobilität sowie einem erheblichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, unter anderem durch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), einher. Diese Entwicklungen werden voraussichtlich zu einem Anstieg der Stromnachfrage führen und gleichzeitig eine Verlagerung der Stromerzeugung hin zu dezentraleren und variableren Quellen bewirken.

Auf nationaler Ebene haben mehrere Langzeitstudien mögliche Wege für das künftige Schweizer Stromsystem untersucht. Diese Analysen konzentrieren sich in der Regel auf die Entwicklung der Erzeugungstechnologien und die Eignung des Systems. In diesem Zusammenhang bewertet die übergeordnete Studie, «Axpo Energy Reports», verschiedene Szenarien für das Schweizer Stromsystem im Jahr 2050, die von Axpo entwickelt wurden. Jedes Szenario stellt ein eigenständiges Portfolio an Stromerzeugungstechnologien dar, das durch unterschiedliche Kombinationen der installierten Kapazitäten von Kernkraft-, Gas-, Solar- und Windenergieerzeugung definiert ist. Die Szenarien sind darauf ausgelegt, eine ausreichende inländische Stromversorgung sicherzustellen und gleichzeitig alternative strategische Technologiepfade für das zukünftige Schweizer Stromsystem widerzuspiegeln.

Während sich nationale Energiesystemstudien in erster Linie auf die Versorgungssicherheit und die Auswirkungen auf der Übertragungsstufe konzentrieren, hat die Transformation des Stromsystems auch tiefgreifende Auswirkungen auf die Verteilnetze. Insbesondere der grossflächige Einsatz dezentraler Photovoltaikanlagen, Elektrofahrzeuge und elektrischer Heiztechnologien wird die Lastprofile und Lastflüsse in Mittel- und Niederspannungsnetzen erheblich beeinflussen. Diese Entwicklungen können zu neuen Arten von Netzengpässen führen, darunter Rückspeisungen und Spannungsabweichungen.

Ziel dieser Studie ist es, die Auswirkungen der im Rahmen des Projekts «Axpo Energy Reports» entwickelten Stromsystem-Szenarien auf die Anforderungen an die Verteilernetzinfrastruktur zu bewerten. Die Analyse konzentriert sich auf die Verteilnetze im Versorgungsgebiet der CKW. Ähnlich wie in der Studie «VSE Energiezukunft 2050»¹ werden die zukünftige Stromnachfrage und die dezentrale Erzeugung anhand eines Bottom-up-Ansatzes mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten auf Gebäudeebene modelliert. FEN arbeitete mit EBP bei der Regionalisierung nationaler Szenarien und der Erstellung von Zeitreihen für Endverbraucher zusammen. Diese Zeitreihen werden anschliessend in detaillierten Netzsimulationen verwendet, um Netzengpässe und die erforderlichen Verstärkungsmassnahmen zu identifizieren.

Neben der Bewertung des Netzausbaubedarfs für das CKW-Netz extrapoliert die Studie die Ergebnisse auch auf die nationale Ebene. Durch die Zuordnung der analysierten Netzgebiete zu Clustern von Schweizer Netzbetreibern, wie sie von der nationalen Regulierungsbehörde ElCom definiert werden, liefern die Ergebnisse eine Schätzung des potenziellen Netzausbaubedarfs für das Verteilnetz in der Schweiz unter den betrachteten Energieszenarien.

Durch diesen Ansatz liefert die Studie Erkenntnisse darüber, wie sich unterschiedliche Technologiepfade und Massnahmen zur betrieblichen Flexibilität auf den künftigen Ausbaubedarf des Verteilnetzes auswirken, und unterstreicht die Bedeutung der Integration von Flexibilität in Zielnetzplanungsstrategien.

¹ T. Demiray und T. Ingold, «Energiezukunft 2050 – Auswirkungen auf die Verteilnetze», VSE, Abschlussbericht, 2024. <https://www.strom.ch/de/energiezukunft-2050/download>

2. Untersuchte Region und Netzdarstellung

Der erforderliche Netzausbau wurde im Versorgungsgebiet der CKW untersucht. Die CKW versorgt mehr als 70 Gemeinden und rund 57'000 Netzanschlusspunkte (i.e., Hausanschlusskasten, HAK). Das CKW-Netz liefert jährlich rund 1 TWh Strom.

Die in dieser Studie verwendete Schweizer Netzebenen-Klassifikation lautet:

- NE3: Hochspannung (HS)
- NE4-NE5: Mittelspannung (MS)
- NE6-NE7: Niederspannung (NS)

Die Netzinfrastruktur umfasst:

- Hochspannungsnetz (NE3): 80 km Erdkabel und 380 km Freileitungen
- 20 HS-/MS-Unterstationen oder Unterwerke
- Mittel- und Niederspannungsnetze (NE4-NE7)

3. Methodik

Die Analyse (Abbildung 1) verknüpft nationale Energiesystem-Szenarien mit detaillierten Hochspannungsnetz- und Verteilnetzsimulationen. Der methodische Rahmen umfasst mehrere Schritte. Zunächst werden nationale Stromnetz-Szenarien definiert und mit alternativen Flexibilitätssensitivitäten kombiniert. Diese Szenarien werden anschliessend auf das Versorgungsgebiet des untersuchten Verteilernetzes (CKW) regionalisiert. Die nationalen Annahmen werden in Stromnachfrage- und dezentrale Erzeugungsprofile auf Gebäudeebene mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten individuell modelliert. Technologiespezifische Modelle werden angewendet, um den Betrieb von Elektrofahrzeugen (EV), Wärmepumpen (WP), Photovoltaikanlagen (PV) und Batterie-Energiespeichersystemen (BESS) abzubilden. Die resultierenden Zeitreihen dienen als Eingaben für detaillierte Lastflussberechnungen im Verteilnetz, mit denen Netzengpässe und erforderliche Verstärkungsmassnahmen identifiziert werden. Schliesslich werden die jeweils resultierenden Netzausbaukosten berechnet und auf die nationale Ebene hochgerechnet.

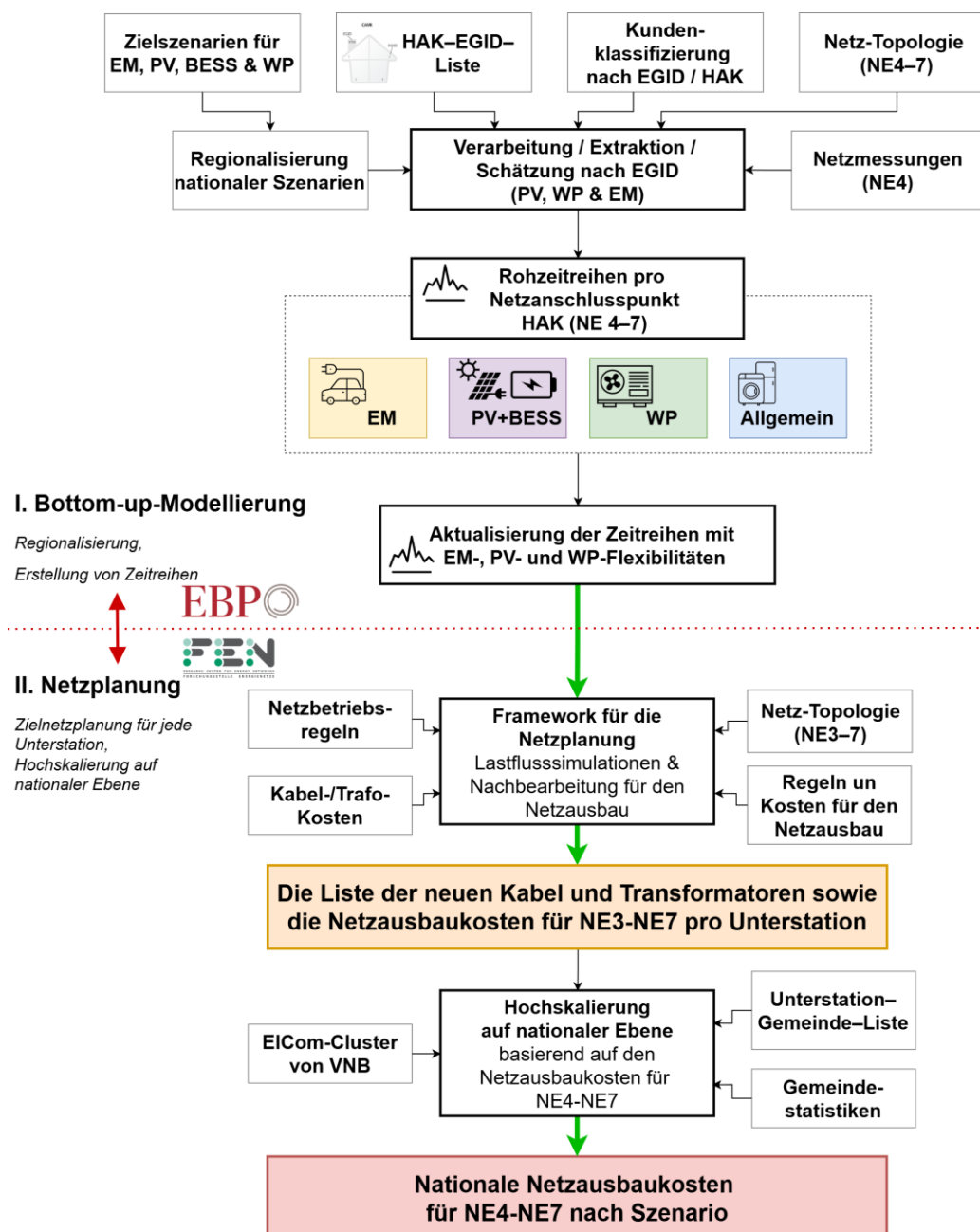


Abbildung 1. Das allgemeine Framework für die Bottom-up-Modellierung und die Zielnetzplanung

3.1 Szenariodefinition

Der zukünftige Strombedarf und die Stromerzeugung werden aus nationalen Energieszenarien für die Schweiz im Jahr 2050 abgeleitet. Diese Szenarien stellen alternative strategische Wege für die Entwicklung des Schweizer Stromsystems dar und unterscheiden sich hauptsächlich in den angenommenen Portfolios der Erzeugungstechnologien. Insbesondere berücksichtigen sie unterschiedliche Kombinationen installierter Kapazitäten von Photovoltaik-, Kernenergie-, Wind- und Gaskraftwerken, wobei eine ausreichende inländische Stromversorgung gewährleistet bleibt.

In dieser Studie werden sechs Szenarien betrachtet (Tabelle 1):

- **Kernkraft-Fokus:** Einsatz neuer Kernkraftkapazitäten zum Ersatz stillgelegter Anlagen und zur Bereitstellung einer zuverlässigen Grundlastversorgung. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**Kernkraft**» oder «**K**» bezeichnet.
- **Gas-Fokus:** Bau neuer Gaskraftwerke, die flexible und regelbare Erzeugungskapazitäten bereitstellen. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**Gas**» oder «**G**» bezeichnet.
- **Solar-Fokus:** Massiver Ausbau der Photovoltaik, sodass Solarenergie zur dominanten Stromquelle wird. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**PV**» bezeichnet.
- **Wind-Fokus:** Massiver Ausbau der Onshore-Windkraft. Im Folgenden wird dieses Szenario als «**Wind**» oder «**W**» bezeichnet.
- **Erneuerbare + Gas:** Kombination eines Ausbaus erneuerbarer Energien (vor allem Solar- und Windkraft) mit neuen Gaskraftwerken, die Reservekapazität bereitstellen. Im Folgenden dieses Berichts wird dieses Szenario als «**RES+Gas**» und «**Synthese I**» (**S1**) bezeichnet.
- **Koexistenz:** Diversifiziertes System, in dem Kernkraft, erneuerbare Energieerzeugung und flexible thermische Kapazitäten gleichzeitig existieren. Im weiteren Verlauf dieses Berichts wird dieses Szenario als «**Koexistenz**» und «**Synthese II**» (**S2**) bezeichnet.

Tabelle 1. Nationale Zielszenarien von AXPO und berücksichtigte Flexibilitäten für 2035 und 2050. Alle Einheiten sind in TWh angegeben, mit Ausnahme von BESS, das separat ausgewiesen wird. Die BESS-Werte werden für die Sensitivität „flex“ dargestellt.

	PV		Kernkraft		Gas		Wind		RES ² + Gas (Synthese 1)		Koexistenz (Synthese 2)	
	2035	2050	2035	2050	2035	2050	2035	2050	2035	2050	2035	2050
PV-Ground	1,2	3,3	0	0	0	0	0	0	0,9	3,1	0,5	1,5
PV-Dach	24,3	43	11,5	16,2	11,5	16,2	11,5	16,2	24,4	32,2	22	25
PV Alpin	0,9	2,3	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7	0,4	0,5	0,2	0,2
Wind	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	1,4	13,5	0,7	5,1	0,7	2,2
Res. BESS (GWh/GW)	8,3/4,2	12,1/6,1	7/3,5	7,6/3,8	7/3,5	7,6/3,8	7/3,5	7,6/3,8	9,5/6,4	10,1/5	8,3/4,1	8,7/4,3
Nachfrage	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5	50,6	46,5
HP	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0	7,4	10,0
EV	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2	6,8	15,2
H ₂ -Prod.	2,2	9	2,2	9	2,2	9	2,2	9	2,2	9	2,2	9
Sensitivität.												
<i>Basis</i>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								
<i>Flex</i>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<i>Maxflex</i>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Die Entwicklung des Strombedarfs wird in allen Szenarien identisch angenommen. Die Nachfrage steigt aufgrund der Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie des Bevölkerungswachstums, während Verbesserungen der Energieeffizienz den Anstieg des konventionellen Stromverbrauchs teilweise kompensieren. Die nationalen Szenarioparameter werden anschliessend auf das

² RES: Erneuerbare Energiequellen

Untersuchungsgebiet regionalisiert und in Nachfrage- und Erzeugungsprofile auf Gebäudeebene übersetzt, wie in der Methodik beschrieben.

3.2 Flexibilitätssensitivitäten

Um die potenzielle Rolle der betrieblichen Flexibilität bei der Reduzierung des Netzausbaus zu bewerten, werden drei Flexibilitätssensitivitäten definiert: **Basis**, **Flex** und **Maxflex**. Diese Sensitivitäten stehen für steigende Grade an dezentraler Flexibilität auf Gebäudeebene und dienen dazu, zu beurteilen, wie verschiedene Betriebsstrategien Spitzenlasten im Netz abfedern können.

Die **Basis-Sensitivität** stellt den Referenzfall ohne zusätzliche Flexibilitätsmassnahmen dar. In diesem Fall dürfen Photovoltaikanlagen ihren Überschussstrom ins Netz einspeisen, es werden keine Batteriespeichersysteme modelliert, und das Laden von Elektrofahrzeugen sowie der Betrieb von Wärmepumpen folgen ihren bedarfsorientierten Lastprofilen ohne aktives Lastmanagement. Um die Extremfälle zu bewerten, werden für das Basisszenario nur PV- und Kernkraftszenarien (Wind und Gas) untersucht.

Die **Flex-Sensitivität** repräsentiert ein moderates Mass an Flexibilität. In diesem Fall werden mehrere Massnahmen umgesetzt, um PV-Einspeisespitzen zu reduzieren und die Nachfrage von Elektrofahrzeugen aus den traditionellen Abendspitzenzeiten zu verlagern. Die PV-Einspeisung wird am Netzanschlusspunkt (Hausanschlusskasten, HAK) begrenzt, wobei die maximale Netzeinspeisung auf 70% der installierten DC-Leistung limitiert wird. Zudem wird angenommen, dass ein Teil der neuen PV-Anlagen mit Batterie-Energiespeichersystemen (BESS) ausgestattet ist, deren Nennleistung 0,8 kW pro kWp installierter PV-Leistung beträgt. Die Batteriespeicherkapazität wird durch einen Energieinhalt von 2 kWh/kW definiert. Darüber hinaus wird das private Laden von Elektrofahrzeugen teilweise aus der abendlichen Spitzenzeit verlagert, indem die Wahrscheinlichkeit eines Ladevorgangs zwischen 16:00 und 21:00 Uhr um 20 % reduziert wird.

Die **Maxflex-Sensitivität** repräsentiert für ein hohes Mass an betrieblicher Flexibilität und umfasst eine stärkere Umsetzung derselben Massnahmen. In diesem Fall wird die PV-Einspeisung auf 50% der installierten Leistung am Netzanschlusspunkt begrenzt. Der Einsatz von Batteriespeichern steigt auf 1 kW Batterieleistung pro kWp installierter PV-Leistung, bei einem Energieinhalt von 1,5 kWh/kW. Die Wahrscheinlichkeit des EV-Ladens während der abendlichen Spitzenzeit wird um 50 % reduziert, wodurch ein grösserer Anteil der Ladevorgänge in die Mittags- und Nachtstunden verlagert wird. Zusätzlich werden Wärmepumpen aktiv gesteuert, um die typischen abendlichen Lastspitzen zu reduzieren: Einzelne Wärmepumpen können während des Zeitfensters zwischen 18:00 und 22:00 Uhr für bis zu drei Stunden temporär abgeschaltet werden, wobei der Wärmebedarf später in den Nacht- oder Morgenstunden nachgeholt wird.

Tabelle 2 enthält eine Zusammenfassung der Flexibilitätssensitivitäten.

Tabelle 2. Flexibilitätssensitivitäten: Annahmen zur Umsetzung.

	Basis	Flex	Maxflex
Einspeisebegrenzung (angewendet am Netzanschlusspunkt – HAK, bezogen auf kWp _{DC})	-	30%	50%
BESS	Kein BESS modelliert	0,8 kW _(BESS) /kWp _{PV} C-Rate (kWh/kW): 2	1 kW _(BESS) /kWp _{PV} C-Rate (kWh/kW): 1,5
Private Ladeinfrastruktur für Elektromobilität (Reduzierung der Ladehäufigkeit während der abendlichen Spitzenzeiten)	-	20%	50%
Wärmepumpe ausgeschaltet (für 3 Stunden während der abendlichen Spitzenzeiten)	-	-	Abschaltung zwischen 18:00 und 22:00 Uhr

3.3 Regionalisierung von Strombedarf und -erzeugung

Die nationalen Szenarioparameter werden mithilfe eines Bottom-up-Regionalisierungsansatzes auf die regionale Ebene übertragen. Der Strombedarf und die dezentrale Erzeugung werden räumlich auf die Gebäude im Versorgungsgebiet von CKW verteilt, basierend auf lokalen Merkmalen wie Gebäudetypen, Verbrauchsprofilen und verfügbaren Dachflächen für Photovoltaikanlagen.

Der Strombedarf wird in mehrere Komponenten unterteilt, darunter Grundverbrauch (Allgemeinstrombedarf), Elektromobilität und Elektroheizung. Photovoltaikanlagen werden entsprechend dem verfügbaren Installationspotenzial auf die Gebäude verteilt.

Für jedes Gebäude im Untersuchungsgebiet werden jährliche Last- und Erzeugungsprofile mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten erstellt. Zusätzlich zu gebäudebasierten Technologien werden grössere Energieanlagen, wie grossflächige PV-Installationen und Schnellladehubs, auf geeigneten Netzebenen angeschlossen, typischerweise zwischen NE6 und NE4.

Der resultierende Datensatz liefert Zeitreihen, die den Strombedarf und die dezentrale Erzeugung im gesamten Versorgungsgebiet abbilden, und dient als Eingabe für die nachfolgenden Netzsimulationen.

3.3.1 Regionalisierung der Wärmepumpen und Erstellen der Lastprofile

Der Umbau des Energiesystems zieht auch eine Elektrifizierung des Wärmesektors mit sich. Fossile Energieträger, aber auch Elektroheizungen, werden zunehmend durch erneuerbare Energieträger ersetzt. Dazu zählen vor allem auch Wärmepumpen, welche der Umgebung niederwertige Umweltwärme entziehen und diese mit elektrischem Strom für Heizungen und Warmwasser nutzbar machen. In Bezug auf das Stromverteilnetz stellt sich die Frage, welche Auswirkungen die zunehmende Installation von Wärmepumpen auf das Verteilnetz und dessen Betrieb hat.

Für die quantitativen Grundlagen der Stromzielnetzplanung gilt es daher zunächst, den Ist-Zustand der allgemeinen Wärmeversorgung darzustellen und daraufhin die regionalen Entwicklungen insbesondere des elektrischen Energie- und Leistungsbedarfs abzubilden. Dabei werden lokale Informationen benutzt sowie Gegebenheiten und deren Auswirkungen auf die Entwicklung spezifisch für das Versorgungsgebiet analysiert.

Der Wärmebedarf wird generell differenziert in Heizung für Raumwärme und Warmwasser. Während der Bedarf für Warmwasser in Gebäuden in der Regel über das Jahr nur gering schwankt, ist jener für Raumwärme stark von der Aussentemperatur sowie von der Gebäudeisolation abhängig. Des Weiteren wird intensiver geheizt, wenn Personen sich in den beheizten Räumlichkeiten aufhalten. Die typischerweise höchste Belastung durch elektrische Heizenergieträger auf das Stromnetz findet an kalten Tagen sowie am Abend statt, wenn sich Personen vermehrt zu Hause befinden. Ein detaillierteres Bild erfordert jedoch eine spezifische Modellierung, um regionale Bedingungen (Gebäudestruktur und -alter, Nutzungsstruktur sowie regionale Unterschiede basierend auf der Verteilung in Mittel- und Niederspannungsnetzen) zu berücksichtigen. In dieser Hinsicht werden für diese Studie insbesondere die Entwicklungen von Wärmepumpen, inkl. Hochleistungsanlagen in Energiezentralen für Wärmeverbunde, und von Elektroheizungen betrachtet.

Im Allgemeinen wird auf dem Weg zu Netto-Null 2050 in der Schweiz erwartet, dass die Verwendung von Gas- und Ölfeuerungen stark reduziert wird. Auch Elektroheizungen werden, obwohl die Stromproduktion komplett erneuerbar sein kann, als nicht erneuerbar deklariert und aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs zunehmend durch erneuerbare Heizträger ersetzt. Zu den erneuerbaren Heizträgern zählt die Verwendung von Wärmepumpen, Biogas, Holz und Fernwärme. Bei der räumlichen Entwicklung der Wärmetransformation gilt es daher einerseits, den Heizungsersatz gebäudescharf abzubilden. Andererseits werden mit dem technologischen Fortschritt auch Effizienzgewinne durch Sanierungsmassnahmen in Gebäuden erwartet.

Die Modellierung zielt darauf ab, den zukünftigen Wärmeverbrauch von Gebäuden zu prognostizieren und dessen Auswirkungen auf das Stromnetz zu analysieren. Dafür werden Gebäude- und Heizungsdaten systematisch erfasst, Szenarien entwickelt und mithilfe einer Monte-Carlo-Simulation Unsicherheiten modelliert. Der Prozess ist in Abbildung 2 dargestellt.

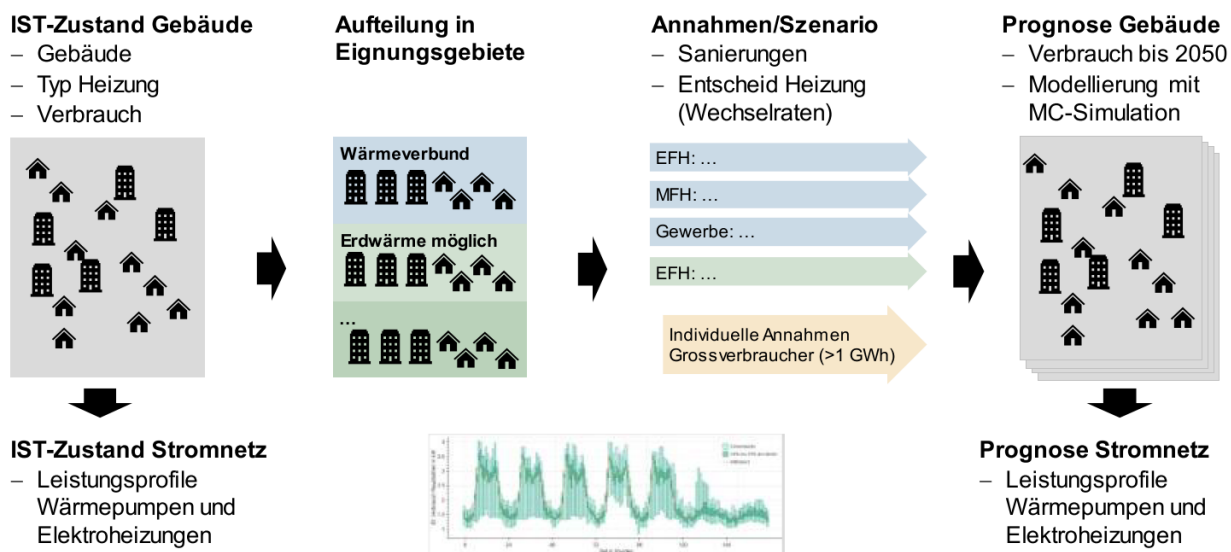


Abbildung 2. Übersicht über den Wärmebedarf und Wärmepumpe-Modellierung von EBP.

Um die nationalen Szenarien der Axpo auf das CKW-Versorgungsgebiet zu regionalisieren, wurde der heutige Wärmeverbrauch gemäss dem Bundesamt für Energie³ sowie das zu erwartende Bevölkerungswachstum CKW-Versorgungsgebiet im Verhältnis zum nationalen Bevölkerungswachstum berücksichtigt.

Gebäudedatenbank

Als erstes wird der Gebäudebestand erfasst. Als Grundlage dafür dient das Gebäude- und Wohnregister (GWR). Darin sind unter anderem Informationen zu Ort, Baujahr, Grösse, Nutzungstyp und Energieträger für Wärme enthalten. Aus diesen Datengrundlagen kann ein Wärmebedarf pro Gebäude näherungsweise geschätzt werden. Dazu werden zunächst Gebäudeflächen, Stockwerkanzahl, Wohnflächen und die Gebäudekategorie zur Ermittlung von Energiebezugsflächen (EBF) ermittelt. Ausserdem werden auf der Grundlage von Nutzungstyp und Bauperiode Energiekennzahlen (EKZ) bestimmt. Das Produkt beider Kennzahlen ergibt einen theoretischen Energiebedarf, welcher für Wohnformen in der Regel genauer ist als für Industriebetriebe.

Eignungsgebiete für Erd- und Fernwärme

Basierend auf kantonalen Daten zur Erdwärme- und Grundwasserwärmenutzung werden räumliche Gebiete definiert, in welchen Wärmepumpen besonders attraktiv für die Aufbereitung von Umweltwärme in Gebäudewärme sind. Denn solche Wärmepumpen weisen höhere Leistungskennzahlen (Effizienz) auf als solche mit Nutzung von Umgebungsluft. Mit den Daten des Kantons Luzern zur Erdwärmenutzung⁴ können bereits realisierte sowie geplante Erschliessungsgebiete definiert werden. Ausserdem lassen sich über eine Analyse der bestehenden thermischen Netzen gemäss Bundesamt für Energie (BFE)⁵ und den aktuellen Heizenergieträgern

³ Wärme- und Kältenachfrage Wohn- und Dienstleistungsgebäude, BFE ([Link](#))

⁴ Erdwärmenutzung, Kt Luzern ([Link](#))

⁵ Thermische Netze, BFE ([Link](#))

in den Gebäuden solche Gebiete identifizieren, welche potenziell als Erweiterungsgebiete für bestehende oder neue Wärmeverbunde geeignet sind.

Die Gebäude aus dem GWR werden geografisch verordnet in die verschiedenen Eignungsgebiete für Fern- und Erdwärmenutzung. Da jedes Gebäude in einem Fernwärme- und/oder einem Erdwärme-Potentialgebiet liegt, ergeben sich vier verschiedene Gebietstypen. In jedem von diesen vier Gebietstypen finden unterschiedliche Heizungsersetzungen und damit eine unterschiedliche Entwicklung von verschiedenen Arten von Wärmepumpen statt. Die vier Gebietstypen sind wie folgt definiert:

Eignungsgebiete	Versorgungsgebiete
<ul style="list-style-type: none"> — Erdwärmenutzung möglich Vorzugsgebiet für Wärmepumpen aufgrund Nutzungsmöglichkeit von Erdwärme. Dadurch erhöhte Wechselrate auf Wärmepumpen als Heizungsanlage — Keine Erdwärmenutzung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> — Wärmeverbund möglich Durch Wärmeverbunde bereits erschlossenes Gebiet oder durch die Ausdehnung bestehender Wärmeverbunde theoretisch erschliessbar. Dadurch erhöhte Anschlussrate an ein Wärmenetz — Kein Wärmeverbund Keine Erschliessung durch Wärmeverbunde. Dadurch kein Anschluss an ein Wärmenetz möglich

Der Anteil des Wärmebedarfs, der durch Energiezentralen abgedeckt wird, wurde basierend auf den Energieperspektiven 2050+ des BFE⁶ festgelegt.

Modellierung von Gebäuderenovierungen und Wechselarten von Heizungsanlagen

Neben den Bestandsgebäuden in der Gebäudedatenbank werden auch potenzielle Neubauten aus der Siedlungsentwicklung den Transformationsgebieten räumlich zugeordnet. Das EBP-Gebäudemodell simuliert die Entwicklung des Wärmebedarfs pro Gebäude nach einer Wahrscheinlichkeitsverteilung für Sanierungsmassnahmen und Heizungswechsel für jeweils fünf Jahre bis zum Szenario-Jahr 2050. Dabei spielen neben der Gebietszuweisung der aktuellen Heizenergieträger, das Baujahr und der Gebäudenutzungstyp eine entscheidende Rolle für die Entwicklungsmodellierung. Beim Gebäudenutzungstyp wird generell zwischen Einfamilienhaus (EFH), vorwiegend Mehrfamilienhaus (MFH) und vorwiegend Gewerbe (GEW) unterschieden.

Je nach Gebäudenutzungstyp und Baujahr, bzw. Jahr der letzten Sanierung, wird einem Gebäude die Wahrscheinlichkeit einer Sanierung zugeordnet. Die Sanierung umfasst ebenfalls per stochastischem Zufall eine der folgenden fünf möglichen Massnahmen, welche jeweils einen unterschiedlich starken Effekt auf die Gebäudeeffizienz haben, wodurch sich der Wärmeenergiebedarf reduziert:

- Ersatz von Fenstern
- Ersatz von Dach
- Ersatz von Fenstern und Dach
- Ersatz von Fassade und Fenstern

⁶ Energieperspektiven 2050+, BFE. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>

– Ersatz von Fassade, Fenstern und Dach

Ausgehend vom Alter der bestehenden Heizungsanlage, unter der Annahme einer Normalverteilung der Lebensdauer mit einem Mittelwert von 20 Jahren, wird eine Heizung in einem Gebäude ersetzt. Je nach Gebietskategorie, Gebäudenutzungstyp und momentanem Energieträger wird der Energieträger der ersetzten Heizung gewählt. Die Wahl der Matrix zum Heizenergieträgerwechsel, welche sich aus allen möglichen Kombinationen von Gebietskategorien (6 verschiedene), Gebäudenutzungstypen (3 verschiedene) und Heizträger (5 verschiedene – siehe unten) ergibt, fällt auf eine von insgesamt 90 möglichen Ausgangslagen für ein Gebäude für jedes Modellierungsjahr – pro Szenario. Pro Ausgangslage wird nun eine Matrix aufgespannt, welche die Wahrscheinlichkeit der fünf Heizträger für die Ersatzheizung darstellt. Dabei kann es auch vorkommen, dass der Energieträger bestehen bleibt, sich jedoch unter Umständen die Anlageneffizienz verbessert. Die Wechselrate ändert sich überdies über die Zeit, da z. B. potenzielle Wärmeverbunde den Anschluss an ein Wärmenetz zu einem späteren Zeitpunkt wahrscheinlicher machen. Ein Beispiel für diese Wechselraten ist in Tabelle 3 abgebildet.

Tabelle 3. Beispiel einer Matrix zum Heizungswechsel. Für jede der Ausgangssituationen, für jedes Szenario sowie für jedes Modellierungsjahr wird eine solche Matrix mit 7 neuen Energieträgern aufgespannt, deren Wahrscheinlichkeitssumme 100% ergibt.

Ausgangslage: Einfamilienhaus; Gebiet mit Wärmeverbund; Erdwärmennutzung möglich		
Modellierungsjahr: 2025		
IST-Energieträger	Neuer Energieträger	Wahrscheinlichkeit
Heizöl	Heizöl	5%
Heizöl	Gas	0%
Heizöl	Elektroheizung	0%
Heizöl	Wärmepumpe Erdwärme	30%
Heizöl	Wärmepumpe Umgebungsluft	25%
Heizöl	Fernwärme	35%
Heizöl	Holzheizung	5%
...

Diese Wahrscheinlichkeiten wurden so kalibriert, um eine möglichst realistische Entwicklung der Heizungswechsel abzubilden und gleichzeitig den nationalen Axpo-Szenarien zu entsprechen.

Monte-Carlo-Simulation

Die Sanierungs- und Wechselraten werden auf die Gebäudedatenbank mit bestehenden und entstehenden Gebäuden angewendet. Die Modellierung ist dabei generell deterministisch. D.h. per Zufallsgenerator wird die Lebenszeit eines Gebäudes bis zum Szenario-Jahr 2050 modelliert. Das Ergebnis im Jahr 2050 würde somit nur eine einzelne mögliche Entwicklung des Gebäudeparks darstellen, welches teilweise stark von bestimmten Zufallsentscheidungen abhängt. Um eine bessere Wahrscheinlichkeitsverteilung der gesamten Entwicklung abzubilden, wird die Modellierung mehrmals, d.h. 200-mal, in einer sogenannten Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die 200 Ergebnisse werden im Anschluss gemittelt. Dies ergibt einerseits, dass einzelne Gebäude im Gesamtergebnis als eine Durchmischung mehrerer Verläufe dargestellt werden, z. B. mit teilweisen Sanierungen oder verschiedenen Energieträgern. Andererseits ergibt sich dadurch pro Quartier oder Strasse ein besseres und genaueres Abbild, welches für das Stromverteilnetz relevant ist. Die gebäudescharfe Bottom-Up-Simulation ermöglicht daher keine genaue Auslegung des tatsächlich auszubauenden Hausanschlusses. Jedoch ergibt sie ein zuverlässigeres Bild für die Belastung von

Strängen an Verteilnkabinen und vor allem von Trafokreisen und dem darüberliegenden Mittelspannungsnetz.

Lastprofile-Modellierung

Ausgehend vom Ergebnis der Monte-Carlos-Simulation erhalten einige Gebäude je nach Szenario-Jahr eine Heizung mit Einfluss auf das Stromnetz. Dazu zählen Elektroheizungen, Wärmepumpen und Fernwärmeanschlüsse in Wärmeverbunden mit Umweltwärmenutzung, d.h. mit Wärmepumpen in der Energiezentrale. Die elektrische Leistung der Heizungsanlage ergibt sich durch den Energieverbrauch und die Volllaststunden. Der Energieverbrauch hängt vom Nutzungsgrad der Heizungsanlage und von dessen Baujahr ab. Für einzelne Gebäude werden 1'800 Volllaststunden pro Jahr angenommen für die Raumwärme sowie 4'000 Volllaststunden für Warmwasser. Wärmepumpen in Energiezentralen weisen erfahrungsgemäss einen Wert von 3'000 Volllaststunden auf.

Den Anlagen werden Standardlastprofilen zugeordnet, welche der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) regelmässig publiziert. Diese stellen den Heizbedarf je nach Aussentemperatur und Tageszeit dar. Für die Aussentemperatur wurde ein stündliches Temperaturprofil von 2024 aus dem Kanton Luzern (Ruswil, 630 m.ü.M.) verwendet. Das 15-minütige Jahresprofil wird im Nachgang derart skaliert, dass es der ermittelten Nennleistung und dem Energieverbrauch der Anlage entspricht. Ebenso wurde bei diesem Jahresprofil berücksichtigt, dass die Wärmepumpen aufgrund ihrer unterschiedlichen Taktungen eine Gleichzeitigkeit von 70% bei Auslegungs-Lufttemperatur von -7°C haben – sprich dass bei -7°C die gleichzeitig bezogene Leistung aller Wärmepumpen im gesamten Gebiet 70% der installierten Leistung entspricht.

Flexibilität der Wärmepumpen

Aufgrund der thermischen Trägheit von Gebäuden haben Wärmepumpen eine inhärente Flexibilität, da die Wärmepumpe nicht konstant laufen muss. Durch eine gezielte, netzdienliche Steuerung kann mit dieser Flexibilität das Verteilnetz entlastet werden.

In der Sensitivität Maxflex werden die Wärmepumpen sequenziell zwischen 18:00 und 22:00 Uhr abgeschaltet (jeweils maximal für 3 Stunden), um die abendliche Lastspitze zu reduzieren. Die Wärmepumpe kompensiert diese 3-stündige Deaktivierung anschliessend während der Nacht unter Berücksichtigung der installierten Leistung. In der Sensitivität Flex findet keine Abschaltung oder netzdienliche Steuerung der Wärmepumpen statt.

Annahmen für die Wärmemodellierung

- Zur Regionalisierung der heutigen nationalen Wärmepumpennachfrage für das CKW Gebiet werden die Wärmenachfrage des BFE für Wohn- und Dienstleistungsgebäude^{Error! Bookmark not defined.} herangezogen.
- Die jährlichen Vollbenutzungsstunden von Wärmepumpen werden wie folgt angenommen:
 - 1'800 h für Raumheizung
 - 4'000 h für Warmwasser
 - 3'000 h für Energiezentralen
- Der Anteil zentraler Systeme an der gesamten Wärmepumpennachfrage wird aus den Energieperspektiven 2050+ der Schweiz^{Error! Bookmark not defined.} abgeleitet.
- Heizsysteme werden im Durchschnitt nach 20 Jahren ersetzt.
- Zur Abbildung der nationalen Axpo-Szenarien wurden die Wechselwahrscheinlichkeiten zu einem von sieben Heizenergieträgern entsprechend angepasst. Diese Wahrscheinlichkeiten berücksichtigen zudem die Eignung für die Nutzung von Erdwärme^{Error! Bookmark not defined.} oder Fernwärmenetze^{Error! Bookmark not defined.}.
- Für die Lastprofile der Wärmepumpen wird ein stündliches Aussentemperaturprofil des Jahres 2024 verwendet, das zur Bestimmung des täglichen und stündlichen Heizbedarfs dient.
- Die maximale Leistungsspitze aller Wärmepumpen beträgt 70 % der jeweils installierten Leistung, bedingt durch unterschiedliche Taktungen der Wärmepumpen.
- Im Szenario „Maximale Flexibilität“ werden die Wärmepumpen sequentiell zwischen 18:00 und 22:00 Uhr abgeschaltet (jeweils maximal für 3 Stunden), um die abendliche Lastspitze zu reduzieren.

3.3.2 Regionalisierung von EV-Szenarien und Zeitreihen

Die Elektromobilität gewinnt weltweit an Bedeutung und stellt einen zentralen Baustein für eine nachhaltige Zukunft dar. In der Schweiz ist dieser Trend besonders relevant, da der Verkehrssektor einen erheblichen Anteil vom Gesamtenergieverbrauch ausmacht und bislang stark von fossilen Energieträgern abhängig ist. Durch die Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge kann dieser Sektor langfristig effizient elektrifiziert werden, was im Einklang mit der Energiestrategie 2050 steht⁷, die sowohl eine Steigerung der Energieeffizienz als auch den Umstieg auf erneuerbare Energien fordert. In diesem Abschnitt wird die Modellierung von Elektromobilität und dessen Einfluss auf das Stromnetz beschrieben.

Die Modellierung erfolgt in vier Modulen (Fahrzeugkategorien): Personenwagen (inkl. Motorräder), Busse (Reise- und Linienbusse), leichte Nutzfahrzeuge und schwere Nutzfahrzeuge erfolgt. Die Module folgen einem bewährten Ablauf (siehe Abbildung 3) und wurden erfolgreich in zahlreichen Projekten eingesetzt, darunter in Studien zur Ladeinfrastruktur 2050⁸, zu Energiesparpotenzialen in der Schweizer Fahrzeugflotte und zur Energiezukunft 2050, sowie in vielen kantonalen und kommunalen Projekten.

Die Modellierung beinhaltet die Ermittlung und Prognose des Fahrzeugbestands, die Verwendung von nationalen Verkehrsdaten und darauf basierend den Energiebedarf je Fahrzeugkategorie. Der elektrische Ladebedarf wird somit je Fahrzeug und je Standort modelliert, um den zukünftigen Bedarf an Ladeinfrastruktur zu ermitteln. Aus dem Bedarf an Ladeinfrastruktur werden die Lastgänge je Standort ermittelt. Die Methodik wird in den folgenden Abschnitten genauer erläutert.

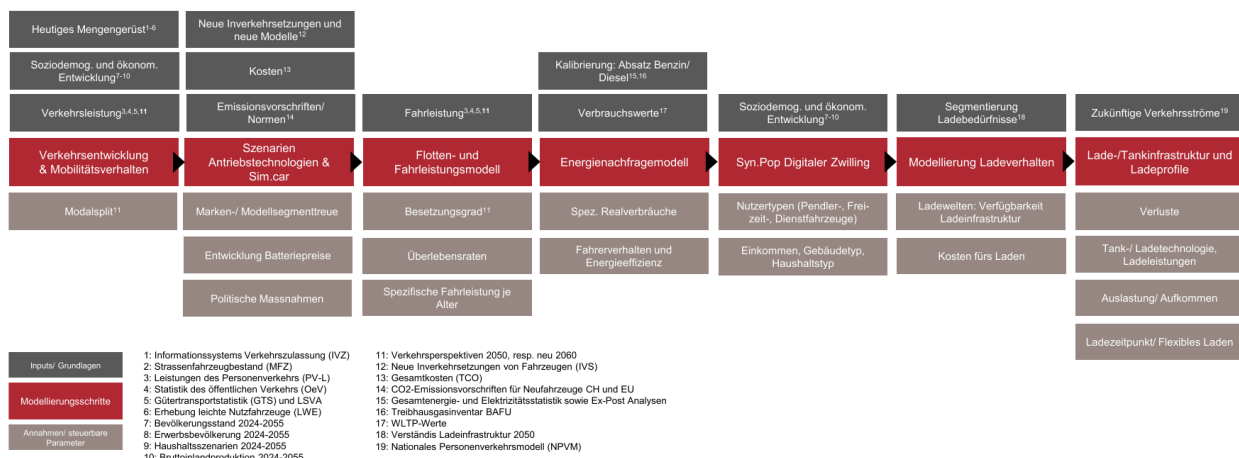


Abbildung 3. Struktur und Quellenangaben für die EBP-Modellierung von Fahrzeug-Lastgängen

Die Modellierung basiert auf aktuellen Datenquellen (siehe **Error! Reference source not found.**). Fahrzeuge wurden nach Kategorien und weiter nach vier Grössenklassen und Antriebstypen (Benzin, Diesel, Batterie-Elektro, Plug-in-Hybrid, Wasserstoff) unterteilt. Für Plug-in-Fahrzeuge (BEV und PHEV) wurden 16 Typen nach Grösse, Ladeleistung, Energieverbrauch und Batteriekapazität unterschieden. Auch das Jahr der ersten Registrierung ist relevant. Die resultierenden Fahrzeugsegmente wurden durch eine Kombination aus Kategorie, Grösse, Antriebsstrang und Alter definiert. Die zukünftige Entwicklung basiert auf aktualisierten Schweizer

⁷ Bundesamt für Energie, Energiestrategie 2050, 2018. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050.html>

⁸ Bundesamt für Energie (2023), Verständnis Ladeinfrastruktur 2050 – Wo lädt die Schweiz in Zukunft. <https://www.energieschweiz.ch/programme/ladeinfrastruktur/werkzeuge/verstaendnis-ladeinfrastruktur-2050/>

Verkehrsperspektiven (Verkehrsperspektiven 2050/2060), räumlich auf Gemeindeebene aufgelöst und wurde direkt in das Modellierungssystem integriert.

Modellierung von Antriebstechnologie

Markteintritte im Fahrzeugmarkt wurden mit Fahrzeugsegmenten modelliert, die auf zwei Ansätzen basieren: historischen Überlebensraten und BIP-gebundener Nachfrage. Diese hybride Methode berücksichtigt sowohl historische Trends als auch zukünftige wirtschaftliche Auswirkungen. Wichtige Parameter für die Szenariogestaltung sind politische Massnahmen, Verfügbarkeit von Fahrzeugmodellen, Energiedichte und Kosten der Batterie sowie Gesamt- und Anfangskosten.

Flotten- und Verbrauchsmodell

Ein kohortenbasierter Ansatz wurde für die Ermittlung der jährlichen Fahrzeugbestände pro Segment (Fahrzeugkategorie × Grösse × Antriebsstrang × Alter) angewendet. Diese Ausgabe wurde direkt in die Energienachfragemodellierung verwendet.

Soziodemografische Faktoren wie Haushaltstyp (MieterIn, EigentümerIn, HausbesitzerIn) und Einkommen beeinflussen den Besitz von Plug-in-Fahrzeugen (BEV und PHEV) erheblich. Haushalte mit hohem Einkommen und Hausbesitzern nutzen häufiger Plug-in-Fahrzeuge. Diese Effekte sind bis 2035 relevant und nehmen bis 2050 ab und wurden in die Modellierung integriert.

Ladeverhalten

Das Ladeverhalten wird anhand von 52 Ladetypen modelliert, die sich durch Benutzerprofil, privaten Ladezugang, Fahrreichweite und Fahrzeugladeleistung unterscheiden. Lademuster entwickeln sich im Laufe der Zeit mit zunehmenden Reichweiten und Ladeleistung, was zu weniger, aber intensiveren öffentlichen Ladesessions führt. Agentenbasierte Modellierung berücksichtigt benutzerspezifische Bedürfnisse und passt sich an Infrastruktur und Profile an.

Ladeinfrastruktur und Lastgänge

Das Laden erfolgt zu Hause, am Arbeitsplatz, in Depots, in Wohnvierteln und an öffentlichen Schnellladestationen. Agentenbasierte Simulationen beziehen nationale Verkehrsflussdaten (~8'000 Schweizer Zonen, NPVM⁹) ein, um den Strombedarf an Endverbrauchssektoren (Wohn-, Gewerbe-, Industriesektoren) zuzuweisen. Die Anzahl der benötigten Ladestationen hängt vom aktuellen bestehenden Netz und der Auslastungsrate ab, die je nach Technologie variiert (z. B. AC 11 kW, DC 50–1000 kW).

Die Belastungsprofile werden anhand der Verhaltensmuster der Bevölkerung (z. B. Ankunft zu Hause oder bei der Arbeit) basierend auf dem Mikrozensus Mobilität^{Error! Bookmark not defined.} bestimmt. Dies ermöglicht die Erstellung einer spezifischen Wahrscheinlichkeitsverteilung für jeden Ladeinfrastrukturtyp (z.B. Zuhause 11 kW oder Arbeitspendler 11 kW), die für jedes Gebäude (oder Transformator-Kreis) und jeden Infrastrukturtyp einzeln modelliert wird. Die Ladenachfrage orientiert sich an einem Haushalt (privat und Depotlast) und einem Transformatorniveau (öffentlich und Schnellladen), sorgfältig regionalisiert gemäss der obigen Methodik.

Flexibilität der Elektromobilität

Die effektive Ladeleistung wird bei den Ladevorgängen beim privaten Laden über ein statisches Lademanagement reduziert, dies betrifft die Ladevorgänge zuhause und am Arbeitsplatz. Zusätzlich dazu wurde in den Sensitivitäten Flex und Maxflex die Wahrscheinlichkeit für den Start eines Ladevorgangs täglich während eines Fensters zwischen 1600 und 2200 auf 80% bzw auf 50%

⁹ Nationales Personenverkehrsmodell, Bundesamt für Raumentwicklung <https://www.are.admin.ch/de/npvm>

reduziert. Dies bildet die Sensitivität der BesitzerInnen von Elektrofahrzeugen auf mögliche tarifliche Anreize, die das Laden während des Abends zu reduzieren beabsichtigen. Im Gegenzug wurde die Wahrscheinlichkeit für den Start eines Ladevorgangs am Mittag (im Sommer) und in der Nacht (ab 2200) um ca. 50% erhöht, um die Verschiebung der Ladevorgänge im Lastgang abzubilden.

Annahmen

- Der Fahrzeugbestand und die Neuzulassungen werden aufgrund von historischen Bestandesdaten nach Gemeinde im Verteilnetzgebiet in der EBP-eigenen BIP-gekoppelten Nachfragemodellierung bis 2050 fortgeschrieben
- Die Technologische Marktentwicklung wird aufgrund des EBP-Szenarios ZERO E modelliert
- Die Traktionsenergie (Grundlage für die Ladeenergie) wird für 4 Fahrzeugkategorien (Personenwagen, leichte und schwere Nutzfahrzeuge und Busse) und jeweils 4 Grössenklassen modelliert
- Die berücksichtigten Ladetypen beinhalten das laden Zuhause, am Arbeitsplatz, am Zielort, im Quartier und das Schnellladen unterwegs, mit 52 unterschiedlichen Ladetypen
- Die Ladevorgänge je Ladepunkt und Ladetyp werden probabilistisch erstellt, mit Grundlagen basierend auf den Mikrozensus Mobilität
- In den Sensitivitäten Flex und Maxflex wird die Wahrscheinlichkeit für den Start eines Ladevorgangs am Abend um 20% bzw. um 50% reduziert, mit einer entsprechenden Erhöhung am Mittag und in der späteren Nacht.

3.3.3 Regionalisierung von PV-Szenarien und Zeitreihen

Die Photovoltaik (PV) hat sich in der Schweiz von einer Nischentechnologie zu einer zentralen Säule der nationalen Energieversorgung entwickelt. Im Zuge der Energiestrategie 2050⁷, die den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau erneuerbarer Energien vorsieht, kommt der Solarenergie eine Schlüsselrolle zu.

Der Ausbau von Photovoltaiksystemen (PV) im Verteilnetz basiert auf den nationalen Ausbauszenarien, die in Abschnitt **Error! Reference source not found.** beschrieben und von Axpo bestimmt sind. Diese Szenarien sind jedoch auf regionaler Ebene stark verfeinert (bis hin zu bestimmten Dachflächen), wobei der tatsächliche Gebäudebestand, verfügbare Dachflächen und lokale Bevölkerungstrends (die Neubauten beeinflussen) für jede Gemeinde berücksichtigt werden.

Das PV-Regionalisierungsmodell für das Versorgungsgebiet ist wie folgt strukturiert:

- Nationale Szenarien definieren die gesamte installierte PV-Kapazität bis 2050. Bestehende PV-Installationen (Stand 2025) werden auf individueller Gebäudeebene betrachtet und dienen als Grundlage für zukünftige Erweiterungen.
- Der Bedarf an Neubauten ergibt sich aus gemeindespezifischen Bevölkerungsprognosen sowie typischen Gebäudetypen und -größen. Neue Gebäude erhalten PV-Systeme basierend auf ihrer verfügbaren Dachfläche.
- Der verbleibende Erweiterungsbedarf für jedes Jahr – die Differenz zwischen dem nationalen Ziel und der auf Neugebäuden installierten PV-Kapazität – wird auf bestehende Gebäude verteilt. Ein Dach- und Fassadenregister¹⁰ (das Grösse, Ausrichtung, Neigung und Sonnenstrahlung liefert) wird verwendet, um geeignete Oberflächen zu identifizieren.
- Bei der Verteilung der verbleibenden PV-Kapazität werden Dachoberflächenqualitätsklassen (basierend auf Solarstrahlung), bestehende Systemgrößenverteilungen und eventuell der Zielanteil von Dach- zu Fassadeninstallationen (je nach Szenario) berücksichtigt.
- Bleibt nach der Nutzung aller geeigneten Oberflächen bei neuen und bestehenden Gebäuden eine Lücke bestehen, werden bodenmontierte PV-Systeme auf kommunaler Ebene basierend auf verfügbarem und geeignetem Gelände zugewiesen.

Über das gesamte Versorgungsgebiet hinweg wird die PV-Erweiterung auf Ebene des einzelnen Gebäudes modelliert. Bodenmontierte Systeme sind die einzigen Installationen, die nicht mit Niederspannungsknoten (NE7) verbunden sind; stattdessen wird aufgrund der Unsicherheit der genauen Standorte ihre Kapazität dem nächsten Unterwerk (UW) zugewiesen, das die jeweilige Gemeinde versorgt.

Produktionsprofile, Abregelung und BESS

Um die effektive photovoltaische (PV) Energieabgabe an jedem Netzanschlusspunkt genau zu schätzen, wendet das Modell eine Reihe von 20 verschiedenen regionalen Produktionsprofilen an. Diese Profile sind darauf zugeschnitten, unterschiedliche Dachrichtungen und Neigungen zu berücksichtigen, was die Solarenergie massgeblich beeinflusst. Durch die Kombination dieser technischen Eigenschaften mit dem regional zugewiesenen PV-Installationspotenzial wird eine realistische Prognose der Stromerzeugung pro Gebäudeanschluss erzielt.

Der Einsatz von Haushalt-Batteriesystemen (BESS) wurde in Kombination mit PV modelliert. Der aktuelle Ausbaustand von BESS in Haushalten ist unsicher und wurde mit Annahmen basierend auf dem Batteriebericht von Swissolar¹¹ angenommen.

¹⁰ Sonnendach, Bundesamt für Energie

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung-und-geoinformation/digitale-applikationen/sonnendach.html>

11 Swissolar, Batteriebericht (2025). <https://www.swissolar.ch/de/markt-und-politik/markt-schweiz/batteriebericht>

Das Batteriemanagementsystem wurde konzipiert, um eine simple jedoch netzfreundliche Regelung abzubilden. Die netzfreundliche Regelung entlastet das Netz zu Spitzenzeiten (Einspeisung am Mittag und Verbrauch am Abend). Das Batteriemanagementsystem lädt mit überschüssigem PV nahe der Spitzenphase der PV-Erzeugung (ab 12:00 Uhr) und beginnt vor dem Spitzenverbrauch (ab 18:00 Uhr) mit dem Entladen bzw. mit der Versorgung von Strom am Hausanschlusspunkt.

Flexibilität der Photovoltaik

Die Abregelung von PV wurde am Hausanschluss (Netzanschlusspunkt) angebracht, nicht direkt am Wechselrichter. Dadurch wird zuerst der Eigenverbrauch und die Ladung der BESS abgezogen und der PV-Überschuss wird nötigenfalls bei 70% bzw 50% (in den Sensitivitäten Flex und Maxflex) der installierten DC-Leistung abgeregelt.

Annahmen

- Die Ausgangslage (im Ausgangsjahr installierte Leistung) und verfügbarem Ausbaufächen werden aufgrund von nationalen Statistiken zu Elektrizitätsproduktionsanlagen und Sonnendach¹⁰ ermittelt
- Die Auswahl der Ausbaufächen basiert auf die Einstrahlungsgüte und der Verfügbarkeit von Dachflächen in der geeigneten Grösse
- Es wird angenommen, dass PV-Anlagen auf Neubauten eine Ost-West Ausrichtung haben
- Die Effizienz des Wechselrichters bei der PV-Anlage wird pauschal auf 0.96 angesetzt
- PV Abregelung wird am Hausanschluss bzw. nach dem Wechselrichter und dem Eigenverbrauch angesetzt
- In den Sensitivitäten Flex und Maxflex wird die maximale Netzeinspeisung (am Hausanschluss) auf 70% bzw. 50% des installierten kWp DC-Leistung definiert
- Es wird angenommen, dass 50% der neuen PV-Anlagen ab 2025 über eine BESS verfügen. Bestehende BESS-Anlagen werden aufgrund der Batteriestatistik von Swissolar je Gebäudetyp im Verteilnetz verteilt.
- Die Aufnahmeleistung der BESS wird aufgrund der installierten kWp der PV-Anlage ermittelt und beträgt 80% bzw. 100% davon in den Sensitivitäten Flex und Maxflex. Die Energie der BESS wird mit einer C-Rate (kWh/kW) von 2 bzw. 1.5 modelliert.
- Je Gebäudetyp wird aufgrund der Batteriestatistik von Swissolar eine maximale Energiemenge definiert (EFH: 20kWh, MFH: 75 kWh, GEW/IND: 200 kWh)
- Das Batteriemanagementsystem wird vereinfacht angewendet, zur Reduktion der PV-Einspeisespitze zur Mittagszeit und zur Reduktion der Lastspitze am Abend (Aufladung bei überschüssiger PV-Generation ab 1200; Entladung ab 1800)

3.3.4 Regionalisierung der Wind-Szenarien und Wind-Produktionsprofile

Für die Regionalisierung der Windenergie aus den nationalen Axpo-Szenarien auf das CKW-Versorgungsgebiet wurde das Potential für Windenergie im Kanton Luzern¹² im Verhältnis zum nationalen Potential¹³ verwendet. Innerhalb des CKW-Versorgungsgebiets wurden acht neue Standorte für potenzielle Windenergie-Anlagen identifiziert sowie ein bestehender Standort (siehe Tabelle 4). Die Aufteilung der Windenergieproduktion zwischen den neuen Standorten erfolgt anteilmässig am Potential für Windenergie.

Tabelle 4. Die Standorte im CKW-Versorgungsgebiet mit ihrer Eignung für Windenergie.

Standort	Potential für Windenergie
Lindenberg	Mittel
Leidenberg	Mittel
Ruswillerberg	Hoch
Äberdingerhöhe	Hoch
Salbrig	Hoch
Lutersarni	Bereits ausgeschöpft mit heute 4 GWh / Jahr
Riedwald/Buchwald	Hoch
Escholzmatt	Tief

Für jeden Standort wurden ortsspezifische Windproduktionsprofile von Meteomatics verwendet. Die Produktionsprofile wurden entsprechend skaliert, dass die Jahresproduktion dem Potential des Standorts entspricht und die gesamte Windenergieproduktion den Axpo-Szenarien entspricht.

Die Windenergieanlagen wurden direkt oben an die Unterwerkstationen angeschlossen. In dieser Studie nicht berücksichtigt sind die Anschlusskosten von der Unterstation zum Windpark.

Annahmen für die Windenergie-Modellierung

- Regionalisierung der nationalen Axpo-Szenarien auf das CKW-Versorgungsgebiet mittels Windenergiepotential der Schweiz und des Kantons Luzern
- Innerhalb des CKW-Versorgungsgebiets Aufteilung auf neun Standorte für Windenergieanlagen anhand des Windpotentials je Standort
- Jeder Standort hat ein eigenes Windproduktionsprofil, basierend auf den Messdaten aus dem Jahr 2024 von Meteomatics

¹² Potenziale der erneuerbaren Energieproduktion im Kanton Luzern, Kt Luzern
https://newsletter.lu.ch/files/SK/Mitteilungen%202024/05_Mai/20240523_Fachbericht_Potenziale_Erneuerbare.pdf

¹³ Schlussbericht zum Windpotenzial Schweiz 2022, BFE <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/72771.pdf>

3.3.5 Allgemeinstrom

Der Allgemeinstrom bildet die Grundlage des aktuellen Stromverbrauchs. Das umfasst den täglichen Stromverbrauch von Haushalten, Unternehmen und der Industrie, ausgenommen den Verbrauch von Elektromobilität, Heizung und Photovoltaikanlagen sowie von bestimmten Grossverbrauchern. Diese ausgeschlossenen Elemente werden separat modelliert, da sie voraussichtlich in Zukunft am stärksten verändert werden.

Der jährliche Lastgang des Allgemeinstroms wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst, die hauptsächlich mit dem Verhalten der Endnutzer zusammenhängen.

Nachfrage Modellierung und Regionalisierung

Die Modellierung des Allgemeinstroms wurde in den folgenden Schritten durchgeführt

- Alle Gebäude im Versorgungsgebiet sind nach Nutzung klassifiziert (z. B. Wohn- oder Industrienutzung).
- Für jede Nutzungsart werden typische Stundenlastprofile für verschiedene Tagestypen (Wochentag, Samstag, Sonntag/Feiertag) und Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) erstellt, was zu einem stündlichen jährlichen Lastprofil führt.
- Das synthetische jährliche Lastprofil für jeden Anschlusspunkt wird anhand von Schätzungen des Jahresenergieverbrauchsdaten (kWh/Jahr) pro Gebäude oder Anschlusspunkt kalibriert. Dies stellt sicher, dass jede Nutzungsart das jeweils charakteristische Muster beibehält.
- Um den Versorgungsbereich besser darzustellen, werden die Lastprofile aller Anschlusspunkte stündlich aggregiert und gegen den realen angepassten Unterwerklastgang kalibriert. Der Unterwerklastgang wird angepasst, um den Einfluss grosser Verbraucher, Einspeiser sowie elektrischer Mobilität, Heizung und Photovoltaik zu entfernen, sodass nur noch der allgemeine Stromanteil übrig bleibt.

Somit wird eine Ausgangslage erarbeitet, die sowohl charakteristische Muster von Gebäudetypen berücksichtigen, wie auch in der Summe der aktuellen Belastung im Versorgungsgebiet entsprechen.

Annahmen

- Der Allgemeinstrom wird aufgrund einer EBP-eigenen Methodik aufgrund der Allgemeinstrom Lastgänge des Unterwerks ermittelt. Hierzu wird die synthetische PV-Generation, sowie die Last durch Elektromobilität, Wärme und Grossverbrauchern vom Unterwerk-Lastgang abgezogen.

3.3.6 Netztopologischer Anschluss

Die modellierten Lastgänge (vgl. Kapitel 3.3.1 bis 3.3.5) wurden vorwiegend auf NE7 angeschlossen, wo eine eindeutige Zuweisung möglich war. Lasten mit komplexeren regionalen Verteilungskriterien wurden entsprechend auf NE6 oder NE4 angeschlossen.

Tabelle 5 zeigt eine Übersicht der Anschlussknoten für die diversen Lastgänge.

Tabelle 5. Anschlussebene der modellierten Lasten. Spalte "Netzebene" gibt die Netzebene mit der Unterscheidung "u" (unterseitig) und "o" (oberseitig).

Kategorie	Lastelement	Netzebene
Elektromobilität Personenwagen	privat (Heimladestation und am Arbeitsplatz)	NE7
Elektromobilität Personenwagen	allgemein zugänglich (>50 kW, z.B. Laden im Quartier, POI und Schnelllader)	NE6o
Elektromobilität Leichte Nutzfahrzeuge	(Depot und Schnelllader)	NE6u
Elektromobilität Schwere Nutzfahrzeuge & Busse	(Depot und Schnelllader)	NE4u
Allgemeinstrom	Haushalte und Gewerbe (ohne Grossverbraucher)	NE7
Allgemeinstrom	Grossverbraucher mit eigener TS (beinhaltet gesamten Verbrauch)	NE6u
Neubauten	(beinhaltet deren Allgemeinstrom, EV, PV und Wärme)	NE6u
PVA	PVA auf Dächern	NE7
PVA	PVA Freiflächen (ca. >800 kW)	NE4u
Wärme	Wärme durch WP, Elektroheizung und Warmwasser in Gebäuden	NE7
Wärme	Energiezentralen (Seewärme)	NE4u
Wind	Windgeneration	NE4o

3.4 Netzplanung

Zusammenfassung

Die Zielnetzplanung erfolgt anhand von Zeitreihen: Durch eine gekoppelte Simulation von Mittel- und Niederspannung mittels Lastflussanalysen pro Unterstation und Zeitpunkt werden thermische Überlastungen und Spannungsabweichungen ermittelt. Die Kosten für konventionelle Massnahmen (Verstärkung von Kabeln/Transformatoren, Erdverlegung von Kabeln usw.) und für NOVA-Optionen (unter Verwendung der PV-Q(U)-Regelung) werden berechnet und verglichen. Die Kosten werden als jährliche Annuitäten mit einem WACC von 5 % und O&M-Kosten (2 %) ermittelt; zusätzliche Bauleistungen (z. B. Kosten für Kabelverlegung, Ingenieurleistungen, Transformatorbau) werden auf regelbasierter Basis berücksichtigt. Die Netzausbaukosten für das CKW-Netz für jede Netzebene werden im Rahmen der Nachbearbeitung berechnet. Die berechneten Netzausbaukosten sind „zusätzliche Investitionskosten“ vom heutigen Zeitpunkt bis zum Zieljahr (z. B. 2050). Regelmässige Netzinvestitionen im Zusammenhang mit der Alterung von Anlagen, Wartung und Erneuerungszyklen sind **nicht** enthalten.

Hochskalierung: Die Ergebnisse der CKW-Netzausbaukosten für NE4-7 werden verwendet, um die Ergebnisse für die Schweiz mithilfe einer Skalierungsmethode zu extrapolieren. Jede Region, die von einem HS-MS-Umspannwerk versorgt wird, wird als Stromversorgungsunternehmen behandelt, und für die Hochrechnung wird die EICom-Clustering-Methode für 630 Versorgungsunternehmen verwendet, die auf der Energiedichte und der Bevölkerungsdichte basiert (berechnet anhand von Kabel-/Leitungslängen und der Jahresarbeit). Daraus ergibt sich eine Gesamtschätzung der Netzausbaukosten und Massnahmen für jedes Szenario bis auf nationaler Ebene.

Technische Details

Abbildung 4 zeigt das allgemeine Framework für die Planung des Verteilnetzes. Dabei werden die folgenden von CKW bereitgestellten Daten verwendet:

- Die Netzdaten für die HS-MS-Stationen (NL4) und die nachgelagerten Netze (NL5–7) sowie die Netzdaten für das Hochspannungsnetz (NL3) im Neplan-Format.

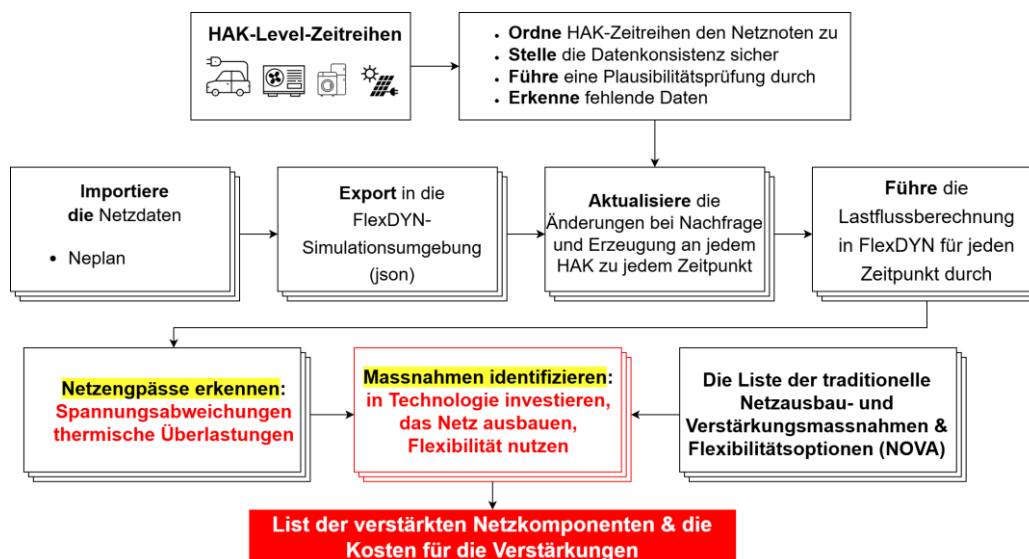


Abbildung 4. Der allgemeine Rahmen für die Netzplanung.

Die Netzdaten im Neplan-Format werden für das hauseigene FEN-Tool FlexDYN in das Eingabeformat **.json** konvertiert. FlexDYN ist eine Simulationssoftware für Stromnetze, die statische und dynamische Netzanalysen (wie Leistungsflussanalysen, Dynamische Stabilitätsanalysen oder optimale Lastflussberechnungen) ermöglicht. Damit können solche Analysen effizient parallelisiert auf dem ETH-Scientific-Computing-Server EULER durchgeführt werden. FlexDYN wurde bereits in

zahlreichen Industrieprojekten eingesetzt und validiert. Die Plausibilität jedes importierten Netzes wird durch den Vergleich der Lastflussergebnisse des Basisfalls mit den Lastflussergebnissen von FlexDYN überprüft. **Beachte, dass MS- und NS-Netze als verbunden/gekoppelt simuliert werden, und die Simulationen werden für jede Unterstation einschliesslich der Netzebenen NL4–7 durchgeführt.**

Alle Netzmodelle umfassen die Netz-Topologie mit allen Netzelementen (Kabel, Freileitungen, Transformatoren) und allen Anschlusspunkten, an denen Lasten und Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen sind. Die in dieser Studie verwendeten Anschlusspunkte sind direkt die HAKs, die jeweils eine eindeutige Kennung (HAK-ID) haben und im Netzmodell als Last oder als Einspeisung modelliert werden.

Im Original-Netzmodell wird jedem Kunden/Gebäude eine HAK-Nummer mit einem Wirk- und Blindleistungspaar zugewiesen. Für jeden Kunden/jedes Gebäude entsprechen die Werte für Wirk- und Blindleistung einer Aggregation des Strombedarfs (d. h. der Nettonachfrage). Im Rahmen der Verteilnetzplanung dieser Studie werden die Lastarten auf HAK-Ebene einzeln dargestellt, sodass spezifische Massnahmen für eine Lastart, wie z. B. der intelligente Betrieb von Wärmepumpen oder das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen, individuell pro HAK abgebildet und angewendet werden können. Zu diesem Zweck wird jede HAK, die im ursprünglichen Netzmodell durch eine aggregierte Last dargestellt wird, durch mehrere Lastarten wie Elektrogeräte (d. h. konventioneller Verbrauch), Wärmepumpen (WP), Elektromobilität (EV-Laden), Solar-PV-Anlagen und Batterie-Energiespeichersysteme (BESS), um die individuellen Profile für jeden Last-/Erzeugungstyp eins zu eins dem Netzmodell zuordnen zu können.

Es werden die von CKW ausgewählten Betriebsregeln aus **Error! Reference source not found.** verwendet. Wie in der VSE-Studie¹⁴ übernommen, erfolgt der Netzausbau für jedes Zieljahr unter Verwendung des heutigen Netzes, anstatt die Ergebnisse des vorherigen Zieljahres zu nutzen.

Tabelle 6. Die Netzplanungsregeln für die Betriebsregeln auf jeder Netzebene.

Netzebene	4	5	6	7
Auslastung der Kabel- und Freileitungen (%)		60		100
Auslastung der Transformatoren (%)	60		100	
Spannungswert (p.u.)		0.90 – 1.10		0.90 – 1.10

Sobald die Erzeugungs- und Lastprofile für jedes Zieljahr erstellt sind, werden sie den Netzknoten pro Umspannwerk zugewiesen. Anhand dieser Erzeugungs- und Lastprofile werden Lastflussanalysen durchgeführt. Dabei werden thermische Überlastungen und Spannungsabweichungen ermittelt, und der Netzausbaubedarf wird auf der Grundlage konventioneller/traditioneller und NOVA-Prinzipien bestimmt (d. h. Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau).

Beim traditionellen Netzausbau werden Kabel, Leitungen und Transformatoren verstärkt, damit das Netz die Leistungsspitzen auf der Nachfrageseite und/oder der Erzeugungsseite bewältigen kann. Im Laufe des Jahres treten diese Leistungsspitzen nur für wenige Stunden auf. Dennoch ist das Netz für diese Leistungsspitzen ausgelegt. Mit den NOVA-Prinzipien kommen andere Massnahmen wie das PV-Einspeisemanagement oder das Nachfragemanagement zum Einsatz, um diese

¹⁴ T. Demiray und T. Ingold, "Energiezukunft 2050 Auswirkungen auf die Verteilnetze", VSE Schlussbericht, 2024. <https://www.strom.ch/de/media/14919/download>

Leistungsspitzen zu reduzieren, ohne dass es auf der Nachfrageseite zu Komfortverlusten kommt. Diese Massnahmen können den Netzausbau vermeiden, reduzieren oder verzögern.

Annahmen für den Netzausbau

Die folgenden Massnahmen werden im Rahmen der **traditionellen Netzplanung** aufgrund von **Überlastungen** in Betracht gezogen:

- Verstärkung der Leitungen durch Hinzufügen von Parallelleitungen
- Ausbau der Leitungen durch Vergrösserung des Querschnitts,
- Erdverlegung von Freileitungen: Ersatz durch Erdkabel
- Verstärkung der Transformatoren durch Hinzufügen von Parallelstromwandlern
- Ausbau der Transformatoren durch Erhöhung der Transformatorleistung

Die folgenden Massnahmen werden im Rahmen der **traditionellen Netzplanung** aufgrund von **Spannungsabweichungen** berücksichtigt:

- Hinzufügen von Parallelkabeln
- Die Verstärkung des Mittelspannungsnetzes erfolgt zuerst, die des Niederspannungsnetzes später.

Zusätzlich zu den traditionellen Massnahmen wird die folgende **NOVA**-Massnahme berücksichtigt:

Alle PV-Anlagen liefern Blindleistungsunterstützung gemäss den Eigenschaften in

- **Q(U)**: Es wird davon ausgegangen, dass alle PV-Anlagen in den in Tabelle 2 aufgeführten Szenarien mit **maximaler Flexibilität** eine Blindleistungsunterstützung gemäss den in Abbildung 5 dargestellten Eigenschaften leisten.

Die berechneten **Netzausbaukosten** sind „**zusätzliche Investitionskosten**“ vom heutigen Zeitpunkt bis zum Zieljahr (z. B. 2050). Regelmässige Netzinvestitionen im Zusammenhang mit der Alterung von Anlagen, Wartung und Erneuerungszyklen sind **nicht** enthalten.

Die Bau- und Unterstationskosten für HV-MV (NE4) werden nicht berücksichtigt, während die Tiefbaukosten für Kabel in NE5 und 7 sowie die Baukosten für NE6 berücksichtigt werden. Wenn HS-MS-Transformatoren mit grösseren Kapazitäten verstärkt werden, könnte dies eine Vergrösserung des bestehenden Gebäudes erfordern (sofern ein Gebäude vorhanden ist), und diese Vergrösserung zusammen mit der Technik der Unterstationen (vollständig modernisiertes Unterstation) könnte **im Versorgungsgebiet von CKW 12–15 Mio. CHF** kosten.

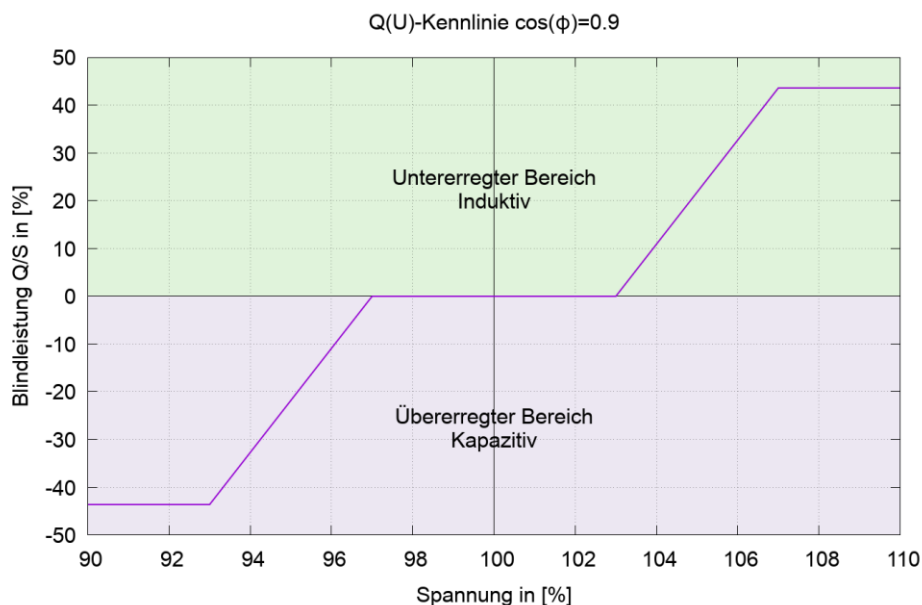


Abbildung 5. Die Spannungs- und Blindleistungskurven für Solar-PV-Anlagen.

Transformatoreinstellungen: Es ist wichtig zu beachten, dass die Nennspannungswerte der MS-NS-Transformatoren von den VNB manchmal so angepasst werden, dass sie über der Nennspannung der Knotenpunkte in den Niederspannungsnetzen liegen. Dies ist eine von den meisten VNB angewandte Praxis, um sicherzustellen, dass die Spannungen in Zeiten hoher Nachfrage innerhalb der Grenzwerte bleiben und **Unterspannungsabweichungen vermieden werden**. Im Rahmen der VSE-Studie wurde beschlossen, diese Praxis nicht zu berücksichtigen und die Nennspannung als Nennspannung der Knotenpunkte zu wählen, da bei einer sehr hohen PV-Durchdringung in Zukunft vor allem „**Überspannungsabweichungen**“ zu erwarten sind und diese Abweichungen auf die überschüssige Produktion von PV-Strom zurückzuführen sein werden. Daher muss die Praxis, die Nennspannung der Transformatoren auf Werte anzupassen, die über den Nennspannungen liegen, in Zukunft bei hoher PV-Durchdringung neu überdacht werden, und die VSE-Studie sollte gegenüber den verschiedenen in der Branche angewandten Praktiken neutral sein. Als erster Schritt im Rahmen der Netzplanung werden die Nennspannungen der Sekundärseite der MS-NS-Transformatoren so festgelegt, dass sie der Nennspannung der Knotenpunkte in den Niederspannungsnetzen entsprechen.

Die Netzplanungsvarianten werden für jede Unterstation für das Referenzszenario und für jedes von CKW ausgewählte Zieljahr durchgeführt. Die Kosten für Netzverstärkungen werden auf Grundlage der Anlagenkostenannahmen des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) berechnet¹⁵. Sowohl Investitionskosten (CAPEX) als auch Betriebskosten (OPEX) werden berücksichtigt.

Die zusätzlichen **Investitionskosten (d.h. Netzausbaukosten)** in CHF setzen sich zusammen aus Material, Herstellung und Inbetriebnahme der Anlagen wie Kabel und Transformatoren, dem Bau von Transformatorhallen sowie den Tiefbaukosten für das Verlegen und Vergraben der Kabel. Je nach Art des von der Unterstation versorgten Gebiets (z. B. städtisch, ländlich, semi-ländlich) variieren die Kosten für Aushub und den Bau von Gebäuden.

Die **annualisierten Kosten** in CHF setzen sich aus zwei Komponenten zusammen: den annualisierten Investitionskosten (CAPEX) und den jährlichen Betriebs- und Wartungskosten (OPEX).

¹⁵ VSE Einheitskosten, Beilage zur Branchenempfehlung Netzbewertung, 2008

Für die Berechnung der annualisierten Investitionskosten wird ein **kalkulatorischer Zinssatz, d , (WACC)** von 5 % gewählt, ähnlich wie in der VSE-Studie. Beachte, dass alle Berechnungen auf realen Werten basieren, nicht auf Nominalwerten.

Die **annualisierten Investitionskosten, C** , (CAPEX) werden berechnet, indem die Investitionskosten, IC , mit einem Annuitätenfaktor, χ , multipliziert werden, wie unten dargestellt:

$$C = \chi \times IC = \frac{d \times (1 + d)^T}{(1 + d)^T - 1} \times IC$$

C entspricht der konstanten Annuität, die über die Lebensdauer T der Anlage erforderlich ist, um die Investitionskosten zu decken. Tabelle 7 enthält die Annahmen zur Lebensdauer für jede Komponente.

Tabelle 7. Lebensdauerannahmen für jede Komponente.

	Kabel	Transformator	Transformator- gebäude	Transformator- technik	Graben (i.e., Trassen)
Lebensdauer (Jahre)	40	50	50	50	80

Die **jährlichen Betriebs- und Wartungskosten (O&M)** werden berechnet, indem die Investitionskosten mit dem Wartungsfaktor f (in %) multipliziert werden, der mit $f = 2$ % angenommen wird.

Kosten für Transformatorgebäude: Die Baukosten werden berücksichtigt, wenn mehr als ein Transformator vorhanden ist. Das heisst, wenn 2 oder mehr Transformatoren parallel geschaltet sind, werden die Baukosten berücksichtigt. Für jeden zusätzlichen Transformator werden ebenfalls zusätzliche Baukosten berücksichtigt (siehe Tabelle 8 für die Kosten).

Tiefbaukosten für Erdkabel: Wenn ein Kabel durch einen grösseren Querschnitt aufgerüstet wird, sind die Tiefbaukosten nicht enthalten. Wenn ein Kabel jedoch durch zwei oder mehr parallel geschaltete Kabel ersetzt wird, sind die Tiefbaukosten enthalten. Für jedes Kabelpaar werden zusätzliche Tiefbaukosten berücksichtigt (siehe Tabelle 8 für die Kosten).

Die Kosten aller in der Studie verwendeten Komponenten basieren auf den Annahmen der VSE-Studie „Energiezukunft“ und sind in **Anhang** aufgeführt. **Beachte, dass die Kosten für die Technik der Unterstationen und die Gebäudekosten für HS-MS (NE4) nicht berücksichtigt werden.**

Tabelle 8. Tiefbaukosten und Baukosten in CHF für Kabel und Gebäude (siehe VSE-Studie)

[CHF]	Städtlich	Gemischt	Ländlich
Tiefbaukosten (NS)	600'000	350'000	150'000
Tiefbaukosten (MS)	600'000	450'000	150'000
Trafostation (NE6): Gebäude	60'000	60'000	60'000
Trafostation (NE6): Technik	30'000	30'000	30'000

Da die meisten HS-MS-Unterstationen verschiedene Typen von Gemeinden versorgen, wurde in Abstimmung mit CKW ein Verfahren entwickelt, um die Tiefbaukosten für jede Unterstation möglichst genau zu ermitteln. Das Verfahren umfasst folgende Schritte:

1. Ermittle die Gemeinden, die von jeder HS-MS-Unterstation versorgt werden.
2. Ermittle die Siedlungsfläche für jede Gemeinde und berechne den Anteil jeder Gemeinde an der Siedlungsfläche pro Unterstation.

3. Berechne die NS- und MS-Grabungskosten für jede Unterstation unter Verwendung der in Schritt 2 ermittelten Anteile und der Kosten in Tabelle 8.
4. Ermittle die Bevölkerungsdichte (d. h. die Siedlungsdichte) für jede Gemeinde und berechne den Anteil jeder Gemeinde an der Bevölkerungsdichte pro Unterstation.
5. Berechne die NS- und MS-Tiefbaukosten für jede Unterstation unter Verwendung der in Schritt 2 ermittelten Anteile und der Kosten aus Tabelle 8.
6. Verwende pro Unterstation die Medianwerte der in den Schritten 3 und 5 berechneten Tiefbaukosten (siehe Tabelle 9 für die resultierenden Kosten).

Tabelle 9. Median der Tiefbaukosten basierend auf dem Anteil der Gemeinden an jeder Unterstation unter Berücksichtigung der Siedlungsfläche und der Bevölkerungsdichte.

HS-MS Unterstation/Unterwerke	Tiefbaukosten [CHF]	
	NS	MS
DIERIKON	449'066	482'215
EGOLZWIL	227'099	265'648
EMMENBRUECKE	600'000	600'000
ETTISWIL	320'880	351'177
HITZKIRCH	271'170	331'755
HOCHDORF	380'446	435'712
HORW	600'000	600'000
KRIENS	600'000	600'000
KUESSNACHT	449'184	480'927
LANGNAU	285'974	314'260
OBERKIRCH	375'844	409'605
RATHAUSEN	534'309	560'585
ROTHENBURG	451'616	475'382
ROTKREUZ	292'891	364'337
RUOPIGEN	505'836	543'502
SCHUEPFHEIM	228'879	268'318
SEMPACH	266'608	324'912
WOLHUSEN	255'500	277'808
SURSEE	374'508	390'790
WILLISAU	247'777	265'533

Für jedes Szenario und jedes Zieljahr werden für jede Flexibilitätsoption die folgenden Schritte durchgeführt:

1. Es wird ein Lastfluss für ausgewählte Zeitpunkte berechnet, die der maximalen PV-Erzeugung, dem maximalen Verbrauch, der maximalen Nettonachfrage (in beide Richtungen), dem maximalen WP-Verbrauch und dem maximalen Bedarf an EV-Ladung entsprechen.
2. Für jeden Zeitpunkt werden der durch jedes Kabel/jeden Transformator fließende Strom, $I_j[t]$ und die Spannung an jedem Knoten zum Zeitpunkt t , $U_k[t]$ berechnet, wobei j den Index für das Kabel/den Transformator und k den Index für jeden Knoten bezeichnet.
3. Die Belastung jedes Zweigs zum Zeitpunkt t $L_j[t]$ wird als Verhältnis des Stroms zur

thermischen Grenze $I_j^{thermisch}[t]$ berechnet, also als $L_j[t] = \frac{I_j[t]}{I_j^{thermisch}[t]}$.

4. Der maximale Strom $I_j^{max}[t]$ und die maximale Auslastung jedes Zweigelements über ausgewählte Zeitpunkte $L_j^{max}[t]$ werden als $\hat{I}_j^{max} = \max(I_j[t])$ bzw. $\hat{L}_j^{max} = \max(L_j[t])$, berechnet.
5. Die Zweigelemente (d. h. Kabel, Transformatoren) mit einer Belastung über dem Maximum (ausgewählte kritische Überlastung oder thermische Grenze) werden als „überlastet“ identifiziert. Die überlasteten Zweigelemente werden mit den verfügbaren Netzkomponenten verstärkt/ersetzt, sodass die thermische Grenze $I_j^{thermisch}$ des ausgewählten Netzes grösser ist als der maximale Strom, der durch das Netzzweigelement \hat{I}_j^{max} fließt. Reicht eine einzelne Netzkomponente nicht aus, werden parallele Netzkomponenten desselben Typs ausgewählt.
6. Da Netzbetreiber in ihren Netzen einen vorgeschriebenen Spannungsbereich als obere und untere Spannungsgrenze einhalten müssen, wird für jede Spannungsebene eine Nennspannung festgelegt. Lasten verursachen einen Spannungsabfall entlang der Leitungen, während Generatoren zu einem Spannungsanstieg am gemeinsamen Einspeisepunkt führen. Um verbindliche Grenzwerte für Spannungsabweichungen festzulegen, schreibt die Norm DIN EN 50160 ein Spannungsband von $\pm 10\%$ in den Mittel- und Niederspannungsnetzen vor. Das bedeutet, dass die Spannung nur um 10% nach oben und unten von der Nennspannung abweichen darf. Traditionell werden Netzplanungsanalysen für das MS- und das NS-Netz getrennt durchgeführt. Das zulässige Spannungsband von $\pm 10\%$ wird zwischen dem MS- und dem NS-Netz aufgeteilt und hauptsächlich für den Lastfall ausgewählt. In dieser Studie werden, wie bereits erwähnt, das MS- und das NS-Netz als gekoppelt analysiert/simuliert und so angeschlossen und dimensioniert, dass die Spannungen innerhalb des zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$ liegen.

Nachdem das Netz aufgrund von Überlastung für die „Stromkapazität“ verstärkt wurde, besteht der nächste Schritt darin, Massnahmen gegen Spannungsabweichungen zu ergreifen. Die Spannungen in den Netzebenen 5 und 7 werden daraufhin analysiert, ob sie innerhalb des erlaubten Spannungsbereichs von $90\text{--}110\%$ liegen. Die in dieser Studie in Betracht gezogenen Massnahmen zur Aufrechterhaltung der Knotenspannungen sind: (i) der Einsatz traditioneller Netzausbau (Hinzufügen von parallelen Leitungen/Kabeln) und (ii) die Q(U)-Regelung dezentraler PV-Anlagen (nur für Szenarien mit maximaler Flexibilität).

Zunächst wird der traditionellen Netzverstärkung Vorrang eingeräumt, d. h., die Netzverstärkung erfolgt durch den Ausbau von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren. Durch die traditionelle Netzverstärkung verringert sich die Spannungsdifferenz zwischen zwei Punkten einer Leitung, was zur Aufrechterhaltung der Spannung beiträgt. In dieser Studie werden, wie oben erwähnt, die Netzebenen 4 bis 7 für jede Unterstation als gekoppelt modelliert. Das NE4 wird in den Lastflussanalysen durch ein externes Netz mit einer konstanten Spannung von 100% der Nennspannung modelliert. Das bedeutet, dass die Spannung als konstant in Höhe der Nennspannung des Hochspannungsnetzes angenommen wird.

3.5 Hochskalierung der Ergebnisse

Die für die CKW-NE4-7-Netze ermittelten Netzausbauresultate werden auf die gesamte Schweiz hochgerechnet. Dies erfolgt mittels einer Clustermethodik, die von der schweizerischen Elektrizitätsregulierungsbehörde **EiCom** entwickelt wurde.

Die Schweizer Netzbetreiber werden in acht Cluster eingeteilt wie in Tabelle 10 dargestellt, basierend auf der **Energiedichte** und der **Siedlungsdichte** ihrer jeweiligen Versorgungsgebiete (d. h. *hohe Energiedichte und hohe Siedlungsdichte, hohe/niedrige Energiedichte und mittlere*

Siedlungsdichte, hohe/niedrige Energiedichte in ländlichen Gebieten, hohe/niedrige Energiedichte in Bergregionen und niedrige Energiedichte in Tourismusregionen). In dieser Studie werden die ländlichen, bergigen und touristischen Regionen (hinsichtlich der Bevölkerungsdichte) zusammengefasst und bilden die ländlichen Regionen.

Tabelle 10. Clusterung der VNB basierend auf den EICom-Clustern¹⁶

Energiedichte	hohe Siedlungsdichte (städtisch)	mittlere Siedlungsdichte (gemischt)	niedrige Siedlungsdichte (ländlich, Berggebiet, Tourismusgebiet)
hoch (> 300 MWh/km)	23 (4%)	90 (14%)	72 (11%) = 41 + 19 + 12
tief (< 300 MWh/km)	4 (1%)	99 (16%)	342 (54%) = 151 + 151 + 40

Es werden 20 Unterstationen (HS-MS) und deren nachgelagerte Netze (MS, MS-NS und NS) von CKW, die 76 Gemeinden versorgen, analysiert und folgende Netzmerkmale ermittelt:

- Gesamtlänge der Erdkabel und Freileitungen (km)
- Gesamtjahresarbeit (MWh)

In dieser Studie wird jedes Gebiet einer Hoch- und Mittelspannungsunterstation des CKW-Netzes als Vertreter eines dieser Cluster betrachtet, was zu der in **Error! Not a valid bookmark self-reference.** dargestellten Clusterbildung führt.

Tabelle 11. Clusterbildung der HS-MS-Unterstationen (CKW)

Energiedichte	hohe Siedlungsdichte (städtisch)	mittlere Siedlungsdichte (gemischt)	niedrige Siedlungsdichte (ländlich, Berggebiet, Tourismusgebiet)
hoch (> 300 MWh/km)	1 (5%)	1 (5%)	0
tief (< 300 MWh/km)	1 (5%)	7 (35%)	10 (50%)

Sobald die Netzausbaukosten für jede Unterstation für jedes Szenario und jedes Zieljahr berechnet sind, werden die Netzausbaukosten für jeden Cluster ermittelt (Tabelle 12).

Tabelle 12. Netzausbaukosten jedes CKW-Clusters.

Energiedichte	hohe Siedlungsdichte (städtisch)	mittlere Siedlungsdichte (Gemischt)	niedrige Siedlungsdichte (ländlich, Berggebiet, Tourismusgebiet)
hoch (> 300 MWh/km)	$Total\ cost_{HP_HE}$	$Total\ cost_{MP_HE}$	$Total\ cost_{LP_HE}$
tief (< 300 MWh/km)	$Total\ cost_{HP_LE}$	$Total\ cost_{MP_LE}$	$Total\ cost_{LP_LE}$

Die in Tabelle 12 angegebenen berechneten Netzausbaukosten für die MS- und NS-Netze (NE4–NE7) jedes Clusters werden dann linear hochgerechnet, um alle 630 Schweizer Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen, und zwar anhand der folgenden Formel.

¹⁶ EICom, "Sunshine-Regulierung im Schweizer Strommarkt: Bericht zur Umsetzung im Jahr 2017", 2017.

$$\begin{aligned}
 Total\ CH\ cost_{Scenario}^{Year} &= Total\ cost_{HP_{HE}} \times \frac{23}{1} + Total\ cost_{MP_{HE}} \times \frac{90}{1} + \\
 &+ Total\ cost_{HP_{LE}} \times \frac{4}{1} + Total\ cost_{MP_{LE}} \times \frac{99}{7} + Total\ cost_{LP_{LE}} \times \frac{342}{10}
 \end{aligned}$$

Es ist wichtig zu beachten, dass CKW etwa 75 von 2'136 Gemeinden in der Schweiz versorgt. Folglich sind nicht alle Netzbetreibertypen im CKW-Gebiet vertreten: Das CKW-Versorgungsgebiet umfasst beispielsweise keine Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte. Zudem stimmen die Anteile der verschiedenen Netzbetreibertypen in der Schweiz nicht mit denen im CKW-Gebiet überein. Beispielsweise sind die Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte und geringer Energiedichte, die von CKW versorgt werden, für die Hochskalierung überrepräsentiert (7 Unterstationen, 35% aller CKW-Unterstationen und CKW-Unterwerke), während sie schweizweit nur 16% (99 von 630) der Verteilnetzbetreiber ausmachen. Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte sind hingegen im CKW-Gebiet unterrepräsentiert (5%), obwohl sie 14% der Schweizer Netzbetreiber ausmachen.

Zudem weisen die Netze im CKW-Gebiet eine **hohe Heterogenität** auf: Die Mittelspannungsnetze (NE4-7) von CKW sind hinsichtlich ihrer Netzkapazität nicht homogen. Einige dieser NE4-7-Netze sind relativ betrachtet stärker als andere, was in zukünftigen Szenarien zu geringeren Netzausbaubedarfen führt. Da jede HS-MS-Unterstation bzw. Unterwerke inklusive der nachgelagerten Netze als Repräsentant eines ECom-Clusters behandelt wird, können stark ausgebaute NE4-7-Netze in bestimmten CKW-Regionen zu einer Unterschätzung der hochgerechneten Netzausbaukosten für das betreffende Cluster führen.

Schliesslich werden die Netzausbauergebnisse des HS-Netzes (NE3) bei der Hochskalierung nicht berücksichtigt, da das HS-Netz von CKW strukturell nicht repräsentativ ist:

- Die Schweiz verfügt über 2'335 km Erdkabel und 6'594 km Freileitungen in ihren HS-Netzen¹⁷ mit einem Verhältnis von Freileitung zu Kabel von ~2,83, während CKW in seinem HS-Netz 80 km Kabel und 380 km Freileitungen betreibt, mit einem Verhältnis von Freileitung zu Kabel von 4,75. Zudem entspricht das HS-Netz von CKW nur ~5% der Schweizer HS-Netze.
- Zudem werden die Hochspannungsnetze in der Schweiz mit unterschiedlichen Betriebsspannungen geführt. CKW nutzt 110 kV und 50 kV, was zu einer höheren Übertragungskapazität führt als bei Netzbetreibern, die nur 50 kV verwenden.

¹⁷ ECom-Tätigkeitsbericht 2024

WICHTIG

Es ist zu beachten, dass die Behandlung jeder CKW-Unterstation als repräsentatives VNB für Schweizer Netzbetreibercluster ausfolgenden Gründen tendenziell zu verzerrten Ergebnissen führt:

- **Nicht alle Arten von VNB sind vertreten:** Die CKW-Region versorgt keine Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte.
- **Die Vertretung der VNB ist nicht gleichmässig:** Die von CKW versorgten Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte und geringer Energiedichte sind bei der Hochskalierung überrepräsentiert (d. h. 7 Unterstationen, 35 % aller Unterstationen), während sie 16 % (99 VNB) der 630 VNB ausmachen. Die von CKW versorgten Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte sind bei der Hochskalierung unterrepräsentiert (5 %), obwohl sie 14 % der 630 VNB ausmachen.
- **Heterogenität innerhalb der CKW-Netze:** Die MS-Netze (NE5) von CKW sind hinsichtlich der Netzkapazität nicht homogen. Einige NE5-Netze sind relativ stärker als andere, was zu relativ geringeren Netzausbauinvestitionen für Zukunftsszenarien führt. Da jede HS-MS-Unterstation und die nachgelagerten Netze als VNB behandelt werden, das einen der ECom-Cluster repräsentiert, führt die Verwendung der Regionen mit starken NE5-Netzen zu einer Unterschätzung der hochskalierten Kosten für den entsprechenden Cluster.
- **Die Netzausbaukosten der NE3 nicht berücksichtigt:** In der Hochskalierung werden die Netzausbaukosten der NE3 nicht berücksichtigt, da das Hochspannungsnetz von CKW strukturell nicht repräsentativ für die Schweizer Hochspannungsnetze eingestuft wurde; da die Windeinspeisung jedoch auf dieser Netzebene erfolgt, sind szenarienübergreifende Vergleiche der auf NE4 bis NE7 beschränkten hochskalierten Kosten mit Vorsicht zu interpretieren.

4. Ergebnisse

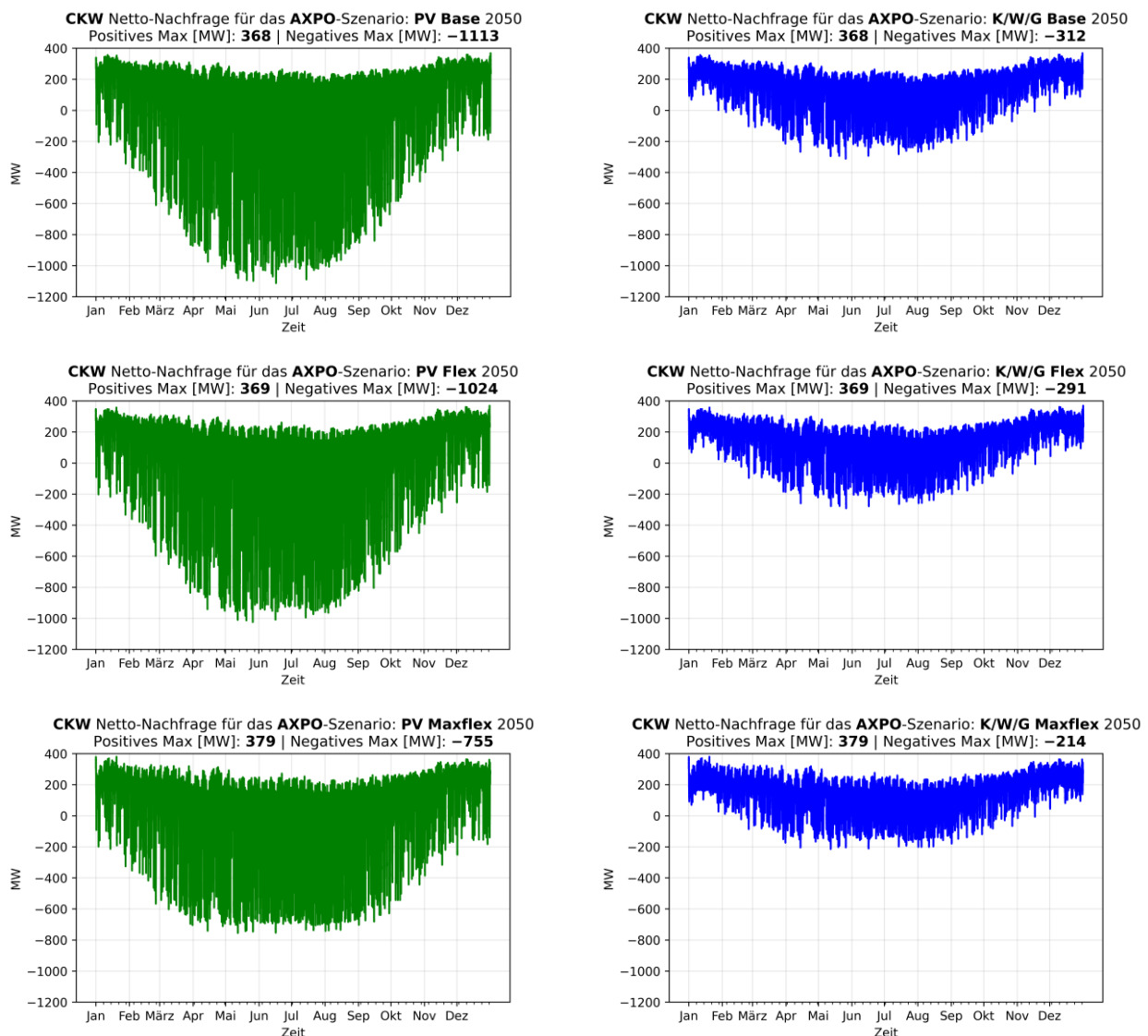
4.1 Regionalisierung und Gebäude-Zeitreihen

Die Ergebnisse aus der Modellierung der Lastgänge für Allgemeinstrom, Elektromobilität, Wärme und Photovoltaik + BESS wurden netztopologisch verortet (auf Netzebenen 7 bis 4) und in für die Lastflussanalyse in FlexDyn vom FEN verwendet. Die Lastgänge und deren Unterscheidung nach Szenario (vgl. Abschnitt Szenariodefinition 3.1 **Error! Reference source not found.**) werden hier präsentiert, um die Auswirkung der unterschiedlichen Annahmen in den Szenarien auf die Last darzustellen.

4.1.1 Analyse der aggregierten Zeitreihen der Netto-Nachfrage (Residual)

Die wichtigste Erkenntnis aus der Analyse von Zeitreihen ist, dass die zukünftige Netzhöchstlast in Szenarien mit hoher PV-Verbreitung nicht primär durch das konventionelle Nachfragewachstum, sondern durch die **zeitliche Koinkidenz** (d. h. Gleichzeitigkeit) **von PV-Erzeugung und Nachfrage** auf den unteren Netzebenen getrieben wird.

Tabelle 13. Aggregierte Netto-Nachfrage-Zeitreihen einschliesslich der NE4-, NE5-, NE6- und NE7-Ebenen von 20 Unterstationen bzw. Unterwerke für PV- und Kernkraft- (K) / Wind- / Gasszenarien für 2050: Basis, Flex und Maxflex, mit positiver und negativer Spitzenleistung



Praktisch bedeutet dies, dass in Szenarien mit hohem PV-Ausbau die kritischsten Netzbelastungen zunehmend in Zeiten hoher PV-Überschüsse auftreten, und nicht mehr ausschliesslich während der typischen winterlichen Abendspitze. Zur Veranschaulichung dieses Mechanismus werden die maximalen positiven und negativen Werte der aggregierten Netto-Nachfrage-Zeitreihen für das gesamte CKW-Gebiet berechnet. Die Zeitreihen der Netto-Nachfrage werden ermittelt, indem die Summe der dezentralen Erzeugung (einschliesslich BESS-Entladung) an allen HS-MS-Unterstationen (NE4) bzw. Unterwerke von der aggregierten Stromnachfrage (einschliesslich BESS-Ladung) aller HS-MS- Unterstationen (NE4) bzw. Unterwerke abgezogen wird.

Tabelle 13 zeigt die aggregierte Zeitreihe der Netto-Nachfrage für die Szenarien PV und Kernkraft. Die Ergebnisse für die Gas- und Windszenarien sind für NE4-NE7 für das Jahr 2050 identisch. Die Szenarien Kernkraft, Gas und Wind weisen die geringste Verbreitung von PV auf, während sie die gleiche Nachfrageentwicklung aufweisen. Das Szenario PV weist mit 48.6 TWh PV-Produktion im Jahr 2050 im CKW-Versorgungsgebiet einen deutlich höheren Ausbau auf als die Szenarien Kernenergie, Gas und Wind, welche jeweils rund 16.9 TWh erreichen.

Im Aggregationsprozess werden die Nachfrage und die Erzeugung verwendet, die mit NE4, 5, 6 und 7 verbunden sind, da sie die Netzausbaukosten in diesen Netzebenen bestimmen. Positive Werte stehen für Zeiträume, in denen die oberen Netzebenen (NE1 & NE3) die Nachfrage in NE4-NE7 decken. Diese Zeiträume werden daher als «Nachfragespitzen» bezeichnet. Negative Werte stehen für Zeiträume, in denen überschüssige PV-Erzeugung aus NE4-NE7 in die oberen Netzebenen exportiert wird. Diese Zeiträume werden daher als «PV-Spitzen» bezeichnet. Die beiden Indikatoren, die Nachfragespitzen und die PV-Spitzen, werden als Netto-Nachfrage-Indikatoren bezeichnet.

Während Lastspitzen die notwendige Kapazität zur Stromversorgung während Zeiten ohne Solareinspeisung bestimmen, definieren PV-Spitzen die erforderliche Netzkapazität für den Rücktransport grosser Energiemengen in Zeiten hoher Solarproduktion. Da die PV-Erzeugung über grosse Regionen hinweg zeitlich stark korreliert ist, treten diese Rückspeisespitzen simultan an vielen Unterstationen auf und pflanzen sich dadurch über mehrere Netzebenen fort, sofern diese nicht abgeregelt werden. Auch in Szenarien mit geringerem PV-Ausbau bleiben diese Effekte relevant. Trotz tieferer Rückspeisespitzen ist aufgrund der regionalen Unterschiede und der hohen Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung davon auszugehen, dass weiterhin Netzausbaukosten durch PV induziert werden.

4.1.2 Flexibilität von PV

Die Modellierung der PV-Abregelung ist in Abschnitt 3.3.3 beschrieben. In der Sensitivität Flex wird die PV-Einspeisung auf 70 %, in Maxflex auf 50 % der installierten DC-Leistung (kWp) begrenzt. Die Abregelung erfolgt am Netzanschlusspunkt. Dadurch werden zunächst der Eigenverbrauch sowie – sofern vorhanden – die Beladung von Batteriespeichern berücksichtigt, bevor eine Abregelung greift. Dies führt dazu, dass der gewünschte Effekt einer Reduktion der Rückspeisung grundsätzlich erreicht wird, jedoch zugunsten eines erhöhten Eigenverbrauchs abgeschwächt ist.

Zur Quantifizierung dieses Effekts wird im Szenario «PV» die maximale Einspeisung über die drei Sensitivitäten hinweg verglichen. Die 70 %-Abregelung in der Sensitivität Flex führt damit auf Systemebene lediglich zu einer Reduktion von rund 8 % gegenüber der Sensitivität Basis. Dieser vergleichsweise geringe Effekt ist darauf zurückzuführen, dass vor der Abregelung zunächst Eigenverbrauch, Batteriespeicherung sowie Umwandlungsverluste im Wechselrichter berücksichtigt werden. In der Sensitivität Maxflex beträgt die erzielte Reduktion ca. 32% gegenüber dem Basisszenario. Auf Ebene einzelner Anlagen fällt die Wirkung der Abregelung deutlich stärker aus. Im Gesamtsystem überlagern sich jedoch unterschiedliche Anlagencharakteristika, insbesondere verschiedene Ausrichtungen (z. B. Ost-West) und Neigungswinkel, wodurch die natürliche Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung reduziert und der Effekt der Abregelung aggregiert abgeschwächt wird.

Unter den getroffenen Annahmen resultiert im Szenario «PV» ein Energieverlust durch Abregelung von 1.4 % (Flex) bzw. 6.8 % (Maxflex). Die Höhe dieser Verluste ist stark abhängig von den Modellierungsannahmen, insbesondere hinsichtlich Eigenverbrauchs, Speicherintegration und Anlagenverteilung, und kann je nach Region und betrachteter Netzebene variieren.

4.1.3 Flexibilität von Verbrauchern

Die Flexibilität auf Verbraucherseite wird auf Elektromobilität (Ladevorgänge an privater Ladeinfrastruktur, vgl. Abschnitt 3.3.2) und im Bereich Wärme (elektrische Wärmebereitstellung in Boilern und Wärmepumpen, vgl. Abschnitt 3.3.1) angewendet. Die Verschiebung der Last von den Abendstunden auf den Mittag und in die späteren Nachtstunden erzielt eine Reduktion der Abendspitze für die kumulierten Lastgänge auf NE7. Auf die Gesamtheit des Gebiets betrachtet, kommen diverse Lasten auf anderen Netzebenen hinzu (vgl. Abschnitt 3.3.6), welche z.T. gegenüber dem heutigen Bild eine Veränderung hervorbringen. Ein Beispiel ist das Laden von leichten und schweren Nutzfahrzeugen und Bussen, welche durch die langfristige Elektrifizierung im Transportsektor zunehmen werden. Die resultierende Kombination von Lastverschiebung auf NE7 und neuen Lasten auf weiteren Netzebenen erzeugt auf der Gesamtheit des Gebiets mit den vorliegenden Annahmen zu einer leichten Lasterhöhung, anstatt einer Reduktion. Die Konzeption der Flexibilitätsmassnahmen legt jedoch einen Fokus auf die NE7. Der eigentliche Effekt dieser Flexibilitätsmassnahmen zeigt sich in den Kosten des zusätzlichen Ausbaus bzw. in der Einsparung durch diese Massnahmen. Im Szenario «Kernenergie» (und «Gas» und «Wind») fällt der PV-Ausbau am geringsten aus, wodurch das Gebiet der CKW in diesem Szenario noch vorwiegend Lastgetrieben ist. Eine Auswertung der Ausbaukosten in diesem Szenario erlaubt den Effekt der Flexibilitätsmassnahmen der Verbraucher besser einzuschätzen, da davon auszugehen ist, dass nur ein geringer Teil des Ausbaus durch PV bedingt wird.

Die Ergebnisse der Netzausbaukosten für das Szenario Kernenergie zeigen gegenüber der Sensitivität Basis (keine Flexibilität) eine 13% Reduktion der Netzausbaukosten für Flex und eine 33% Reduktion für Maxflex über das Gesamtgebiet (NE4 bis NE7). Betrachtet man nur die Ausbaukosten von NE6 and NE7, wird im Fall von Maxflex beinahe eine Halbierung der Ausbaukosten erzielt. Es ist anzumerken, dass ein Teil der eingesparten Ausbaukosten auch durch die Abregelung von PV, selbst im Szenario Kernenergie, verursacht werden. Da sich die Ausbaukosten auf NE4 zwischen den Sensitivitäten stabil halten, spricht das für einen geringen Einfluss der Photovoltaik-Abregelung auf die Ausbaukosten, da aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit von Photovoltaik die Effekte meist direkt in höhere Netzebenen übertragen würden.

4.2 Netzausbaukosten

Die Ergebnisse der Netzausbauanalyse für alle Kombinationen aus Szenarien und Flexibilitäten zeigen, dass in Szenarien mit hohem PV-Anteil die künftige Spitzenlast im Netz und damit die Netzausbaukosten nicht in erster Linie durch das konventionelle Nachfragewachstum bestimmt werden, sondern durch die **zeitliche Koinkidenz** (d. h. die Gleichzeitigkeit) **von PV-Erzeugung und Nachfrage** auf den unteren Netzebenen, wie in Tabelle 13 in Abschnitt 4.1.1 dargestellt.

Beachte, dass die Szenarien für Kernkraft, Windkraft und Gas zu denselben Netzausbaukosten in den Mittel- und Niederspannungsnetzen (NE4-7) führen, da die Erzeuger entweder an das Hochspannungsnetz (NL3) oder an das Höchstspannungsnetz (NL1) angeschlossen sind. Die Netzausbaukosten im HS-Netz (NE3) unterscheiden sich zwischen dem Kernkraft- (und Gas-) und dem Windszenario, da davon ausgegangen wird, dass Windkraftanlagen an das HS-Netz angeschlossen sind.

Tabelle 14 enthält eine Zusammenfassung der positiven und negativen Spitzenlastwerte für alle Szenarien sowie die Ergebnisse der Netzausbaukosten.

Es ist zu beachten, dass in allen PV-Szenarien und Sensitivitäten sowie in den Flex-Szenarien von S1 und S2 die PV-Spitzen deutlich grösser sind als die Lastspitzen. Daher werden die erforderlichen Netzausbaukosten in erster Linie durch die PV-Spitzen bestimmt. In den S1- und S2-Maxflex-Szenarien ist der Unterschied zwischen PV- und Lastspitzen deutlich geringer, sodass die Netzinvestitionen sowohl von der Nachfrage als auch von der PV-Erzeugung beeinflusst werden. Dies verdeutlicht die Bedeutung der Flexibilitätsmassnahmen, insbesondere der PV-Abregelung.

Tabelle 15, Abbildung 6 Abbildung 7 ergänzen Tabelle 14. Tabelle 15 und Abbildung 7 zeigen die Netzausbauergebnisse für jede Netzebene und die Auswirkungen der Sensitivitäten auf ausgewählte Szenarien. Abbildung 6 zeigt das exponentielle Verhältnis zwischen der Netto-Nachfragespitze¹⁸ und den Netzausbaukosten. Es ist weiterhin festzustellen, dass trotz Flexibilitätsmassnahmen, die auf eine Reduzierung der Spitzennachfrage im Bereich Elektromobilität und Wärme abzielen, die maximale Gesamlast für die Sensitivität Maxflex ansteigt. Die Flexibilitätsmassnahmen sind in der Maxflex-Sensitivität primär auf Haushaltsebene umgesetzt und führen zu einer Lastreduktion bei NE6-NE7 (siehe Beschreibung zur Ausgestaltung der Flexibilitätsmassnahme). Dies zeigt sich klar im Vergleich der Netzausbaukosten, die mit den Sensitivitäten Flex und Maxflex deutlich reduziert werden können, insbesondere in Szenarien, in denen der Netzausbau durch Nachfrage getrieben wird und nicht nur durch überschüssige PV-Einspeisung.

Es ist zu beachten, dass die Szenarien für Kernkraft, Windkraft und Gas zu denselben Netzausbaukosten in Mittel- und Niederspannungsnetzen (NE4-7) führen, da die Erzeuger entweder an das Hochspannungsnetz (NE3) oder an das Höchstspannungsnetz (NE1) angeschlossen sind. Daher werden nur die Ergebnisse des Kernkraftszenarios angegeben; die Ergebnisse für Windkraft und Gas für NE4-7 sind identisch. Im Windszenario entstehen die Netzausbaukosten im Hochspannungsnetz (NE3) hauptsächlich durch die an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Windenergieanlagen

Es wird darauf hingewiesen, dass die Netzanschlusskosten für die an das Hochspannungsnetz (NE3) angeschlossenen Erzeuger, einschliesslich der speziellen Transformatoren, Umspannwerke und Verkabelung für Windparks, nicht berücksichtigt werden.

¹⁸ $\text{maximum}(|-P_{\text{max}}|, +P_{\text{max}})$

Tabelle 14. Gesamt- und annualisierte Netzausbaukosten (CAPEX und AIK) in Mio. CHF für CKW für NE3-7 von heute bis 2050 pro Szenario sowie Flexibilität im Vergleich zur positiven Spitzenlast (Nachfrage) und zur negativen Spitzenleistung (Einspeisung) auf der Grundlage aggregierter Zeitreihen der Nettonachfrage an allen Unterstationen und Unterwerke, einschliesslich der gesamten Nachfrage und Erzeugung von NE4-NE7 für 2030 und 2050. (Jährliche Betriebskosten: OPEX)

Szen.	Jahre	Flexibilität	+Pmax [MW]	-Pmax [MW]	NE4-7 CAPEX	NE4-7 AIK	OPEX (NE4-7)	NE3 CAPEX	NE3 AIK	OPEX (NE3)
PV	2035	Nein (Basis)	365	-696	57,0	4,2	1,141	3,6	0,283	0,072
		Mässig (Flex)	363	-663	47,5	3,5	0,951	3,6	0,283	0,072
		Maxflex	368	-522	25,9	1,9	0,518	3,6	0,283	0,072
	2050	Nein (Basis)	369	-1'113	141,5	10,5	2,829	68,3	5,340	1,365
		Mässig (Flex)	369	-1'024	113,2	8,4	2,264	37,1	2,900	0,743
		Maxflex	380	-755	47,5	3,5	0,950	3,6	0,283	0,072
Wind	2035	Mässig (Flex)	363 ¹⁹	-312	15,9	1,2	0,319	3,4	0,270	0,069
		Maxflex	368	-226	10,4	0,8	0,208	3,4	0,270	0,069
	2050	Mässig (Flex)	369	-292 ²⁰	21,5	1,6	0,428	6,4	0,501	0,128
		Maxflex	380	-215	16,4	1,2	0,328	6,4	0,501	0,128
K, Gas	2035	Nein (Basis)	365	-326	16,9	1,3	0,338	3,4	0,270	0,069
		Mässig (Flex)	363	-309	15,9	1,2	0,319	3,4	0,270	0,069
		Maxflex	368	-225	10,4	0,8	0,208	3,4	0,270	0,069
	2050	Nein (Basis)	369	-312	24,7	1,8	0,494	3,5	0,270	0,069
		Mässig (Flex)	369	-292	21,5	1,6	0,428	3,5	0,270	0,069
		Maxflex	380	-215	16,4	1,2	0,328	3,5	0,270	0,069
S1 (RES+G)	2035	Mässig (Flex)	363	-609	42,1	3,1	0,842	3,4	0,283	0,072
		Maxflex	368	-463	22,1	1,6	0,443	3,4	0,270	0,069
	2050	Mässig (Flex)	369	-651	55,5	4,1	1,111	3,6	0,283	0,072
		Maxflex	380	-492	30,0	2,2	0,598	3,5	0,270	0,069
S2 (Koexis.)	2035	Mässig (Flex)	363	-542	34,4	2,5	0,687	3,6	0,282	0,072
		Maxflex	368	-405	16,3	1,2	0,327	3,4	0,270	0,069
	2050	Mässig (Flex)	369	-509	41,0	3,0	0,817	3,6	0,282	0,072
		Maxflex	380	-382	23,2	1,7	0,465	3,5	0,270	0,069

¹⁹ Die positiven und negativen Maximalwerte der Netto-Nachfrage für die Windszenarien beinhalten nicht die in das HS-Netz (NE3) an den HS-Knoten eingespeiste Windenergie. Bei Einbeziehung der Windenergie betragen die Werte **352** MW und **-313** MW für das **Flex**-Szenario sowie **360** MW und **-226** MW für das **Maxflex**-Szenario, was bedeutet, dass der Netzausbaubedarf durch die Windenergie in Kombination mit dem in den unteren Netzebenen erzeugten PV-Überschuss bestimmt wird.

²⁰ Die positiven und negativen Maximalwerte der Netto-Nachfrage für die Windszenarien beinhalten nicht die in das HS-Netz (NE3) an den HS-Knoten eingespeiste Windenergie. Bei Einbeziehung der Windenergie betragen die Werte **348** MW und **-497** MW für das **Flex**-Szenario sowie **358** MW und **-433** MW für das **Maxflex**-Szenario, was bedeutet, dass der Netzausbaubedarf durch die Windenergie in Kombination mit dem in den unteren Netzebenen erzeugten PV-Überschuss bestimmt wird.

Tabelle 15. Gesamt- und annualisierte (mit „a“) Netzausbaukosten in Mio. CHF für CKW pro Szenario und Flexibilität für die Netzebenen NE4-NE7 für 2035 und 2050.

Szenario	Jahre	Flexibilität	NE7	NE6	NE5	NE4	NE7a	NE6a	NE5a	NE4a
PV	2035	Nein (Basis)	14,7	18,7	0,9	22,8	1,1	1,4	0,1	1,7
		Mässig (Flex)	12,6	16,3	0,6	18,0	0,9	1,2	0,0	1,3
		Maxflex	5,4	9,8	0,0	10,7	0,4	0,7	0,0	0,8
	2050	Nein (Basis)	39,8	38,0	11,2	52,4	2,9	2,8	0,8	3,9
		Mässig (Flex)	26,7	31,3	6,2	49,0	1,9	2,3	0,5	3,7
		Maxflex	8,4	14,4	0,5	24,4	0,6	1,1	0,0	1,8
K, Wind, Gas	2035	Nein (Basis)	4,6	7,3	0,0	5,1	0,3	0,5	0,0	0,4
		Mässig (Flex)	4,1	6,8	0,0	5,1	0,3	0,5	0,0	0,4
		Maxflex	2,0	4,1	0,0	4,3	0,1	0,3	0,0	0,3
	2050	Nein (Basis)	5,1	9,0	-	10,7	0,4	0,7	-	0,8
		Mässig (Flex)	4,2	8,2	-	9,1	0,3	0,6	-	0,7
		Maxflex	2,3	5,0	-	9,1	0,2	0,4	-	0,7
S1 (RES+G)	2035	Mässig (Flex)	10,9	13,5	0,6	17,2	0,8	1,0	0,0	1,3
		Max. (Maxflex)	5,0	7,7	0,0	9,4	0,4	0,6	0,0	0,7
	2050	Mässig (Flex)	12,5	17,5	0,9	24,7	0,9	1,3	0,1	1,8
		Max. (Maxflex)	5,4	9,5	0,0	15,0	0,4	0,7	0,0	1,1
S2 (Koexistenz)	2035	Mässig (Flex)	9,3	12,3	0,1	12,7	0,7	0,9	0,0	0,9
		Max. (Maxflex)	4,3	6,3	0,0	5,8	0,3	0,5	0,0	0,4
	2050	Mässig (Flex)	9,8	14,7	0,6	15,8	0,7	1,1	0,0	1,2
		Max. (Maxflex)	4,5	8,2	-	10,6	0,3	0,6	-	0,8

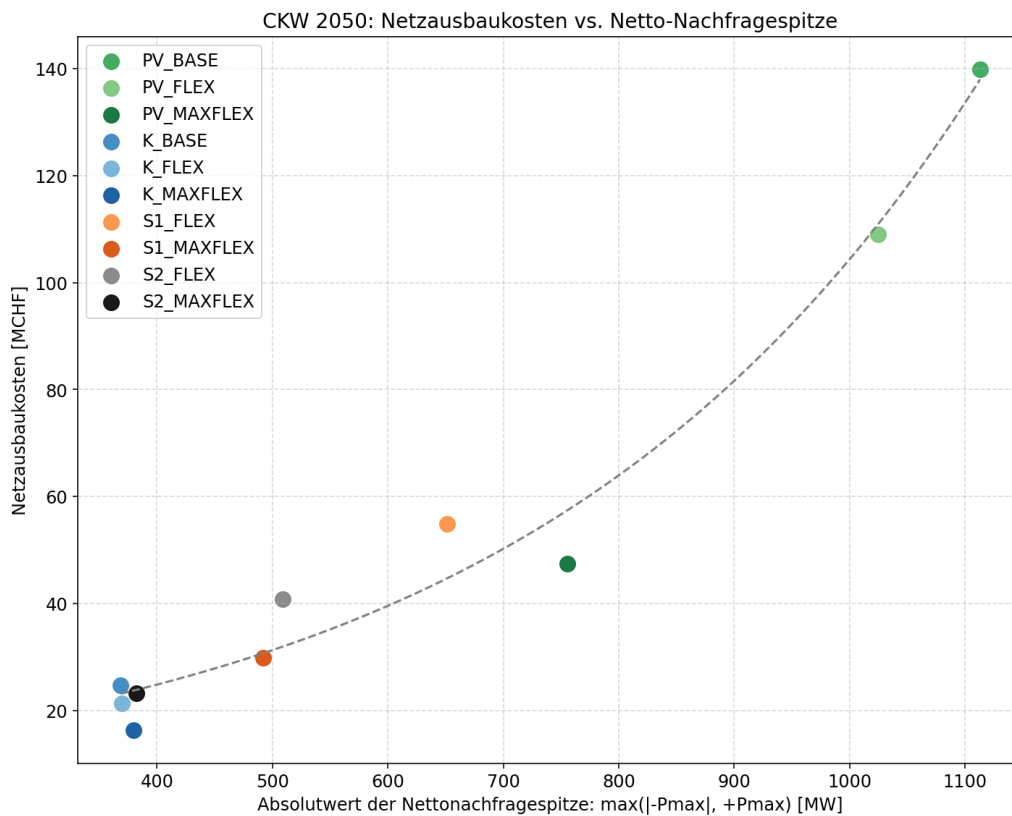


Abbildung 6. Der Zusammenhang zwischen den Netzausbaukosten und der Netto-Nachfragespitze in 2050 für CKW.

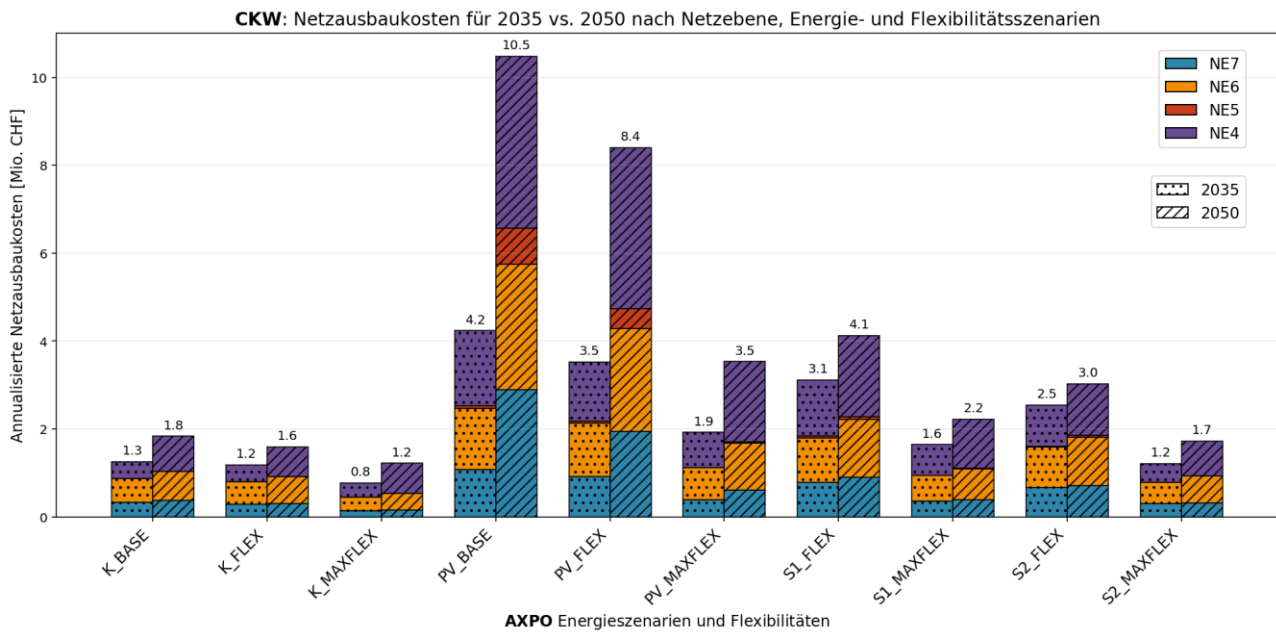


Abbildung 7. Jährliche Netzausbaukosten für NE4-NE7 für 20 Unterstationen/Unterwerke (Region CKW) für jedes Szenario und Flexibilität für 2035 and 2050

Tabelle 16 und Abbildung 8 zeigen die Extrapolationsergebnisse auf der Grundlage der Ergebnisse für die CKW-Region. Wie in der Methodik bereits erläutert, basiert die Hochskalierung auf der Annahme, dass jede von einer HS-MS-Unterstation bzw. einem Unterwerk versorgte Region einen Netzbetreiber repräsentiert. Daher hängen die hochskalierten Ergebnisse stark davon ab, wie repräsentativ diese Unterstationen und Unterwerke für die Gesamtheit der Schweizer Netzbetreiber sind.

Zu beachten ist, dass sich die nationalen Hochskalierungsergebnisse entsprechend verändern, wenn eine andere Gruppe von Unterstationen und Unterwerken verwendet wird, was zu etwas höheren oder niedrigeren Kosten für die Schweiz führt. Durch die Verwendung einer repräsentativeren Gruppe von Unterstationen, die mehr Regionen versorgen, kann die Genauigkeit der Schätzungen verbessert werden. Im Rahmen dieser Studie standen jedoch ausschliesslich CKW-Unterstationen und -Unterwerke zur Verfügung, die entsprechend verwendet wurden.

Tabelle 16. Hochskalierungsergebnisse (mit NE4-NE7) für die Schweiz zu den Netzausbaukosten und den annualisierten Kosten in BCHF für jedes Szenario sowie zur Flexibilität für die Jahre 2035 und 2050.

Szenario	Jahre	Flexibilität	Netzausbaukosten (NE4-NE7)	Annualisierte Netzausbaukosten (NE4-NE7)
PV	2035	Nein (Basis)	1,652	0,123
		Mässig (Flex)	1,421	0,105
		Max. (Maxflex)	0,757	0,056
	2050	Nein (Basis)	4,319	0,320
		Mässig (Flex)	3,434	0,255
		Max. (Maxflex)	1,538	0,114
K, Wind, Gas	2035	Nein (Basis)	0,446	0,033
		Mässig (Flex)	0,425	0,031
		Max. (Maxflex)	0,269	0,020
	2050	Nein (Basis)	0,792	0,059
		Mässig (Flex)	0,689	0,051
		Max. (Maxflex)	0,565	0,042
S1 (RES+G)	2035	Mässig (Flex)	1,235	0,091
		Max. (Maxflex)	0,635	0,047
	2050	Mässig (Flex)	1,697	0,126
		Max. (Maxflex)	0,978	0,073
S2 (Koexistenz)	2035	Mässig (Flex)	1,001	0,074
		Max. (Maxflex)	0,438	0,032
	2050	Mässig (Flex)	1,292	0,096
		Max. (Maxflex)	0,757	0,056

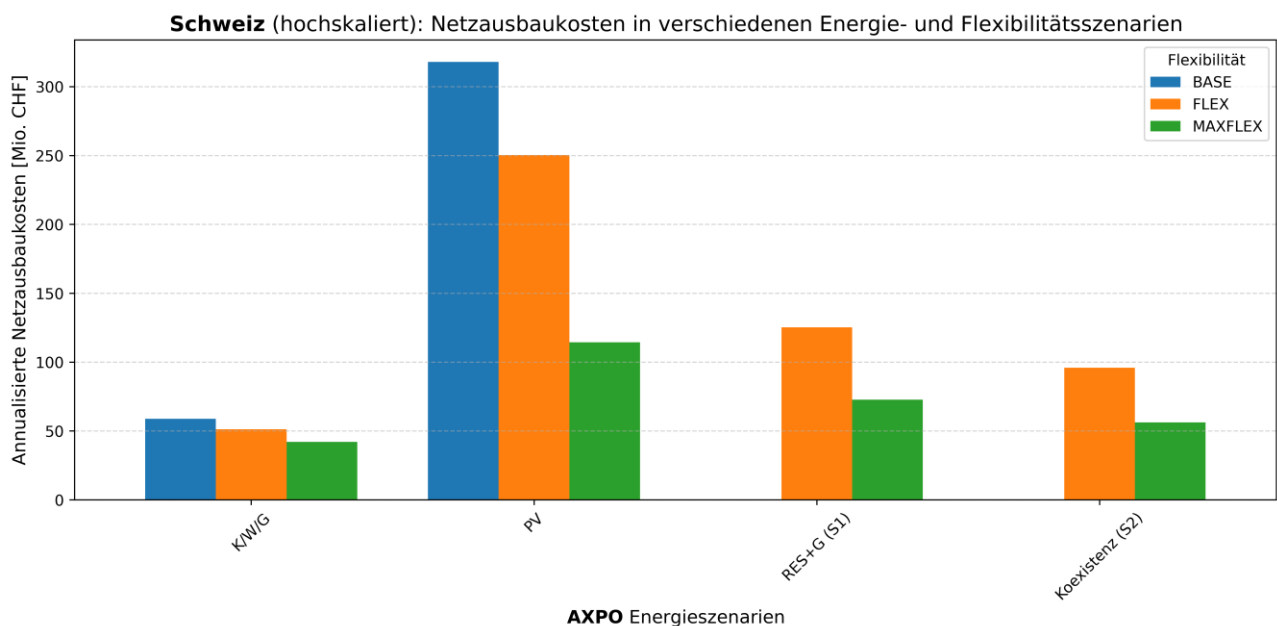


Abbildung 8. Hochskalierte annualisierte Netzausbaukosten (mit NE4-NE7) für die Schweiz für jedes Szenario und Flexibilität für 2050.

PV-Szenario

Wie in Tabelle 14 und Tabelle 15 zu erkennen ist, zeigen die Ergebnisse des **PV-Szenarios** sehr deutlich die Auswirkungen eines hohen PV-Ausbaus. In diesem Szenario erreicht die maximale negative Netzlast im CKW-Gebiet, verursacht durch die PV-Rückspeisung, einen Wert, der deutlich grösser ist als die maximale positive Netzlast. Das bedeutet, dass das Netz in diesem Szenario in der Lage sein müsste, Rückspeiseflüsse zu bewältigen, die höher sind als die traditionelle maximale Lastspitze. Eine Abregelung bzw. eine stärker eingreifende Abregelung kann dem entgegenwirken, jedoch werden hier die Ergebnisse innerhalb der gewählt der Annahmen präsentiert, um auch deren Bedeutung auf das Netz zu zeigen.

Diese Bedingung führt zu den höchsten Infrastrukturanforderungen unter allen betrachteten Szenarien. Im CKW-Versorgungsgebiet reduziert die Einführung moderater Flexibilität (Flex) den gesamten Netzausbaubedarf **in NE4-NE7** um rund **22%** und **in NE3** um **46%** im Vergleich zum Basisszenario ohne Flexibilitätsmassnahmen. Die Einführung maximaler Flexibilität (Maxflex) reduziert die Netzausbaukosten um rund **66%** **in NE4-NE7** und **um 95%** **in NE3** im Vergleich gegenüber dem Basisszenario (Tabelle 14 und Abbildung 7).

Ein ähnliches Bild zeigt sich auf nationaler Ebene bei den hochskalierten Ergebnissen für NE4-NE7. Für die Schweiz insgesamt senkt eine moderate Flexibilität den Netzausbaubedarf des PV-Szenarios um ca. **21%**, während maximale Flexibilität zu einer Reduktion von rund **64%** gegenüber dem Basisszenario führt (Tabelle 16).

2035 → 2050: Für die gesamte CKW-Region lässt sich vor allem feststellen, dass der PV-Pfad von 2035 bis 2050 stark ansteigt, während die nicht von PV dominierten Pfade entweder moderater wachsen oder von einem so niedrigen Ausgangswert im Jahr 2035 ausgehen, dass ihr prozentuales Wachstum gross erscheint, auch wenn der absolute Anstieg geringer ist. Die Netzausbaukosten im PV-Basisszenario steigen von 57 Mio. CHF im Jahr 2035 auf 141,5 Mio. CHF im Jahr 2050, was einer Zunahme von 148 % entspricht. Das PV-Szenario mit moderater Flexibilität (Flex) steigt von 47,5 Mio. CHF auf 113,2 Mio. CHF, was einem Anstieg von 138 % entspricht, und das PV-Szenario mit maximaler Flexibilität (Maxflex) von 25,9 Mio. CHF auf 47,5 Mio. CHF, was einem Anstieg von 83 % entspricht. Dies bedeutet, dass das PV-Szenario nicht nur in beiden Jahren das teuerste Szenario bleibt, sondern auch den mit Abstand grössten absoluten Anstieg von 2035 bis 2050 verzeichnet.

Darüber hinaus ist es aufschlussreich, den Netzausbau aufgrund von Überlastungen und Spannungsabweichungen in den Jahren 2035 und 2050 zu betrachten: In den PV-Szenarien gewinnen die spannungsbedingten Verstärkungen bis 2050 an Bedeutung, wenn keine Flexibilität genutzt wird. Im PV-Basisszenario betragen die spannungsbedingten Netzausbaukosten 3,8 % der gesamten Netzausbaukosten im Jahr 2035 und 5,6 % im Jahr 2050. Die Nutzung einer moderaten Flexibilität in den PV-Szenarien senkt die spannungsbedingten Netzausbaukosten leicht: Der Anteil der spannungsbedingten Netzausbaukosten sinkt von 3,8 % auf 3,5 % im Jahr 2035. Andererseits eliminiert der Einsatz maximaler Flexibilität die spannungsbedingten Netzausbaukosten im Jahr 2035 nahezu vollständig. Die Auswirkungen der Flexibilität auf spannungsbedingte Verstärkungen sind im Jahr 2050 dieselben.

Der Wert der Flexibilität ändert sich mit der Zeit, und er verändert sich nicht in jedem Szenario auf die gleiche Weise. Im PV-Szenario gewinnt Flexibilität bis 2050 an Wert. Die Einsparungen bei den Netzausbaukosten steigen von 17 % im Jahr 2035 auf 20 % im Jahr 2050, bezogen auf das PV-Basisszenario in den Jahren 2035 bzw. 2050, wenn moderate Flexibilität genutzt wird. Der Einsatz maximaler Flexibilität verbessert die Einsparungen von 55 % im Jahr 2035 auf 66,0 % im Jahr 2050,

jeweils im Vergleich zum PV-Basisszenario in den Jahren 2035 und 2050. Ein zusätzlicher Nutzen durch den Übergang vom Flex-Szenario zum Maxflex-Szenario ist in den Jahren 2035 und 2050 zu verzeichnen: Im Jahr 2035 beträgt der zusätzliche Nutzen 46 % Einsparungen, während er im Jahr 2050 bei 58 % liegt. Dies entspricht den Erwartungen an ein System, in dem PV-bedingte Spitzenlasten im Laufe der Zeit an Bedeutung gewinnen.

Kernkraft-Szenario (Wind und Gas)

Im Gegensatz dazu stellt das **Kernkraftszenario (K)** einen grundlegend anderen Fall dar. Da der dezentrale PV-Ausbau deutlich geringer ist als im PV-Szenario, sind die daraus resultierenden Rückspeiseströme wesentlich geringer aus. Folglich ist der Bedarf an Netzverstärkungen deutlich kleiner. Im CKW-Versorgungsgebiet reduziert moderate Flexibilität die gesamten Netzausbaukosten für die Netzebenen NE4-NE7 um etwa **13%** gegenüber dem Basisszenario. Maximale Flexibilität führt zu einer Reduktion von rund **34%**. Die nationalen Ergebnisse folgen dem gleichen Trend. Bei moderater Flexibilität sinken die Gesamtnetzausbaukosten im Kernkraftszenario um etwa **13%**, während maximale Flexibilität die Gesamtnetzausbaukosten im Vergleich zum Basisfall um rund **29%** reduziert.

Der Netzausbaubedarf für die Hochspannungsebene wird von den Flexibilisierungsmassnahmen nicht beeinflusst. Es ist jedoch anzumerken, dass die Netzausbaukosten für das Hochspannungsnetz (NE3) im Windszenario um **80%** höher sind als die NE3-Netzausbaukosten im Kernkraftszenario (und Gas). Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Windparks in diesem Szenario auf der Hochspannungsebene angeschlossen werden.

Bemerkenswert ist ausserdem, dass der Nutzen des Übergangs von moderater zu maximaler Flexibilität auf den Ebenen NE4-NE7 im Kernkraftszenario geringer ausfällt als im PV-dominierten Szenario. Dies ist ein deutlicher Hinweis darauf, dass der Hauptnutzen der Flexibilität in der Reduktion von Spitzen bei der dezentralen Erzeugung liegt. Wenn diese Spitzen (wie im Kernkraftszenario) ohnehin gering sind, trägt Flexibilität zwar weiterhin dazu bei, Nachfrage wie EV-Laden und WP-Betrieb von den traditionellen Abendspitzen wegzuschieben, jedoch kann der Effekt durch homogene Anwendung solcher Massnahmen auf das gesamte Gebiet verringert werden. Dieses Phänomen wird oft als „Rebound-Effekt“ bezeichnet: Beispielsweise werden im Rahmen der Flexibilitätsstrategie sowohl das Laden von Elektrofahrzeugen als auch der Betrieb von Wärmepumpen gleichzeitig in die Nachtstunden verschoben, was unter Umständen zu einer neuen Lastspitze führen kann. Daher muss die Implementierung sorgfältig gestaltet werden, um das volle Potenzial der Nachfrageflexibilität auszuschöpfen.

2035 → 2050: Die Netzausbaukosten steigen von 16,9 Mio. CHF im Jahr 2035 auf 24,7 Mio. CHF (+46 %) im Jahr 2050 im K-Basisszenario, von 15,9 Mio. CHF auf 21,5 Mio. CHF (+35 %) bei moderater Flexibilität und im Maxflex-Szenario von 10,4 Mio. CHF auf 16,4 Mio. CHF (+57 %) bei maximaler Flexibilität. Der hohe prozentuale Anstieg im Maxflex-Szenario ist hauptsächlich auf den niedrigen Ausgangswert zurückzuführen: Der absolute Anstieg beträgt nur etwa 6,0 Mio. CHF und liegt damit weit unter den Differenzen in den PV-Szenarien. Mit anderen Worten: Das K-Szenario bleibt ein vergleichsweise kostengünstiger Weg, auch wenn das System im Jahr 2050 noch zusätzliche Verstärkungen erfordert. Im K-Szenario steigt der Nutzen von Flex im Vergleich zum Basisszenario von 6 % im Jahr 2035 auf 13 % im Jahr 2050, doch der zusätzliche Nutzen des Wechsels von Flex zu Maxflex sinkt tatsächlich von 35 % auf 24 %. Dies deutet darauf hin, dass moderate Flexibilität bis 2050 etwas nützlicher wird, der zusätzliche Schritt hin zu maximaler Flexibilität jedoch in einem Szenario, das weiterhin weniger von PV dominiert ist, weniger wertvoll ist.

Synthese-Szenarien

Das Szenario **Synthese I (S1)** nimmt eine Zwischenposition zwischen dem PV- und dem Kernkraftszenario ein, liegt jedoch deutlich näher am PV-Szenario als am Kernkraftszenario. S1 stellt den anspruchsvolleren der beiden Synthese-Pfade dar. Dies steht im Einklang mit den Szenarioannahmen: S1 sieht für 2050 weiterhin einen substanziellen PV-Ausbau vor, mit einem breiteren Technologiemix als das reine PV-Szenario. Im CKW-Gebiet senkt der Übergang von moderater zu maximaler Flexibilität den Gesamtnetzausbaubedarf für NE4-NE7 um etwa **46%**. Auf nationaler Ebene reduziert derselbe Übergang die Gesamtnetzausbaukosten um rund **42%**. Im Vergleich zum PV-Szenario ist die installierte PV-Leistung in S1 um etwa **23%** geringer, was bei **moderater Flexibilität** zu **50%** geringeren Netzausbaukosten für NE4-NE7 und bei maximaler Flexibilität zu etwa **37%** geringeren Kosten führt. S1 belastet die Verteilnetze zwar weiterhin erheblich, doch wird diese Belastung durch ein ausgewogeneres Technologieportfolio deutlich gemildert. Die Auswirkungen von Flexibilitätsmassnahmen auf die NE3-Netzausbaukosten sind unerheblich.

2035 → 2050: Das S1-Szenario liegt in der Mitte, ist jedoch eindeutig näher am PV-Szenario als am K-Szenario. Die Netzausbaukosten im S1-Szenario mit Flex steigen von 42,1 Mio. CHF im Jahr 2035 auf 55,5 Mio. CHF im Jahr 2050 (+32 %, während die Netzausbaukosten im S1-Szenario mit Maxflex von 22,1 Mio. CHF auf 30 Mio. CHF (+36 %) steigen. Das S1-Szenario weist bereits 2035 eine erhebliche Ausbaulast auf, und bis 2050 verschärft sich diese Belastung weiter, jedoch bei weitem nicht so abrupt wie im PV-Basisszenario. Im S1-Szenario liegt der Vorteil der Einführung von Maxflex gegenüber Flex in einer Reduzierung der Netzausbaukosten um 47 % im Jahr 2035 und um 46 % im Jahr 2050. Im Vergleich zu den PV-Szenarien schwächt sich der Mehrwert der maximalen Flexibilität von 2035 bis 2050 etwas ab.

Das Szenario **Synthesis II (S2)** ist weniger anspruchsvoll als S1 und deutlich weniger anspruchsvoll als das PV-Szenario, liegt jedoch weiterhin deutlich über dem Kernkraftszenario. Im CKW-Gebiet senkt der Übergang von moderater zu maximaler Flexibilität die Gesamtnetzausbaukosten für das Jahr 2050 um etwa **43%** für die Netzebenen NE4 bis NE7. Im Vergleich zum PV-Szenario ist die installierte PV-Leistung in S2 um etwa **43%** geringer, was unter moderaten Flexibilitätsannahmen zu einer Reduzierung des Gesamtnetzausbaubedarfs für das Verteilernetz bei NE4-NE7 um **63%** und unter maximaler Flexibilität um **51%** führt. Diese Ergebnisse zeigen, dass ein diversifizierter Technologiemix mit etwas geringerer PV-Durchdringung die Belastung des Verteilernetzes deutlich verringern kann, während gleichzeitig die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität weiterhin ermöglicht wird.

2035 → 2050: Das S2-Szenario ist das flachste mit moderater Flexibilität und insgesamt eines der ausgewogensten. Die Netzausbaukosten im S2-Szenario mit Flex steigen von 34,4 Mio. CHF im Jahr 2035 auf 41 Mio. CHF im Jahr 2050 (+19 %, was den geringsten CKW-weiten Anstieg aller verfügbaren Flex-Fälle darstellt. Die Netzausbaukosten im S2-Szenario mit Maxflex steigen von 16,3 Mio. CHF auf 23,2 Mio. CHF (+42 %). Das S2-Szenario ist strukturell weniger netzintensiv als das S1-Szenario und deutlich weniger netzintensiv als das PV-Szenario, insbesondere sobald die Flexibilität aktiviert ist. Im S2-Szenario liegt der Vorteil der Einführung von Maxflex gegenüber Flex in einer Reduzierung der Netzausbaukosten um 52 % im Jahr 2035 und um 43 % im Jahr 2050. Der Mehrwert der maximalen Flexibilität nimmt im Vergleich zum S1-Szenario von 2035 bis 2050 ab.

Flexibilitätssensitivitäten

Ein direkter Vergleich aller Szenarien unter **moderater Flexibilität** ergibt eine sehr klare Rangordnung. Im CKW-Gebiet erfordert das S1-Szenario für das Jahr 2050 für die Netzebenen NE4 bis NE7 etwa **50%** weniger annualisierte Netzausbaukosten als das PV-Szenario, während S2 etwa **63%** weniger und das Kernkraftszenario etwa **80%** weniger erfordert. Die nationalen Ergebnisse folgen fast genau demselben Muster.

Bei **maximaler Flexibilität** bleibt die Rangordnung unverändert, doch die Abstände verringern sich etwas, da die PV-reichen Szenarien am stärksten von einer höheren Flexibilität profitieren. Im CKW-Gebiet erfordert S1 für 2050 für NE4-NE7 etwa **37%** weniger annualisierte Netzausbaukosten als das PV-Szenario, S2 etwa **51%** weniger und das Kernkraftszenario rund **65%** weniger. Auf nationaler Ebene zeigen sich die gleichen relativen Unterschiede. Die Verringerung der Abstände zwischen den Szenarien verdeutlicht, dass starke Flexibilitätsmassnahmen besonders wirksam sind, um die zusätzlichen Netzbelastungen zu reduzieren, die mit einer hohen Photovoltaik-Durchdringung einhergehen.

Auswirkungen der Szenarien auf Netzausbaukosten in verschiedenen Netzebenen

Ein weiteres robustes Ergebnis betrifft die Verteilung der Netzausbaukosten auf die verschiedenen Netzebenen. In den CKW-Ergebnissen ist die Summe der Netzausbaukosten in **NE6** und **NE7** (d. h. der Netzausbaukosten im Niederspannungsbereich) in den Fällen mit moderater Flexibilität im Allgemeinen grösser als die Summe der Netzausbaukosten in **NE4** und **NE5** (d. h. der Netzausbaukosten im Mittelspannungsbereich), wie in Tabelle 15 und Abbildung 7 dargestellt. Dies steht im Einklang mit der Tatsache, dass die meisten PV-Anlagen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge im privaten Bereich und Wärmepumpen in Privathaushalten an den unteren Netzebenen angeschlossen sind. Durch die hohe Gleichzeitigkeit von Photovoltaik, widerspiegelt sich der Effekt von PV (ob Einspeisung oder Abregelung) jedoch direkt in allen Netzebenen.

Bei moderater Flexibilität beträgt der Niederspannungsanteil (NE6 + NE7) an den gesamten CKW-Netzausbaukosten etwa **53%** bei PV-Szenario, **58%** bei Kernkraft-Szenario, **55%** bei S1-Szenario und **60%** bei S2-Szenario im Jahr 2050.

Bei maximaler Flexibilität ändert sich das Bild leicht. Bei der PV-Szenario machen die zusätzliche Netzausbaukosten für die Niederspannungsnetze **48 %** der Gesamtnetzausbaukosten aus, während der Anteil der Netzausbaukosten für die Mittelspannungsnetze (NE4 + NE5) **52%** der Gesamtnetzausbaukosten beträgt. Eine ähnliche Verschiebung ist bei K und S1 Szenarien zu beobachten, während S2-Szenario etwas stärker im unteren Bereich konzentriert bleibt. Dies deutet darauf hin, dass eine hohe Flexibilität besonders wirksam ist, um den Bedarf an Niederspannungsausbau zu verringern. Sobald dieser reduziert ist, konzentriert sich die verbleibende Netzausbaubedarf relativ stärker auf Mittelspannungsanlagen, die weniger leicht vermieden werden können.

Eine weitere wichtige Beobachtung ist die Veränderung des Anteils der HS-Netzausbaukosten (NE3) an den gesamten Netzausbaukosten (NE3-7). Dank der Massnahmen zur maximalen Flexibilität sinkt der Anteil der NE3-Netzausbaukosten an den Gesamtnetzausbaukosten in PV-Szenarien für das Jahr 2050 von **33%** auf **7%**. In absoluten Zahlen sinken die erforderlichen Netzausbaukosten in NE3 um **95%** zwischen dem **Basisszenario** und dem **Maximum-Flexibilitätsszenario**. Dieser drastische Rückgang steht in direktem Zusammenhang mit der Reduktion der negativen Spitzenlast (d. h. der PV-Spitzenlast) von über **1 GW** in den Basisszenarien und den Szenarien mit moderater Flexibilität auf unter **1 GW** im Szenario mit maximaler Flexibilität.

2035 → 2050: Der Anstieg der Netzausbaukosten auf CKW-Ebene ist hauptsächlich auf die Netzausbaukosten in NE4 zurückzuführen, auch wenn in vielen Szenarien die unteren Netzebenen nach wie vor einen erheblichen Anteil an den gesamten Netzausbaukosten ausmachen. So beläuft sich der Anstieg der Netzausbaukosten im PV-Basisszenario in NE4 auf rund +29,7 Mio. CHF (ein Anstieg um 130 %, +25,1 Mio. CHF in NE7 (ein Anstieg um 170 %), +19,3 Mio. CHF in NE6 (ein Anstieg um 100 %) und +10,3 Mio. CHF in NE5 (ein Anstieg um 1'173 %, da die Netzausbaukosten im Jahr 2035 sehr niedrig sind). Das gleiche Muster zeigt sich im PV-Szenario mit Flex und Maxflex sowie in den Szenarien K, S1 und S2, wobei NE4 durchweg den grössten Anstieg auf einer einzelnen Netzebene in absoluten Zahlen verzeichnet.

Ein Blick auf ausgewählte Unterstationen/Unterwerke

Die Analyse der Unterstationen und Unterwerke (Abbildung 9 und Abbildung 10) verdeutlicht zudem die räumliche Heterogenität des Netzausbaubedarfs. In mehreren Szenarien tauchen bestimmte Unterstationen und Unterwerke wiederholt als Investitions-Hotspots auf. In vielen Szenarien gehören Unterwerke **SURSEE** und **WILLISAU** sowie Unterstationen **HITZKIRCH** und **WOLHUSEN** regelmässig zu den grössten Kostentreibern.

Im PV-Szenario für 2050 ohne Flexibilität (Basisszenario) stellt die Unterwerke **SURSEE** mit Gesamtnetzausbaukosten für die Netzverstärkung von über **15 Mio. CHF** den Ausreisser dar. Selbst bei moderater Flexibilität bleibt dieses Unterstation mit erforderlichen Netzausbaukosten von rund **12,8 Mio. CHF** der grösste Kostentreiber. Der Hauptgrund für die Netzverstärkungen in **SURSEE** ist die hohe PV-Einspeisung: Die negative Spitzenlast (d. h. PV-Spitze) der an die Unterwerke **SURSEE** (NE4) berechneten Netto-Lastzeitreihe beträgt **137 MW** im PV-Basisszenario, **125 MW** im PV-Flex-Szenario und **92 MW** im PV-Maxflex-Szenario, verglichen mit einer positiven Spitzenlast (d. h. der Last-Spitze) von **52 MW** in den PV-Basis- und Flex-Szenarien sowie **55 MW** im PV-Maxflex-Szenario. Ein noch drastischeres Verhältnis von negativem Spitzenbedarf zu positivem Spitzenbedarf ist in **HITZKIRCH** zu beobachten, wo der PV-Spitzenwert in der aggregierten Nettobedarfszeitreihe bei 99 MW liegt, während der Lastspitzenwert im PV-Basisszenario 20 MW, im PV-Flex-Szenario 90 MW gegenüber 20 MW und im Maxflex-Szenario 65 MW gegenüber 20 MW beträgt. Ähnliche Muster lassen sich auch in **WILLISAU** und **WOLHUSEN** beobachten. Es ist wichtig zu beachten, dass an einigen Unterstationen bzw. Unterwerke wie **WILLISAU**, **WOLHUSEN** und **HITZKIRCH** 25-MVA-Transformatoren im HS-MS-Bereich (NE4) eingesetzt werden und dass die Erneuerung dieser relativ kleinen Transformatoren den grössten Anteil an den Netzausbaukosten in diesen Unterstationen bzw. Unterwerke ausmacht, insbesondere in den PV- und Synthesis-Szenarien.

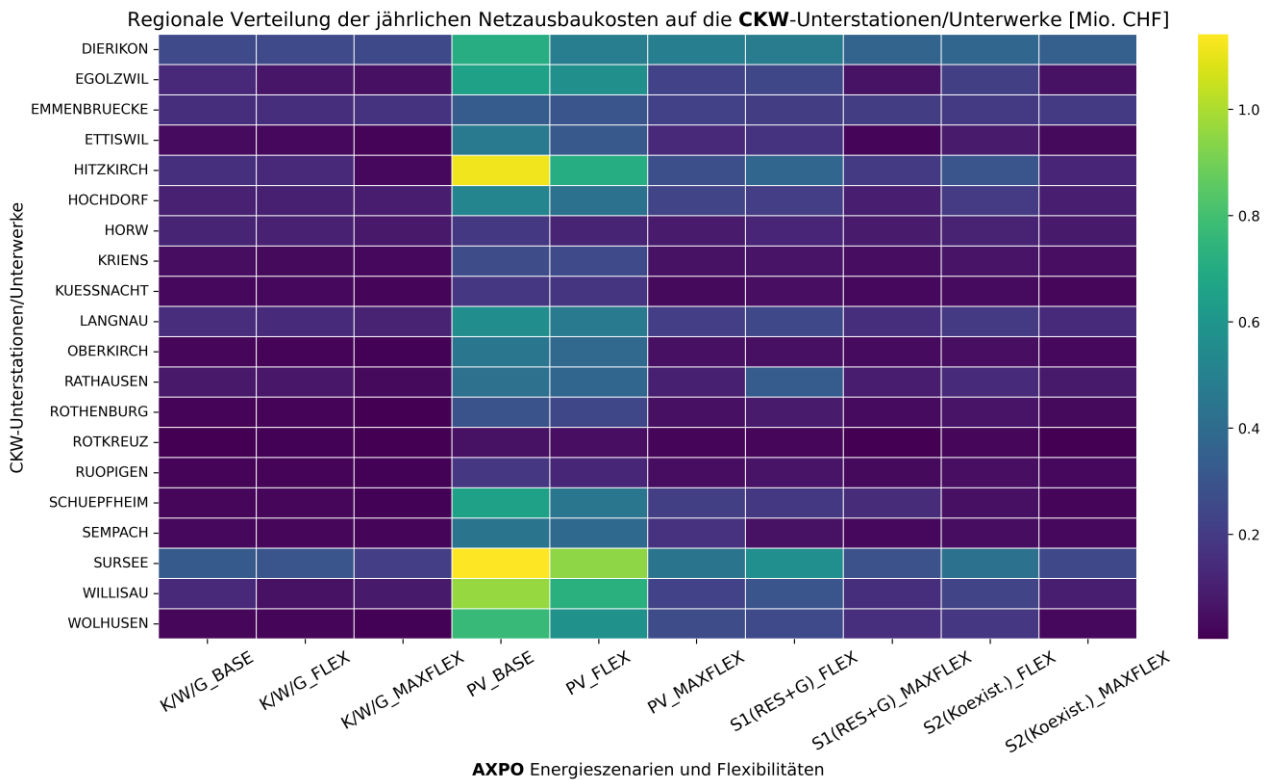


Abbildung 9. Die Heatmap der annualisierten Netzausbaukosten für jede Unterstation in jedem Szenario im Jahr 2050.

Es ist ebenfalls wichtig zu betonen, dass nicht alle Netzinvestitionen auf eine **Überlastung** der Leitungen zurückzuführen sind. Insbesondere in Szenarien mit hohem PV-Anteil werden häufig **Überspannungsüberschreitungen** beobachtet. In einigen Unterstationen bzw. Unterwerken, in denen der PV-Anteil relativ gering ist und der positive maximale Nettobedarf höher ist, wie im Kernkraftszenario, werden ebenfalls Unterspannungen beobachtet, die hauptsächlich durch hohe Nachfrage bedingt sind. Netzverstärkungen, die zur Behebung von Überlastungen implementiert werden, reduzieren oft auch Überspannungen, jedoch bleiben diese in manchen Bereichen, speziell im PV-Basisszenario, weiterhin bestehen. So machen beispielsweise die spannungsbedingten Netzausbaukosten **46%** der gesamten Netzausbaukosten in **NE7** in **SCHUEPFHEIM**, **40%** in **WILLISAU**, **23%** in **HITZKIRCH** und **7%** in **SURSEE** im PV-Basisszenario aus. Dieser Anteil sinkt bei allen Unterstationen bzw. Unterwerken im PV-Szenario mit **maximaler Flexibilität** auf unter **1%**. Netzausbaukosten aufgrund von Unterspannung (nachfragebedingt) treten u. a. auf in RUOPIGEN, wo sie **19%** der NE7-Netzausbaukosten im S1-Moderate-Flex-Szenario und **7%** im Kernkraft-Basisszenario ausmachen. Unter Maxflex-Massnahmen werden diese spannungsbedingten Netzausbaukosten in NE7 in beiden Szenarien vollständig eliminiert.

Diese Ergebnisse verdeutlichen zudem die Heterogenität unter den CKW-Unterstationen hinsichtlich der erforderlichen Netzausbaukosten sowie der Gründe für die Netzausbaukosten in Verteilernetzen.

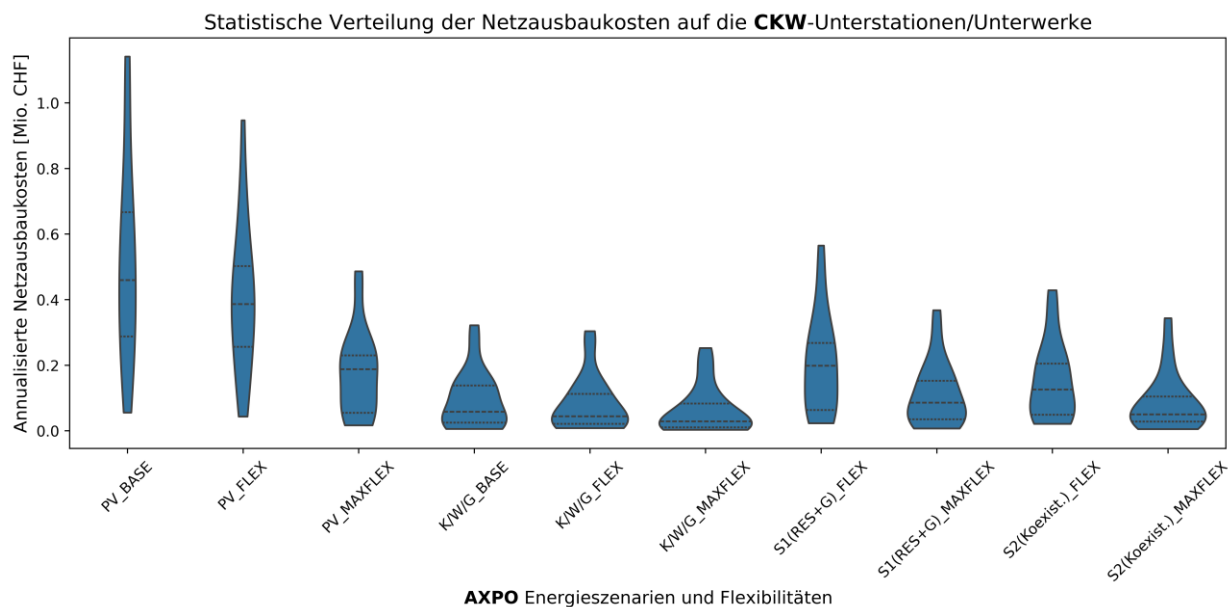


Abbildung 10. Die statistische Verteilung der annualisierten Netzausbaukosten für alle Unterstationen/Unterwerke in jedem Szenario im Jahr 2050.

2035 → 2050: Abbildung 11 zeigt die Liste der Unterstationen mit den größten Veränderungen bei den Netzausbaukosten für alle Szenarien im Jahr 2035 bis 2050. Auf der Ebene der Unterstationen sind die Trends im Jahresvergleich uneinheitlich. Im PV-Basisszenario sind die größten Zuwächse in HITZKIRCH (+10,03 Mio. CHF), WILLISAU (+8,24 Mio. CHF), SURSEE (+7,23 Mio. CHF), WOLHUSEN (+6,79 Mio. CHF) und SCHUEPFHEIM (+6,14 Mio. CHF) zu verzeichnen.

Im PV-Szenario mit Flex verschieben sich die grössten Zuwächse leicht: WILLISAU (+5,53 Mio. CHF), SURSEE (+5,16 Mio. CHF), HITZKIRCH (+5,15 Mio. CHF), WOLHUSEN (+4,86 Mio. CHF) und SEMPACH (+4,55 Mio. CHF). Im PV-Szenario mit Maxflex sind die stärksten Zuwächse in SCHUEPFHEIM (+2,54 Mio. CHF), HOCHDORF (+2,46 Mio. CHF), SURSEE (+2,06 Mio. CHF) und EMMENBRUECKE (+2,03 Mio. CHF) zu verzeichnen. Das bedeutet: Mit zunehmender Flexibilität verlagert sich die Belastung im Jahr 2050 weg von den klassischen PV-Hotspots hin zu einer anderen Gruppe von Unterstationen, bei denen der Netzausbau stärker durch NE4 bestimmt wird.

Im K-Szenario ist das räumliche Bild stabiler. SURSEE und DIERIKON bleiben in beiden Jahren die Unterstationen mit den höchsten absoluten Kosten, während EMMENBRUECKE bis 2050 in den K-Szenarien mit Flex und Maxflex an Bedeutung gewinnt. Das Wachstum von Jahr zu Jahr ist überwiegend NE4-bedingt, was dem allgemeinen CKW-Muster entspricht.

Im S1-Szenario mit Flex treten die grössten jährlichen Steigerungen der Netzausbaukosten in RATHAUSEN (+3,32 Mio. CHF), EMMENBRUECKE (+1,78 Mio. CHF), SURSEE (+1,64 Mio. CHF), ETTISWIL (+1,29 Mio. CHF) und WOLHUSEN (+1,06 Mio. CHF). Bei Maxflex sind die stärksten Anstiege der Netzausbaukosten in EMMENBRUECKE (+1,86 Mio. CHF), SCHUEPFHEIM (+1,64 Mio. CHF), HITZKIRCH (+0,85 Mio. CHF), HOCHDORF (+0,75 Mio. CHF) und SURSEE (+0,67 Mio. CHF) zu verzeichnen.

Im S2-Szenario mit Flex konzentrieren sich die grössten jährlichen Steigerungen der Netzausbaukosten auf EMMENBRUECKE (+1,62 Mio. CHF), WILLISAU (+1,06 Mio. CHF), HOCHDORF (+0,94 Mio. CHF), EGOLZWIL (+0,56 Mio. CHF) und ETTISWIL (+0,43 Mio. CHF). Bei Maxflex sind die wichtigsten Einflussfaktoren EMMENBRUECKE (+1,86 Mio. CHF), LANGNAU (+1,24 Mio. CHF), HOCHDORF (+0,87 Mio. CHF), WILLISAU (+0,79 Mio. CHF) und SURSEE (+0,63 Mio. CHF). Dies deutet darauf hin, dass das S2-Szenario nicht nur insgesamt kostengünstiger ist, sondern auch räumlich weniger extrem als das PV-Szenario, insbesondere in Szenarien mit Flex und Maxflex.

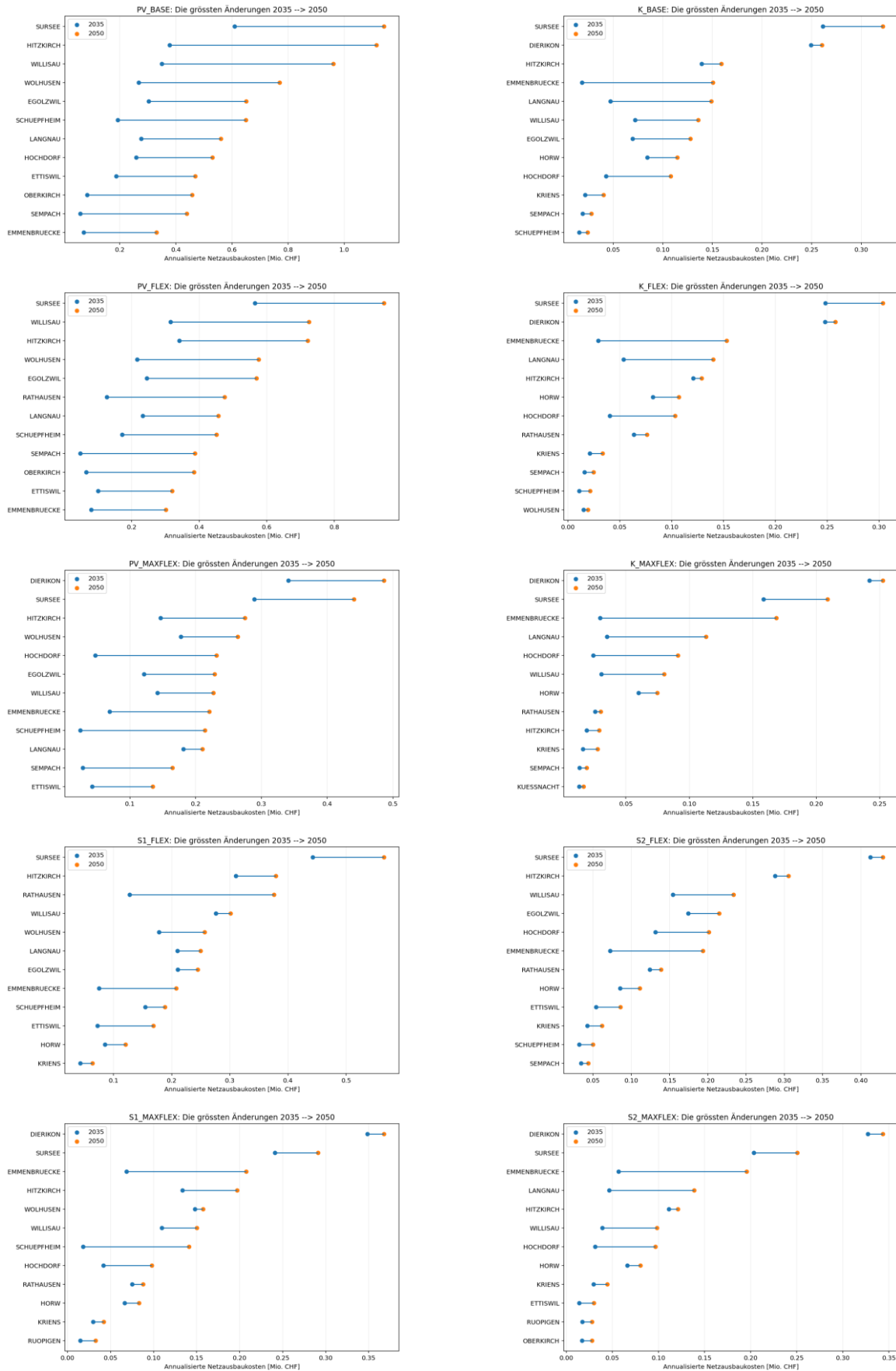


Abbildung 11. Die Unterstationen/Unterwerke mit den grössten Veränderungen bei den annualisierten Netzausbaukosten in allen Szenarien von 2035 bis 2050.

5. Schlussfolgerungen

Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen konsistent, dass der zukünftige Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen primär durch PV-bedingte Rückspeisungen und nicht allein durch das konventionelle Nachfragewachstum bestimmt wird. In PV-dominierten Szenarien übersteigt die negative Spitze der aggregierten Nettolast im CKW-Gebiet die positive Lastspitze deutlich. Dies impliziert, dass die Netze zunehmend nicht nur auf die Versorgung der Last, sondern auch auf den Abtransport grosser Überschussmengen aus dezentraler Erzeugung ausgelegt werden müssen.

Dies erklärt, weshalb das PV-Szenario die höchsten Netzausbaukosten verursacht, während die Kernkraft-, Gas- und Windszenarien in den Netzebenen NE4-NE7 die geringsten Kosten aufweisen. Die Szenarien Synthese 1 (S1, Erneuerbare + Gas) und Synthese 2 (S2, Koexistenz) liegen dazwischen, wobei S1 näher am PV-Szenario liegt, während S2 einen ausgewogeneren und netzseitig weniger belastenden Entwicklungspfad darstellt.

Das PV-Szenario führt zu den grössten Anforderungen an den Netzausbau im Verteilnetz. Flexibilitätsmassnahmen wie die PV-Einspeisebegrenzung am Hausanschlusskasten (HAK), die netzdienliche Nutzung von dezentralen Batteriespeichern in Haushalten sowie die Flexibilisierung der Nachfrage haben das Potenzial, die erforderlichen Netzausbaukosten im Vergleich zu einem Szenario ohne jegliche Flexibilität um bis zu etwa 60% zu senken.

Das Kernkraftszenario, und ebenso die Gas- und Windszenarien weisen die geringsten Netzausbaukosten in den Netzebenen NE4-NE7 auf, da die dezentrale PV-Durchdringung deutlich geringer ist und die negative Spitze der Nettolast unterhalb der positiven Lastspitze bleibt.

Das Szenario S1 kann als Zwischenszenario eingeordnet werden, bleibt jedoch weiterhin klar PV-dominiert. Entsprechend geht S1 mit einer erheblichen Belastung der Verteilnetze einher, liegt jedoch deutlich unterhalb des reinen PV-Szenarios. Das Szenario S2 weist geringere Anforderungen an die Verteilnetze auf als S1 und liegt deutlich unterhalb des PV-Szenarios, bleibt jedoch über dem Niveau der Kernkraft-, Gas- und Windszenarien. Insgesamt zeigt sich, dass ein stärker diversifizierter Technologiemix mit geringerer PV-Durchdringung die Netzbelastung deutlich reduzieren kann, ohne die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität wesentlich einzuschränken.

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass der grösste Teil der Netzausbaukosten auf den unteren Netzebenen anfällt, insbesondere bei moderater Flexibilität. Die maximale Flexibilität ist besonders wirksam bei der Reduktion des Netzausbaubedarfs in der Niederspannung; sobald dieser vermindert ist, konzentrieren sich die verbleibenden Kosten zunehmend auf das Mittelspannungsnetz und die Unterwerke / Unterstationen.

Nicht alle Netzausbaukosten sind auf eine Überlastung der Leitungen zurückzuführen. Insbesondere in Szenarien mit hohem PV-Anteil werden häufig Überspannungsüberschreitungen beobachtet. In einigen Unterstationen bzw. Unterwerke, in denen der PV-Anteil relativ gering ist und der positive maximale Nettobedarf höher ist, wie im Kernkraftszenario, werden ebenfalls Unterspannungen beobachtet, die hauptsächlich durch hohe Nachfrage bedingt sind. Netzverstärkungen, die zur Behebung von Überlastungen implementiert werden, reduzieren oft auch Überspannungen, jedoch bleiben diese in manchen Bereichen, speziell im PV-Basisszenario, weiterhin bestehen. Im Rahmen der Massnahmen zur hohen Flexibilität, einschliesslich der Q(U)-Unterstützung durch PV, entfallen diese spannungsbedingten Netzausbaukosten in NE7 in allen Szenarien vollständig.

Flexibilitätsmassnahmen wie die PV-Einspeisebegrenzung, der Einsatz von Batteriespeichern zur Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving), das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen sowie die zeitliche Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs können den Netzausbaubedarf zwar nicht vollständig eliminieren, jedoch signifikant reduzieren oder zeitlich verzögern. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass Flexibilität gezielt ausgestaltet werden muss: Insbesondere in weniger

PV-dominierten Szenarien kann die gleichzeitige Verschiebung von EV- und Wärmepumpenlasten zu Rebound-Effekten und neuen Lastspitzen führen. Der Nutzen von Flexibilität ist daher am grössten, wenn sie lokal differenziert, zeitlich koordiniert und gezielt an bestehenden Netzengpässen ausgerichtet wird.

Die nationale Hochskalierung ist als Berechnung für NE4-NE7 und nicht als exakte Prognose zu verstehen, aus folgenden Gründen:

- sie hängt von der Repräsentativität der betrachteten CKW-Versorgungsgebiete für die Schweizer Verteilnetzlandschaft ab.
- der heutige Netzzustand im CKW-Versorgungsgebiet ist durch ein relative stark ausgebautes Ist-Netz geprägt, insbesondere im Mittelspannungsbereich, wodurch der ermittelte Ausbaubedarf tendenziell geringer ausfallen kann als in anderen Schweizer Netzgebieten.
- in der Hochskalierung werden die Netzausbaukosten der NE3 nicht berücksichtigt, da das Hochspannungsnetz von CKW strukturell nicht repräsentativ für die Schweizer Hochspannungsnetze eingestuft wurde; da die Windeinspeisung jedoch auf dieser Netzebene erfolgt, sind szenarienübergreifende Vergleiche der auf NE4 bis NE7 beschränkten hochskalierten Kosten mit Vorsicht zu interpretieren.

Ungeachtet dieser Einschränkungen bleiben die relative Rangordnung der Szenarien sowie der deutliche kostendämpfende Effekt von Flexibilität robust.

Weitere Hinweise

- Um die Extrapolationsergebnisse zu verfeinern und die schweizweite Repräsentativität zu erhöhen, ist die statistische Verteilung der EICom-VNB-Cluster zu berücksichtigen. Für die Extrapolation müssen die Netze so ausgewählt werden, dass jedes EICom-Cluster im Vergleich zum aktuellen Stand in den gewählten Netzen gleichermassen vertreten ist. Beispielsweise werden 90 der 630 Netzbetreiber als Gebiete mit mittlerer Bevölkerungsdichte und hoher Energiedichte klassifiziert, was einem Anteil von 14 % entspricht. In der ausgewählten Gruppe von VNB, Netzen oder Regionen sollte die Vertretung dieser Gebiete gleich oder ähnlich sein. Es könnten beispielsweise 100 VNB (oder Netze, Regionen oder Unterstationen) mit einer ähnlichen statistischen Vertretung wie die EICom-Cluster der heutigen VNB ausgewählt werden.
- Die neuen grossen Lasten (z. B. WP) und grossen Erzeugungsanlagen (z. B. PV-Grossanlagen) werden modelliert, als wären sie an die Sekundärseite der NE4-Transformatoren angeschlossen, da die genauen Anschlusspunkte solcher Einheiten derzeit nicht bekannt sind. Diese Annahme führt zu einer Unterschätzung des Bedarfs an Netzausbau im MS-Netz (NE5). Eine genauere Lokalisierung dieser Lasten und Erzeugungsanlagen würde zu höheren Netzausbaukosten führen.

6. Anhang

Table 1. Die Liste der in der Netzplanung berücksichtigten Anlagen. Bitte beachten Sie, dass diese Tabelle auf denselben Annahmen basiert wie die Studie „VSE Energiezukunft 2050“.

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