

**Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz
vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs,
der ES2050 und der Strategie Stromnetze**

Untersuchung im Auftrag des

Bundesamt für Energie BFE

3003 Bern

Abschlussbericht

30.09.2015

Aktualisierung - Tabellen S.28 u. S.37

25.03.2017

Projektteam Consentec

Dr. Alexander Ladermann (Projektleitung)
Christian Linke
David Kemnitz

Begleitung seitens BFE

Dr. Matthias Galus (Projektleitung)
Dr. Mohamed Benahmed

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

Inhalt

1	Hintergrund und Zielsetzung	1
2	Untersuchungsinhalte und -methodik	3
2.1	Energiestrategie 2050	3
2.1.1	Nachfrageszenarien	3
2.1.2	Angebotsvarianten	4
2.1.3	Smart Metering Systeme	6
2.1.4	Auswirkungen auf Leistungs- und Energiebezüge	7
2.2	Strategie Stromnetze	10
2.2.1	Mehrkostenfaktor	10
2.2.2	Innovationsbudgets	11
2.3	Referenz – Entwicklungen ohne Energiestrategie 2050	11
2.4	Bestimmung des Erneuerungsbedarfs des heutigen Netzbestands	11
2.5	Bestimmung des Netzausbaubedarfs	12
2.5.1	Vorbemerkungen	12
2.5.2	Verteilnetze	13
2.5.3	Übertragungsnetze	17
2.6	Bestimmung der Annuitäten und Netznutzungsentgelte	20
2.7	Kostenansätze und Kalkulationsparameter	21
3	Ergebnisse – zukünftiger Investitionsbedarf	25
3.1	Investitionsbedarf ohne Energiestrategie 2050	25
3.2	Investitionsbedarf mit Energiestrategie 2050	26
3.2.1	Bis 2035	27
3.2.2	Bis 2050	36
4	Ergebnisse – Annuitäten	45
4.1	Ohne Energiestrategie 2050	45
4.2	Mit Energiestrategie 2050	45
5	Ergebnisse – Netznutzungsentgelte	49
5.1	Ohne Energiestrategie 2050	49

5.2 Mit Energiestrategie 2050	50
6 Ergebnisse – Sensitivitätsbetrachtungen	64
6.1 Vorbemerkungen	64
6.2 Sensitivität Flächen	64
6.3 Sensitivität Konzentrationsgrad	66
6.4 Sensitivität Einspeisemanagement	69
7 Vergleich mit vergangenen Studien	72
8 Vergleich der Ergebnisse mit dem „Strategischen Netz 2025“ der Swissgrid	76
Literatur	77
A Anhang	2
A.1 Energieverbräuche und Leistungen nach Netzebenen	2
A.2 Installierte Leistungen dezentraler Erzeugungsanlagen	3
A.3 Heutige Netzmengengerüste	4
A.4 Investitionskosten nach Netzebenen	5
A.5 Einfluss des Mehrkostenfaktors	7
A.6 Investitionsbedarf mit Energiestrategie 2050 bei einem Mehrkostenfaktor von 1,5	9
A.7 Netznutzungsentgelte bei einem Mehrkostenfaktor von 1,5	11
A.8 Annuitäten mit Energiestrategie 2050 - Kostenanteil Mehrkostenfaktor	15

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die gegenwärtige öffentliche und politische Diskussion über die zukünftige Energieversorgung in der Schweiz erfordert eine umfassende Entscheidungsgrundlage. Im Bereich der Stromversorgung besteht Bedarf für eine fundierte Abschätzung der in den nächsten Jahrzehnten zu erwartenden Kosten der Stromnetze, die als Verbindung zwischen Produzent und Konsument eine Schlüsselrolle einnehmen.

Stromnetze müssen laufend instand gehalten und erneuert werden. Bereits durch diese Massnahmen entstehen Kosten, deren Höhe relativ einfach abzuschätzen ist, da sie sich in guter Näherung aus dem heutigen – gut bekannten – Anlagenbestand ableiten lassen. Darüber hinaus wird in der „Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050“ aus dem Herbst 2013 sowie im „Erläuternden Bericht zur Strategie Stromnetze“ aus dem Jahr 2014 dargelegt, welche Veränderungen in den Bereichen Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromnetze angestrebt werden. Diese Veränderungen haben zum Teil erheblichen Einfluss auf die zukünftige Gestaltung und damit die Kosten der Stromnetze – über die Kosten für den Erhalt der bestehenden Netze hinaus.

In der Vergangenheit sind bereits verschiedene Studien zur Abschätzung der künftigen Netzkosten in der Schweiz durchgeführt worden [1-3]. Diesen Betrachtungen lagen allerdings teilweise Annahmen zu Grunde, die von den aktuellen, in der Energiestrategie 2050 (ES 2050) und in der Strategie Stromnetze dargelegten Randbedingungen abweichen. Ferner berücksichtigten die vorangegangenen Studien noch nicht die mit der Strategie Stromnetze geplante weitgehende Verkabelung der Verteilnetze [4]. Auch ein etwaiger Ausbau der Netzebene 3 wurde in der Vergangenheit aussen vor gelassen. Darüber hinaus sind die zeitlichen Betrachtungshorizonte wie auch die Darstellung und Differenzierung der Ergebnisse in den verschiedenen Studien nicht einheitlich.

Vor diesem Hintergrund werden die künftigen Netzkosten erneut quantifiziert. Die Vorgehensweise und die Ergebnisse hierzu sind in dem vorliegenden Bericht dokumentiert. In Kapitel 2 werden die relevanten Rahmenbedingungen der ES 2050 und der Strategiestromnetze dargestellt, es wird die Untersuchungsmethodik vorgestellt und es werden die verwendeten Kostenansätze und Kalkulationsparameter dokumentiert. Die Ergebnisse der Analysen finden sich in den Kapiteln 3 (Investitionsbedarf), 4 (Annuitäten) und 5 (Netznutzungsentgelte). In Kapitel 6 sind die Erkenntnisse der Sensitivitätsbetrachtungen dargelegt. Schliesslich findet sich in den

Kapiteln 7 und 8 jeweils ein kurzer Abgleich mit den Ergebnissen der Vorgängerstudien bzw. mit den Aussagen von Swissgrid zum Strategischen Netz 2025.

2 Untersuchungsinhalte und -methodik

2.1 Energiestrategie 2050

In der ES 2050 werden unter anderem die Ziele bezüglich Stromerzeugung und Stromverbrauch in der Schweiz für die nächsten 35 Jahre beschrieben und dafür vorgesehene Massnahmen dargestellt. Aufbauend auf diesen Beschreibungen sind von Prognos im Auftrag des BFE verschiedene Prognosen für die Stromerzeugung (Angebotsvarianten) und für den Stromverbrauch (Nachfrageszenarien) abgeleitet worden. Diese den aktuellen Netzanalysen zugrundeliegenden Varianten und Szenarien werden nachfolgend kurz charakterisiert; eine ausführliche Beschreibung der Varianten und Szenarien findet sich im Abschlussbericht zu der von Prognos erarbeiteten Studie „Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ (2012) [5].

2.1.1 Nachfrageszenarien

Nachfrageszenario wwB:

Das Referenzszenario „weiter wie bisher“ (wwB) zeigt die Situation auf, wenn alle heute in Kraft befindlichen energiepolitischen Instrumente nicht verändert werden. Das Szenario resultiert in einem Anstieg der Elektrizitätsnachfrage von derzeit ca. 59 TWh/a auf 69 TWh/a in 2050 und damit in einer höheren Belastung der Netze in verbrauchsdominierten Gebieten. Weitere Ausführungen zu den sich ergebenden Leistungs- und Energiebezügen je Netzebene finden sich zu diesem wie auch zu den folgenden Nachfrageszenarien in Abschnitt 2.1.4.

Nachfrageszenario POM:

Das Szenario „Politische Massnahmen“ (POM) zeigt auf, wie sich die Massnahmen des ersten Paketes zur ES 2050 auf die Energienachfrage auswirken. In diesem Szenario wird ein geringfügiger Anstieg der Elektrizitätsnachfrage auf 61 TWh/a in 2050 gesehen.

Nachfrageszenario nEP:

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ (nEP) wird eine Entwicklung des Energieverbrauchs dargestellt, die es ermöglicht, die CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2050 zu senken. Dieses Szenario

führt zu einem leichten Rückgang der Elektrizitätsnachfrage auf 53 TWh/a in 2050 und damit zu einer geringfügigen Entlastung der Netze in verbrauchsdominierten Gebieten.

2.1.2 Angebotsvarianten

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie entsteht nach der Abschaltung der Kernkraftwerke in der Schweiz eine „Lücke“ in der Stromversorgung, welche durch Wasserkraftanlagen und die bestehenden dezentralen Erzeugungsanlagen nicht gedeckt werden kann. Zur Deckung dieser Versorgungslücke sind unterschiedliche Wege denkbar. In den Angebotsvarianten C und E werden zwei grundlegende Varianten beschrieben. Die Angebotsvariante C stellt dabei einen „fossil-zentralen Ausbaupfad“ dar, während die Angebotsvariante E einen „erneuerbaren Ausbaupfad“ darstellt. Dass eine dieser beiden Varianten konsequent verfolgt wird um die zukünftige Stromlücke zu schliessen, ist eher unwahrscheinlich, da mit der Variante C klimapolitische Ziele schwer zu erreichen sind, während die Variante E mit stark volatiler Erzeugung verbunden wäre. Als wahrscheinlich anzunehmen ist daher eine Kombination dieser Grundvarianten. Nachfolgend werden die beiden Grundvarianten und die hieraus abgeleiteten Mischvarianten näher beschrieben; letztere liegen den Berechnungen der vorliegenden Studie zu Grunde.

Angebotsvariante C (Fossil zentral):

In dieser Variante wird eine vollständige Deckung der Stromlücke durch inländische Erzeugung unterstellt. Diese wird im Wesentlichen durch den Zubau zentraler Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) erreicht. Dabei wird eine installierte Leistung von 550 MW je GuD angenommen. Je nach Nachfrageszenario und Betrachtungsjahr sind zur Deckung der Stromlücke 5 bis 8 dieser GuD-Anlagen erforderlich. Der Zubau von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) erfolgt nach heutigem Fördersystem. Die installierten Leistungen betragen ca. 0,6 GW in Windenergieanlagen (WEA-Anlagen) und ca. 2,7 GW in Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in 2035 und ca. 0,9 GW WEA-Anlagen und 4,6 GW in PV-Anlagen in 2050. Investitionen in dezentrale Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK)-Anlagen werden ebenfalls gemäss heutigen politischen Rahmenbedingungen angereizt.

Angebotsvariante E (Erneuerbare Energien):

In dieser Variante wird auf den Zubau zentraler Grosskraftwerke verzichtet. Stattdessen wird, aufbauend auf einem entsprechenden politischen Förderregime, von einem ambitionierten Ausbaupfad der Erneuerbaren Produktionsanlagen ausgegangen. Für den Ausbau der dezentralen WKK-Anlagen wird, wie in der Variante C, vom heutigen Förderregime ausgegangen. Die installierten EE-Leistungen betragen ca. 1 GW in WEA-Anlagen und ca. 5 GW in PV-Anlagen in 2035 und ca. 2 GW in WEA und ca. 10 GW in PV-Anlagen in 2050. Die installierte Leistung der dezentralen WKK-Anlagen beträgt in beiden Jahren ca. 4 GW. Abhängig vom Nachfrageszenario (siehe Abschnitt 2.1.1) reicht die Erzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen und Grosswasserkraftwerken in der Schweiz nicht aus, um die Schweizerische Elektrizitätsnachfrage vollständig zu decken. Die residuale Deckungslücke wird in dieser Angebotsvariante durch Importe geschlossen.

Angebotsvariante C + E:

In dieser Variante wird der gleiche ambitionierte Ausbaupfad der erneuerbaren Energien unterstellt wie in der Variante E. Die dann noch verbleibende Deckungslücke wird nicht durch Importe, sondern durch zentrale GuD in der Schweiz geschlossen. Hierbei werden je nach Nachfrageszenario 4 bis 7 GuDs mit einer installierten Leistung von je ca. 550 MW angenommen. Für die dezentralen WKK-Anlagen wird, wie in den Varianten C und E, von heutigen Fördermechanismen ausgegangen. Eine Übersicht über die in der vorliegenden Studie angesetzte Verteilung der Erzeugungsleistungen je Netzebene findet sich in Anhang A.2. Die Veränderungen der Erzeugungsstruktur betreffen im Vergleich zur Variante E in erster Linie die Netzebene 1 (Übertragungsnetz). Die einspeisebedingte Belastung der Verteilnetze ist in den Varianten E sowie C+E identisch.

Angebotsvariante C + D + E:

In dieser Variante wird ebenfalls der gleiche ambitionierter EE-Ausbaupfad unterstellt wie in Variante E, respektive wie in C + E. Jedoch wird hier die Stromlücke durch eine Kombination von zusätzlichen dezentralen WKK-Anlagen und zentralen GuD-Kraftwerken gedeckt. Um dies zu realisieren, wird von entsprechend geänderten Förderbedingungen für WKK-Anlagen ausgegangen. In WKK-Anlagen werden hier je nach Nachfrageszenario in 2035 zwischen ca. 6 GW (Szenario nEP) und ca. 7 GW (Szenarien wwB und POM) und in 2050 zwischen ca.

4 GW (Szenario nEP) und ca. 8 GW (Szenarien wwB und POM) erzeugt. Die Zahl der GuD-Anlagen reduziert sich hier auf 3 (Szenarien POM und nEP) bis 5 (Szenario wwB). Auch zu dieser Angebotsvariante findet sich in Anhang A.2 eine Übersicht über die Verteilung der Erzeugungsleistungen je Netzebene. Aus Sicht der Verteilnetze ist in dieser Variante die grösste Belastung durch Einspeisungen zu erwarten. Aus Sicht des Übertragungsnetzes ist hier eine ähnliche einspeisebedingte Belastung zu erwarten wie in der Variante C + E.

2.1.3 Smart Metering Systeme

In der ES 2050 werden ferner Grundlagen für die Einführung von Smart Metering genannt. Im Rahmen des ersten Massnahmenpakets der ES 2050 werden die Kosten für Smart Metering Systeme als grundsätzlich anrechenbar in den Netzkosten definiert, sofern sie gewisse technische Mindestanforderungen erfüllen. Das BFE hat im Jahr 2014 einen Bericht veröffentlicht, in dem technische Mindestanforderungen identifiziert und Einführungsmodalitäten diskutiert werden [6]. Die Kosten einer derartigen Einführung wurden von Ecoplan im Auftrag des BFE evaluiert [7]. Die mit der Einführung von Smart Metern verbundenen (zusätzlichen) Kosten werden im Rahmen der vorliegenden Studie mit berücksichtigt. Dabei werden ausschliesslich *Mehrkosten* für Investitions-, Betriebs- und Kommunikationskosten sowie Kosten für Effizienzkampagnen in die Betrachtungen mit einbezogen.

In [7] sind die Angaben zu den Investitions-, Betriebs- und Kommunikationskosten sowie für Effizienzkampagnen in Form von Nettobarwerten angegeben. In der vorliegenden Studie werden die Barwerte der Investitionskosten in Investitionssummen bis 2035 und 2050 umgerechnet, damit sie gemeinsam mit den Investitionssummen, die für Bestandserneuerung, Netzausbau und Verkabelung erforderlich werden, betrachtet werden können (Ergebnisse in Kapitel 3). Bei den Annuitäten (Kapitel 4) werden dann auch die übrigen Kostenpositionen, also die Betriebs- und Kommunikationskosten sowie die Kosten für Effizienzkampagnen mit einbezogen. Der gemäss Angaben von Ecoplan zur Berechnung der in [7] dokumentierten Barwerte angesetzte Kalkulationszinssatz von 2% wird auch hier zur Umrechnung der Barwerte in Investitionssummen verwendet.

Gemäss Angaben von Ecoplan beträgt der Barwert der *zusätzlichen* Investitionskosten (Mehrkosten), also der Differenz aus den Kosten für einen flächendeckenden Smart Meter Rollout und den Kosten für die Weiterführung des Status quo von 2015 bis 2035 ca. 0,8 Mrd CHF und von 2015 bis 2050 ca. 1 Mrd CHF. Hieraus ergeben sich bei der oben beschriebenen Umrechnung

Investitionssummen in Höhe von ca. 0,9 Mrd CHF von 2015 bis 2035 und von 1,3 Mrd CHF von 2015 bis 2050¹. Die letztgenannten Werte finden sich auch in Kapitel 3 bei der Dokumentation der Investitionskosten wieder. Diese Investitionskosten werden – gemeinsam mit den übrigen Investitionskosten (für altersbedingte Erneuerung, für Netzausbaumaßnahmen, etc.) – bei der Berechnung der Annuitäten und der hieraus abgeleiteten Netznutzungsentgelte berücksichtigt (siehe Abschnitt 2.6)².

Der Barwert der *zusätzlichen* Kosten (Mehrkosten) für Betrieb, Kommunikation und Effizienzkampagnen beträgt gemäss Angaben von Ecoplan von 2015 bis 2035 ca. 0,6 Mrd CHF und von 2015 bis 2050 ca. 1,1 Mrd CHF. Hieraus ergeben sich durchschnittliche jährliche Kosten von ca. 35 Mio CHF/a von 2015 bis 2035 und von ca. 40 Mio CHF/a von 2015 bis 2050. Die letztgenannten Werte sind bei den in Kapitel 4 dokumentierten Annuitäten berücksichtigt.

2.1.4 Auswirkungen auf Leistungs- und Energiebezüge

Für die Analyse des Netzausbaubedarfs und weitergehend der Auswirkungen auf Netzkosten und Netznutzungsentgelte ist es erforderlich, zunächst zu erörtern, welche Auswirkungen die zuvor genannten Veränderungen auf der Nachfrage- und der Angebotsseite auf die Belastung der Netze haben.

Für die Dimensionierung der Netze und damit für den Netzausbaubedarf und die Netzkosten sind in erster Linie die Leistungswerte relevant. Für die Abschätzung der Veränderungen der Netzkosten auf die Netznutzungsentgelte sind zusätzlich auch die Energiebezüge relevant, da gemäss dem aktuellen Prinzip der Kostenwälzung die Netzkosten teilweise anhand der Höchstleistungen und teilweise anhand der Energiebezüge den Netzebenen und den dort angeschlossenen Kunden geordnet werden.

Gemäss den Ergebnissen der Prognos-Studie Energieperspektiven für die Schweiz [5] werden Endverbraucher in die vier Gruppen

- Haushalte und Landwirtschaft,

¹ Der Barwert von Investitionen über einen bestimmten Zeitraum ist aufgrund der Abzinsung (bei einem Zins größer 0%) zwangsläufig niedriger als die Summe der Investitionen über den gleichen Zeitraum.

² Die in die Annuitäten eingehenden Kapitalkosten werden aus den Investitionen mit einem Zinssatz von 4,7% kalkuliert.

- Dienstleistungen,
- Industrie und
- Verkehr

unterteilt. Die Jahresverbräuche dieser vier Gruppen wiederum werden im Rahmen der vorliegenden Studie nach dem in Tabelle 2.1 dargestellten Verteilungsschlüssel auf die verschiedenen Netzebenen aufgeteilt. Die gewählte Aufteilung basiert auf Erfahrungswerten von Consentec aus Studien im Auftrag schweizerischer, österreichischer und deutscher Netzbetreiber. Die Netzebenen 2 und 1 sind hier nicht explizit aufgeführt, da in aller Regel keine Kunden direkt an diese Netzebenen angeschlossen sind.

	NE 7	NE 6	NE 5	NE 4	NE 3
Haushalte & Landwirtschaft	100 %	0	0	0	0
Dienstleistungen	45 %	40 %	15 %	0	0
Industrie	0	0	30 %	35 %	35 %
Verkehr	0	0	60 %	0	40 %

Tabelle 2.1: Relative Aufteilung der Verbrauchergruppen auf Verteilungsnetzebenen in Prozent

Auf dieser Basis wird der in den verschiedenen Nachfrageszenarien beschriebene Energieverbrauch (s. Abschnitt 2.1.1) auf Netzebenen aufgeteilt. Die Ergebnisse hierzu sind in Bild 2.1 dargestellt. Dabei ist der gesamte Energieverbrauch der einzelnen Netzebenen, d. h. sowohl der direkt an die jeweilige Netzebene angeschlossenen als auch der an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Verbraucher dargestellt.

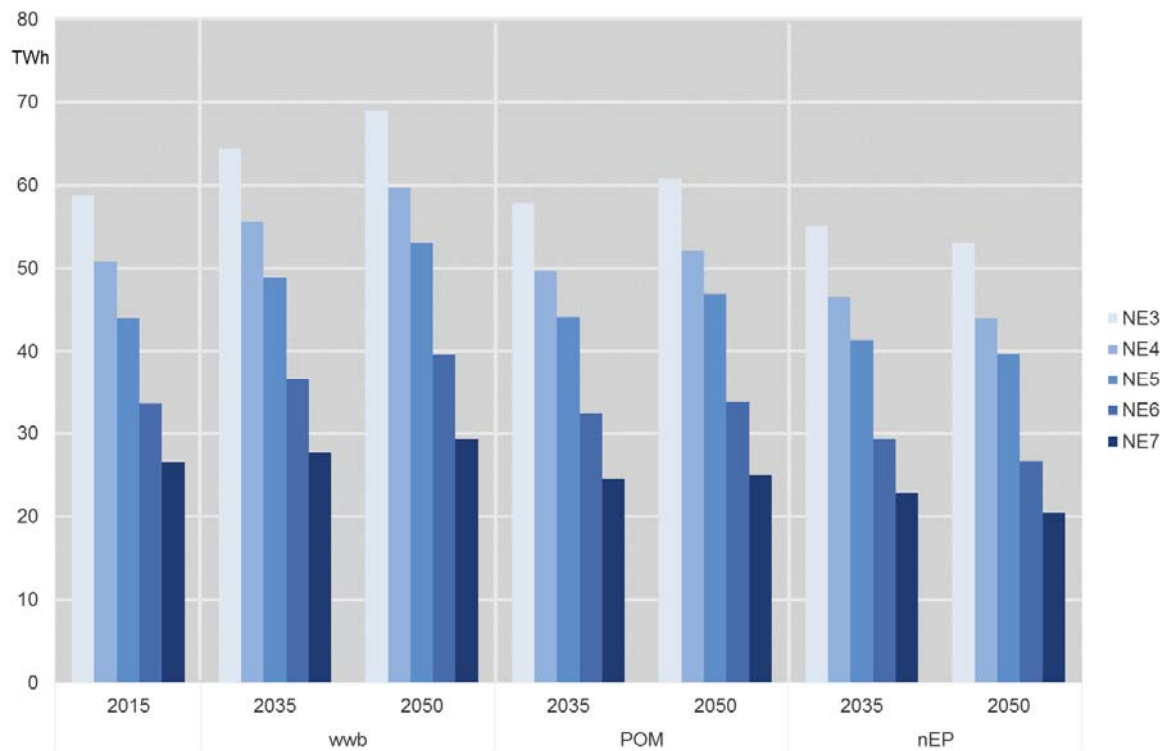


Bild 2.1: Energieverbrauch (in TWh) der jeweiligen Netzebenen in den drei Nachfrageszenarien wvb, POM und nEP in 2035 und 2050 im Vergleich zu 2015

Unter der praxisgerechten Annahme, dass die durchschnittlichen Jahresbenutzungsstunden in den Netzebenen 7 und 6 ca. 3500 h/a und in den Netzebenen 2 bis 5 ca. 5500 h/a betragen, ergeben sich dann die in Bild 2.2 dargestellten Jahreshöchstlasten. Dass die kumulierte Jahreshöchstlast in der Netzebene 6 höher ist, als die in der Netzebene 5 ergibt sich durch die unterschiedlichen Benutzungsstunden in den jeweiligen Netzebenen.

Die Zahlenwerte zu Bild 2.1 und Bild 2.2 sind im Anhang A.1 tabellarisch dargestellt. Zusätzlich finden sich dort auch die Zahlenwerte zu den Jahreshöchstlasten der Nachfrageszenarien wvb und nEP für die Jahre 2035 und 2050 im Vergleich zu 2015, wie sie für die Vorgängerstudie verwendet wurden (siehe auch Kapitel 8).

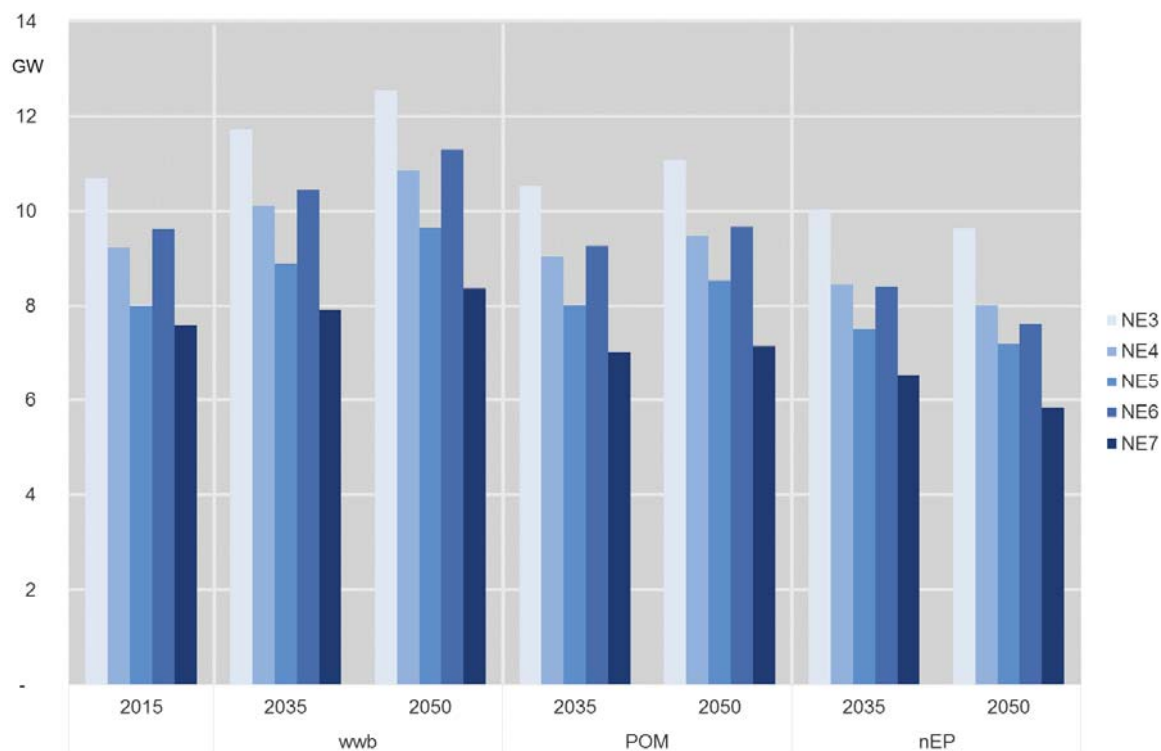


Bild 2.2: Jahreshöchstlasten (in GW) der jeweiligen Netzebenen in den drei Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP in 2035 und 2050 im Vergleich zu 2015

2.2 Strategie Stromnetze

2.2.1 Mehrkostenfaktor

In der Strategie Stromnetze werden Rahmenbedingungen gesetzt, um den erforderlichen Netzaus- und -umbau zu verbessern. Mit Blick auf die im Rahmen der vorliegenden Studie zu bestimmenden Kosten des Netzausbaus ist hier vor allem die mittels des Instruments „Mehrkostenfaktor“ angestrebte weitgehende Erdverkabelung der Verteilnetze relevant. Die Höhe des Mehrkostenfaktors wird vom Bundesrat festgelegt und kann deshalb über die Zeit variieren. Jedoch ist auf Gesetzesebene eine maximale Obergrenze von 3.0 vorgesehen, die vom Bundesrat bei der Festlegung eingehalten werden muss. Dieser Wert hat gemäss der Studie „Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors“ (abgeschlossen im Jahr 2013) zur Folge, dass langfristig eine nahezu vollständige Verkabelung auf den Netzebenen 7 bis 3 erreicht würde. In Abstimmung mit dem BFE wird der Mehrkostenfaktor in den Untersuchungen auf den Wert 3.0 festgesetzt, was dementsprechend die voraussichtlich maximal möglichen Kosten abbildet.

Sollte ein kleinerer Mehrkostenfaktor im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsprozesses festgelegt werden, so würden auch die in dieser Studie angegebenen Kosten für Verkabelung geringer ausfallen. Aufgrund der Unsicherheiten dahingehend, wurde jedoch in der vorliegenden Studie eine Betrachtung des kostenmässig schlimmsten Falles vorgenommen.

2.2.2 Innovationsbudgets

Ferner werden in der Strategie Stromnetze „Innovationsbudgets“ als Mittel für eine Förderung des Einsatzes von smarten Technologien bei Netzbetreibern vorgeschlagen. Die Höhe dieses Budgets soll dabei maximal 0,5% der zugestandenen Erlöse betragen, gleichzeitig aber eine gewisse absolute Obergrenze je Netzbetreiber nicht überschreiten. In Abstimmung mit dem BFE werden zwei unterschiedliche Annahmen für die absolute Obergrenze betrachtet: 500.000 CHF/a und 750.000 CHF/a pro Verteilnetzbetreiber. Auch diese Rahmenbedingungen werden in den Modellen zur Berechnung der Netzkosten berücksichtigt.

2.3 Referenz - Entwicklungen ohne Energiestrategie 2050

Um den aus der Energiestrategie hervorgehenden Netzausbaubedarf und die hiermit verbundenen Netzausbaukosten besser aufzeigen zu können, wird in der vorliegenden Studie als Referenz der Fall betrachtet, der sich ergeben würde, wenn keine aus der ES 2050 hervorgehenden Massnahmen ergriffen würden. Dies würde bedeuten, dass die Nachfrage gemäss dem in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Szenario wwb ansteigt und diesem Nachfrageanstieg im Wesentlichen durch den Zubau konventioneller Grosskraftwerke begegnet wird. Ein nennenswerter Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen, wie bei den drei in Abschnitt 2.1.1 skizzierten Angebotsvarianten, erfolgt hingegen nicht. Ausserdem werden die in der Strategie Stromnetze beschriebenen Massnahmen nicht umgesetzt, das heisst insbesondere es findet keine zusätzliche Verkabelung aufgrund des Mehrkostenfaktors statt und es werden keine Innovationsbudgets berücksichtigt.

2.4 Bestimmung des Erneuerungsbedarfs des heutigen Netzbestands

Zur Abschätzung der Kosten für den altersbedingten Ersatz des bereits vorhandenen Netzbestands wird vereinfachend angenommen, dass die Altersstruktur des heutigen Netzbestands

gleichverteilt ist. Die durchschnittliche technische Nutzungsdauer der Leitungen in der Netzebene 1 wird mit 80 Jahren und die sämtlicher anderer Betriebsmittel der Netzebenen 1 bis 7 mit 50 Jahren angenommen. Diese Werte entsprechen in etwa den in der Praxis tatsächlich im Durchschnitt zu beobachtenden Nutzungsdauern.

Aus diesen Annahmen zur technischen Nutzungsdauer lässt sich somit der Erneuerungsbedarf für den heutigen Netzbestand wie folgt abschätzen; Angaben zum heutigen Netzbestand finden sich in Anhang A.3:

- Von den heutigen Leitungen der Netzebene 1³ müssen 25% ((2035-2015) / 80 Jahre) bis zum Jahr 2035 erneuert werden und 44% ((2050-2015) / 80 Jahre) bis zum Jahr 2050.
- Von sämtlichen anderen Betriebsmittel der Netzebenen 1 bis 7 müssen 40% ((2035-2015) / 50 Jahre)) bis zum Jahr 2035 erneuert werden und 70% ((2050-2015) / 50 Jahre) bis zum Jahr 2050.

Unter Verwendung der in Abschnitt 2.7 aufgeführten Kostenansätze lassen sich dann die mit dem Erneuerungsbedarf verbundenen Investitionskosten bestimmen. Ergebnisse hierzu finden sich in Kapitel 3.

2.5 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

2.5.1 Vorbemerkungen

Bei der vorliegenden Studie handelt es sich im Kern um eine Aktualisierung der Ergebnisse aus Vorgängerstudien, die aufgrund geänderter, aus der ES 2050 abgeleiteter Prognosen der Nachfrage- und Angebotsentwicklung (siehe Abschnitt 2.1) geboten erschien. Die wesentlichen Vorgängerstudien zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs sind:

- „Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz“, abgeschlossen im Jahr 2012 [1]. Diese Studie wurde durchgeführt von Consentec im Auftrag des BFE.
- „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze“, abgeschlossen im Jahr 2012 [3]. Diese baut auf der Studie „Wirtschaftlichkeit

³ Heutiger Netzbestand: ca. 2.300 Trassen-Kilometer 220 kV und ca. 850 Trassen-Kilometer 380 kV

dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz“, abgeschlossen im Jahr 2010 auf [2]. Beide Studien wurden durchgeführt von Consentec im Auftrag des BFE.

Die in diesen Vorgängerstudien verwendeten und bewährten Untersuchungsmethoden und -werkzeuge werden vom Grundsatz her auch in der vorliegenden Studie angewendet. Etwaige Unterschiede bestehen im Bereich der Parametrierung der eingesetzten Werkzeuge. Vor allem, da den aktuellen Prognosen zur Nachfrage- und Angebotsentwicklung teilweise differenziertere Angaben (zum Beispiel zur Aufteilung der Lasten auf Netzebenen) zu entnehmen sind, als dies zum Zeitpunkt der Vorgängerstudien der Fall war.

Aufgrund der grundsätzlichen Gleichheit zu den Vorgängerstudien wird in diesem Bericht die Methodik nur schwerpunktartig vorgestellt, wobei nach Übertragungsnetzen und Verteilnetzen differenziert wird. Eine detaillierte Beschreibung kann den Berichten zu den Vorgängerstudien entnommen werden.

Ferner werden bei der Berechnung der Netzkosten folgende weiteren Vorarbeiten berücksichtigt:

- „Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors“, abgeschlossen im Jahr 2013 [4]. Diese Studie wurde durchgeführt von Consentec im Auftrag des BFE.
- „Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen, Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012“, abgeschlossen im Jahr 2015 [7]. Diese Studie wurde durchgeführt von Ecoplan im Auftrag des BFE (siehe auch Abschnitt 2.1.3).

2.5.2 Verteilnetze

Kern der eingesetzten Methodik, die zur Bestimmung der Auswirkungen der Nachfrage- und Angebotsentwicklung auf den Netzausbau der Verteilnetzebenen verwendet wird, ist das Verfahren der Modellnetzanalyse (MNA). Der MNA liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form unter Verwendung des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben. Dieser Ansatz unterstellt dabei implizit einen vollständigen Netzaufbau im Zielzeitpunkt, der optimal an die Leistungsanforderungen angepasst ist, so dass die durch die MNA bestimmten Kosten ein Minimum darstellen. Dadurch können die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen und Ausgangsgrößen anhand kostenoptimaler Netzstrukturen leicht untersucht werden, losgelöst von fallspezifischen

Einzeleinflüssen. Als charakteristische Eingangsgrößen werden die versorgte Fläche, Anzahl, Lage und Charakteristik der Lasten und Erzeuger sowie technische Nebenbedingungen definiert. Ergebnis sind Mengengerüste je Netzebene, aus denen wiederum die sich ergebenden Kosten abgeleitet werden.

Treiber für Netzauslegung

Die Auslegung der Leitungsebenen 7, 5 und 3 wird im Wesentlichen von der Verteilung der Netzanschlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke, determiniert. Dabei wird der Leitungsbedarf massgeblich von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz bestimmt. Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf der betrachteten Netzebene. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Anlagen grundsätzlich eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei starken Änderungen der Leistungsanforderungen ein leistungsstärkerer bzw. leistungsschwächerer Leitungstyp als der Standardtyp verwendet. Solche Änderungen können eine Zunahme des Bedarfs für den Leistungsabtransport sein, welche z. B. durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, wie er in den verschiedenen Angebotsvarianten der Energieperspektiven beschrieben wird, verursacht werden. Auch die Veränderung der Leistungsanforderungen auf der Verbrauchsseite, wie sie in den Nachfrageszenarien der Energieperspektiven beschrieben werden, führen zu veränderten Anforderungen an die Netze.

Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen 6, 4 und 2 im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an der jeweiligen Umspannebene sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. (Weitergehende Ausführungen zu den hier unterstellten Last- und Einspeisecharakteristiken finden sich im übernächsten Abschnitt.) Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse unterhalb der jeweils betrachteten Umspannebene sich diese Höchstleistung verteilt.

Räumliche Verteilung der Erzeuger und Lasten

Für die MNA ist es relevant, wie sich Erzeuger und Lasten räumlich verteilen. Dimensionierungsrelevante Belastungsfälle können sowohl die Spannungsgrenzen als auch die Stromgrenzen betreffen. Hierbei müssen städtische Netzgebiete von ländlichen unterschieden werden. Die

Dimensionierung von städtischen Netzen erfolgt überwiegend aus Sicht der Stromgrenzen, während die Dimensionierung der ländlichen Netze meist aus Sicht der Spannungsgrenzen erfolgt. Um die unterschiedlichen Charakteristika städtischer und ländlicher Netze im Hinblick auf die räumliche Verteilung berücksichtigen zu können, wird – analog zu den Vorgängerstudien – die Gesamtfläche der Schweiz in ein ländliches und ein städtisches Gebiet unterteilt. Die Aufteilung der Fläche in ländliche und städtische Gebiete wird zur Absicherung der Untersuchungen variiert (siehe Abschnitt 6.1). Ferner werden die städtischen und ländlichen Gebiete in jeweils zwei Netzgebiete mit und ohne Erzeugungsanlagen unterteilt.

In den Vorgängerstudien konnte gezeigt werden, dass die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netz einen signifikanten Einfluss auf die benötigte Netzmenge besitzt. Die räumliche Verteilung wurde über die Grösse „Konzentrationsgrad“ beschrieben. Diese Grösse gibt an, auf welchem Anteil der städtischen bzw. ländlichen Fläche Erzeugungsanlagen errichtet werden, also welcher Teil der Netze potenziell vom Zubau von Erzeugungsanlagen betroffen ist. In der vorliegenden Studie wird dieser Wert grundsätzlich mit 30% angesetzt, das heisst, es wird angenommen, dass Erzeugungsanlagen auf 30% der Versorgungsfläche (des städtischen wie auch des ländlichen Gebiets) errichtet werden und die übrigen 70% der Fläche jeweils rein lastdeterminiert sind. Dies stellt natürlich nur eine – aus der Beobachtung des massiven Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen in den letzten Jahren in Deutschland abgeschätzte – Prognose dar, die zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet ist. Zur Absicherung der Ergebnisse wird dieser Wert variiert (siehe Abschnitt 6.3)

Last- und Erzeugungscharakteristik

Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen richtet sich je nach Anlagentyp nach unterschiedlichen Gesichtspunkten, z. B. nach dem Dargebot des Primärenergieträgers wie bei Photovoltaikanlagen. Entscheidend ist hier die Frage, in welchem Zusammenhang der zeitliche Verlauf die Erzeugungsleistung mit der Last steht, d. h. inwieweit die Einsatzcharakteristik der Anlagen an der Last orientiert ist. Für alle hier betrachteten Erzeugungsanlagen gilt allerdings, dass der jeweilige Anlagenbetreiber über deren Einsatz entscheidet und dabei in der Regel nicht die aktuelle Höhe der Netzlast berücksichtigt, die für die Netzbelastung hinsichtlich Auslastung und Spannungshaltung relevant ist.

Zwar wird der Netzbetreiber nach aktuellem Regelwerk über den Einsatz – zumindest eines Grossteils (abhängig von der Höhe der installierten Leistung) – der dezentralen Erzeugungsanlagen informiert, kann aber – sofern vertraglich nicht anders geregelt – nicht darauf Einfluss nehmen. Somit müssen Netzbetreiber bei der Auslegung ihrer Netze und bei der Bewertung der Netzanschlussituation davon ausgehen, dass der Einsatz der Erzeugungsanlagen im Rahmen des üblichen bestimmungsgemässen Einsatzes (z. B. wärmegeführt) unabhängig von der Last erfolgt. Dies wird im Hinblick auf die Berechnung der Netzbelastung entsprechend berücksichtigt. Konkret wird für jede Erzeugungstechnologie eine (von der Last unabhängige) Einspeiseganglinie angesetzt. Ferner werden die Einspeiseganglinien in praxisgerechter Weise als voneinander unabhängig und zudem unabhängig von der Anschlussnetzebene betrachtet. Für die Last wird ebenfalls eine übliche Ganglinie berücksichtigt, hier wird ferner die je Netzebene unterschiedliche Durchmischung berücksichtigt, konkret in Form der bereits in Abschnitt 2.1.4 genannten Benutzungsstunden. Für die Netzauslegung der einzelnen Ebenen werden dann die verschiedenen Ganglinien in praxisüblicher Weise überlagert und es wird der Zeitpunkt der höchsten Belastung für die Netzdimensionierung herangezogen.

Die Einspeisecharakteristiken der verschiedenen Erzeugungstypen (PV, Wind, usw.) werden aus den Vorgängerstudien unverändert übernommen und daher hier nicht weiter beschrieben. Die Höhe und Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen auf die verschiedenen Erzeugungstypen werden entsprechend der in Abschnitt 2.1.1 dargestellten Angebotsvarianten angesetzt.

Netzausbau - konventionell und smart

Für den Netzausbau kommen sowohl konventionelle als auch innovative (smarte) Massnahmen in Frage. Beide werden in der vorliegenden Studie berücksichtigt. Mit Blick auf konventionelle Massnahmen wird der Zubau von Leitungen und Transformatoren (Stationen, Umspannwerken) betrachtet.

Mit Blick auf smarte Technologien wird der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT)⁴ als eine der mit Blick auf die nächsten Jahre vielversprechendsten Optionen betrachtet⁵. Der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren ist in allen Analysen grundsätzlich dort

⁴ Die rONT werden in anderen Studien auch teilweise als regelbare Ortsnetzstationen (rONS) bezeichnet.

⁵ Der für rONT verwendete Kostenansatz findet sich in Abschnitt 2.7.

vorgesehen, wo ein Nutzen im Hinblick auf den Netzausbaubedarf gegeben ist. Um den sich hieraus ergebenden Nutzen zu beziffern, wird jeweils eine Vergleichsvariante mit rein konventionellem Netzausbau betrachtet.

In der vorliegenden Studie wird grundsätzlich unterstellt, dass der Netzausbau derart erfolgt, dass alle Erzeugungsanlagen jederzeit ihre volle Leistung einspeisen können. Als weitere aus aktueller Sicht vielversprechende Massnahme, die in den Bereich der smarten Technologien fällt, wird in einer Sensitivitätsanalyse das sogenannte Einspeisemanagement betrachtet. Hierbei müssen auf Anweisung des Netzbetreibers Erzeugungsanlagen ihre Einspeiseleistung reduzieren. Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung wird angenommen, dass alle Anlagen in allen Netzebenen grundsätzlich in der Lage sind, die Einspeiseleistung dementsprechend zu begrenzen und die Massnahme somit auf alle Anlagen wirkt; der Umfang der Abregelung wird variiert (siehe Abschnitt 6.4).

rONT und Einspeisemanagement können grundsätzlich kombiniert werden. Der Einsatz von rONT ist in Netzgebieten, in denen Spannungsprobleme auftreten, hilfreich, bei Stromproblemen hingegen nicht. Einspeisemanagement kann dagegen auch bei Stromproblemen hilfreich sein. Bei den Analysen zum Einspeisemanagement, deren Ergebnisse in Abschnitt 6.4 dargestellt sind, wird grundsätzlich unterstellt, dass auch rONT eingesetzt werden.

2.5.3 Übertragungsnetze

Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz ist direkt mit dem Netzbelastungszustand verknüpft. Dieser hängt wiederum stark von der vorherrschenden Nachfragesituation in den betrachteten Marktgebieten und des damit verbundenen regionalen wie auch europäischen Kraftwerkseinsatzes ab. Zudem müssen die Grenzen der Übertragungsfähigkeit der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten berücksichtigt werden.

Um diese Abhängigkeiten abzubilden, wurde in der bereits erwähnten Vorgängerstudie [1] ein mehrstufiges Verfahren angewendet, das zunächst eine Simulation des europäischen Energiemarkts (mit Fokus auf die Schweiz und deren Nachbarländer) für das jeweilige Betrachtungsjahr im Stundenraster beinhaltete. Im zweiten Schritt wurden die Ergebnisse der Marktsimulation (knotenscharfe Lasten und Einspeisungen je Stunde) analysiert und daraus Situationen abgeleitet, die potenziell zu hohen Netzbelastungen führen können. Für die so selektierten Stunden wurden Lastflussmodelle des europäischen Übertragungsnetzes erstellt, die die Basis für netztechnische Berechnungen waren. Die Resultate, insbesondere für den Fall des Auftretens

von Netzüberlastungen, bildeten die Basis zur Ermittlung eines angemessenen Netzausbaus zur Behebung etwaiger Netzengpässe.

Im Rahmen der vorliegenden Studie zur Aktualisierung der Netzkosten wäre eine vollständige Wiederholung der Simulationen mit veränderten Eingangsdaten einerseits sehr aufwändig, andererseits ist sie aber auch nicht zwingend erforderlich. Nach Analyse der Veränderungen in den Angebots- und Nachfrageszenarien (siehe Abschnitt 2.1) ist zum einen nicht zu erwarten, dass sich gegenüber den in der Vorgängerstudie bereits betrachteten Varianten erhebliche Veränderungen mit Auswirkungen auf die Übertragungsnetze ergeben und zum anderen ist der Beitrag der mit den Übertragungsnetzveränderungen verbundenen Netzkostenänderungen an den gesamten Netzkostenänderungen vergleichsweise gering, wie nachfolgende Ausführungen zeigen. Daher werden für die Übertragungsnetze keine neuen Simulationsrechnungen durchgeführt, sondern potenzielle Auswirkungen ausgehend von den Ergebnissen aus der Vorgängerstudie erörtert. Die sich ergebenden Änderungen werden daraufhin quantitativ abgeschätzt.

Um die Wirkung der Änderungen der Angebots- und Nachfrageszenarien (siehe Abschnitt 2.1) auf das Übertragungsnetz quantitativ abzuschätzen, werden zunächst Vergleiche zwischen den Szenarien der aktuellen Studie und deren Vorgänger [1] durchgeführt, um gezielt auf Analogien und Veränderungen bei den Ergebnissen schliessen zu können.

Zentrales Ergebnis der Vorgängerstudie ist die Feststellung, dass die Netzbelastungssituation im Übertragungsnetz hauptsächlich durch die Entwicklung der Nachfrage und des Erzeugungssystems in Europa bestimmt ist, die bereits in der Vorgängerstudie eingehend betrachtet wurde. Demgegenüber sind die Auswirkungen der Stromangebotsvarianten in der Schweiz – als diejenige Randbedingung, die sich ggü. der Vorgängerstudie geändert hat – auf das Übertragungsnetz der Schweiz geringer und zudem regional stark begrenzt.

Insofern kann als Erkenntnis festgehalten werden, dass Nachfrageänderungen den Ausbaubedarf des Schweizer Übertragungsnetzes tendenziell stärker beeinflussen als Änderungen bei der zentralen und dezentralen Erzeugung.

Vergleich der Nachfrageszenarien

Ein Vergleich der in den Nachfrageszenarien der Vorgänger- und der aktuellen Studie erwarteten Spitzenlasten (Tabelle 2) zeigt, dass die Spitzenlast im Szenario nEP der Vorgängerstudie in etwa der Spitzenlast entspricht, die nun im Szenario „POM“ erwartet wird. Insofern kann mit

guter Näherung angenommen werden, dass der Ausbaubedarf, der in der Vorgängerstudie für das Szenario nEP ermittelt wurde, nun für das Szenario POM zu erwarten ist.

Nachfrage-szenarien	Spitzenlast, Vorgängerstudie [1]		Spitzenlast, aktuelle Studie	
	2035	2050	2035	2050
wwb	13,0 GW	14,0 GW	11,1 GW	11,9 GW
nEP	10,5 GW	10,5 GW	9,5 GW	9,2 GW
POM	-	-	10,0 GW	10,5 GW

Tabelle 2.2: Vergleich der in der Vorgänger- und der aktuellen Studie erwarteten Spitzenlasten für die Zeitpunkte 2035 und 2050

In der Vorgängerstudie wurde ermittelt, dass der Unterschied des Leitungsausbaubedarfs zwischen Nachfrageszenarien wwb und nEP in 2050 ca. 150 km beträgt. Der Lastanstieg von aktuell gut 10 GW beträgt im Nachfrageszenario wwb nur noch die Hälfte des Anstiegs im Vergleich zur Vorgängerstudie (Tabelle 2). Es wird in grober Näherung davon ausgegangen, dass sich der Leistungsausbaubedarf proportional zur Lastentwicklung verhält und sich somit um ca. 50%, also auf 75 km, reduziert. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass ein Leitungsausbau immer dann erfolgt, wenn der Stromfluss über eine Leitungsverbindung deren Stromtragfähigkeit übersteigt. Es kann also streng genommen nicht von einer Proportionalität von Ausbaubedarf zu Spitzenlast ausgegangen werden. Unter Umständen wird auch bei einer nur halb so hohen Laststeigerung bereits die Stromtragfähigkeit des zum Betrachtungszeitpunkt bestehenden Leistungssystems in Einzelfällen überschritten, so dass tatsächlich auf kein Ausbauprojekt verzichtet werden kann. Allerdings erscheint hier im Sinne der Abschätzung eines Mindestausbaubedarfs dennoch die vereinfachte Betrachtung zulässig.

Vergleich der Angebotsvarianten

Analog zu den Ausführungen betreffend Zusammenhang von Leitungsausbaubedarf und Lastveränderung kann zwar beim Wegfall von Kraftwerkseinheiten meist davon ausgegangen werden, dass das Netz im Nahbereich des Kraftwerks potenziell entlastet wird. Ob dadurch jedoch ein Leitungsausbauprojekt wegfällt, ist qualitativ allerdings nicht eindeutig bestimmbar. Wie bei der Lastentwicklung wird auch hier im Sinne der Abschätzung eines Mindestausbaubedarfs davon ausgegangen, dass durch den Wegfall von GuD-Kraftwerken in den Nachfrageszenarien

wwb und nEP jeweils auf ein Leitungsausbauprojekt verzichtet werden kann. Ebenfalls als Abschätzung nach oben wird hier angenommen, dass zusätzlich zu dem oben bereits genannten lastbedingten Wegfall von Ausbauprojekten noch ein weiteres Leitungsausbauprojekt (380-kV-Doppelleitung mit einer Länge von 50 km) entfällt, das bei Bewertung mit aktuell gültigen spezifischen Kostenansätzen (Tabelle 2.8) Investitionskosten von etwa 135 Mio. CHF verursachen würde.

Zeitpunkt 2050	Angebotsvariante C+E, Vorgängerstudie [1]	Angebotsvariante C+E, aktuelle Studie
wwb	9 GuD	6 GuD
nEP	5 GuD	4 GuD
POM		5 GuD

Tabelle 2.3 Vergleich der zusätzlich zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs in den Nachfrageszenarien benötigten Anzahl Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD) bei Angebotsvariante C & E

2.6 Bestimmung der Annuitäten und Netznutzungsentgelte

Neben den Investitionskosten werden im Rahmen der Studie zur Bewertung des erforderlichen Netzausbaus auch die jährlichen Kosten (Annuitäten) betrachtet. Ferner wird abgeschätzt, welche Auswirkungen sich auf die Netznutzungsentgelte ergeben.

Die Annuitäten umfassen die Kapitalkosten, d. h. die Kosten, die für die Finanzierung der Investitionen unter Berücksichtigung eines (festen) Zinssatzes und den betriebsmittelabhängigen Abschreibungsdauern entstehen, und die Betriebskosten, d. h. die Kosten, die jährlich für die Wartung und Instandhaltung aufgewendet werden müssen. Die Kapitalkosten werden aus den Investitionskosten unter Verwendung der in der Schweiz üblichen kalkulatorischen Abschreibungsdauern abgeleitet. Betriebskosten werden in der Realität netzbetreiberabhängig nach unterschiedlichen Methoden ermittelt. Deren Vielfalt kann in dieser Studie nicht im Detail abgebildet werden. Vereinfacht werden die Betriebskosten deshalb mit einem festen Prozentsatz aus den jährlichen Investitionskosten abgeschätzt. Die verwendeten Kalkulationsparameter sind in Abschnitt 2.7 dokumentiert.

Bei der Analyse der Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte wird das derzeitige Kostenwälzungsprinzip berücksichtigt. Hierbei werden die Netzkosten der vorgelagerten Netzebenen

zu 30% nach der Brutto-Energie (Summe der Jahresenergie, die an Verbraucher der jeweiligen Ebene abgegeben wird) und zu 70% nach der Netto-Leistung (Bezugsleistung aus der vorgelagerten Netzebene) an die Endverbraucher der jeweiligen Netzebene sowie der jeweils nachgelagerten Ebene gewälzt. Die für die Kostenwälzung relevanten Leistungs- und Verbrauchswerte der jeweiligen Netzebenen werden aus den in Abschnitt 2.1.4 dargestellten Energie- und Leistungsbezügen durch entsprechende Differenzbildung ermittelt.

2.7 Kostenansätze und Kalkulationsparameter

Den Berechnungen der vorliegenden Studie liegen folgende Kostenansätze und Kalkulationsparameter zugrunde. Zunächst werden die verwendeten Ansätze für Betriebsmittel der Verteilungsnetze (NE 7 bis NE 2) und anschliessend für Betriebsmittel des Übertragungsnetzes (NE 1) aufgeführt.

Verteilungsnetz - spezifische Investitionskostenansätze

Bei Freileitungen werden, je nach Netzebene unterschiedliche Typen angenommen. Diese Unterscheidung wird anhand des Mastmaterials vorgenommen. Für die NE7 wird davon ausgegangen, dass ausschliesslich Holzmasten zum Einsatz kommen. In den Netzebenen 3 und 5 kommen Stahl- und Betonmasten zum Einsatz. Es wird davon ausgegangen, dass der mengenmässige Anteil der verschiedenen Typen jeweils 50% beträgt. Die unterschiedlichen Masttypen zeigt Tabelle 2.4. Die Kosten für die Beseilung der Freileitung werden für alle Freileitungstypen als identisch angenommen.

	Netzebene (Mengenanteil in %)		
Freileitungstyp	NE 7	NE5	NE3
Typ 1	Holz (100 %)	Holz (50 %)	Stahl (50 %)
Typ 2		Beton (50 %)	Beton (50 %)

Tabelle 2.4: Freileitungstypen nach Mastmaterial in den Verteilungsnetzebenen (Quelle: [4])

Die spezifischen Investitionskostenansätze für die Betriebsmittel der jeweiligen Netzebenen sind in Tabelle 2.5 dargestellt.

Betriebsmittel	Mio. CHF/km oder Mio. CHF/Stk.					
	NE 7	NE6	NE5	NE4	NE3	NE2
Netzstation ⁶		0,10 (konventionell) 0,11 (rONT) ⁷		5,0		40,0
Kabel	0,30		0,37		1,20	
Freileitung Typ 1	0,15		0,195		0,635	
Freileitung Typ 2			0,325		0,525	

Tabelle 2.5: spezifische Investitionskosten der jeweiligen Betriebsmitteltypen (Quelle: [4], eigene Abschätzung)

Für die Betriebskosten wird davon ausgegangen, dass diese einen festen Prozentsatz der Investitionskosten betragen (Tabelle 2.6). Als Betriebskosten werden ausschliesslich diejenigen Kosten berücksichtigt, welche für Wartung und Instandhaltung der jeweiligen Betriebsmittel entstehen. Weitere Kosten, welche von Netzbetreibern als Betriebskosten angesetzt werden, wie zum Beispiel Kosten für Netzführung werden hier nicht berücksichtigt, da die Handhabung bei verschiedenen Netzbetreibern sehr unterschiedlich ist und daher eine verallgemeinerte Quantifizierung solcher Kostenanteile nicht praktikabel ist.

Die Betriebskosten der Smart Metering Systeme leiten sich direkt aus den in der ECOPLAN Studie [7] angegebenen Betriebskosten ab. Zu ihnen zählen Aufwendungen für Soft- und Hardware (Lizenz, Wartung oder Support, Datenschutz und Datensicherheit), für Kommunikation und für das Durchführen von Effizienzkampagnen. Die in [7] angegebenen Nettobarwerte wurden – wie bereits in Abschnitt 2.1.3 ausgeführt – mit dem in jener Studie verwendeten Zinssatz von 2% auf die Annuitäten rückgerechnet.

⁶ In den Kostenansätzen für Netzstationen sind grundsätzlich alle Betriebsmittel der jeweiligen Umspannebene enthalten, also neben den Transformatoren auch die Schaltanlagen und Gebäude, etc. Ausnahme: Die 380- und 220-kV Schaltfelder des Übertragungsnetzes (die in den Umspannwerken der Ebene 2 installiert sind), werden separat betrachtet (siehe Tabelle 2.8).

⁷ Die Mehrkosten eines rONT ggü. einem konventionellen Transformator wurden mit 10.000 CHF angesetzt. Dies stellt aus Sicht der Autoren eine plausible Abschätzung für die in den hier betrachteten Jahren 2035 und 2050 anzunehmenden Mehrkosten dar.

Betriebsmittel	Betriebskostenansätze % der Investitionskosten/a					
	NE7	NE6	NE5	NE4	NE3	NE2
Netzstation		0,5		0,5		0,5
Kabel	0,4		0,4		0,4	
Freileitung Typ 1	2,0		2,0		1,0	
Freileitung Typ 2			1,0		1,0	

Tabelle 2.6: Betriebskostenansätze der jeweiligen Betriebsmitteltypen (Quelle: [4] und Erfahrungswerte Consentec)

Der der Berechnung der Kapitalkosten zugrunde liegende Zinssatz beträgt für alle Betriebsmittel inklusive Smart Metering Systemen 4,7%, die verwendeten nach Netzebene und Betriebsmitteltyp differenzierten Abschreibungsdauern sind in Tabelle 2.7 dargestellt. Die Abschreibungsdauer für Smart Metering Systeme wurde aus mit 18 Jahren aus [7] übernommen.

Betriebsmittel	Abschreibungsdauer in Jahren					
	NE 7	NE6	NE5	NE4	NE3	NE2
Kalkulationszinssatz	4,7%					
Umspannstation		37,5		37,5		35
Kabel	37,5		37,5		37,5	
Freileitung Typ 1	22,5		22,5		57,5	
Freileitung Typ 2			37,5		57,5	

Tabelle 2.7: Kalkulationszinssatz und Abschreibungsdauern der jeweiligen Betriebsmittel

Spezifische Investitionskostenansätze für Betriebsmittel des Übertragungsnetzes

Die spezifischen Investitionskostenansätze für die Betriebsmittel der Übertragungsnetzebene sind in Tabelle 2.8 dargestellt.

Investitionskosten	Mio. CHF/km bzw. Mio. CHF/Stk.
Schaltfeld 220 kV	1,5
Schaltfeld 380 kV	2,5
Doppelleitung 220 kV	1,5
Doppelleitung 380 kV	2,5
Netzkuppler 380/220 kV	30

*Tabelle 2.8: Spezifische Investitionskostenansätze für Betriebsmittel des Übertragungsnetzes
(Quelle: BFE)*

Für die Betriebskosten des Übertragungsnetzes wird – analog zu denen der Verteilungsnetze – davon ausgegangen, dass diese einen festen Prozentsatz der Investitionskosten betragen; hier wird von einem Wert von 1% ausgegangen.

Der der Berechnung der Kapitalkosten zugrunde liegende Zinssatz beträgt auch für die Betriebsmittel des Übertragungsnetzes 4,7%, die verwendeten Abschreibungsdauern sind in Tabelle 2.9 dargestellt.

Betriebsmittel	Abschreibungsdauer in Jahren
Schaltfeld 220 kV	32,5
Schaltfeld 380 kV	32,5
Doppelleitung 220 kV	57,5
Doppelleitung 380 kV	57,5
Netzkuppler 380/220 kV	32,5

Tabelle 2.9: Abschreibungsdauern für Betriebsmittel des Übertragungsnetzes

3 Ergebnisse - zukünftiger Investitionsbedarf

Nachfolgend wird der erwartete Bedarf für Investitionen in die Schweizer Netze für den Zeitraum von heute bis 2035 und bis 2050 angegeben. Der Bedarf umfasst Investitionen in alle Netzebenen, die sich sowohl aus den prognostizierten Angebots- und Nachfrageänderungen ergeben als auch durch altersbedingten Ersatz des heutigen Netzbestands entstehen. Hierbei wird grundsätzlich unterstellt, dass auch smarte Technologien in Form von regelbaren Ortsnetztransformatoren (siehe auch Abschnitt 2.5.2) eingesetzt werden.

Des Weiteren ist in den Kostenberechnungen für die Netzebene 1 auch die Mehrjahresplanung der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid (Stand 2010) berücksichtigt. Zwischenzeitig – während der Laufzeit der vorliegenden Studie – hat Swissgrid diese Mehrjahresplanung aktualisiert und einen „Bericht zum Strategischen Netz 2025“ veröffentlicht. Aus zeitlichen Gründen konnte dieser neue Bericht nicht mehr in die Berechnungen einfließen, jedoch erfolgt ein kurzer Abgleich in Kapitel 8.

Ferner sind in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen Investitionen für Smart Metering sowie die in Abschnitt 2.1.4 genannten Innovationsbudgets für intelligente Netzlösungen enthalten.

3.1 Investitionsbedarf ohne Energiestrategie 2050

Zunächst wird als Referenz der Investitionsbedarf betrachtet, der sich ergeben würde, wenn keine aus der ES 2050 hervorgehenden Massnahmen ergriffen würden (siehe Abschnitt 2.3). Der Investitionsbedarf ergibt sich in diesem Fall aus den notwendigen Erneuerungen des heutigen Netzbestands (siehe Abschnitt 2.4) und aus den Netzausbaumassnahmen aufgrund der dann zu erwartenden Laststeigerungen.

Die mit dem **altersbedingten Ersatz** verbundenen Investitionskosten des heutigen Netzbestands in den Netzebenen 2 bis 7 belaufen sich auf ca.

- 22,4 Mrd. CHF bis zum Jahr 2035 und
- 39,2 Mrd. CHF bis zum Jahr 2050.

In der Netzebene 1 werden für den altersbedingten Ersatz ca.

- 1,7 Mrd. CHF bis zum Jahr 2035 und
- 2,9 Mrd. CHF bis zum Jahr 2050

erforderlich sein. Damit ergeben sich gesamte Investitionskosten für die Erneuerung der bestehenden Betriebsmittel aller Netzebenen in Höhe von ca. 24,1 Mrd. CHF bis 2035 und ca. 42,1 Mrd. CHF bis zum Jahr 2050. Zum Vergleich: der auf dieser Basis ermittelte Wiederbeschaffungswert des heutigen Netzbestands beträgt für die Netzebenen 2 bis 7 ca. 56 Mrd. CHF und für die Netzebene 1 ca. 7 Mrd. CHF und somit in Summe ca. 63 Mrd. CHF.

Darüber hinaus werden für Netzausbaumassnahmen infolge der **erwarteten Laststeigerungen** durch den Verbrauchszuwachs in den Netzebenen 2 bis 7 ca.

- 2 Mrd. CHF bis zum Jahr 2035 und
- 3,7 Mrd. CHF bis zum Jahr 2050

erforderlich. In der Netzebene 1 werden einschliesslich der Mehrjahresplanung von Swissgrid (Stand 2010) zusätzliche Investitionen in Höhe von ca.

- 2,6 Mrd. CHF bis zum Jahr 2035 und
- 2,8 Mrd. CHF bis zum Jahr 2050

erforderlich. Die Gesamtkosten für den vom Lastzuwachs verursachten Netzausbau belaufen sich somit auf 4,6 Mrd. CHF bis 2035 und 6,5 Mrd. CHF bis 2050.

Insgesamt wären also, wenn keine aus der ES 2050 hervorgehenden Massnahmen ergriffen würden, für den Ersatz des heutigen Netzbestandes und den lastbedingten Zubau Investitionen in die Schweizer Netze in Höhe von ca. 28,7 Mrd. CHF bis 2035 und ca. 48,6 Mrd. CHF bis 2050 erforderlich.

3.2 Investitionsbedarf mit Energiestrategie 2050

Der sich aus den aus der ES 2050 hervorgehenden Massnahmen ergebende Ausbaubedarf der Netze wird nachfolgend anhand der in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Angebotsvarianten C+E und C+D+E dargestellt. Die Angebotsvariante C+E stellt dabei aus Sicht der Netze einen „mittleren“ Belastungsfall dar, während die Angebotsvariante C+D+E als „worst case“-Variante angesehen werden kann. Die Ergebnisse werden nach den drei Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP differenziert. Wie bereits in Abschnitt 2.5.2 ausgeführt, wird im Basisfall angenommen, dass grundsätzlich regelbare Ortsnetztransformatoren dort eingesetzt werden, wo sie etwaigen aufgrund von Verletzungen des Spannungsbandes erforderlichen Netzausbaubedarf verringern können. Andere smarte Ausbauvarianten werden nicht betrachtet.

3.2.1 Bis 2035

In Tabelle 3.10 ist der errechnete Investitionsbedarf in die Schweizer Übertragungs- und Verteilungsnetze bis 2035 für die Angebotsvarianten C+E sowie C+D+E und für die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP im Vergleich zum Investitionsbedarf ohne ES 2050 dargestellt.

Unabhängig von Angebotsvariante und Nachfrageszenario müssen Investitionskosten für den Einbau von Smart-Metering-Komponenten in Höhe von ca. 0,9 Mrd. CHF (siehe Abschnitt 2.1.3) und Innovationsbudgets in Höhe von ca. 235 Mio. CHF bis 255 Mio CHF (siehe Abschnitt 2.2.2) berücksichtigt werden.

Verbrauch	ohne ES2050 (wwb)	wwb	POM	nEP
Produktion / Zubau		C+E		
Übertragungsnetz				
Bestandserneuerung	1,7	1,7	1,7	1,7
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Verteilnetz				
Bestandserneuerung	22,4	22,4	22,2	21,5
Einfluss Lastzuwachs	2,0	2,0	0,0	0,0
Einfluss dez. Erz.	0,0	6,6	6,6	5,8
Einfluss MKF	0,0	4,7	4,4	4,2
Smart Meter (Mehrkosten) ⁸	0,0	0,9	0,9	0,9
Innovationsbudgets	0,0	0,2	0,2	0,2
Summe	28,7	41,1	38,5	36,7
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	12,4	9,8	8,0
Produktion / Zubau		C+D+E		
Übertragungsnetz				
Bestandserneuerung	1,7	1,7	1,7	1,7
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Verteilnetz				
Bestandserneuerung	22,4	22,4	22,2	21,5
Einfluss Lastzuwachs	2,0	2,0	0,0	0,0
Einfluss dez. Erz.	0,0	8,1	8,0	6,6
Einfluss MKF	0,0	5,2	4,9	4,7
Smart Meter (Mehrkosten) ⁹	0,0	0,9	0,9	0,9
Innovationsbudgets	0,0	0,2	0,2	0,2
Summe	28,7	43,1	40,4	38,0
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	14,4	11,7	9,3
Zusatzkosten bei non smartem Netzausbau (ohne rONT)				
C+E (Produktion / Zubau)	-	1,2	1,0	0,8
C+D+E (Produktion / Zubau)	-	1,5	1,4	1,0

Tabelle 3.10: Investitionskosten [Mrd. CHF] bis 2035

Die Investitionskosten für die **Angebotsvariante C+E** sind in Bild 3.1 grafisch dargestellt. Im Szenario wwB sind gegenüber der Variante ohne ES 2050 zusätzliche Investitionen von ca. 12,4 Mrd. CHF erforderlich. Von den 12,4 Mrd. CHF fallen ca. 6,6 Mrd. CHF auf den Ausbau infolge des Ausbaus dezentraler Erzeugung, ca. 4,7 Mrd. CHF auf die Verkabelung infolge des Mehrkostenfaktors und 1,1 Mrd. CHF auf Smart Metering und Innovationsbudgets an. Die ohnehin erforderlichen Investitionen von 22,4 Mrd. CHF, die den altersbedingten Ersatz und den verbrauchswachstbedingten Netzausbau, der sich ohne ES 2050 ergeben würde, umfassen, bleiben dabei diejenigen, die bei der Variante ohne ES2050 angegeben sind. Der durch Lastzuwachs anfallende Netzausbau sowie die Leitungserneuerungen werden im Szenario wwB allerdings aufgrund der Wirkung des Mehrkostenfaktors verkabelt. Die Kosten dafür sowie für die Verkabelung des zusätzlichen Ausbaubedarfs durch die dezentrale Einspeisung sind in den gesamten durch den Mehrkostenfaktor entstehenden Mehrkosten von 4,7 Mrd. CHF bereits enthalten. Sollte der Ausbau ausschliesslich konventionell durchgeführt werden, also keine regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden, sind nochmals 1,2 Mrd. CHF zusätzlich erforderlich. Auch in diesen zusätzlichen Kosten wurde der Mehrkostenfaktor berücksichtigt.

Im Szenario POM fallen gegenüber dem Fall ohne ES 2050 zusätzliche Investitionen von ca. 9,8 Mrd. CHF an. Zwar sind die Kosten des erzeugungsbedingten Ausbaus mit 6,6 Mrd. CHF genauso hoch wie im Szenario wwB, allerdings ist hier kein lastbedingter Ausbau erforderlich, da im Szenario POM der Verbrauch und damit auch die Last rückläufig ist. Die im Fall ohne ES 2050 hierfür erforderlichen 2,0 Mrd. CHF entfallen. Auf die Verkabelung infolge des Mehrkostenfaktors entfallen hier insgesamt ca. 4,4 Mrd. CHF. Diese Kosten umfassen wiederum die Verkabelung des zu erneuernden heutigen Netzbestands und die des zusätzlichen Netzausbaus. Sollte der Ausbau hier ausschliesslich konventionell durchgeführt werden, fallen nochmals ca. 1,0 Mrd. CHF zusätzlich an.

⁸ Die Smart Meter Kosten enthalten keine Kosten für Rundsteueranlagen. Würden diese Kosten berücksichtigt, wären die genannten Kosten um ca. 10% höher.

⁹ Die Smart Meter Kosten enthalten keine Kosten für Rundsteueranlagen. Würden diese Kosten berücksichtigt, wären die genannten Kosten um ca. 10% höher.

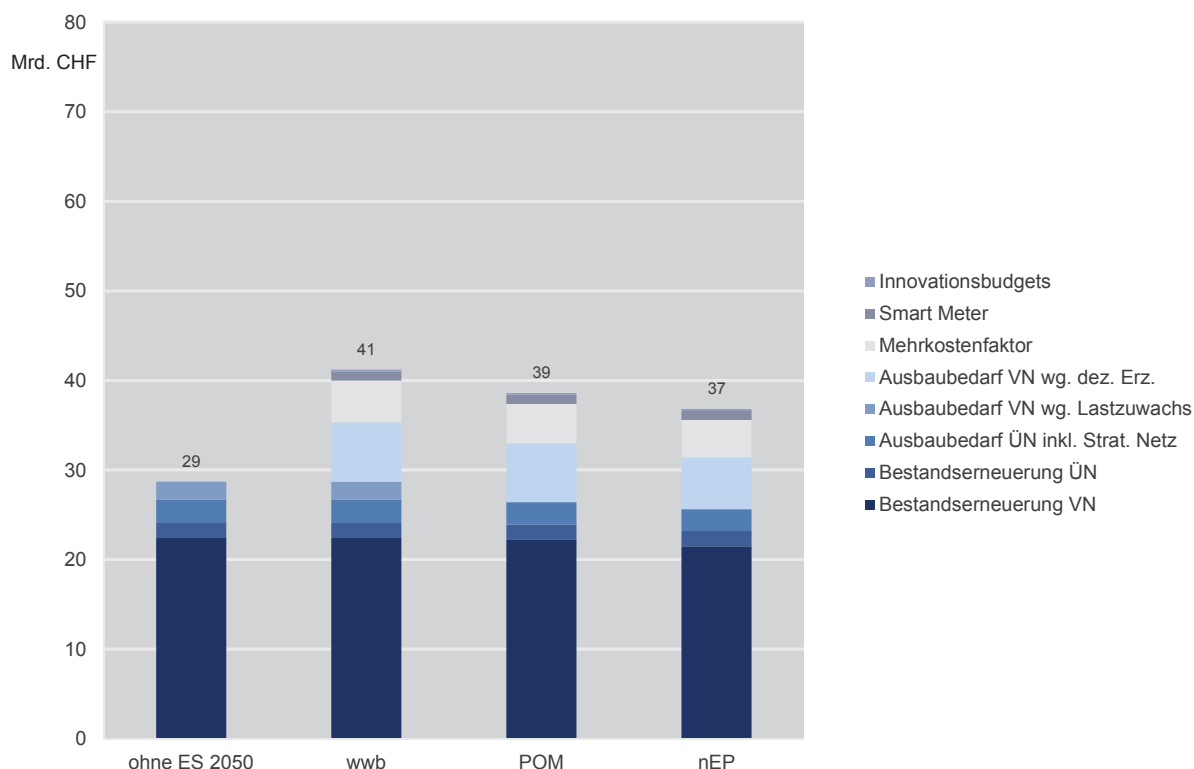


Bild 3.1: Investitionskosten der Nachfrageszenarien bis 2035, Angebotsvariante C+E

Im Szenario nEP betragen die gegenüber dem Fall ohne ES 2050 zusätzlichen Investitionen ca. 8,0 Mrd. CHF. Aufgrund der im Vergleich zum Fall ohne ES 2050 sinkenden Last fällt hier sogar die Bestandserneuerung geringer aus, d. h. gewisse Netzteile werden nicht mehr gebraucht. Auf die Verkabelung infolge des Mehrkostenfaktors entfallen hier insgesamt ca. 4,2 Mrd. CHF. Sollte der Ausbau hier ausschliesslich konventionell durchgeführt werden, fallen nochmals ca. 0,8 Mrd. CHF zusätzlich an.

In Bild 3.2 sind die Investitionskosten bis 2035 differenziert nach Netzebenen dargestellt. Die Investitionskosten fallen in allen Szenarien schwerpunktmässig in den Leitungsebenen (NE 7, NE 5, NE 3 und NE 1) an. Der Anteil der Gesamtkosten, die auf die Umspannebenen entfallen, beträgt im Szenario ohne ES2050 ca. 23%, im Szenario ww ca. 24%, im Szenario POM ca. 22% und im Szenario nEP ca. 21%.

Die dem Bild 3.2 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind, differenziert nach Kosten für Bestandserneuerungen und Mehrkosten für Ausbaumaßnahmen durch ES2050 und Lastzuwachs, im Anhangskapitel A.4 tabellarisch dargestellt.

Hinsichtlich des Nutzens eines Einsatzes regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) sei noch ein näherer Blick auf die Netzebenen 7, 6 und 5 geworfen. Netzebene 6 ist diejenige Netzebene,

in der rONT eingesetzt werden. Die Netzebenen 7 und 5 sind – neben Netzebene 6 – diejenigen, in denen durch den Einsatz von rONT Netzausbau eingespart werden kann. In Netzebene 7 und Netzebene 5 kann der spannungsbedingte Ausbau von Leitungen gespart werden. In Netzebene 6 erübrigt der Einsatz von rONT die ansonsten unter Umständen zur Verringerung der Abgangslängen in Netzebene 7 notwendige Errichtung zusätzlicher Stationen. Die Auslegung und damit auch der Ausbaubedarf der Netzebenen 4 bis 1 sind hingegen unabhängig vom Einsatz der rONT. Die Investitionskosten der Netzebenen 5 bis 7 betragen im Szenario nEP ca. 22 Mrd. CHF und damit ca. 3 Mrd. mehr als im Fall ohne ES2050. Etwa die Hälfte dieser 3 Mrd. CHF entfallen auf Netzausbaumassnahmen, die aufgrund von ansonsten auftretenden Überschreitungen der Stromgrenzen (auch bei Einsatz von rONT) und aufgrund der Anbindung¹⁰ der zusätzlichen Anschlüsse¹¹ (für dezentrale Erzeugungsanlagen) erforderlich und damit unbeeinflusst vom Einsatz der rONT sind. Somit verbleiben also ca. 1,5 Mrd. CHF für Ausbaumassnahmen, die beeinflussbar sind. Setzt man dies in Relation zum Nutzen des Einsatzes der rONT in Höhe von ca. 0,8 Mrd CHF (siehe Tabelle 3.10, Zusatzkosten eines non smarten Ausbaus), so ist festzustellen, dass sich ca. 50% derjenigen Netzausbaukosten, die grundsätzlich vom Einsatz der rONT beeinflussbar sind, einsparen lassen.

¹⁰ Die Einbindung von Erzeugungsanlagen, die über einen eigenen Netzanschluss verfügen, erfordert in der Regel den Bau zusätzlicher Leitungen, um die Entfernung zwischen den Erzeugungsanlagen und dem vorhandenen Netz zu überbrücken.

¹¹ Für PV-Dachflächenanlagen wird unterstellt, dass diese grundsätzlich am vorhandenen Hausanschluss angeschlossen werden. Für größere PV-Anlagen, insbesondere Freiflächenanlagen wird hingegen angenommen, dass diese einen separaten Netzanschluss erhalten. Die Aufteilung der Erzeugungsleistung auf Größenklassen und die Zuordnung zu Netzebenen ist grundsätzlich analog zu der Vorgehensweise in den Vorgängerstudien [3] und [2].

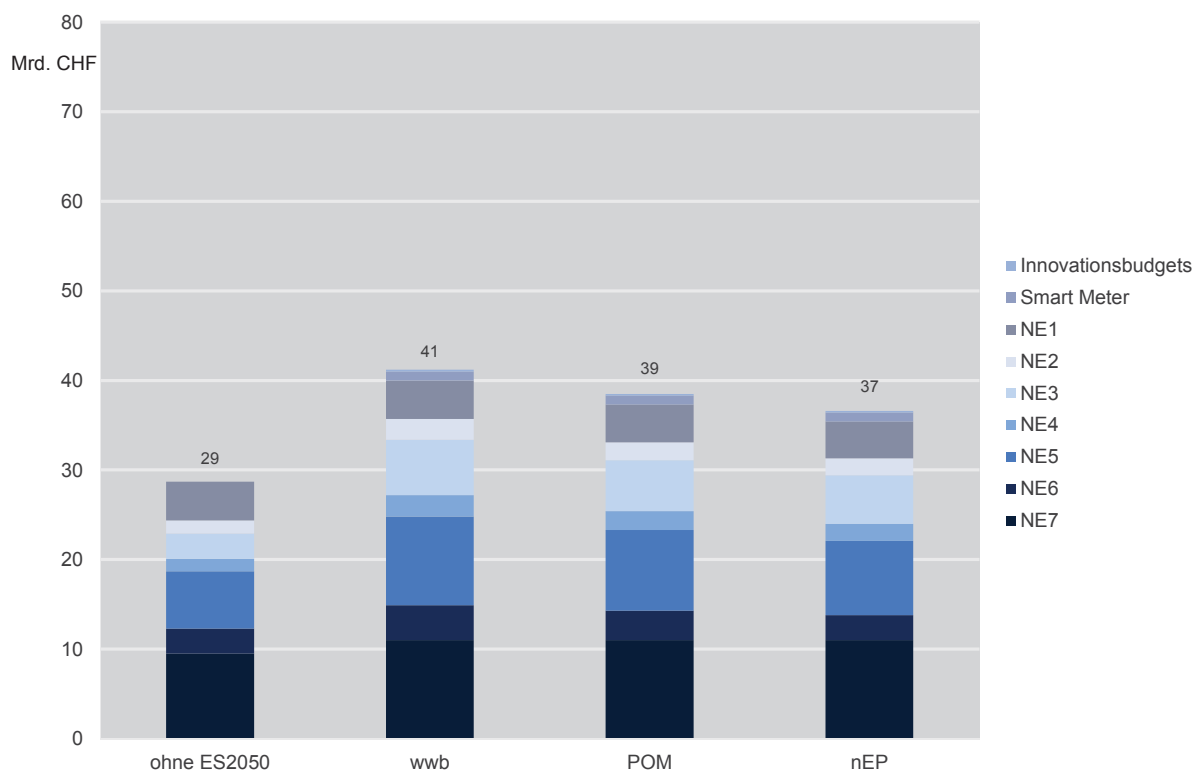


Bild 3.2: Investitionskosten der Nachfrageszenarien je Netzebene bis 2035, Angebotsvariante C+E

In Bild 3.3 ist dargestellt, wie sich die Mehrkosten welche aufgrund Verkabelung entstehen, auf Bestandserneuerungen und den zusätzlichen Netzausbau verteilen. In allen Szenarien wird der grösste Anteil der Mehrkosten durch Bestandserneuerungen verursacht. Im Szenario ww beträgt der Anteil der Verkabelungskosten, der auf Bestandserneuerungen zurückzuführen ist, an den gesamten Verkabelungskosten ca. 74%, im Szenario POM ca. 78% und im Szenario nEP ca. 79%.

Die dem Bild 3.3 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind in A.5 tabellarisch dargestellt. Diese Tabelle enthält neben den gesamten Mehrkosten je Nachfragszenario auch eine Differenzierung nach Netzebenen.

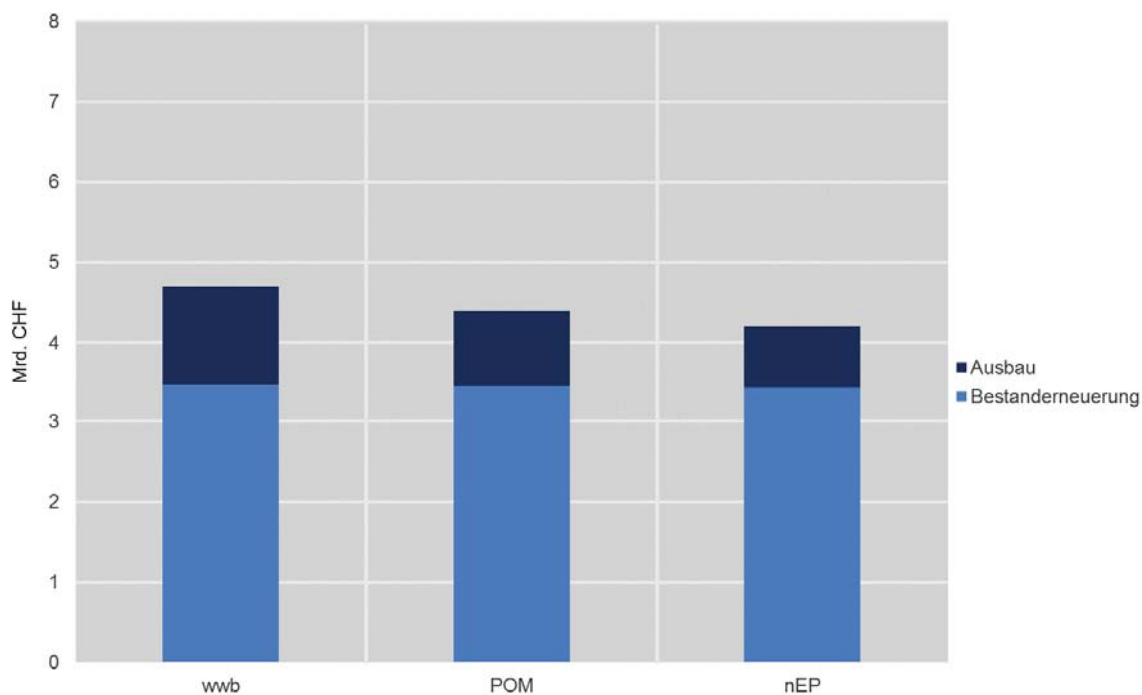


Bild 3.3: Anteil von Bestandserneuerung und Ausbau des Mehrkostenfaktors für die drei Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP in 2035 für die Angebotsvariante C+E

Die Investitionskosten für die **Angebotsvariante C+D+E** sind in Bild 3.4 grafisch dargestellt. In dieser Angebotsvariante betragen die Zusatzkosten gegenüber dem Fall ohne ES 2050 im Nachfrageszenario wwb ca. 14,4 Mrd. CHF, im Szenario POM 11,7 Mrd. CHF und im Szenario nEP ca. 9,3 Mrd. CHF.

Der im Vergleich zur Variante C+E höhere Investitionsbedarf entsteht im Wesentlichen durch den höheren Ausbau der dezentralen thermischen Erzeugung (WKK). Durch den höheren Ausbau der dezentralen Erzeugung sind die durch den Mehrkostenfaktor verursachten Kosten für die Verkabelung folglich auch höher. Die dadurch zusätzlich bedingten Mehrkosten sind im Vergleich zu den ohnehin für die Verkabelung anfallenden Kosten, die in hohem Masse vom Ersatz des heutigen Netzbestands geprägt sind, jedoch eher gering. Sie steigen z. B. im Szenario wwb von 4,7 auf 5,2 Mrd. CHF. Der Investitionsbedarf für die Verkabelung, die durch den lastbedingten Ausbau und die Bestandserneuerungen anfällt, ist hingegen genauso hoch wie in der Angebotsvariante C+E.

Erfolgt der Netzausbau rein konventionell (non smart), liegt der Investitionsbedarf im Szenario wwb um 1,5 Mrd. CHF, im Szenario POM um 1,4 Mrd. CHF und im Szenario nEP um 1,0 Mrd. CHF höher.

Insgesamt fallen also bis 2035 im Szenario POM und der Angebotsvariante C+D+E im schlimmsten Fall Mehrkosten von 13,1 Mrd. CHF im Rahmen der ES 2050 an, wenn man nur auf konventionellen Ausbau setzt und Smart Metering Systeme sowie Innovationbudgets mitrechnet. Wahrscheinlicher ist jedoch ein Ausbau, der auch auf regelbare Ortsnetzstationen zurückgreift (Variante smart). In dem Fall kann mit 11,7 Mrd. CHF bis 2035 gerechnet werden.

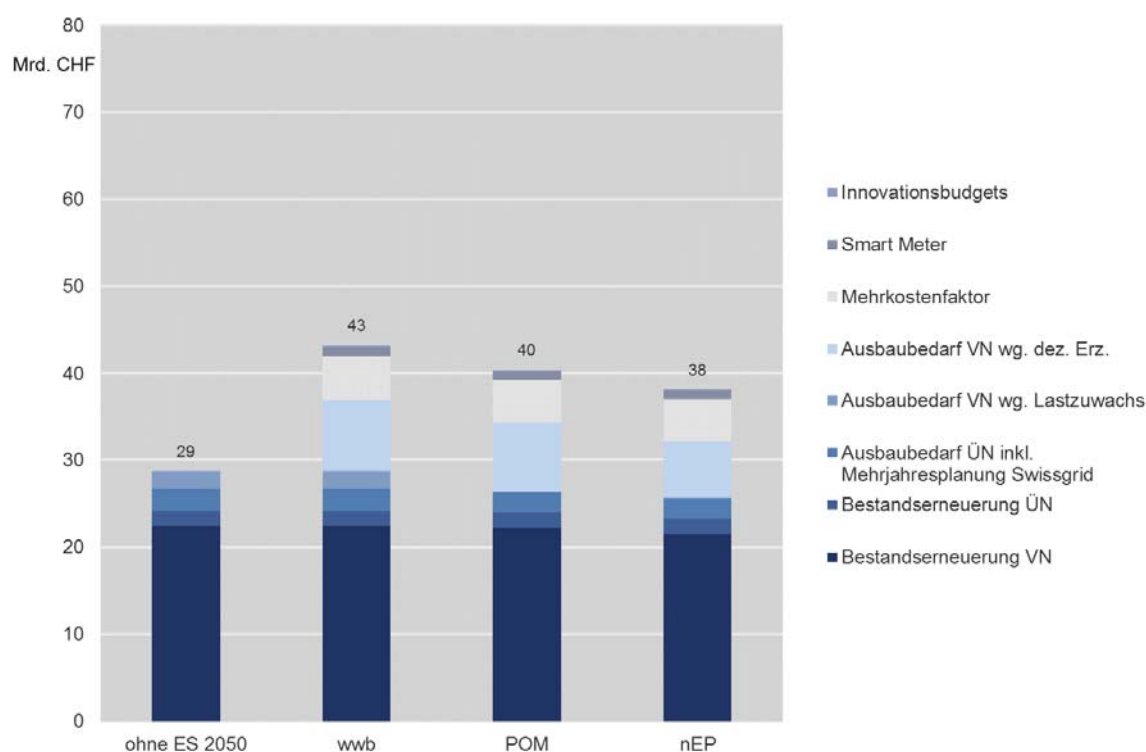


Bild 3.4: Investitionskosten der Nachfrageszenarien bis 2035, Angebotsvariante C+D+E

In Bild 3.5 sind die Investitionskosten bis 2035 nach Netzebenen dargestellt. Die Investitionskosten fallen in allen Szenarien schwerpunktmässig in den Leitungsebenen an. Der Anteil der Gesamtkosten, die in den Umspannebenen entstehen steigt im Vergleich zu den Zahlenwerten für die Angebotsvariante C+E etwas an und beträgt im Szenario ohne ES2050 ca. 23%, im Szenario wwB ca. 25%, im Szenario POM ca. 23% und im Szenario nEP ca. 22% der gesamten Ausbaukosten. Das Ungleichgewicht von Stations- zu Leitungskosten bleibt im Wesentlichen bestehen, obwohl der Anteil der Stationskosten in der Angebotsvariante C+D+E um 0,7 bis 0,8 Mrd. CHF höher ist als bei C+E.

Die dem Bild 3.5 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind, differenziert nach Kosten für Bestandserneuerungen und Mehrkosten für Ausbaumaßnahmen durch ES2050 und Lastzuwachs, im Anhangskapitel A.4 tabellarisch dargestellt.

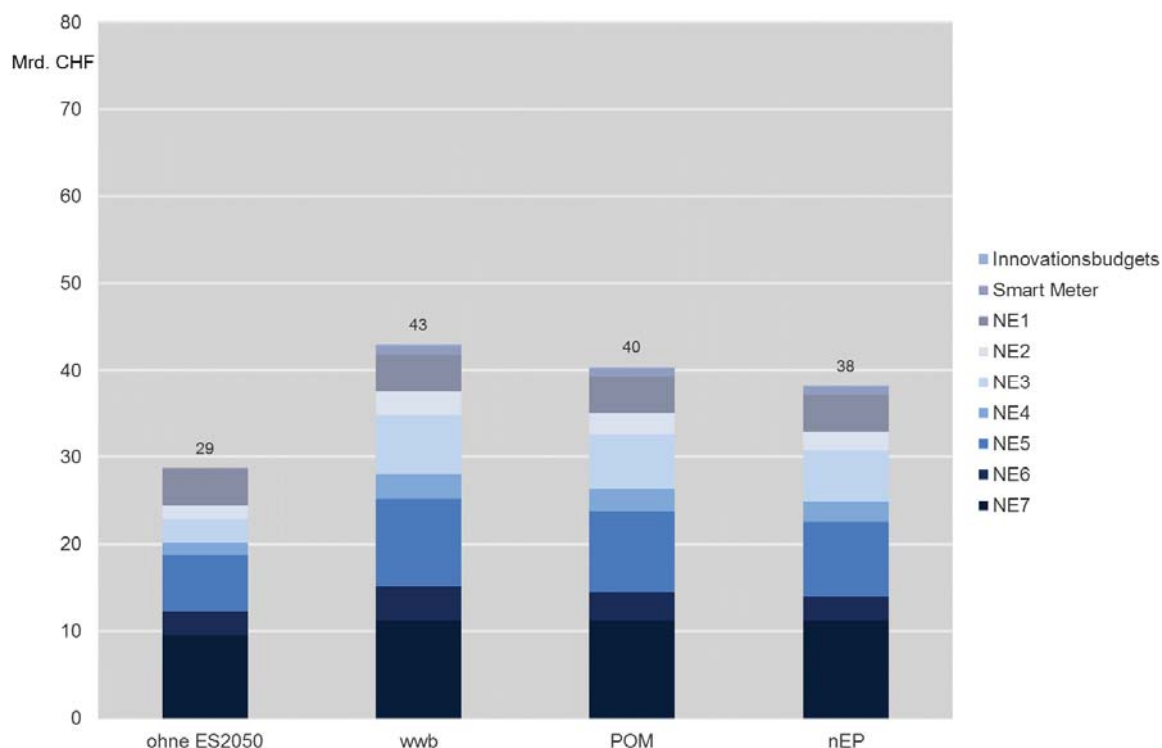


Bild 3.5: Investitionskosten der Nachfrageszenarien je Netzebene bis 2035, Angebotsvariante C+D+E

In Bild 3.6 ist dargestellt, wie sich die Mehrkosten, welche aufgrund Verkabelung entstehen, auf Bestandserneuerungen und den zusätzlichen Netzausbau verteilen. In allen Szenarien wird der grösste Anteil der Mehrkosten durch Bestandserneuerungen verursacht. Aber durch den höheren Ausbaubedarf, der mit der Angebotsvariante C+D+E gegenüber C+E entsteht, entfällt auch für der Mehrkostenfaktor ein höherer Anteil auf die Ausbaukosten. Im Szenario ww beträgt der Anteil der Verkabelungskosten, der auf Bestandserneuerungen zurückzuführen ist, an den gesamten Verkabelungskosten ca. 68%, im Szenario POM ca. 72% und im Szenario nEP ca. 74%.

Die dem Bild 3.6 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind in A.5 tabellarisch dargestellt. Diese Tabelle enthält neben den gesamten Mehrkosten je Nachfragszenario auch eine Differenzierung nach Netzebenen.

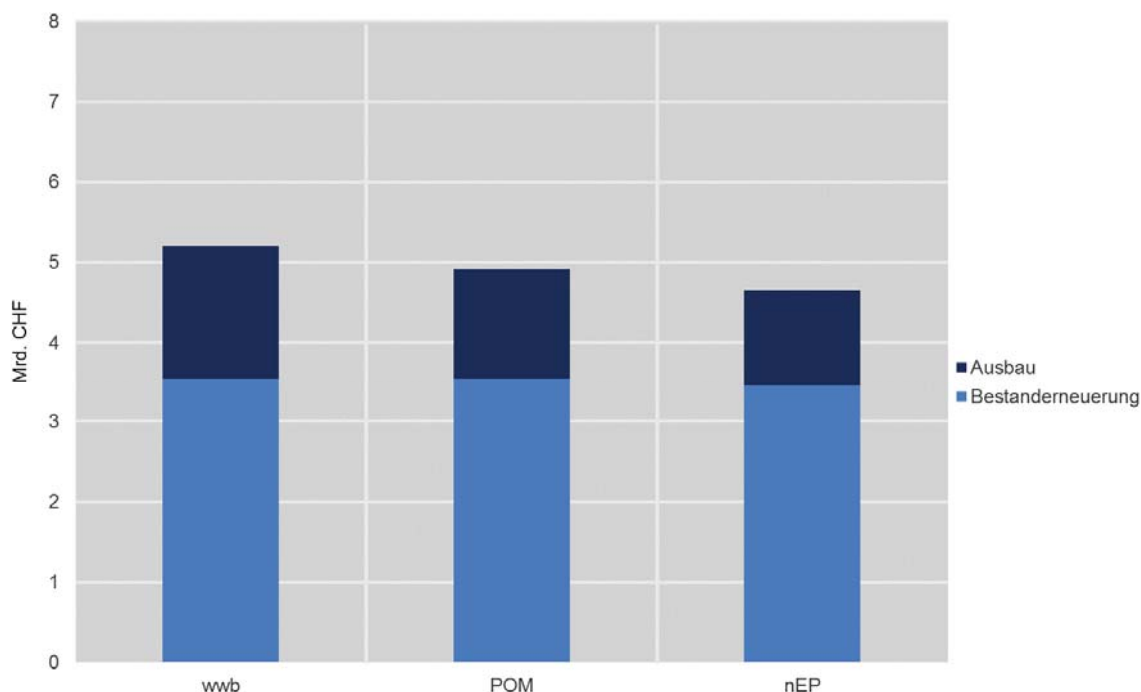


Bild 3.6: Anteil von Bestandserneuerung und Ausbau des Mehrkostenfaktors für die drei Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP in 2035 für die Angebotsvariante C+D+E

3.2.2 Bis 2050

In Tabelle 3.2 ist der Investitionsbedarf in die Schweizer Übertragungs- und Verteilungsnetze bis 2050 für die Angebotsvarianten C+E und C+D+E und die Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP im Vergleich zum Investitionsbedarf ohne ES 2050 dargestellt.

Der von den Angebotsvarianten und Nachfrageszenarien unabhängige Kostensockel für Smart-Metering-Komponenten und Innovationsbudgets steigt bis 2050. Für Smart-Meter fallen 1,3 Mrd. CHF (siehe Abschnitt 2.1.3) und für Innovationsbudgets 410 bis 445 Mio. CHF (siehe Abschnitt 2.2.2) an.

Verbrauch	ohne ES2050 (wwb)	wwb	POM	nEP
Produktion / Zubau	ohne ES2050	C+E		
Übertragungsnetz				
Bestandserneuerung	2,9	2,9	2,9	2,9
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
Verteilnetz				
Bestandserneuerung	39,2	39,2	39,2	36,5
Einfluss Lastzuwachs	3,7	3,7	0,3	0
Einfluss dezentrale Erzeugung	0	8,8	9,3	8,8
Einfluss MKF	0	6,8	6,4	6,0
Smart Meter (Mehrkosten) ¹²	0,0	1,3	1,3	1,3
Innovationsbudgets	0,0	0,4	0,4	0,4
Summe	48,6	65,9	62,5	58,5
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	17,3	13,9	9,9
Produktion / Zubau		C+D+E		
Übertragungsnetz				
Bestandserneuerung	2,9	2,9	2,9	2,9
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
Verteilnetz				
Bestandserneuerung	39,2	39,2	39,2	36,5
Einfluss Lastzuwachs	3,7	3,7	0,3	0
Einfluss dezentrale Erzeugung	0	12,2	12,7	9,1
Einfluss MKF	0	7,5	7,2	6,4
Smart Meter (Mehrkosten) ¹³	0,0	1,3	1,3	1,3
Innovationsbudgets	0,0	0,4	0,4	0,4
Summe	48,6	70,0	66,7	59,2
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	21,4	18,1	10,6
Zusatzkosten bei non smartem Netzausbau (ohne rONT)				
C+E (Produktion / Zubau)	-	1,7	1,6	1,4
C+D+E (Produktion / Zubau)	-	2,4	2,2	1,5

Tabelle 3.2: Investitionskosten [Mrd. CHF] bis 2050

Die Investitionskosten der drei Nachfrageszenarien in der **Angebotsvariante C+E** im Vergleich zum Investitionsbedarf ohne ES 2050 sind in Bild 3.7 dargestellt.

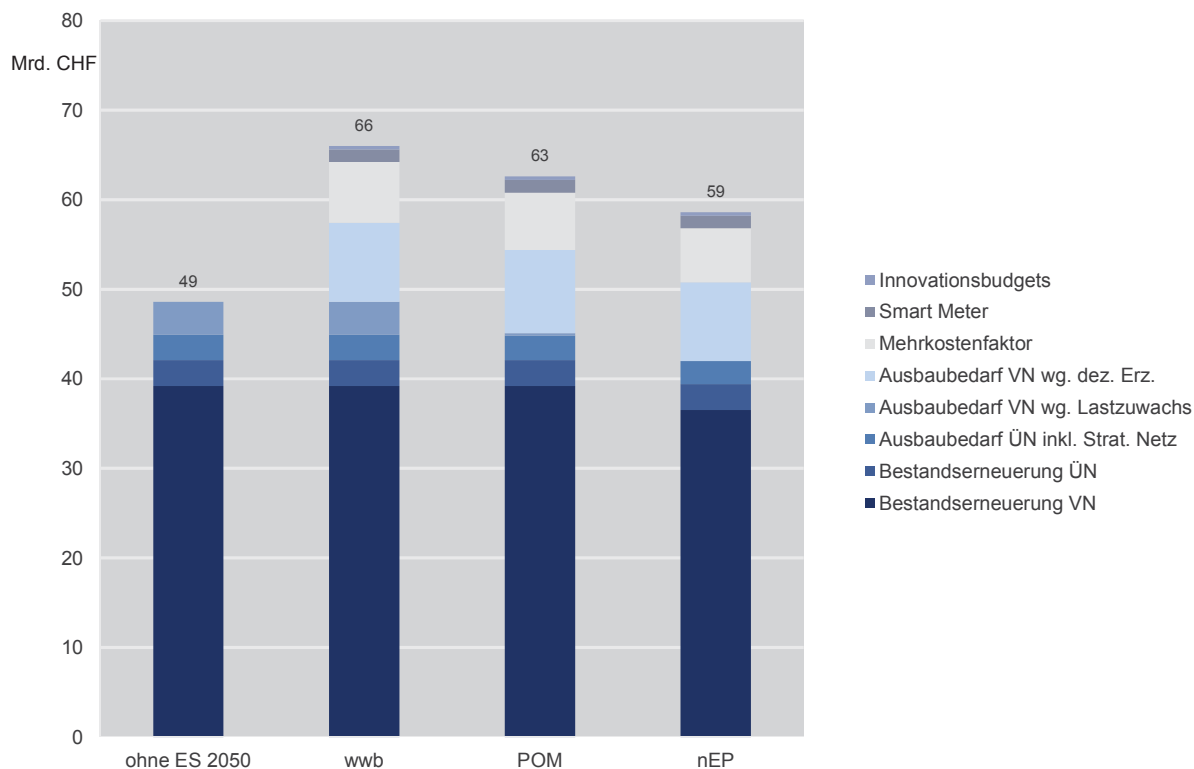


Bild 3.7: Investitionskosten der Nachfrageszenarien bis 2050, Angebotsvariante C+E

Im Szenario wwB sind gegenüber dem Fall ohne ES 2050 zusätzliche Investitionen von ca. 17,4 Mrd. CHF erforderlich. Hiervon werden durch die Zunahme der Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen ca. 8,8 Mrd. CHF, durch die Verkabelung infolge des Mehrkostenfaktors ca. 6,8 Mrd. CHF und durch Smart Metering und Innovationsbudgets ca. 1,7 Mrd. CHF verursacht. Diese Mehrkosten enthalten die Mehrkosten, die durch die Verkabelung im Rahmen der Bestandserneuerung sowie des durch die dezentrale Einspeisung getriebenen Netzausbaus entstehen. Würde der Netzausbau konventionell (non smart) erfolgen, also keine regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden, so würden die Kosten – inklusive der Verkabelung – bis 2050 nochmals um ca. 1,7 Mrd. CHF höher liegen.

¹² Die Smart Meter Kosten enthalten keine Kosten für Rundsteueranlagen. Würden diese Kosten berücksichtigt, wären die genannten Kosten um ca. 10% höher.

¹³ Die Smart Meter Kosten enthalten keine Kosten für Rundsteueranlagen. Würden diese Kosten berücksichtigt, wären die genannten Kosten um ca. 10% höher.

In Bild 3.8 sind die Investitionskosten bis 2050 nach Netzebenen dargestellt. Die Investitionskosten fallen in allen Szenarien weiterhin schwerpunktmässig in den Leitungsebenen an. Der Anteil der Gesamtkosten, die in den Umspannebenen entstehen beträgt im Szenario ohne ES2050 ca. 23%, im Szenario wwB ca. 25%, im Szenario POM ca. 24% und im Szenario nEP ca. 22%.

Die dem Bild 3.8 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind, differenziert nach Kosten für Bestandserneuerungen und Mehrkosten für Ausbaumaßnahmen durch ES2050 und Lastzuwachs, im Anhangskapitel A.4 tabellarisch dargestellt.

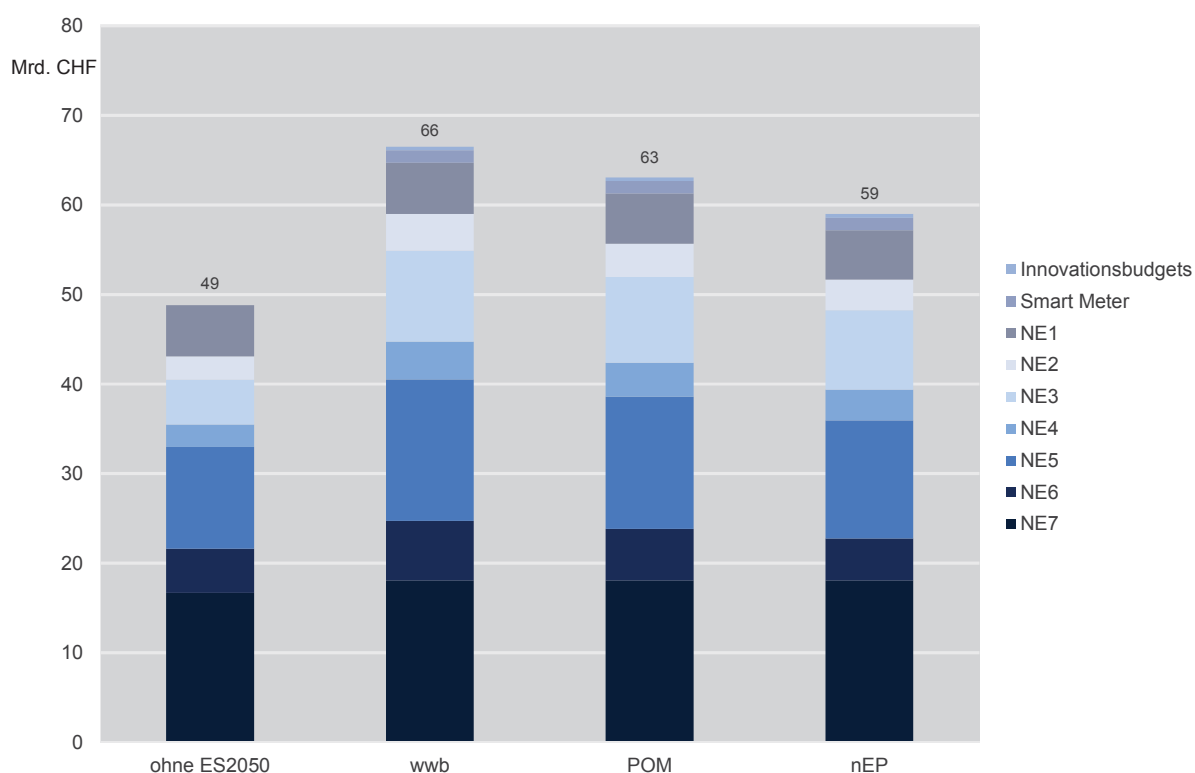


Bild 3.8: Investitionskosten der Nachfrageszenarien je Netzebene bis 2050, Angebotsvariante C+E

In Bild 3.9 ist dargestellt, wie sich die Mehrkosten, welche aufgrund Verkabelung entstehen, auf Bestandserneuerungen und den zusätzlichen Netzausbau verteilen. In allen Szenarien wird weiterhin der grösste Anteil der Mehrkosten durch Bestandserneuerungen verursacht. Es findet jedoch eine geringe Kostenverschiebung in Richtung der Kosten für zusätzlichen Netzausbau statt. Im Szenario wwB beträgt der Anteil der Verkabelungskosten, der auf Bestandserneuerungen zurückzuführen ist, an den gesamten Verkabelungskosten ca. 71%, im Szenario POM ca. 75% und im Szenario nEP ca. 75%.

Die dem Bild 3.9 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind in A.5 tabellarisch dargestellt. Diese Tabelle enthält neben den gesamten Mehrkosten je Nachfrageszenario auch eine Differenzierung nach Netzebenen.

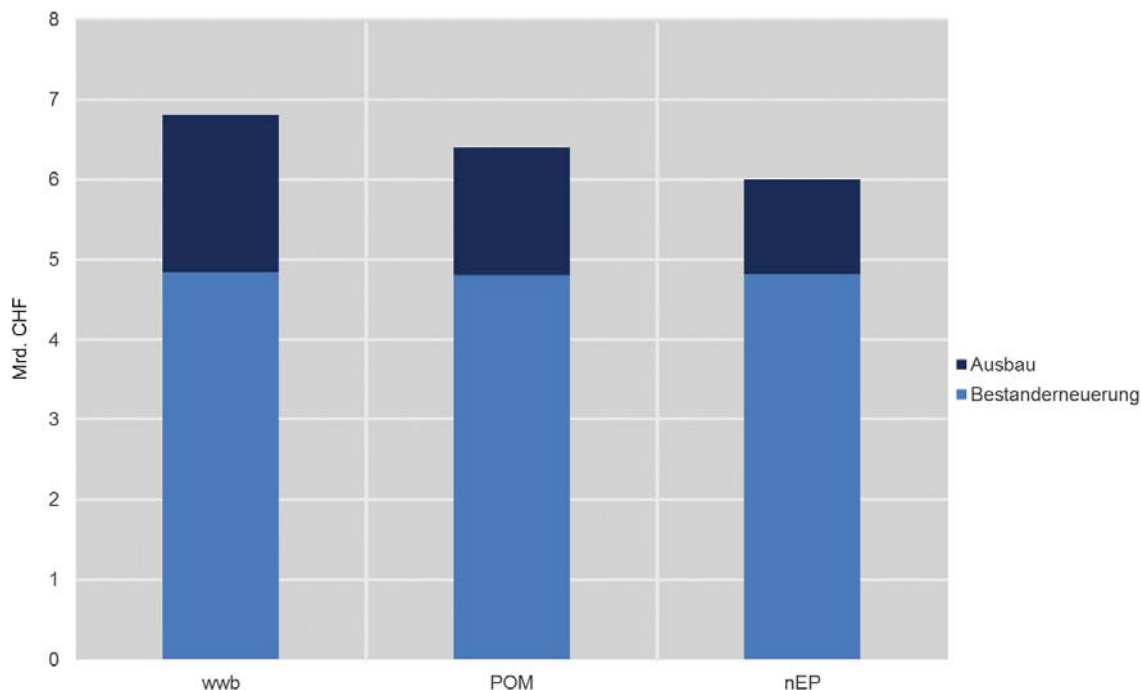


Bild 3.9: Anteil von Bestandserneuerung und Ausbau des Mehrkostenfaktors für die drei Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP in 2050 für die Angebotsvariante C+E

Im Szenario POM sind gegenüber dem Fall ohne ES2050 zusätzliche Investitionen von ca. 13,9 Mrd. CHF erforderlich. Von diesen entfallen ca. 9,3 Mrd. CHF auf den Netzausbau infolge der Zunahme dezentraler Erzeugung. Da der Lastzuwachs im Vergleich zu heute im Szenario POM jedoch eher gering ist, steigen die Kosten für den lastbedingten Zubau nur um ca. 0,3 Mrd. CHF. Für die Verkabelung fallen in diesem Nachfrageszenario ca. 6,4 Mrd. CHF an. Würde der Netzausbau konventionell (non smart) erfolgen so würden die Kosten bis 2050 nochmals um ca. 1,6 Mrd. CHF höher liegen.

Im Szenario nEP sind gegenüber der Variante ohne ES 2050 9,9 Mrd. CHF an zusätzlichen Investitionskosten erforderlich. Da in diesem Szenario kein Lastzuwachs, sondern eine Lastabnahme unterstellt wird, sinken die Kosten für die Bestandserneuerungsmassnahmen um 2,7 Mrd. CHF auf 36,5 Mrd. CHF. In Kombination mit diese Einsparungen durch Einsparungen beim Lastzuwachs und den durch diesen Effekt ebenfalls geringeren Verkabelungskosten

in Höhe von 6,0 Mrd. CHF werden die durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung bedingten Netzausbauinvestitionen in Höhe von 8,8 Mrd. CHF „überkompensiert“. Würde der Netzausbau konventionell (non smart) erfolgen so würden die Kosten bis 2050 nochmals um ca. 1,4 Mrd. CHF höher liegen.

Die Investitionskosten bis 2050 für die drei Nachfrageszenarien in der **Angebotsvariante C+D+E** im Vergleich zum Fall ohne ES 2050 sind in Bild 3.10 dargestellt. Im Szenario wwB sind die Investitionskosten um 21,5 Mrd. CHF gegenüber dem Fall ohne ES 2050 höher. Im Szenario POM betragen diese Mehrkosten 18,2 Mrd. CHF. Im Szenario nEP betragen die Zusatzkosten gegenüber dem Fall ohne ES2050 10,7 Mrd. CHF und liegen damit nur ca. 0,8 Mrd. CHF höher als in der Variante C+E.

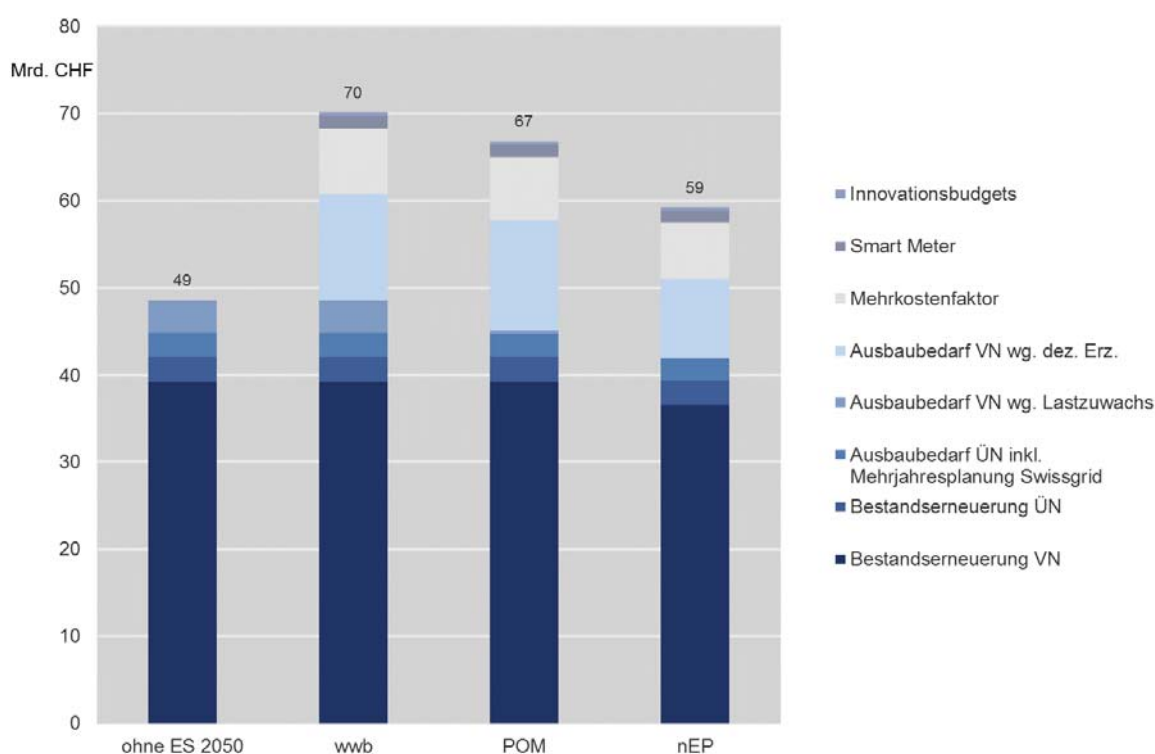


Bild 3.10 Investitionskosten der Nachfrageszenarien bis 2050, Angebotsvariante C+D+E

Auffällig ist in der Variante C+D+E, dass der Kostenunterschied zwischen den Szenarien nEP und POM deutlich grösser ist als in der Variante C+E. Das Szenario POM ist in der Variante C+D+E um ca. 12% teurer als das Szenario nEP, während dieser Abstand in der Variante C+E nur ca. 7% beträgt. Zu erklären ist dies mit dem unterschiedlichen Ausbaubedarf der durch den Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen entsteht. In der Angebotsvariante C+D+E steigt der Ausbaubedarf im Szenario wwB ggü. 2035 um ca. 51 % und im Szenario POM um ca. 59 %. Im Szenario nEP beträgt der Kostenzuwachs aber nur ca. 39 %. In der Angebotsvariante C+E

steigt der Ausbaubedarf in diesem Zeitraum aufgrund des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen im Szenario wwB um ca. 33 %, im Szenario POM um ca. 41 % und im Szenario nEP um ca. 52 %. Das heisst in der Angebotsvariante C+D+E ist der Zuwachs des Ausbaubedarfs von 2035 nach 2050 aufgrund des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen in den Szenarien wwB und POM jeweils höher als in der Angebotsvariante C+E, während dieser Zuwachs im Szenario nEP in der Angebotsvariante C+D+E niedriger ist als in der Angebotsvariante C+E. Dies wiederum ist mit den unterschiedlichen Ausbaupfaden der dezentralen WKK-Anlagen in der Angebotsvariante C+D+E zu erklären. Während bis 2035 in allen drei Nachfrageszenarien WKK-Erzeugungsanlagen in ähnlichen Masse zugebaut werden, und dieser Zubau in den Nachfrageszenarien wwB und POM bis 2050 auch weitergeführt wird, findet im Szenario nEP bis 2050 ein Rückbau der dezentralen WKK-Anlagen statt. Dieser Rückbau wiederum wird durch den Rückgang von Last und Verbrauch verursacht, der im Nachfrageszenario nEP von heute bis 2050 prognostiziert wird. Der gesamte Ausbaubedarf für dezentrale Erzeugungsanlagen wird somit im Wesentlichen durch den Zubau der dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen bestimmt.

Würde der Netzausbau konventionell (non smart) erfolgen, so würden im Szenario wwB bis 2050 zusätzliche Kosten von ca. 2,4 Mrd. CHF, im Szenario POM 2,2 Mrd. CHF und im Szenario nEP 1,5 Mrd. CHF anfallen.

In Bild 3.11 sind die Investitionskosten bis 2050 nach Netzebenen dargestellt. Die Investitionskosten fallen in allen Szenarien auch in der Angebotsvariante C+D+E schwerpunktmässig in den Leitungsebenen an. Der Anteil der Gesamtkosten, die in den Umspannebenen entstehen, beträgt im Szenario ohne ES2050 ca. 23%, im Szenario wwB ca. 26%, im Szenario POM ca. 25% und im Szenario nEP ca. 22%.

Die dem Bild 3.11 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind, differenziert nach Kosten für Bestandserneuerungen und Mehrkosten für Ausbaumaßnahmen durch ES2050 und Lastzuwachs, im Anhangskapitel A.4 tabellarisch dargestellt.

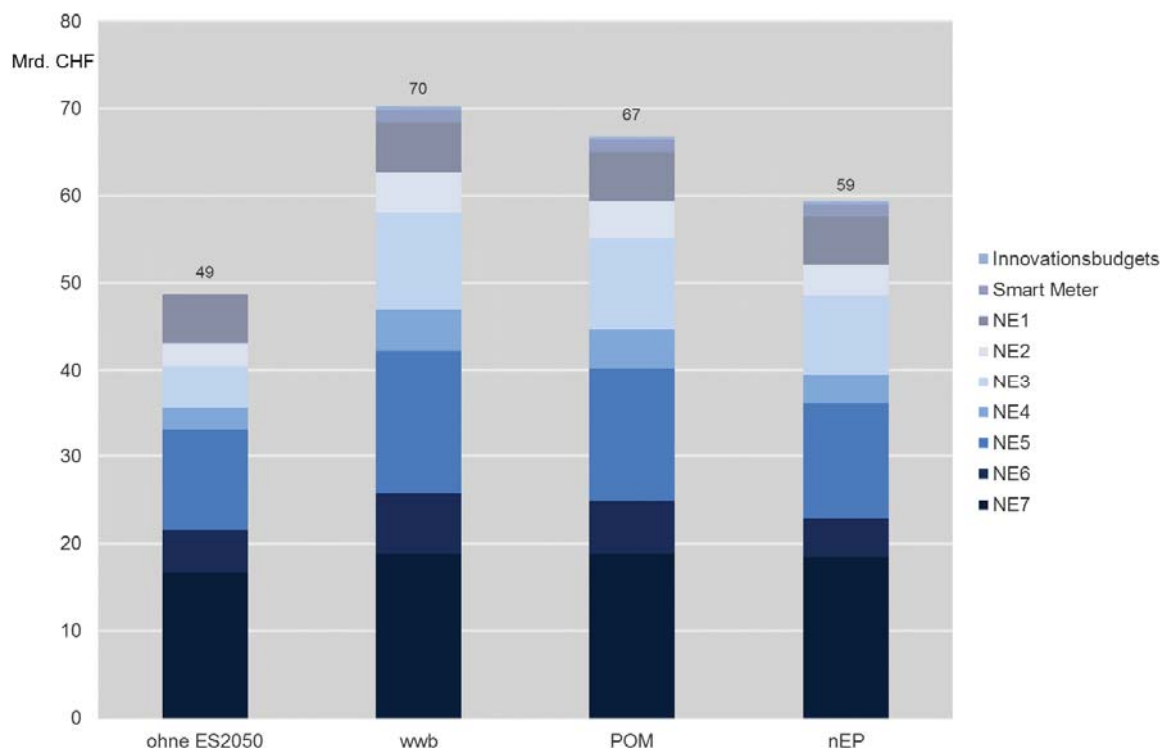


Bild 3.11: Investitionskosten der Nachfrageszenarien je Netzebene bis 2050, Angebotsvariante C+D+E

In Bild 3.12 ist dargestellt, wie sich die Mehrkosten welche aufgrund Verkabelung entstehen, auf Bestandserneuerungen und den zusätzlichen Netzausbau verteilen. In der Angebotsvariante C+D+E sind die Verkabelungskosten für den zusätzlichen Ausbau der Netze höher als in der Variante C+E. Aber auch in dieser Angebotsvariante wird der grösste Anteil der Mehrkosten durch Bestandserneuerungen verursacht. Es findet jedoch, im Vergleich zu 2035, eine geringe Kostenverschiebung in Richtung der Kosten für zusätzlichen Netzausbau statt. Im Szenario ww beträgt der Anteil der Verkabelungskosten, der auf Bestandserneuerungen zurückzuführen ist, an den gesamten Verkabelungskosten ca. 68%, im Szenario POM ca. 72% und im Szenario nEP ca. 75%.

Die dem Bild 3.12 zugrunde liegenden Zahlenwerte sind in A.5 tabellarisch dargestellt. Diese Tabelle enthält neben den gesamten Mehrkosten je Nachfragszenario auch eine Differenzierung nach Netzebenen.

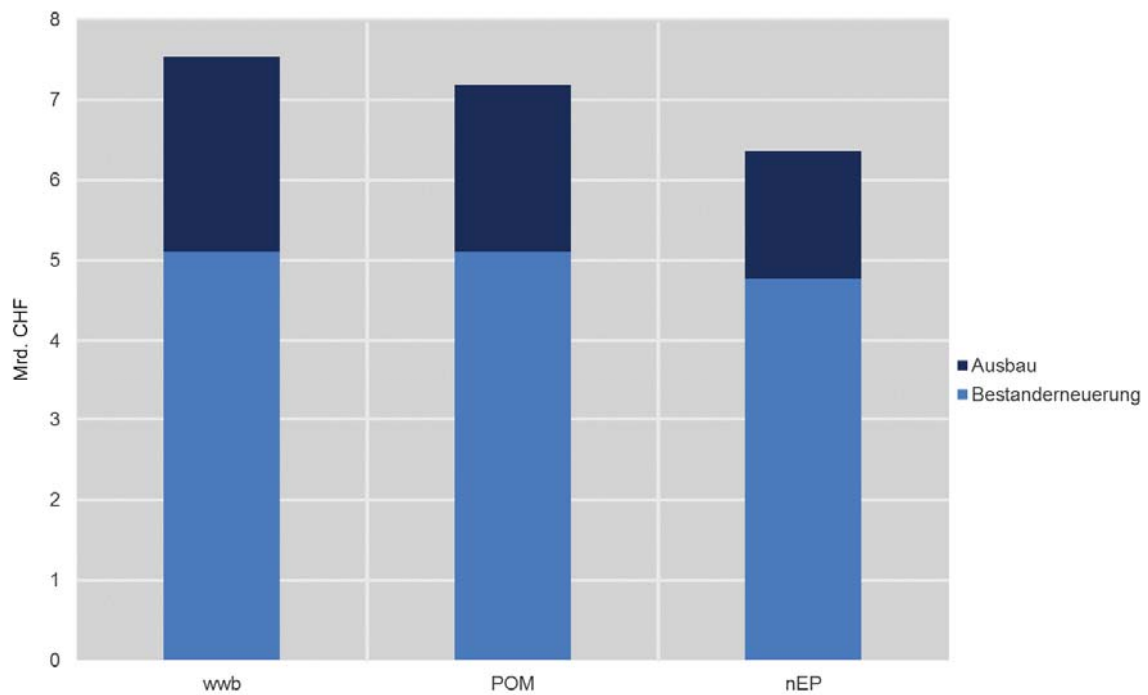


Bild 3.12: Anteil von Bestandserneuerung und Ausbau des Mehrkostenfaktors für die drei Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP in 2050 für die Angebotsvariante C+D+E

4 Ergebnisse - Annuitäten

Neben den in Kapitel 3 dargestellten Investitionskosten werden zur Bewertung des erforderlichen Netzausbaus und der Aufwendungen für Smart Metering Systeme die jährlichen Kosten (Annuitäten) betrachtet. Die Annuitäten umfassen sowohl Kapitalkosten als auch Betriebskosten. Die der Annuitätsberechnung zugrundeliegenden Kalkulationsparameter sind in Abschnitt 2.7 beschrieben.

Zu den Betriebskosten werden die planbaren Wartungs- und Instandhaltungskosten an den Netzbetriebsmitteln und die Kosten für den Betrieb von Smart Metering Systemen (siehe Abschnitte 2.1.3 und 2.6) gerechnet. Sämtliche weiteren Kosten, welche von Netzbetreibern als Betriebskosten angesehen werden, wie zum Beispiel Kosten für Netzführung und die Beseitigung von Störungsauswirkungen sind genauso wie die Kosten für Systemdienstleistungen auf Netzebene 1 an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Mit Blick auf die Netzebene 1 sind insbesondere auch die Kosten für Systemdienstleistungen nicht berücksichtigt.

4.1 Ohne Energiestrategie 2050

Ohne Umsetzung der Massnahmen aus der ES 2050, d. h. unter Annahme des Nachfrageszenarios wwB, ohne Anwendung eines Mehrkostenfaktors (Verkabelung) und ohne Smart Metering und Innovationsbudgets (siehe Abschnitt 2.3) belaufen sich die jährlichen Kosten im Jahr 2035 auf 3,7 Mrd. CHF und im Jahr 2050 auf 3,8 Mrd. CHF. Davon entfallen in beiden Betrachtungsjahren ca. 9%, auf Betriebskosten. Also 330 Mio. CHF in 2035 und 340 Mio. CHF in 2050. Rechnerisch ergibt sich für den heutigen Netzbestand eine Annuität von ca. 3,6 Mrd. CHF, wovon ca. 320 Mio. CHF auf Betriebskosten entfallen.

Die gesamten jährlichen Kosten nehmen somit von 2015 bis 2035 respektive von 2035 bis 2050 jeweils um lediglich ca. 3% zu.

4.2 Mit Energiestrategie 2050

Die jährlichen Kosten für die Jahre 2035 und 2050 für alle Nachfrageszenarien in der Angebotsvariante C+E im Vergleich zu den jährlichen Kosten ohne Umsetzung der ES 2050 sind in Bild 4.1 differenziert nach Kapital- und Betriebskosten dargestellt. Die unteren (helleren) Säulenteile stellen dabei die Betriebskosten und die dunkler eingefärbten Säulenteile die Kapitalkosten dar. Wie bei den Investitionskosten sind auch die jährlichen Kosten für das Szenario

wwb am höchsten, die des Szenarios nEP am niedrigsten, während die Kosten für das Szenario POM dazwischen liegen. In 2035 sind die jährlichen Kosten für das Szenario wwb mit ca. 4,4 Mrd. CHF um ca. 19% teurer als ohne Umsetzung der ES 2050. Im Szenario POM betragen die jährlichen Kosten ca. 4,2 Mrd. CHF und damit ca. 14% mehr als im Szenario ohne ES 2050. Für das Nachfrageszenario nEP ergeben sich 4,1 Mrd. CHF, was ca. 11% mehr als im Szenario ohne ES 2050 sind.

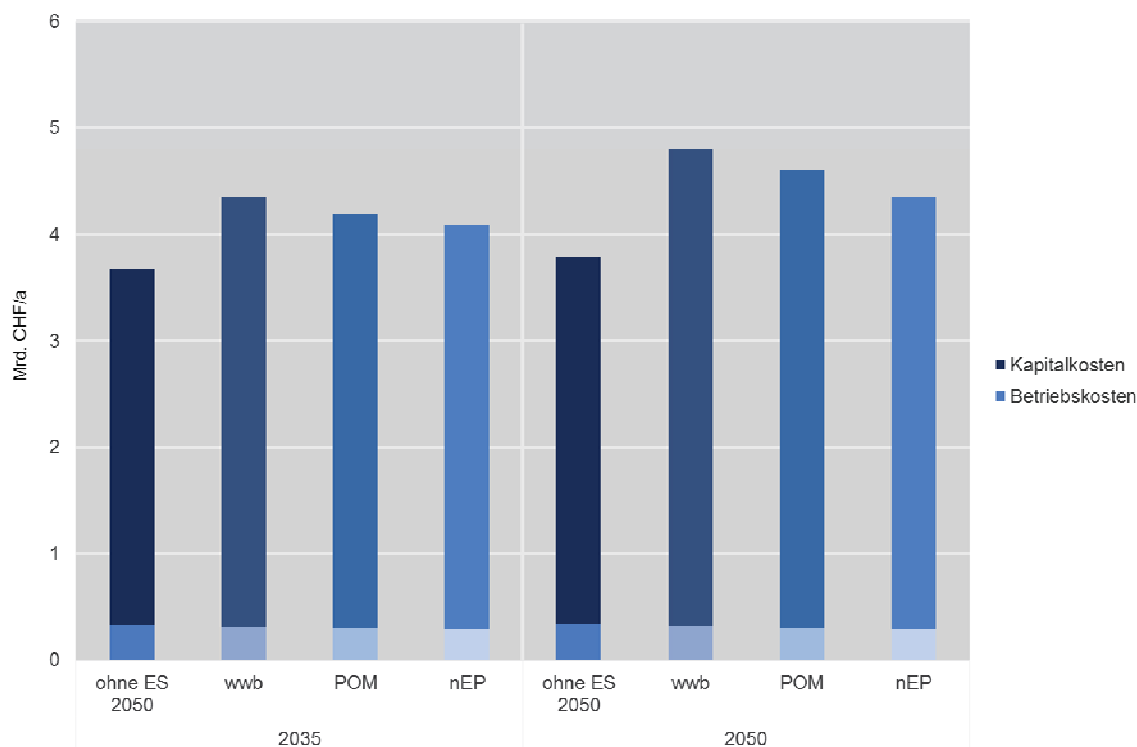


Bild 4.1: Jährliche Kosten über alle Netzebenen für die Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP und die Angebotsvariante C+E

Die Betriebskosten betragen im Szenario wwb ca. 310 Mio. CHF und in den Szenarien POM nEP ca. 300 Mio. CHF. Dies entspricht in allen Szenarien einem prozentualen Anteil von ca. 7%. Im Vergleich zum Szenario ohne ES2050 entspricht dies einem Rückgang von ca. 2%. Dieser Rückgang ist mit dem höheren Anteil von Kabeln in den Verteilungsnetzebenen zu erklären, da Kabel naturgemäss weniger Wartungskosten verursachen als Freileitungen. Zwar führt der Ausbau der dezentralen Erzeugung zu einem Ausbau der Umspannebenen wodurch in diesen der Betriebskostenanteil vergrößert wird, aber dieser Kostenanstieg in den Umspannebenen wird durch den Rückgang der Wartungskosten in den Netzebenen überkompensiert, da

der Anteil der leitungsbezogenen Betriebskosten ca. 80% ausmacht und daher wesentlich höher ist, als die Betriebskosten der Umspannebenen.

Im Jahr 2050 sind die jährlichen Kosten für das Szenario wwB mit ca. 4,8 Mrd. CHF um ca. 27% teurer als ohne Umsetzung der ES 2050. Im Szenario POM betragen die jährlichen Kosten ca. 4,6 Mrd. CHF und damit ca. 22% mehr als im Szenario ohne ES 2050. Für das Szenario nEP ergeben sich ca. 4,4 Mrd. CHF, was ca. 15% mehr als im Szenario ohne ES 2050 sind.

Die Betriebskosten belaufen sich im Jahr 2050 für das Szenario wwB auf ca. 320 Mio. CHF, im Szenario POM auf ca. 300 Mio CHF und im Szenario nEP auf ca. 290 Mio. CHF. Dies entspricht jeweils einem Betriebskostenanteil von ca. 6,5% der jährlichen Gesamtkosten. Dieser weitere Rückgang des Betriebskostenanteils ist auch hier mit dem gegenüber früheren Betrachtungsjahren höheren Verkabelungsgrad zu erklären.

In Bild 4.2 sind analog die jährlichen Kosten der drei Nachfrageszenarien für die Angebotsvariante C+D+E differenziert nach Kapital- und Betriebskosten dargestellt. Die unteren (helleren) Säulenteile stellen dabei die Betriebskosten und die dunkler eingefärbten Säulenteile die Kapitalkosten dar. Die höheren Investitionskosten dieser Angebotsvariante führen natürlich auch zu höheren jährlichen Kosten als in der Variante C+E, ohne, dass sich dabei die Reihenfolge der Nachfrageszenarien ändert.

Im Szenario wwB ergeben sich in 2035 für die Angebotsvariante C+D+E jährliche Kosten von ca. 4,5 Mrd. CHF, was Mehrkosten von ca. 25% zu den Kosten ohne Umsetzung der ES 2050 bedeutet. POM ist mit 4,3 Mrd. CHF um 19% und nEP mit 4,2 Mrd. CHF um 17% teurer als das Szenario ohne Umsetzung der ES 2050.

Im Jahr 2050 steigen die Kosten für das Szenario wwB auf ca. 5,0 Mrd. CHF, was einen Zuwachs um 28% im Vergleich zum Szenario ohne ES 2050 bedeutet. Im Szenario POM ist mit jährlichen Kosten von ca. 4,8 Mrd. CHF zu rechnen. Damit ist dieses Szenario um ca. 26% teurer als wenn die ES 2050 nicht umgesetzt würde. Die schon in Abschnitt 3.2.2 beschriebene deutliche Kostendifferenz des Szenarios nEP zum Szenario POM spiegelt sich auch in den jährlichen Kosten wider. Diese ist beim Szenario nEP mit ca. 4,3 Mrd. CHF um 100 Mio. CHF teurer als in 2035. Damit ist nEP in 2050 um ca. 13% teurer als das Szenario ohne ES 2050.

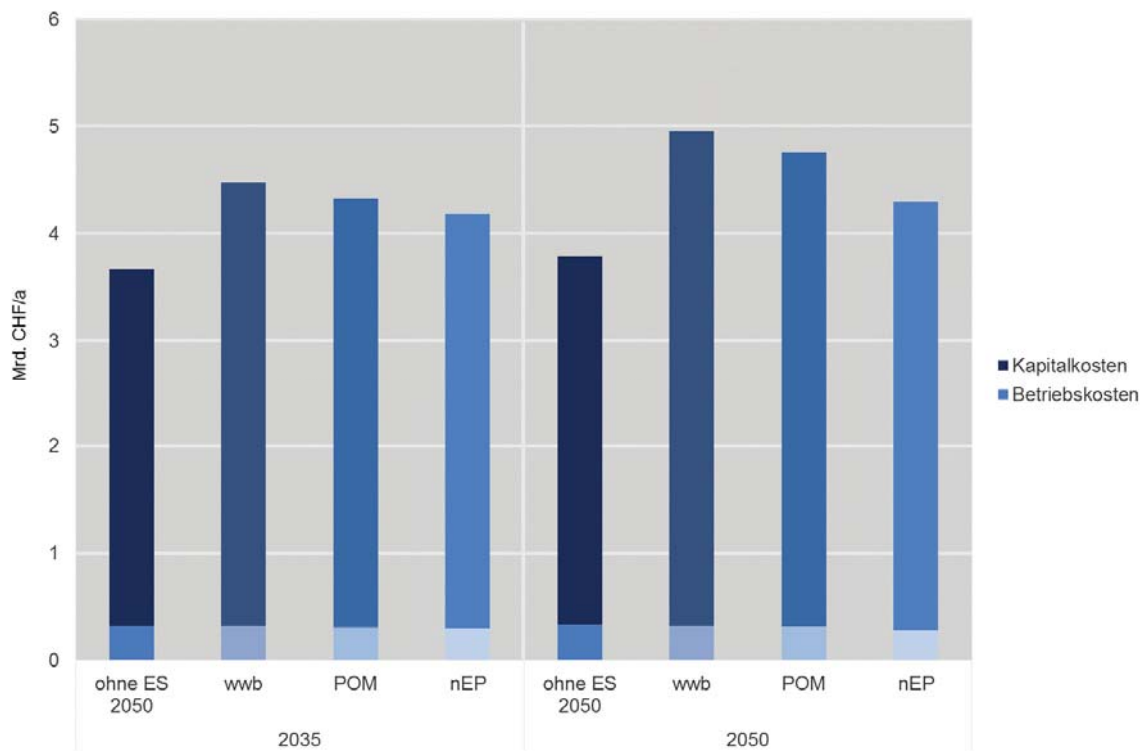


Bild 4.2: Jährliche Kosten über alle Netzebenen für die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP und die Angebotsvariante C+D+E

In der Angebotsvariante C+D+E beträgt Anteil der Betriebskosten der welche für die Betriebsmittel der Umspannungsebenen aufgewendet werden muss, ca. 23% und ist damit ca. 3% höher als in der Angebotsvariante C+E. Dies führt dazu, dass die, durch den grösseren Anteil der dezentralen thermischen Erzeugung bedingten, höheren Ausbaurkosten in den Umspannebenen in den gesamten Betriebskosten nur zu geringen Änderungen des prozentualen Betriebskostenanteils führen. Damit liegen die Betriebskostenanteile prozentual auf dem gleichen Niveau wie in der Angebotsvariante C+E, führen absolut zu entsprechend höheren Betriebskosten als bei C+E.

Im Jahr 2035 betragen die Betriebskosten für das Szenario wwB ca. 320 Mio. CHF, im Szenario POM ca. 310 Mio. CHF und im Szenario nEP ca. 300 Mio. CHF. Dies entspricht in allen Szenarien einem prozentualen Anteil von ca. 7%. Im Jahr 2050 sinkt dieser prozentuale Betriebskostenanteil auf ca. 6,5%. In den Szenarien wwB und POM steigen damit die Betriebskosten auf 330 Mio. CHF bzw. 310 Mio. CHF. Im Szenario nEP dagegen sinken die Betriebskosten entsprechend den berechneten jährlichen Kosten auf ca. 280 Mio. CHF.

5 Ergebnisse - Netznutzungsentgelte

Die in Kapitel 4 dargestellten Veränderungen der annuitätischen Netzkosten haben natürlich Folgen für die Höhe der Netznutzungsentgelte. Eine Betrachtung der Veränderungen der Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung der Wirkung der Kostenwälzung – wie sie der heutigen Netznutzungsentgeltberechnung zu Grunde liegt (siehe auch Abschnitt 2.6) – führt zu den nachfolgend beschriebenen Ergebnissen.

Diese Betrachtungen werden zur Illustration am Beispiel eines Haushaltskunden mit Verbrauchsprofil H4 und eines Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5 vorgenommen. Der Durchschnittswert der Netznutzungsentgelte in NE 7 beträgt im Jahr 2015 für Haushaltskunden laut ElCom 10,2 Rp/kWh. Für einen Gewerbekunden in der Netzebene 5 mit dem Verbrauchsprofil C5 beträgt der Durchschnittswert der Netznutzungsentgelte laut Elcom 5,8 Rp/kWh.

5.1 Ohne Energiestrategie 2050

Unter der Annahme, dass die ES2050 nicht umgesetzt wird (d. h. es findet ausschliesslich ein lastbedingter Netzausbau nach wwB ohne Verkabelung statt), sinken die Netznutzungsentgelte für die NE 7 gegenüber dem heutigen Wert um ca. 0,3 Rp/kWh (ca. -3%) auf 9,9 Rp/kWh in 2035 und um ca. 0,7 Rp/kWh (ca. -7%) auf 9,5 Rp/kWh in 2050.

Für die NE 5 ergibt sich in 2035 ein marginaler Anstieg der Netznutzungsentgelte um ca. 0,04 Rp./kWh (ca. +0.7%) auf 5.84. In 2050 sinken die Netznutzungsentgelte wieder auf ca. 5,6 Rp./kWh (ca. -3.4%).

Die in Abschnitt 2.1.4 dargestellten Veränderungen der Leistungs- und Energiebezüge in den jeweiligen Netzebenen führen aufgrund des Kostenwälzungsmechanismus zu einer Verschiebung der Kostenanteile, welche von den Verbrauchern in den jeweiligen Netzebenen zu tragen sind. Der Anteil der von Kunden der Netzebene 7 zu tragenden Gesamtkosten sinkt von heute ca. 76% auf 72% in 2035 und auf 71% in 2050. Die steigenden Netzkosten werden auf einen höheren Verbrauch in der Netzebene 7 umgelegt (Anstieg um ca. 10% bis 2050), so dass sich trotz einem Anstieg der Gesamtkosten aller Netzebenen von heute auf 2035 um ca. 3% und von heute auf 2050 um ca. 6% für die Netzebene 7 ein Rückgang der Netznutzungsentgelte ergibt.

Eine verringerte Kostentragung in einer Netzebene führt naturgemäss zu einer höheren Kostentragung in einer oder mehreren anderen Netzebenen. In diesem Fall steigen in den Netzebenen

3 bis 6 die Anteile an den Gesamtkosten, welche von den Verbrauchern in den jeweiligen Netzebenen getragen werden müssen. In der hier betrachteten Netzebene 5 steigt der Anteil an den Gesamtkosten von heute 8,3% auf 9,9% in 2035 und auf 10,2% in 2050. Mit den gleichzeitig höheren Gesamtkosten ist zunächst ein entsprechender Anstieg der Netznutzungsentgelte zu erwarten, aber der höhere Kostenanteil in der Netzebene 5 wird, genauso wie in der Netzebene 7, auf einen höheren Verbrauch umgelegt (siehe Anhang A.1, Tabelle A.1), so dass sich insgesamt in der Netzebene 5 ein leichter Rückgang der Netznutzungsentgelte ergibt.

5.2 Mit Energiestrategie 2050

Wird die ES 2050 umgesetzt, steigen in allen Angebotsvarianten und Nachfrageszenarien die Netzkosten prozentual in höherem Masse als der Verbrauch, so dass auch die Netznutzungsentgelte steigen. Nachfolgend werden die Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte zunächst für die Angebotsvariante C+E und dann für die Variante C+D+E erörtert.

Angebotsvariante C+E

Für die Angebotsvariante C+E ist die Entwicklung der Netznutzungsentgelte der NE 7 in Bild 5.1 grafisch dargestellt. Hier ist bis zum Jahr 2035 mit einem Anstieg der Netznutzungsentgelte um 1,0 Rp/kWh (ca. +10%) auf 11,2 Rp/kWh für das Nachfrageszenario wwB zu rechnen. Im Nachfrageszenario POM steigen die Netznutzungsentgelte um 2,1 Rp/kWh (ca. +20%) auf 12,3 Rp/kWh und im Szenario nEP um 2,8 Rp/kWh (ca. +27%) auf 13,0 Rp/kWh. Von 2035 bis 2050 bleiben die Netznutzungsentgelte für das Szenario wwB annähernd konstant. Die Änderung der Netznutzungsentgelte zwischen 2035 und 2050 entspricht in diesem Nachfrageszenario 0,1 Rp/kWh (ca. +1%). Damit steigen die Netznutzungsentgelte insgesamt um etwa 1,1 Rp/kWh (ca. +11%) auf 11,3 Rp./kWh gegenüber 2015. Im Gegensatz dazu steigen die Netznutzungsentgelte für das Szenario POM um 2,5 Rp/kWh (ca. +25%) auf 12,7 Rp/kWh und im Szenario nEP um 4,6 Rp/kWh (ca. +45%) auf 14,8 Rp/kWh in 2050.

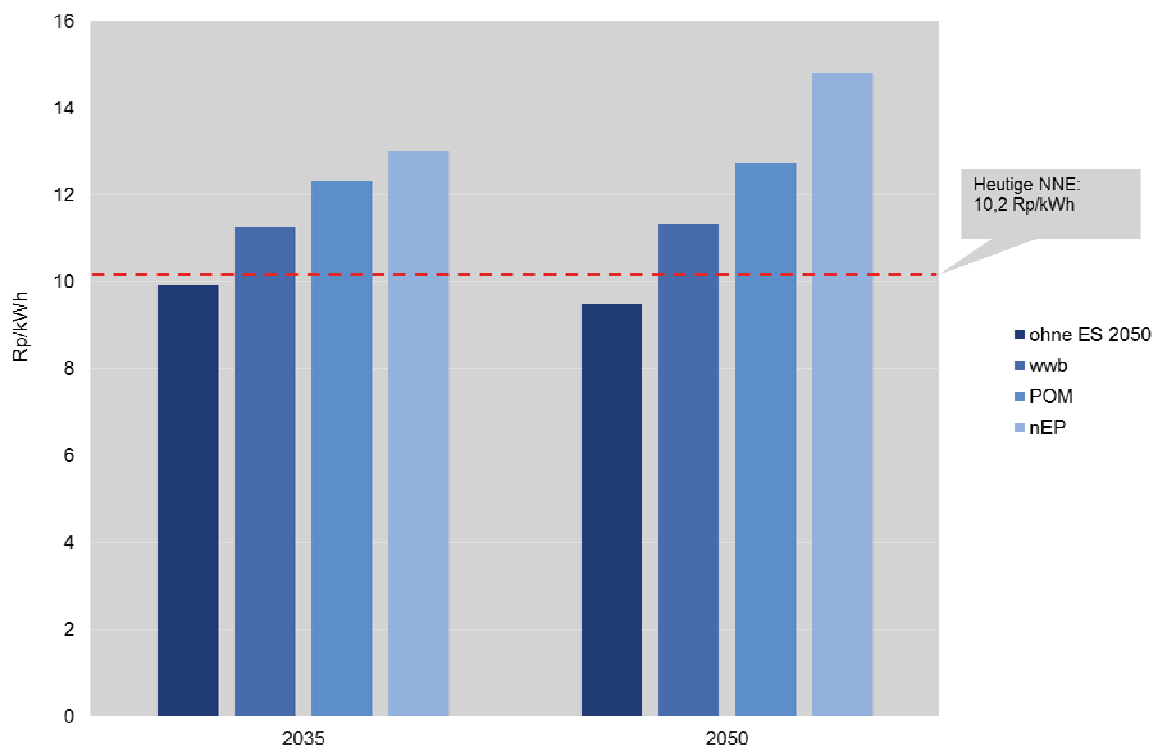


Bild 5.1: Netznutzungsentgelte in Rp/kWh für einen Haushaltskunden in NE7 für die Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP, Angebotsvariante C+E

Um die Auswirkungen der Netznutzungsentgeltsteigerungen auch absolut zu quantifizieren, werden nachfolgend exemplarisch für das Haushaltsprofil „H4“ mit einem derzeitigen Jahresverbrauch von 4.500 kWh/a die insgesamt pro Jahr für die Netznutzung zu entrichtenden Kosten bestimmt, die nachfolgend als jährlichen Netzkosten bezeichnet werden. Derzeit betragen die jährlichen Netzkosten für einen solchen Netzkunden ca. 459 CHF/a. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der jährliche Gesamtverbrauch dieses Haushaltstyps sich proportional zum Gesamtverbrauch der Verbrauchergruppe „Haushalte inklusive Landwirtschaft“ entwickelt. Dies bedeutet zum Beispiel für das Szenario wwb, in dem der Gesamtverbrauch dieser Verbrauchergruppe von heute 18,61 TWh um ca. 5% auf 17,72 TWh im Jahr 2035 sinkt, dass der Jahresverbrauch eines typischen Haushaltskunden von heute 4500 kWh ebenfalls um ca. 5% auf 4285 kWh in 2035 sinken wird. Im Jahr 2050 beträgt der Gesamtverbrauch dieser Verbrauchergruppe 17,81 TWh (4 % des heutigen Verbrauchs). Für die Nachfrageszenarien POM und nEP beträgt der Nachfragerückgang gegenüber heute 15% bzw. 17% in 2035 und 19% bzw. in 28% 2050.

Die Entwicklung des Verbrauchs eines einzelnen Haushalts und der dazugehörigen jährlichen Netzkosten für alle Nachfrageszenarien ist in Tabelle 5.1 dargestellt. In allen Nachfrageszenarien steigen die jährlichen Netzkosten für einen H4-Kunden bis 2035. Diese Zunahme der jährlichen Netzkosten ist im Szenario nEP am höchsten und im Szenario POM am geringsten. Mit einem um ca. 1,6% höheren Verbrauch des Szenarios POM gegenüber nEP ist der Verbrauchsunterschied zwischen diesen beiden Nachfrageszenarien eher gering. Dahingegen sind die Netznutzungsentgelte (Bild 5.1) im Szenario nEP um 5,4% höher als im Szenario POM. Dies führt zu einer Zunahme der jährlichen Netzkosten gegenüber heute von ca. 2,3 % für das Szenario POM und von ca. 6,2 % für das Szenario nEP. Das Szenario wwB weist eine Zunahme der jährlichen Netzkosten von ca. 7,4% auf. Grundsätzlich kompensieren sich die Effekte eines Anstieges der Netznutzungsentgelte und der Verbrauchsreduktion zu einem gewissen Teil.

	2035			2050		
Haushaltstyp H4	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	4.280	9,9	425 (-7,4 %)	4.300	9,5	407 (-11,2 %)
wwB	4.280	11,2	481 (+4,9 %)	4.300	11,3	486 (+6,0 %)
POM	3.810	12,3	470 (+2,3 %)	3.650	12,7	464 (+1,2 %)
nEP	3.750	13,0	487 (+6,2 %)	3.250	14,8	481 (+4,8 %)

Tabelle 5.1: Entwicklung der Jahresverbräuche und jährlichen Netzkosten für einen Haushaltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4 für die Angebotsvariante C+E und die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP (Werte für 2015: 4.500 kWh/a und 459 CHF/a). Rundungseffekte treten auf.

Die Veränderung der jährlichen Netzkosten, die von einem Haushalt zu entrichten sind, ist in 2050 ggü. 2035 wesentlich geringer als in 2035 ggü. 2015, da die zwischen 2035 und 2050 sinkende Nachfrage bei Haushalten einer Zunahme der jährlichen Netzkosten entgegenwirkt. Im Szenario POM ist der Verbrauch eines Haushaltskunden im Jahr 2050 um ca. 4,4 % niedriger als im Jahr 2035. Der Anstieg der Netzentgelte beträgt dahingegen 3,1 %. Dies führt insgesamt zu einer Reduktion der jährlichen Netzkosten um ca. 1,3 % gegenüber 2035 (464 CHF/a ggü. 470 CHF/a). Dahingegen steigen die jährlichen Netzkosten im Szenario wwB von 2035

bis 2050 bedingt durch einen leichten Anstieg des Verbrauchs bei gleichzeitig höheren Netznutzungsentgelten um ca. 1,0% (481 CHF/a ggü. 486 CHF/a). Im Szenario nEP ergibt sich von 2035 auf 2050 ein weiterer Verbrauchsrückgang um ca. 13,6%. Der Anstieg der Netznutzungsentgelte entspricht hier jedoch ca. 12 % so dass die jährlichen Netzkosten sich von 2035 nach 2050 von 487 CHF/a auf 481 CHF/a leicht verringern

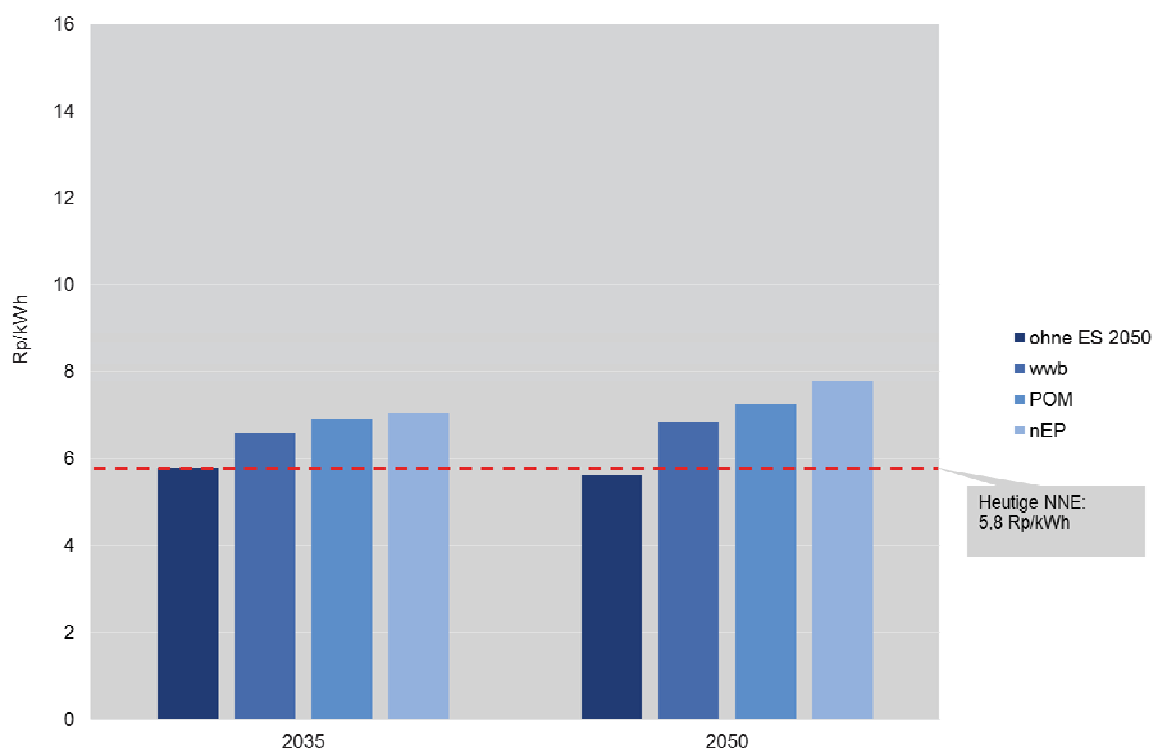


Bild 5.2: Netznutzungsentgelte in Rp/kWh für die NE5 für die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP, Angebotsvariante C+E

Analog zur Netzebene 7 ist in Bild 5.2 die Entwicklung der Netznutzungsentgelte für die Netzebene 5 dargestellt. Ausgehend von einem Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5, für den heute ein Netzentgelt von 5,8 Rp/kWh gilt, steigen die Netznutzungsentgelte im Szenario wwB bis 2035 um 0,8 Rp/kWh (ca. +14%) auf ca. 6,6 Rp/kWh. Im Szenario POM steigen die Netznutzungsentgelte um 1.1 Rp/kWh (ca. +19%) auf 6,9 Rp/kWh und im Szenario nEP um 1,3 Rp/kWh (ca. +22%) auf 7,1 Rp/kWh.

Bis zum Jahr 2050 steigen die Netznutzungsentgelte für Gewerbekunden mit Anschluss in NE 5 für das Szenario wwB im Vergleich zu 2015 um 1,0 Rp/kWh (ca. +17 %) auf 6,8 Rp/kWh. Im Szenario POM beträgt der Anstieg im Vergleich zu 2015 1,5 Rp/kWh (ca. +24 %) auf

7,3 Rp/kWh und im Szenario nEP steigen die Netznutzungsentgelte um insgesamt 2,0 Rp/kWh (ca. +35 %) auf 7,8 Rp/kWh.

In Tabelle 5.2 ist die Entwicklung des Verbrauchs und der jährlichen Netzkosten für einen Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5 dargestellt. Analog zu dem oben beschriebenen NE7-Kunden wird auch hier davon ausgegangen, dass sich der jährliche Gesamtverbrauch eines NE5-Kunden proportional zu gesamten Verbrauchsveränderung im Gewerbe- und Industriesektor verhält. Für das Nachfrageszenario wwB bedeutet dies eine Verringerung des Verbrauchs um 0,2% in 2035 und um 1,2% in 2050. Für die Nachfrageszenarien POM und nEP fällt dieser Verbrauchsrückgang wesentlich deutlicher aus. Im Szenario POM verringert sich der Verbrauch eines Gewerbekunden um 17,5% in 2035 und um 22,7% in 2050. Im Szenario nEP fällt die Verbrauchsreduktion mit 23% in 2035 und 34,5% in 2050 noch gravierender aus. Generell ist in dieser vereinfachenden Betrachtung unterstellt, dass die Netzkosten ausschliesslich über den Arbeitspreisanteil des Gesamtstrompreises, den der Gewerbekunde zu entrichten hat, gedeckt werden.

	2035			2050		
Gewerbetyp C5	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	499.280	5,8	28.763 (-0,8)	494.236	5,6	27.688 (-4,5 %)
wwB	499.280	6,6	32.907 (+13,5)	494.236	6,8	33.831 (+16,7 %)
POM	412.824	6,9	28.491 (-1,8 %)	386.888	7,3	28.085 (-3,2 %)
nEP	385.447	7,1	27.183 (-6,3 %)	327.810	7,8	25.505 (-12,0 %)

Tabelle 5.2: Entwicklung der Jahresverbräuche und jährlichen Netzkosten für einen Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5 für die Angebotsvariante C+E und die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP (Werte für 2015: 500.000 kWh und 29.000 CHF/a). Rundungseffekte treten auf.

Durch die hier unterstellten unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen ergeben sich entsprechend unterschiedliche Entwicklungen der jährlichen Netzkosten in den jeweiligen Szenarien.

Während im Szenario wwB die jährlichen Netzkosten für den Gewerbekunden gegenüber den heutigen jährlichen Netzkosten von 29.000 CHF/a bis 2035 um 13,5 % und bis 2050 um 16,7 % steigen, sinken die jährlichen Netzkosten im Szenario POM bis 2035 um 1,8 % und bis 2050 um 3,2 % gegenüber dem heutigen Wert. Im Szenario nEP sinken die jährlichen Netzkosten für Gewerbekunden um 6,3 % bis 2035 und um 12,1 % bis 2050, während sie für Haushaltskunden ansteigen (s. o.)

Aufteilung der Netznutzungsentgelte

Nachfolgend wird dargestellt, inwieweit die Einflussfaktoren der Energiestrategie 2050 sich in den Netznutzungsentgelten widerspiegeln. Um die Anteile dieser Einflussfaktoren einschätzen zu können, wurde die Berechnung der Netznutzungsentgelte jeweils unter Berücksichtigung eines einzelnen Einflussfaktors durchgeführt und durch Differenzbildung mit den Ergebnissen der (zuvor dargestellten) geschlossenen Berechnung, in der alle Einflussfaktoren gleichzeitig berücksichtigt werden, ermittelt. Um z. B. den Einfluss zu ermitteln, der durch Ausbau der dezentralen Erzeugung in den Netznutzungsentgelten verursacht wird, wird die Berechnung der Netznutzungsentgelte ohne Ausbau der dezentralen Erzeugung durchgeführt. Durch Differenzbildung mit der Berechnung unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren ergibt sich der entsprechende Anteil für die dezentrale Erzeugung an den Netznutzungsentgelten.

In Tabelle 5.3 ist dargestellt, in welcher Höhe sich die Netzausbau- und Umbaumaßnahmen in den Netznutzungsentgelten für einen Haushaltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4 in der Angebotsvariante C+E auswirken. Der größte Anteil der Netznutzungsentgelte entsteht durch die Bestandserneuerungen im Verteilungsnetz, dieser Anteil liegt in 2035 je nach Szenario zwischen 75 % und 77 % und in 2050 zwischen 70 % und 73 %. Die Bestandserneuerungen in der Übertragungsnetzebene betragen in 2035 ca. 5 % und in 2050 ca. 4 % bis 5 % der gesamten Netznutzungsentgelte. Der Ausbaubedarf, welcher durch den Einfluss der dezentralen Erzeugung entsteht, verursacht ca. 8 % bis 9 % der Netznutzungsentgelte in 2035 und ca. 11 % bis 13 % in 2050. Da in den Szenarien nEP und POM ein Rückgang von Last und Verbrauch prognostiziert wird, verursacht der Einfluss des Lastzuwachses in diesen Nachfrageszenarien ca. 1 % bis 2 % der Netznutzungsentgelte in beiden Betrachtungsjahren, während dieser Anteil für das Nachfrageszenario wwB in 2035 ca. 4 % und in 2050 ca. 5 % der Netznutzungsentgelte verursacht. Der Einfluss des Mehrkostenfaktors verursacht ca. 5 % der Netznutzungsentgelte in 2035 und ca. 6 % der Netznutzungsentgelte in 2050. Der Einfluss, der aufgrund des Smart-

Meter-Ausbaus und den Innovationsbudgets zustande kommt beträgt ca. 2,2 % in 2035 und 2050.

Von den Einflussfaktoren, die auf die Energiestrategie 2050 zurückzuführen sind, ist der Ausbau der dezentralen Erzeugung mit einem Anteil von bis zu ca. 9 % in 2035 und bis zu ca. 13 % in 2050 der größte Kostentreiber, gefolgt vom Mehrkostenfaktor, der in 2035 ca. 5 % und in 2050 ca. 6 % der Netznutzungsentgelte verursacht.

Netzebene 7	2035			2050		
Haushaltskunde H4	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	8,45	9,48	10,02	7,93	9,20	10,77
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Einfluss Lastzuwachs	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Einfluss dezentrale Erzeugung	0,87	1,03	1,14	1,23	1,48	1,87
Einfluss Mehrkostenfaktor	0,56	0,60	0,63	0,68	0,76	0,87
Smart Meter	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Innovationsbudget	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Summe	11,2	12,3	13,0	11,3	12,7	14,8

Tabelle 5.3: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Haushaltskunden mit Anschlussprofil H4 in der Angebotsvariante C+E.

Tabelle 5.4 zeigt entsprechend wie hoch die Anteile der einzelnen Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten für einen Kunden der Netzebene 5 mit dem Verbrauchsprofil C5 sind. Wie auch in der Netzebene 7 sind die Anteile, die durch Bestandserneuerungen verursacht werden, am größten. Der Anteil, der hier auf die Verteilungsnetzebene entfällt, ist jedoch etwas geringer als in der Netzebene 7 und beträgt in 2035 zwischen ca. 61 % und 63 % bzw. zwischen 53 % und 55 % in 2050. Der Anteil, der durch Bestandserneuerungen in der Übertragungsnetzebene entsteht, ist mit ca. 12 % in 2035 und ca. 10 % bis 11 % in 2050 ca. doppelt so hoch wie in der Netzebene 7. Die Verteilung der übrigen Einflussfaktoren ist ähnlich wie in der Netzebene 7.

Im Szenario nEP entsteht jedoch kein Einfluss aufgrund von Lastzuwachs, da der hierdurch verursachte Ausbaubedarf in diesem Nachfrageszenario vollständig in den Netzebenen 6 und 7 entsteht.

Von den Einflussfaktoren, die auf die Energiestrategie 2050 zurückzuführen sind, ist der Ausbau der dezentralen Erzeugung mit einem Anteil von bis zu ca. 14 % in 2035 und bis zu ca. 21 % in 2050 der größte Kostentreiber, gefolgt vom Mehrkostenfaktor, der in 2035 ca. 6 % und in 2050 ca. 8 % der Netznutzungsentgelte verursacht.

Netzebene 5	2035			2050		
Gewerbekunde C5	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	3,99	4,32	4,39	3,64	4,03	4,25
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,78	0,85	0,88	0,72	0,79	0,88
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,26	0,27	0,27	0,25	0,28	0,29
Einfluss Lastzuwachs	0,28	0,04	0,00	0,42	0,13	0,00
Einfluss dezentrale Erzeugung	0,79	0,92	1,00	1,18	1,38	1,66
Einfluss Mehrkostenfaktor	0,41	0,42	0,42	0,55	0,58	0,60
Smart Meter	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Innovationsbudget	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Summe	6,6	6,9	7,1	6,8	7,3	7,8

Tabelle 5.4: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Gewerbekunden mit Anschlussprofil C5 in der Angebotsvariante C+E.

Angebotsvariante C+D+E

Analog zu den Betrachtungen für die Angebotsvariante C+E sind in Bild 5.3 die Netznutzungsentgelte für die Angebotsvariante C+D+E und die Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP zunächst für die Netzebene 7 dargestellt. Entsprechend dazu zeigt Tabelle 5.5 die Entwicklung der jährlichen Netzkosten und deren Veränderung gegenüber dem heutigen Referenzwert von 10,2 Rp./kWh für einen Haushaltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4.

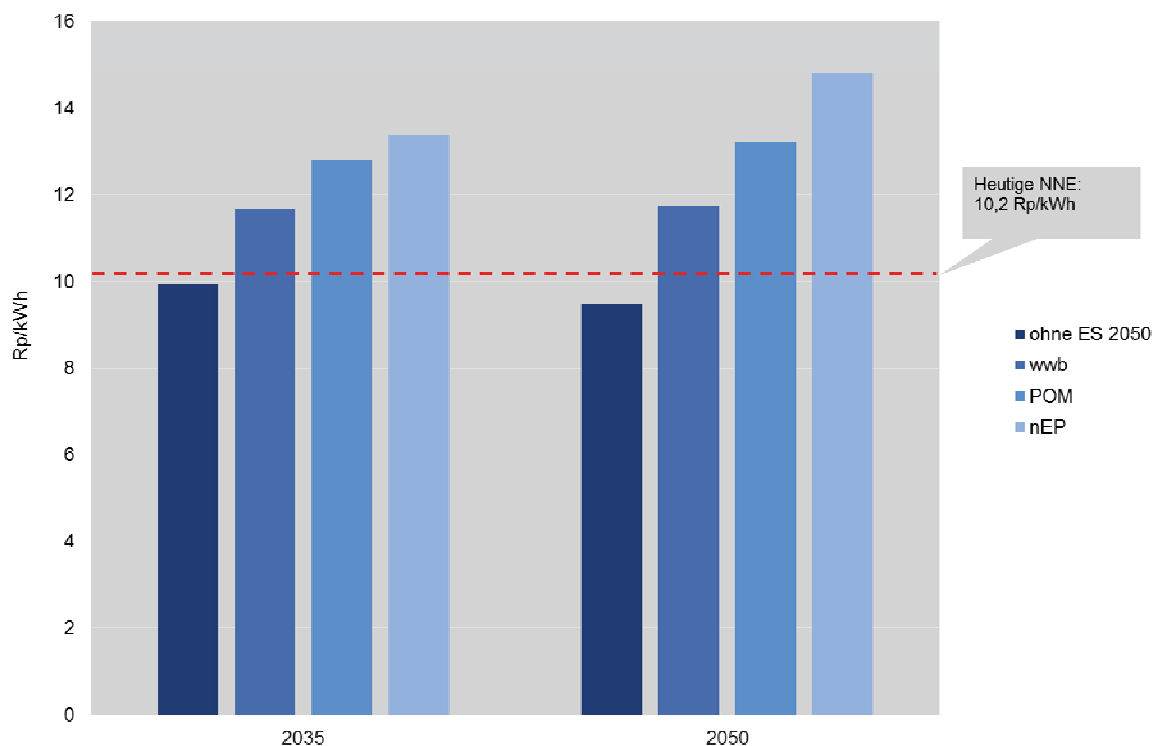


Bild 5.3: Spezifische Netznutzungsentgelte in Rp/kWh für die NE7 für die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP, Angebotsvariante C+D+E

Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte gleicht für das Jahr 2035 qualitativ der Entwicklung in der Angebotsvariante C+E. Durch die in C+D+ E ggü. C+E höheren Netzkosten steigen die Netznutzungsentgelte gegenüber der Angebotsvariante C+E. In dem Nachfrageszenario wwB steigen die Netzentgelte um 1,5 Rp/kWh (ca. + 15 %) auf 11,7 Rp/kWh. Im Nachfrageszenario POM steigen die Netznutzungsentgelte um 2,6 Rp/kWh (ca. +25 %) auf 12,8 Rp/kWh. Diese Anstiege entsprechen einem zusätzlichen Anstieg von ca. 3,6 % bzw. 3,7 % der Entgelte gegenüber der Angebotsvariante C+E. Im Nachfrageszenario nEP steigen die Netznutzungsentgelte um 3,2 Rp/kWh (ca. +31 %) auf 13,4 Rp/kWh. Hier beträgt der Anstieg +2,9 % gegenüber C+E.

Im Jahr 2050 sind die Netznutzungsentgelte in den Szenarien wwB und POM um ca. 3,8 % höher als in der Angebotsvariante C+E. In dem Nachfrageszenario wwB steigen die Entgelte um 1,6 Rp/kWh (ca. + 15%) auf 11,8 Rp/kWh. Im Nachfrageszenario POM steigen die Netznutzungsentgelte um 3,0 Rp/kWh (ca. +29 %) auf 13,2 Rp/kWh. Im Nachfrageszenario nEP steigen die Netznutzungsentgelte um 4,6 Rp/kWh (ca. +45%) auf 14,8 Rp/kWh. Hier bleiben die Netznutzungsentgelte gegenüber der Variante C+E um nahezu unverändert. Die in Ab-

schnitt 3.2.2 beschriebenen Auswirkungen die durch den Rückgang der Nachfrage in Zusammenhang mit den geringeren Investitionskosten aufgrund des theoretischen Rückbaus der WKK-Anlagen entstehen, führen zu fast identischen Netznutzungsentgelten als in der Stromangebotsvariante C+E.

	2035			2050		
Haushaltstyp H4	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	4.280	9,9	425 (-7,4 %)	4.300	9,5	407 (-11,2 %)
wwb	4.280	11,7	499 (+8,6 %)	4.300	11,8	505 (+10,0 %)
POM	3.810	12,8	487 (+6,1 %)	3.650	13,2	482 (+5,1 %)
nEP	3.750	13,4	501 (+9,2 %)	3.250	14,8	481 (+4,9 %)

Tabelle 5.5: Entwicklung der Jahresverbräuche und der jährlichen Netzkosten in CHF/a für Haushaltskunden mit Verbrauchsprofil H4 für die Angebotsvariante C+D+E und die Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP (Werte für 2015: 4.500 kWh/a und 459 CHF/a)

Bei der Entwicklung der jährlichen Netzkosten für einen Haushaltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4 ergibt sich im Vergleich zur Angebotsvariante C+E eine Steigerung um 3,6 und 3,7 % bis 2035 in den Nachfrageszenarien wwb und POM und um 2,9 % im Szenario nEP. Bis 2050 zeigt sich ebenfalls eine analoge Entwicklung der jährlichen Netzkosten, d. h. in den Szenarien wwb und POM sind diese um ca. jeweils 3,8 % höher als in C+E, während die jährlichen Netznutzungsentgelte im Nachfrageszenario nEP um nahezu identisch sind.

Die entsprechende Entwicklung der Netznutzungsentgelte für einen Gewerbekunden mit Anschluss in der Netzebene 5 ist in Bild 5.4 für die Angebotsvariante C+D+E dargestellt. Wie für die Kunden der Netzebene 7 steigen die Netznutzungsentgelte auch in der Netzebene 5. In dem Nachfrageszenario wwb steigen die Netzentgelte um 1,1 Rp/kWh (ca. +19%) auf 6.9 Rp/kWh bis 2035. Im Nachfrageszenario POM steigen die Netznutzungsentgelte um 1,4 Rp/kWh (ca. +24 %) auf 7,2 Rp/kWh bis 2035. Diese Anstiege entsprechen einem zusätzlichen Anstieg für Gewerbekunden von ca. 4,0 % bzw. 4,3 % der Entgelte gegenüber der Angebotsvariante C+E.

Im Nachfrageszenario nEP steigen die Netznutzungsentgelte um 1,5 Rp/kWh (ca. +26 %) auf 7,3 Rp/kWh bis 2035. Hier beträgt der Anstieg +3,4 % gegenüber C+E.

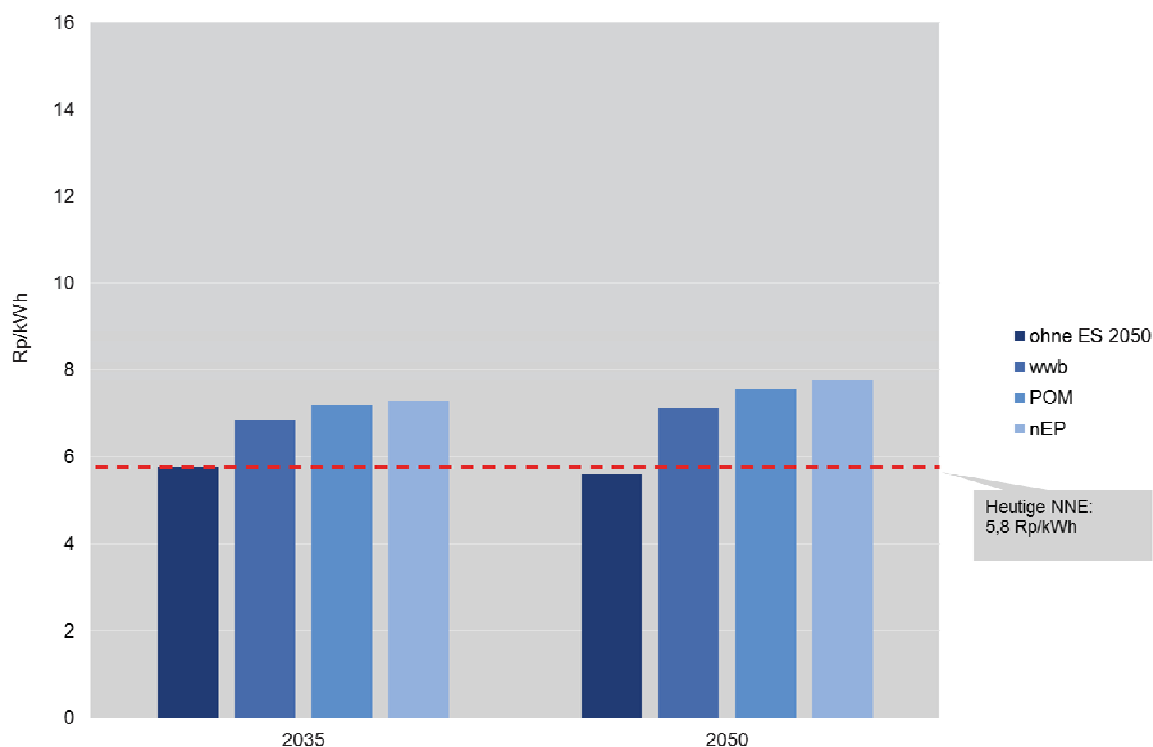


Bild 5.4: Netznutzungsentgelte in Rp/kWh für die NE5 für die Nachfrageszenarien wwB, POM und nEP, Angebotsvariante C+D+E

In 2050 ergibt sich für die NE-5-Kunden ebenfalls das gleiche Bild wie in der Netzebene 7. Die spezifischen Netznutzungsentgelte liegen in den Nachfrageszenarien wwB und POM um 3,9 % bzw. 4,2 % höher als in der Angebotsvariante C+E, während sie in nEP gleich bleiben. In dem Nachfrageszenario wwB steigen die Entgelte um 1,3 Rp/kWh (ca. +22 %) auf 7,1 Rp/kWh. Im Nachfrageszenario POM steigen die Netznutzungsentgelte um 1,8 Rp/kWh (ca. +31%) auf 7,6 Rp/kWh. Im Nachfrageszenario nEP steigen die Netznutzungsentgelte um 2,0 Rp/kWh (ca. +34%) auf 7,8 Rp/kWh.

Analog dazu verhalten sich die jährlichen Netzkosten für die jeweiligen Betrachtungsjahre und Nachfrageszenarien (siehe Tabelle 5.6).

	2035			2050		
Gewerbetyp C5	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	499.280	5,8	28.763 (-0,8)	494.236	5,6	27.688 (-4,5 %)
wwb	499.280	6,9	34.223 (+18,0 %)	494.236	7,1	35.141 (+21,2 %)
POM	412.824	7,2	29.707 (+2,4 %)	386.888	7,6	29.254 (+0,9 %)
nEP	385.447	7,3	28.108 (-3,1 %)	327.810	7,8	25.513 (-12,0 %)

Tabelle 5.6: Entwicklung der Jahresverbräuche und der jährlichen Netzkosten für einen Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5 für die Angebotsvariante C+D+E und die Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP (Werte für 2015: 500.000 kWh und 29.000 CHF/a)

Aufteilung der Netznutzungsentgelte

In Tabelle 5.7 ist die Aufteilung der Netznutzungsentgelte nach Einflussfaktoren für einen Haushaltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4 dargestellt. Die Veränderungen gegenüber der Angebotsvariante C+E sind eher gering. Der Anteil der durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung verursacht wird ist um ca. 2 % bis 3 % größer als in der Angebotsvariante C+E. Lediglich im Nachfrageszenario nEP im Jahr 2050 ist dieser Anteil in beiden Angebotsvarianten gleich hoch. Die diesem Effekt zugrunde liegenden Ursachen sind bereits in den entsprechenden Abschnitten zu den Investitionskosten und Annuitätskosten beschrieben.

Der gegenüber der Angebotsvariante C+E höhere Anteil an den Netznutzungsentgelten, der durch den Ausbau der dezentralen Erzeugung verursacht wird, führt zu einer Reduktion des Anteils, der durch die Bestandserneuerungen verursacht wird. Die Höhe der übrigen Einflussfaktoren ist in etwa gleich hoch wie in der Angebotsvariante C+E.

Von den Einflussfaktoren, die auf die Energiestrategie 2050 zurückzuführen sind, ist der Ausbau der dezentralen Erzeugung mit einem Anteil von ca. 11 % in 2035 und bis zu ca. 14 % in

2050 der größte Kostentreiber, gefolgt vom Mehrkostenfaktor, der in 2035 ca. 5 % und in 2050 ca. 6 % der Netznutzungsentgelte verursacht.

Netzebene 7	2035			2050		
Haushaltskunde H4	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	8,47	9,49	10,04	7,95	9,21	10,77
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Einfluss Lastzuwachs	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Einfluss dezentrale Erzeugung	1,23	1,43	1,47	1,61	1,92	1,87
Einfluss Mehrkostenfaktor	0,59	0,63	0,66	0,71	0,79	0,87
Smart Meter	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Innovationsbudget	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Summe	11,7	12,8	13,4	11,8	13,2	14,8

Tabelle 5.7: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Haushaltskunden mit Anschlussprofil H4 in der Angebotsvariante C+D+E.

In Tabelle 5.8 ist analog Aufteilung der Netznutzungsentgelte für einen Netzkunden mit dem Verbrauchsprofil C5 dargestellt. Im Vergleich zur Angebotsvariante C+E ergeben sich hier die gleichen Effekte wie bereits für den Netzkunden in der Netzebene 7. Es findet eine anteilige Verschiebung des Einflusses von der Bestandserneuerung zum Ausbau der dezentralen Erzeugung statt. Die Höhe dieser Verschiebung beträgt, wie auch schon in der Netzebene 7 ca. 2 % bis 3 %, während die Anteile der übrigen Einflussfaktoren in etwa gleich bleiben.

Von den Einflussfaktoren, die auf die Energiestrategie 2050 zurückzuführen sind, ist der Ausbau der dezentralen Erzeugung mit einem Anteil von bis zu ca. 18 % in 2035 und bis zu ca. 23 % in 2050 der größte Kostentreiber, gefolgt vom Mehrkostenfaktor, der in 2035 ca. 6 % und in 2050 ca. 8 % der Netznutzungsentgelte verursacht.

Netzebene 5	2035			2050		
Gewerbekunde C5	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	3,93	4,25	4,34	3,60	3,97	4,25
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,76	0,83	0,87	0,71	0,78	0,88
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,26	0,27	0,27	0,25	0,27	0,29
Einfluss Lastzuwachs	0,28	0,04	0,00	0,42	0,12	0,00
Einfluss dezentrale Erzeugung	1,11	1,26	1,28	1,49	1,72	1,66
Einfluss Mehrkostenfaktor	0,44	0,45	0,44	0,58	0,60	0,60
Smart Meter	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Innovationsbudget	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Summe	6,9	7,2	7,3	7,1	7,6	7,8

Tabelle 5.8: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Gewerbekunden mit Anschlussprofil C5 in der Angebotsvariante C+D+E.

6 Ergebnisse - Sensitivitätsbetrachtungen

6.1 Vorbemerkungen

Kernziel der Sensitivitätsbetrachtungen ist es, zu analysieren, inwieweit die Variation der jeweils betrachteten Einflussgröße Auswirkungen auf die Entwicklung der Netzkosten hat. Entscheidend ist hierbei also zum einen, ob und inwieweit sich ein Kostenanstieg gegenüber heute ergibt und zum anderen, ob und inwieweit der Unterschied der Ausbaukosten im Vergleich der einzelnen Szenarien beeinflusst wird. Erkenntnisse hierzu lassen sich besonders einfach anhand eines Vergleichs des Wiederbeschaffungswertes des jeweiligen gesamten Netzbestands gewinnen. Nachfolgende Auswertungen beziehen sich deshalb auf einen solchen Vergleich, wobei generell nur die Netzebenen 2 bis 7 betrachtet werden, da sich die Analysen auch nur auf diese Ebenen beziehen. Ferner sind die Analysen alle am Beispiel der Angebotsvariante C+E vorgenommen worden.

Um die nachfolgend dargestellten Wiederbeschaffungswerte mit den in Kapitel 3 genannten und insbesondere den in Tabelle 3.10 und Tabelle 3.2 Investitionskosten zu vergleichen, ist folgendes zu beachten: Bei den in Tabelle 3.10 und Tabelle 3.2 genannten Investitionskosten sind die Mehrkosten immer gegenüber dem Fall ohne ES 2050 angegeben, während die nachfolgend dargestellten Wiederbeschaffungswerte im Vergleich zu heute (2015) angegeben sind. Der Unterschied der Wiederbeschaffungswerte im Vergleich der verschiedenen Szenarien lässt sich dennoch auch aus den Angaben in Tabelle 3.10 und Tabelle 3.2 ableiten. Hier sind zum einen die dort für Smart Meter und Innovationsbudgets genannten Kosten von den in den Tabellen jeweils genannten Mehrkosten abzuziehen. Zum anderen sind die bei der Variante ohne ES 2050 ggü. heute (2015) entstehenden Ausbaukosten hinzuzurechnen. Konkret handelt es sich um die Angaben zum Verteilnetz – Einfluss Lastzuwachs.

6.2 Sensitivität Flächen

In den (Standard-)Berechnungen des Investitionsbedarfs, deren Ergebnisse in Kapitel 3 dargestellt sind, wird davon ausgegangen, dass die Flächenaufteilung analog zu den Vorgängerstudien [2, 3] von Stadt und Land 10:90 beträgt. Dieses Flächenverhältnis entspricht etwa dem Verhältnis der Versorgungsflächen der Schweizer Städte zur gesamten Versorgungsfläche, ist aber gleichwohl mit Unsicherheiten behaftet.

Um zu analysieren, ob die Ergebnisse massgeblich von dieser Annahme abhängen, wird das Verhältnis im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse bewusst sehr deutlich verändert. Konkret wird mit einem Verhältnis von 30:70 gerechnet, was einer Vergrösserung der Stadtfläche um 200% entspricht. In Bild 6.1 ist dieser Einfluss anhand der Wiederbeschaffungswerte für das Netz dargestellt. Die dunklen Säulen zeigen die Zahlenwerte der Berechnungen für die Flächenaufteilung 10:90 und die hellen Säulen die Werte der Flächenaufteilung 30:70.

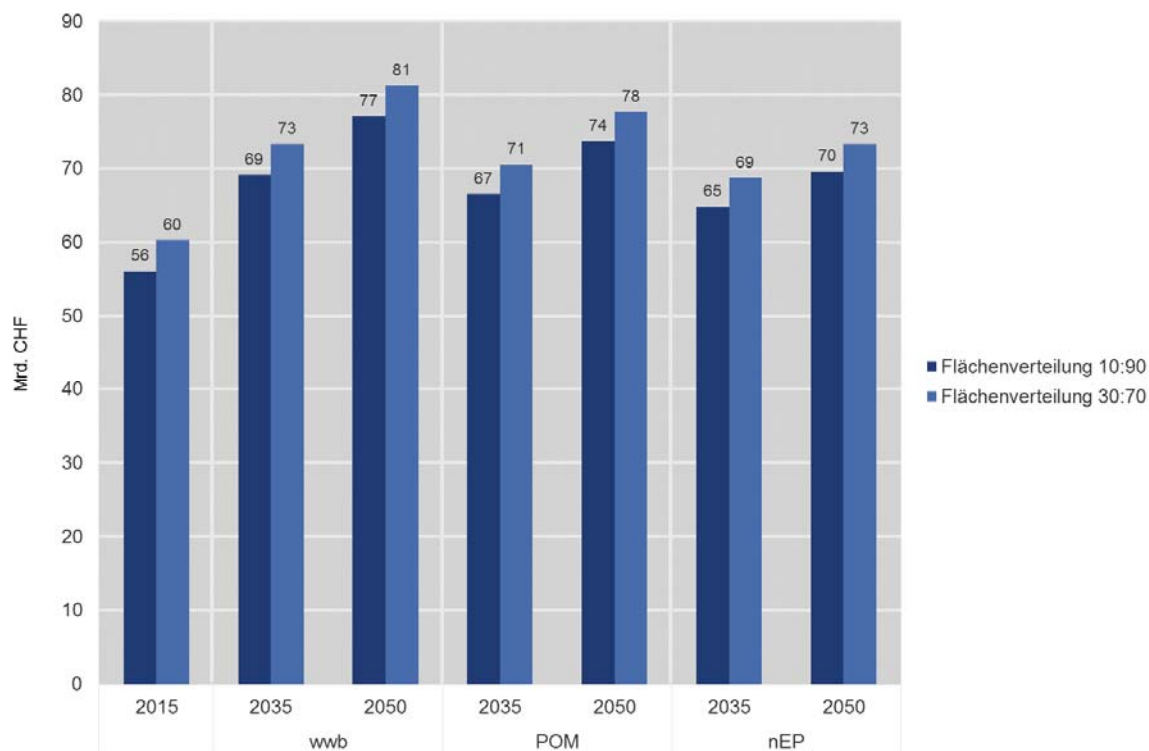


Bild 6.1: Vergleich der Wiederbeschaffungswerte der Netzebenen 2 bis 7 in Mrd. CHF für die Nachfrageszenarien für 2035 und 2050 bei Variation der Flächenaufteilung Stadt:Land von 10:90 (Standard) auf 30:70 (Sensitivität)

Zum Vergleich sind ganz links die Wiederbeschaffungswerte für 2015 dargestellt. In allen dargestellten Fällen sind die Wiederbeschaffungswerte bei einem Flächenverhältnis von 30:70 um jeweils ca. 4 Mrd. CHF höher als bei einem Flächenverhältnis von 10:90.

Diese Kostenzunahme wird ausschliesslich auf den Netzebenen 3, 5 und 7, also den Leitungsebenen der Verteilungsnetzebene, verursacht. Dies ist dadurch zu erklären, dass zwar die städtische Fläche vergrössert wird, aber die Anschlusszahlen und die absoluten Lasthöhen gleich bleiben. Dadurch wird die städtische Fläche „landähnlicher“, da der durchschnittliche Abstand

der Anschlusspunkte sich vergrößert, wodurch auf den jeweiligen Abgängen die Spannungsgrenzen schneller erreicht werden. Die Anzahl der benötigten Umspannungspunkte vergrößert sich jedoch nicht, da die absolute Höhe der Last in den Stadtbereichen unverändert bleibt.

Zwar ändert sich bei Variation der Flächenanteile die absolute Höhe der Netzkosten, allerdings bleiben die Relationen der Kosten im Vergleich der Nachfrageszenarien in etwa gleich. Hierzu sind in Tabelle 11 die prozentualen Veränderungen der Wiederbeschaffungswerte aller dargestellten Varianten, jeweils bezogen auf den heutigen Wiederbeschaffungswert dargestellt.

Szenario	Betrachtungsjahr	Flächenverteilung 10:90	Flächenverteilung 30:70
Referenz	2015	0 %	0% %
wwb	2035	+23,4 %	+23,4%
	2050	+37,5 %	+37,5%
POM	2035	+18,7 %	+18,4%
	2050	+31,5 %	+31,4%
nEP	2035	+15,7 %	+15,1%
	2050	+24,2 %	+23,3%

Tabelle 11: Prozentuale Erhöhung der Wiederbeschaffungswerte bezogen auf den heutigen Wiederbeschaffungswert bei Variation der Flächenverteilung

So ist die Kostenzunahme von 2015 bis 2050 im Nachfrageszenario wwb für eine Flächenverteilung von 10:90 mit 37,5% sogar exakt die gleiche wie für eine Flächenverteilung von 30:70. In den Szenarien POM und nEP sind die Zunahmen zwar nicht exakt, aber ebenfalls näherungsweise gleich.

Dies bedeutet, dass die Änderung des Flächenverhältnisses zu einem Kostenoffset führt, der sich im Vergleich aller Szenarien „rauskürzt“ und die Unterschiede der Netzausbaukosten im Wesentlichen durch den Einfluss der Entwicklung von Lasten und Erzeugungen in der Verteilungsnetzen getrieben werden. Folglich können die Aussagen zur Höhe der Netzausbaukosten als stabil gegenüber den Annahmen zur Aufteilung der Flächen angesehen werden.

6.3 Sensitivität Konzentrationsgrad

Als zweite Sensitivitätsanalyse wird eine Variation des Konzentrationsgrades betrachtet. In den (Standard-)Berechnungen wird analog zu den Vorgängerstudien [2, 3] davon ausgegangen, dass

der Flächenanteil, auf dem dezentrale Erzeugungsanlagen stehen, 30% beträgt. Dieser Zahlenwert stellt eine mit Unsicherheiten behaftete Abschätzung dar (siehe auch Abschnitt 132.5.2).

Um zu analysieren, inwieweit die Ergebnisse von dieser Annahme abhängen, wird der Flächenanteil im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse bewusst sehr deutlich verändert. Konkret wird der Flächenanteil auf dem Erzeugungsanlagen stehen von 30% auf 10% reduziert, während die Anzahl der Erzeugungsanlagen (die sich aus den Angebotsvarianten ergibt) gleich bleibt.

Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Bild 6.2 grafisch dargestellt. Die dunkelblauen Säulen zeigen die Zahlenwerte der Berechnung mit einem Konzentrationsgrad von 30% und die hellblauen Säulen die Werte der Sensitivitätsberechnung mit einem Konzentrationsgrad von 10%. Zum Vergleich sind ganz links die Wiederbeschaffungswerte für 2015 dargestellt.

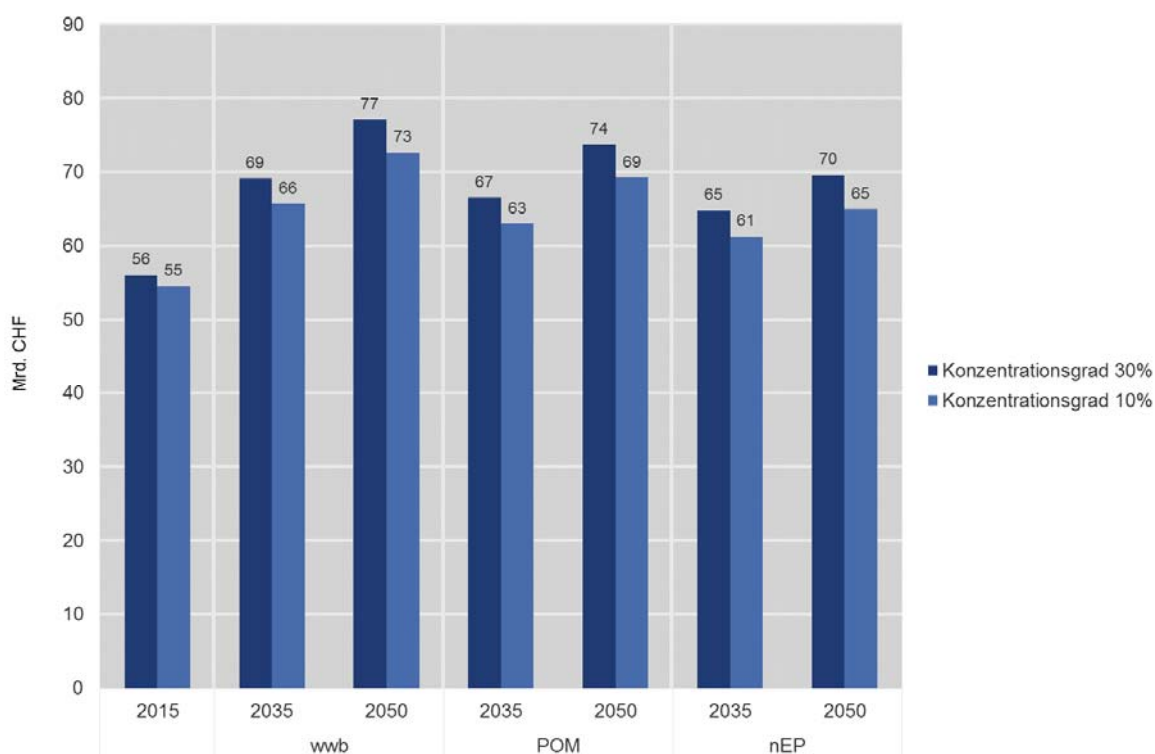


Bild 6.2: Vergleich der Wiederbeschaffungswerte der Netzebenen 2 bis 7 in Mrd. CHF der Nachfrageszenarien für 2035 und 2050 bei Variation des Konzentrationsgrades von 30% (Standard) auf 10% (Sensitivität Konzentrationsgrad)

Analog zu den Ausführungen in Abschnitt 6.1 sind Tabelle 12 die prozentualen Kostenveränderungen bei Variation des Konzentrationsgrades, jeweils bezogen auf den heutigen Wiederbeschaffungswert dargestellt.

Die Auswirkungen auf die Wiederbeschaffungswerte liegen in der gleichen Grössenordnung wie die Variation der Stadt-Land-Aufteilung, aber mit umgekehrtem Vorzeichen. Das heisst bei einer Verdichtung der Erzeugungsflächen sinken die Kosten.

Zwar ändert sich auch bei einer Variation des Flächenanteils, auf dem Erzeugungsanlagen errichtet sind, die absolute Höhe der Netzkosten. Allerdings bleibt wie bei der Sensitivitätsanalyse zu den Flächen auch hier die Relation der Kosten im Vergleich der Nachfrageszenarien in etwa gleich.

Dies wird ersichtlich, wenn man die prozentualen Kostensteigerungen bezogen auf die Ergebnisse für 2015 für die Nachfrageszenarien miteinander vergleicht. So beträgt die prozentuale Kostensteigerung von 2015 bis 2050 bei einem Konzentrationsgrad von 30% im Szenario wwB 37,5%; im Szenario nEP beträgt die Steigerung 24,2% und damit gut 60% der Steigerung bei wwB. Bei einem Konzentrationsgrad von 10% beträgt die Steigerung im Szenario wwB 32,2%; im Szenario nEP beträgt sie 18,6% und damit knapp 60% der Steigerung bei wwB.

Szenario	Betrachtungsjahr	Konzentrationsgrad 30%	Konzentrationsgrad 10%
Referenz	2015	0 %	0 %
wwB	2035	+23,4 %	+19,8 %
	2050	+37,5 %	+32,2 %
POM	2035	+18,7 %	+15,0 %
	2050	+31,5 %	+26,1 %
nEP	2035	+15,7 %	+11,9 %
	2050	+24,2 %	+18,6 %

Tabelle 12: Prozentuale Erhöhung der Wiederbeschaffungswerte bezogen auf den heutigen Wiederbeschaffungswert bei Variation des Konzentrationsgrads

Auch aus der Veränderung des Konzentrationsgrads ergibt sich im Wesentlichen ein Offset in den Wiederbeschaffungswerten. Dieser ist zwar nicht in dem gleichen Masse konstant wie bei der Variation des Flächenverhältnisses (Abschnitt 6.1), aber die Unterschiede sind jeweils so gering, dass auch bei einer Variation des Konzentrationsgrades als hauptsächliche Einflussfaktoren die Entwicklung und Verteilung von Lasten und Erzeugern erhalten bleiben.

Folglich können die Aussagen zur Zunahme der Netzausbaukosten – gerade auch in Anbetracht der hier unterstellten sehr deutlichen Variation des Konzentrationsgrads – als weitgehend stabil

gegenüber den Annahmen zum Anteil der Fläche, auf dem Erzeugungsanlagen errichtet sind, angesehen werden. Gleichwohl ist anzuerkennen, dass die bestehende Unsicherheit bezüglich der Frage, mit welcher räumlichen Verteilung Erzeugungsanlagen tatsächlich errichtet werden, einen Einfluss auf die absolute Höhe der Ausbaukosten hat.

6.4 Sensitivität Einspeisemanagement

Als weitere Sensitivität wurde das Einspeisemanagement betrachtet, um aufzuzeigen, inwieweit die Netzausbaukosten hierdurch reduziert werden können. Diese Reduktionen sind grundsätzlich zusätzlich zu denen, die sich durch den Einsatz von rONT erzielen lassen, zu verstehen. In den Standardberechnungen, deren Ergebnisse in Kapitel 3 beschrieben sind und in denen bereits der Einsatz von rONT enthalten ist, wird unterstellt, dass alle dezentralen Erzeugungsanlagen zu jedem Zeitpunkt in voller Höhe einspeisen dürfen. Als Sensitivität wird – analog zu den Betrachtungen in [3] eine sehr einfache Variante des Einspeisemanagements betrachtet. Es wird eine einheitliche von der Technologie der Erzeugungsanlage unabhängige Begrenzung der Einspeiseleistung betrachtet. Konkret wird angenommen, dass die Einspeiseleistung alle dezentralen Erzeugungsanlagen gleichermaßen auf maximal 90% ihrer installierten Leistung begrenzt wird – unabhängig davon, wieviel Ertragseinbußen sich hierdurch für die einzelnen Erzeugungsanlagen ergeben.

Die hier unterstellte vom Typ der Erzeugungsanlage unabhängige einheitliche Abregelung auf 90% der installierten Leistung würde gemäß grob genäherter Abschätzung im Durchschnitt über alle Erzeugungsanlagen Einbussen der erzeugten *Jahresenergie* von nicht mehr als 5% entsprechen und damit in einer Größenordnung liegen, die in der derzeitigen Diskussion um einen volkswirtschaftlich sinnvollen Abregelumfang (auch und gerade in Deutschland) oftmals genannt wird. Der tatsächliche Umfang der abgeregelten Energie hängt von zahlreichen Faktoren ab, u. a. von den tatsächlichen Jahreserträgen der einzelnen Erzeugungsanlagen und von der Art der Abregelung (statisch versus dynamisch).

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsuntersuchung im Vergleich zu denen der Standardberechnungen sind in Bild 6.3 grafisch dargestellt. Hierin enthalten sind die Kosten des Netzausbaus und damit also auch die durch Einspeisemanagement erzielbaren Einsparungen des Netzausbaus. Nicht enthalten sind hierin die Kosten des Einspeisemanagements, also insbesondere die Kosten für Ersatzbeschaffungen und etwaige Entschädigungszahlungen der abgeregelten Energiemengen. Die dunkelblauen Säulen zeigen die Zahlenwerte der Berechnung ohne Abregelung

und die hellblauen Säulen die Werte der Sensitivitätsberechnung mit Abregelung auf 90% der installierten Leistung.

Zum Vergleich sind ganz links die Wiederbeschaffungswerte für 2015 dargestellt. In den Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass Einspeisemanagement erst zukünftig zur Anwendung kommt, daher sind die Wiederbeschaffungswerte im Jahr 2015 mit und ohne Einspeisemanagement identisch.

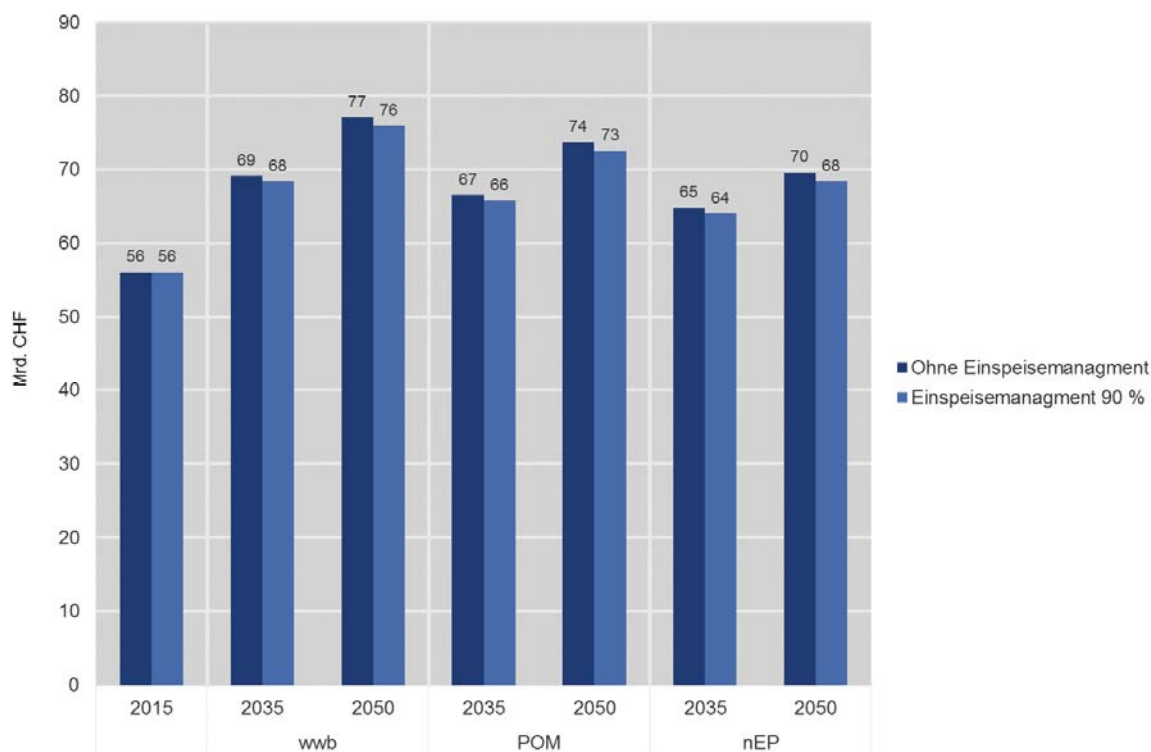


Bild 6.3: Vergleich der Wiederbeschaffungswerte in Mrd. CHF der Nachfrageszenarien für 2035 und 2050 bei Abregelung der dezentralen Einspeisung von 100% der installierten Leistung (Standard) auf maximal 90% der installierten Leistung (Sensitivität Einspeisemanagement)

Im Jahr 2035 bewirkt eine Anwendung des Einspeisemanagements in allen drei Nachfrageszenarien eine Reduktion der Netzausbaukosten um ca. 800 Mio. CHF. Zwar entspricht dies bezogen auf die gesamten Netzkosten einer Senkung um lediglich knapp 1 %. Bezogen auf die Kosten für den erzeugungsbedingten Netzausbau von je nach Szenario 5,8-6,6 Mrd. CHF (siehe Tabelle 3.10), der derjenige ist, der durch Einspeisemanagement prinzipiell beeinflusst werden kann, betragen die Einsparungen allerdings je nach Szenario immerhin ca. 12-14%. Im Jahr 2035 wird die Reduktion der Netzausbaukosten in den Netzebenen 2 bis 6 erzielt. Dabei entsteht ca. 50 % der Kostenreduktion zu jeweils gleichen Anteilen in den Netzebenen 3 und 5. Die

Einsparungen in den Umspannungsebenen betragen ca. 15 % bis 17 % gegenüber dem Fall ohne Einspeisemanagement.

Im Jahr 2050 erhöht sich die Kostenreduktion in allen Szenarien auf ca. 1,2 Mrd. CHF, was einer Senkung der erzeugungsbedingten Ausbaukosten je nach Szenario um ebenfalls ca. 12-14% entspricht. Die Wirkung des Einspeisemanagements wird auch im Jahr 2050 in den Netzebenen 2 bis 6 erzielt. Dabei entstehen ca. 45 % der Kostenreduktion zu in etwa gleichen Anteilen in den Netzebenen 3 und 5. Die Einsparungen in den Umspannungsebenen betragen ca. 17 % bis 20 % gegenüber dem Fall ohne Einspeisemanagement.

Analog zu den Darstellungen in den Abschnitten 6.1 und 6.3 ist in Tabelle 13 die prozentuale Zunahme der Wiederbeschaffungswerte in 2035 und 2050 bezogen auf die Ergebnisse für das Jahr 2015 bei Einführung eines Einspeisemanagements im Vergleich zu dem Fall ohne Einspeisemanagement dargestellt.

Szenario	Betrachtungsjahr	Ohne Einspeisemanagem.	Einspeisemanagem. 90%
Referenz	2015	0 %	0 %
wwb	2035	+23,4 %	+22,0 %
	2050	+37,5 %	+35,5 %
POM	2035	+18,7 %	+17,3 %
	2050	+31,5 %	+29,4 %
nEP	2035	+15,7 %	+14,3 %
	2050	+24,2 %	+22,1 %

Tabelle 13: Prozentuale Erhöhung der Wiederbeschaffungswerte bezogen auf den heutigen Wiederbeschaffungswert bei Begrenzung der Erneuerbaren Erzeugung auf maximal 90 % der installierten Leistungen

Auch hier zeigt sich zunächst, dass die Kostenzunahmen im Fall mit Einspeisemanagement durchweg niedriger liegen als im Fall ohne. Auf die Relation der Kosten im Vergleich der drei Szenarien hat das Einspeisemanagement allerdings keinen Einfluss. Die höchsten Ausbaukosten sind im Szenario wwb, die niedrigsten im Szenario nEP zu erwarten.

7 Vergleich mit vergangenen Studien

Ein Vergleich der aktuellen Ergebnisse mit vergangenen Studien soll an einem Beispiel der Studie „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze“ aus dem Jahr 2012 vorgenommen werden [3]. In dieser Vorgängerstudie wurden für das Szenario nEP und die Variante D+E (vergleichbar mit dem Szenario C+D+E in der vorliegenden Studie) bis zum Jahr 2050 Investitionskosten von ca. 12,6 Mrd CHF in einer konventionellen Ausbauvariante prognostiziert.

Gemäss den Darstellungen in Kapitel 3 ergeben sich nach den aktualisierten Berechnungen für das Szenario nEP und Variante C+D+E bei non-smartem Netzausbau bis 2050 Investitionskosten in Höhe von ca. 10,5 Mrd CHF. Davon entstehen rund 9,1 Mrd. CHF aus der dezentralen Einspeisung und die restlichen 1,4 Mrd. CHF aus dem strikt konventionellen (non-smarten) Netzausbau. Diese Investitionskosten liegen gegenüber der 2012er-Studie niedriger. Im Wesentlichen sind dafür zwei Effekte verantwortlich:

Zum einen sind die den aktuellen Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten zu Grunde liegenden Zahlenwerte verändert (neuere Version der Energieperspektiven). Zum anderen sind in den neueren Energieperspektiven auch differenzierte Angaben zu den prognostizierten Verbrauchsveränderungen je Verbrauchertypen dargestellt. Diese Verbrauchertypen lassen sich wiederum anteilig zu Netzebenen zuordnen, so dass sich in der vorliegenden Studie eine dezi- diertere Lastverteilung auf die Netzebenen ergibt. In A.1 sind die Lasten je Netzebene tabellarisch dargestellt.

In Bild 7.1 ist ein Vergleich der Annahmen der beiden Versionen der Energieperspektiven zum gesamtschweizerischen Elektrizitätsverbrauch in den drei Nachfrageszenarien dargestellt. In den alten Energieperspektiven (*prognos alt*) ist das Szenario POM noch nicht enthalten, daher fehlen hierzu die entsprechenden Werte. Es ist zu erkennen, dass in den aktualisierten Energieperspektiven (*prognos aktuell*) von einem insgesamt geringeren Energieverbrauch als in *prognos alt* ausgegangen wird, wobei der Verbrauchsrückgang im Szenario wwB in *prognos aktuell* grösser ist als im Szenario nEP. Die grundsätzliche Annahme, dass der Energieverbrauch von 2035 nach 2050 im Szenario wwB zunimmt, während im Szenario nEP von einem Verbrauchsrückgang ausgegangen wird, bleibt jedoch erhalten.

Der Gesamtverbrauch des Szenarios POM liegt in beiden Jahren zwischen den anderen beiden Szenarien. Von 2035 auf 2050 wird von einer Verbrauchszunahme ausgegangen.

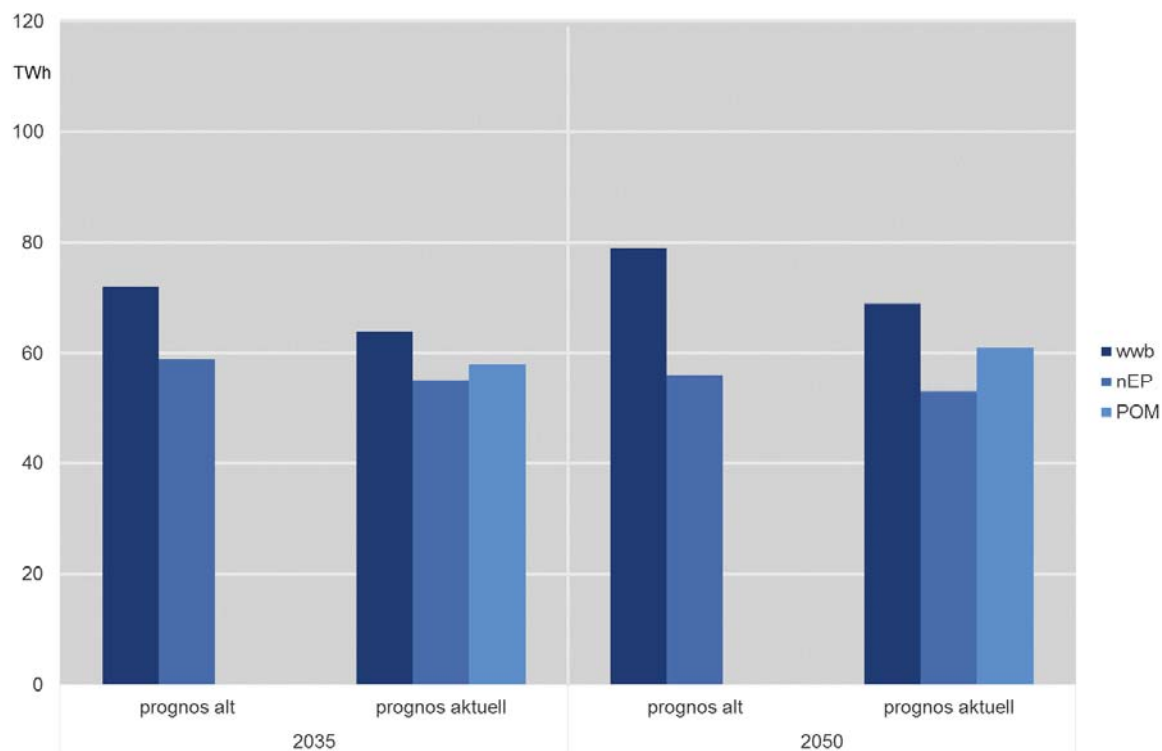


Bild 7.1: Vergleich der Annahmen zum gesamtschweizerischen Elektrizitätsverbrauch der Nachfrageszenarien der aktuellen und der vorhergehenden Energieperspektiven

In Bild 7.2 ist ein Vergleich der Annahmen der beiden Versionen der Energieperspektiven zur gesamtschweizerischen Elektrizitätserzeugung für die Angebotsvariante C+E in den drei Nachfrageszenarien dargestellt. Die grünen Säulenanteile stellen die Höhe der erneuerbaren Erzeugung dar (bestehend aus Wind- und Photovoltaikerzeugung sowie der Erzeugung aus Biomasse und –gas und Geothermie), während die blauen Säulen die Erzeugung der thermischen und hydraulischen Kraftwerke darstellen.

Analog zu den Annahmen zum schweizerischen Elektrizitätsverbrauch wird in *prognos aktuell* von einem Rückgang auch in der Erzeugung ausgegangen. Die Annahme zur absoluten Höhe der erneuerbaren Erzeugung ist in beiden Versionen der Energieperspektiven für beide auf dem gleichen Niveau. Dadurch, dass die Erzeugung insgesamt abnimmt, steigt jedoch der prozentuale Anteil der erneuerbaren Erzeugung entsprechend.

Für das Nachfrageszenario wwB steigt die Erzeugung, analog zum Verbrauch, von 2035 auf 2050 an. Und obwohl die Erzeugung im Szenario nEP wesentlich geringer ist als im Szenario wwB steigt die Erzeugung von 2035 auf 2050, im Gegensatz zum Verbrauch, auch im Szenario nEP. Der relative Erzeugungsanstieg zwischen 2035 und 2050 ist in *prognos aktuell* jedoch geringer als in *prognos alt*.

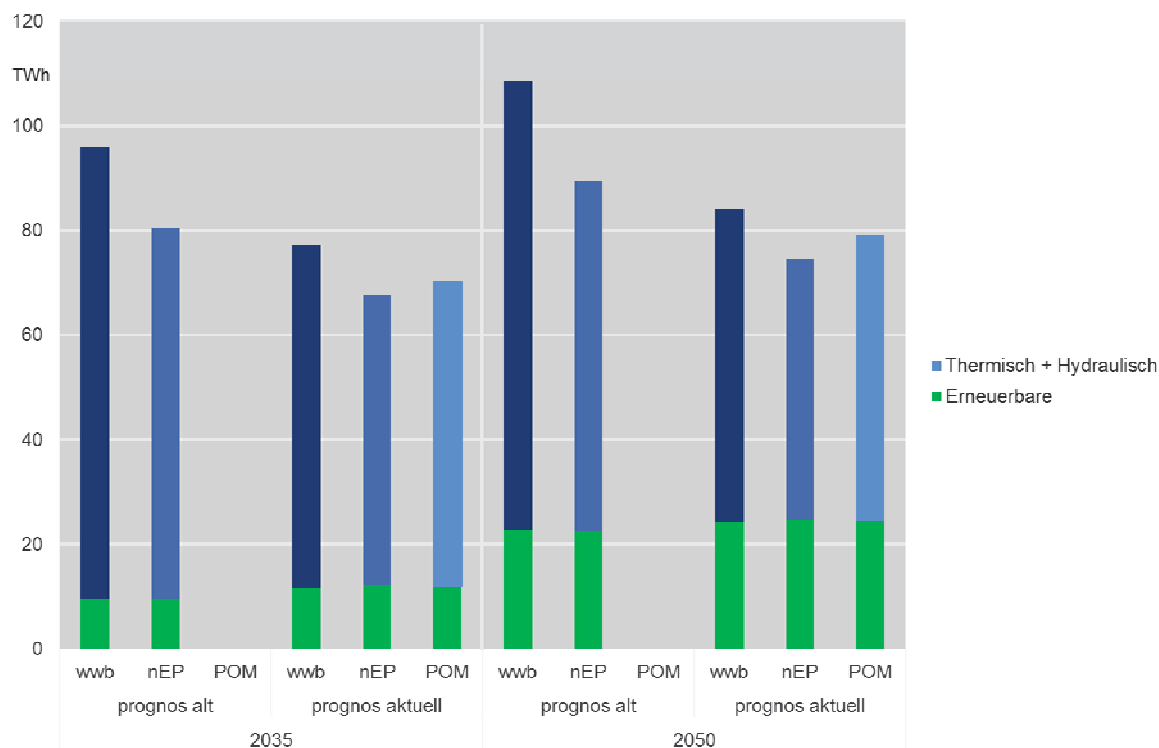


Bild 7.2: Vergleich der gesamtschweizerischen Elektrizitätserzeugung der Angebotsvariante C+E in den jeweiligen Nachfrageszenarien der aktuellen und der vorhergehenden Energieperspektiven.

Analog zu den Angaben zum Verbrauch liegt die Höhe der Erzeugung für das Szenario POM zwischen den beiden anderen Szenarien.

Betrachtet man die Ergebnisse zum Nutzen des Einsatzes regelbarer Ortsnetztransformatoren in der Vorgänger- im Vergleich zur aktuellen Studie, so sind große Unterschiede zu erkennen. In der Vorgängerstudie ist das Einsparpotenzial für den Zeitraum bis 2035 mit je nach Szenario ca. 4 Mrd. CHF und bis 2050 mit ca. 5-7 Mrd. CHF abgeschätzt worden. In der vorliegenden Studie wird das Einsparpotenzial je nach Szenario für den Zeitraum bis 2035 zu ca. 0,8-1,5 Mrd. CHF und bis 2050 zu ca. 1,4-2,4 Mrd. CHF berechnet. Diese erheblichen Unterschiede sind zum größten Teil auf die der 2012-er Studie zugrundeliegende stark vereinfachte Annahmen zurückzuführen, dass in der Netzebene 6 ein Netzausbau durch den Einsatz von rONT *vollständig* vermieden werden kann. Diese stark vereinfachende Annahme setzt vor allem auch voraus, dass die Stromtragfähigkeit der Transformatoren (und auch der Leitungen im vorgelagerten Mittelspannungsnetz) so groß ist, dass kein strombedingter Zubau von Stationen und damit auch Zubau von Mittelspannungsleitungen zu deren Anbindung erforderlich ist. Dies führte letztlich dazu, dass Ausbaumaßnahmen in den Netzebenen 5 und 7 in der Studie von

2012 als vermieden betrachtet wurden. In der vorliegenden aktuellen Studie wurde der Einsatz von rONT nun vollumfänglich in die Netzberechnungen integriert. Hierbei zeigt sich bei den getroffenen Annahmen und den vorliegenden, detaillierteren Daten, dass ein Großteil des Ausbaubedarfs in der Netzebene 6 und zwar gerade auch in den ländlichen Regionen, in denen prinzipiell der Einsatz von rONT sinnvoll sein könnte, strombedingt erfolgt. Bei den hier betrachteten Angebotsvarianten sind die installierten Erzeugungsleistungen im ländlichen Raum bereits 2035 vielfach signifikant höher als die Last, es treten also in erheblichem Umfang Rückspeisungen auf, die dann einen strombedingten Netzausbau erfordern. Der Einsatz von rONT ist in diesen Fällen dann nicht mehr kostensenkend. Ferner ist in der aktuellen Studie (anders als in der Vorgängerstudie) auch der Leitungsausbaubedarf berücksichtigt worden, der zur Anbindung von Erzeugungsanlagen mit eigenem Netzanschluss an das vorhandene Netz erforderlich ist; dieser Ausbaubedarf kann natürlich ebenfalls nicht durch den Einsatz von rONT verringert werden.

Bei geringerem Zubau von Erzeugungsleistung (also wenn man z. B. den Zubau bis 2025 betrachten würde) oder bei größerer räumlicher Verteilung (Konzentrationsgrad geringer als die hier angesetzten 30%, siehe Abschnitt 2.5.2) ist der relative Nutzen von rONT natürlich größer, da dann die Rückspeisungen noch nicht in einem solch großen Umfang auftreten, dass überwiegend strombedingte Ausbauten erforderlich sind. Insofern ist nun festzustellen, dass aufgrund der vereinfachenden Annahme, die den 2012-er Betrachtungen zu Grunde lag, der Nutzen von rONT seinerzeit deutlich überschätzt worden ist.

8 Vergleich der Ergebnisse mit dem „Strategischen Netz 2025“ der Swissgrid

Im „Bericht zum Strategischen Netz 2025“ von Swissgrid werden Investitionen für den Netzerhalt von ca. 1,0 Mrd. CHF bis 2035 angesetzt, wobei im Zeitbereich von 2025 bis 2035 laut diesem Bericht keine Investitionen für den Netzerhalt anfallen. Im Rahmen der Berechnungen zu der vorliegenden Studie wird – wie in Abschnitt 2.4 dargelegt – die vereinfachende Annahme zugrunde gelegt, dass die Altersstruktur des heutigen Netzbestands gleichverteilt ist und, dass die Leitungen der Netzebene 1 eine durchschnittliche technische Nutzungsdauer von 80 Jahren und die übrigen Betriebsmittel von 50 Jahren aufweisen. Auf Basis dieser Annahmen ergeben sich für den Zeitbereich bis 2025 Investitionen von ca. 850 Mio. CHF für die Erneuerung des Bestands der Netzebene 1. Der Wert liegt damit in der gleichen Grössenordnung wie der von Swissgrid geäußerte Wert. Damit ist diesbezüglich eine gute Übereinstimmung festzustellen.

Im „Bericht zum Strategischen Netz 2025“ werden darüber hinaus für Erweiterungsinvestitionen ca. 1,5 Mrd. CHF bis 2035 angegeben. Die Gründe für Unterschiede zu den in den obigen Kapiteln dokumentierten Ergebnissen können vielfältig sein, z. B. Abweichungen der Nachfrage-/Angebots-Entwicklungsszenarien, Annahmen zum Kraftwerkseinsatz im umgebenden Ausland, spezifischen Kostenansätzen für den Netzausbau, maximalen Leitungsbelastbarkeiten. Die Zahlen der Swissgrid lassen sich nicht eindeutig als optimistischer oder pessimistischer Ansatz einstufen. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass auch bei ähnlichen Annahmen die Zahlen von Swissgrid systematisch unter in dieser Studie berechneten Ergebnissen liegen müssen, da – anders als bei Swissgrid – die hier verwendete, auf öffentlichen Quellen basierende Datengrundlage für den Lastflusssatzenatz keine Bewertung von netzausbauverringerten Netzbetriebs- und Schaltkonzepten zulässt.

Literatur

- [1] Consentec
Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz
Studie im Auftrag des BFE, abgeschlossen im Jahr 2012
- [2] Consentec
Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz
Studie im Auftrag des BFE, abgeschlossen im Jahr 2010
- [3] Consentec
Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze
Studie im Auftrag des BFE, abgeschlossen im Jahr 2012
- [4] Consentec
Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors
Studie im Auftrag des BFE, abgeschlossen im Jahr 2013
- [5] Prognos
Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050
Studie im Auftrag des BFE, abgeschlossen im Jahr 2015
- [6] BFE
Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz - Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten
November 2014
- [7] Ecoplan
Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen, Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012
Studie im Auftrag des BFE, abgeschlossen im Jahr 2015

- [8] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Tätigkeitsbericht der ElCom, 2013

Anhang

A Anhang

A.1 Energieverbräuche und Leistungen nach Netzebenen

Energieverbrauch je Netzebene in TWh						
Szenario	Jahr	NE7	NE6	NE5	NE4	NE3
	2015	26,6	33,7	44,0	50,8	58,8
wwb	2035	27,7	36,6	48,9	55,6	64,4
	2050	29,3	39,6	53,1	59,7	69,0
POM	2035	24,6	32,4	44,1	49,7	57,9
	2050	25,0	33,9	46,9	52,1	60,8
nEP	2035	22,9	29,4	41,3	46,5	55,0
	2050	20,4	26,7	39,6	44,0	53,0

Tabelle A.1: Energieverbrauch (in TWh) der jeweiligen Netzebenen in den drei Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP in 2035 und 2050

Jahreshöchstleistung je Netzebene in GW						
Szenario	Jahr	NE7	NE6	NE5	NE4	NE3
	2015	7,6	9,6	8,0	9,2	10,7
wwb	2035	7,9	10,5	8,9	10,1	11,7
	2050	8,4	11,3	9,6	10,9	12,6
POM	2035	7,0	9,3	8,0	9,0	10,5
	2050	7,2	9,7	8,5	9,5	11,1
nEP	2035	6,5	8,4	7,5	8,5	10,0
	2050	5,8	7,6	7,2	8,0	9,6

Tabelle A.2: Jahreshöchstlasten (in GW) der jeweiligen Netzebenen in den drei Nachfrageszenarien wwb, POM und nEP in 2035 und 2050

Jahreshöchstleistungen je Netzebene in GW						
Werte aus Vorgängerstudie 2012						
Szenario	Jahr	NE7	NE6	NE5	NE4	NE3
	2015	7,6	9,4	9,8	9,8	9,8
wwb	2035	9,196	11,374	11,858	11,858	11,858
	2050	10,108	12,502	13,034	13,034	13,034
nEP	2035	7,524	9,306	9,702	9,702	9,702
	2050	7,22	8,93	9,31	9,31	9,31

Tabelle A.3: Jahreshöchstlasten (in GW) der jeweiligen Netzebenen in den zwei Nachfrageszenarien wwb und nEP in 2035 und 2050 aus Vorgängerstudie 2012

A.2 Installierte Leistungen dezentraler Erzeugungsanlagen

Angebotsvariante C+E alle Nachfrageszenarien in GW					
Anlagentyp	Jahr	NE7	NE6	NE5	NE4
WEA	2035	0,0	0,0	1,0	0,2
	2050	0,0	0,0	1,5	0,8
PV	2035	3,0	0,0	2,1	0,0
	2050	5,8	0,0	5,1	0,0
Thermisch	2035	1,8	0,7	0,9	0,3
	2050	1,8	0,7	0,9	0,3

Tabelle A.4: Installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen der Angebotsvariante C+E in allen Nachfrageszenarien

Angebotsvariante C+D+E Nachfrageszenarien wwB und POM in GW					
Anlagentyp	Jahr	NE7	NE6	NE5	NE4
WEA	2035	0,0	0,0	1,0	0,2
	2050	0,0	0,0	1,5	0,8
PV	2035	3,0	0,0	2,1	0,0
	2050	5,8	0,0	5,1	0,0
Thermisch	2035	3,3	1,0	2,0	0,7
	2050	3,7	1,1	2,3	0,9

Tabelle A.5: Installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen der Angebotsvariante C+D+E der Nachfrageszenarien wwB und POM

Angebotsvariante C+D+E Nachfrageszenario nEP in GW					
Anlagentyp	Jahr	NE7	NE6	NE5	NE4
WEA	2035	0,0	0,0	1,0	0,2
	2050	0,0	0,0	1,5	0,8
PV	2035	3,0	0,0	2,1	0,0
	2050	5,8	0,0	5,1	0,0
Thermisch	2035	3,0	0,9	1,8	0,6
	2050	1,8	0,7	0,9	0,3

Tabelle A.6: Installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen der Angebotsvariante C+D+E des Nachfrageszenarios nEP

A.3 Heutige Netzmengengerüste

	NE7	NE6	NE5	NE4	NE3	NE2	NE1
Leitungslängen [km]	84.000		44.000		9.000		6.750
Stationszahl [Stück]		57.000		558		75	

Tabelle A.7: Mengengerüste des heutigen Netzbestands (angelehnt an Tätigkeitsbericht der Elcom 2013)

A.4 Investitionskosten nach Netzebenen

Investitionskosten in Mrd. CHF je Netzebenen bis 2035				
C+E				
	ohne ES2050	wwb	POM	nEP
NE7	9,5 (9,5/0,0)	11,0 (9,5/1,5)	11,0 (9,5/1,5)	11,0 (9,5/1,5)
NE6	2,8 (2,3/0,5)	3,9 (2,3/1,6)	3,3 (2,2/1,1)	2,8 (2,1/0,7)
NE5	6,4 (5,8/0,6)	9,9 (5,8/4,1)	9,0 (5,7/3,3)	8,3 (5,4/2,9)
NE4	1,4 (1,1/0,3)	2,4 (1,1/1,3)	2,1 (1,1/1,0)	1,9 (1,0/0,9)
NE3	2,8 (2,5/0,3)	6,2 (2,5/3,7)	5,7 (2,5/3,2)	5,4 (2,4/3,0)
NE2	1,5 (1,2/0,3)	2,3 (1,2/1,1)	2,0 (1,2/0,8)	1,9 (1,1/0,8)
NE1	4,3 (1,7/2,6)	4,3 (1,7/2,6)	4,2 (1,7/2,5)	4,1 (1,7/2,4)
Smart Meter	0	0,9	0,9	0,9
Innovationsbudgets	0	0,2	0,2	0,2
Summe	28,7	41,1	38,5	36,7
C+D+E				
	ohne ES2050	wwb	POM	nEP
NE7	9,5 (9,5/0,0)	11,2 (9,5/1,7)	11,2 (9,5/1,7)	11,2 (9,5/1,7)
NE6	2,8 (2,3/0,5)	3,9 (2,3/1,6)	3,3 (2,2/1,1)	2,8 (2,1/0,7)
NE5	6,4 (5,8/0,6)	10,1 (5,8/4,3)	9,3 (5,7/3,6)	8,5 (5,4/3,1)
NE4	1,4 (1,1/0,3)	2,8 (1,1/1,7)	2,5 (1,1/1,4)	2,3 (1,0/1,3)
NE3	2,8 (2,5/0,3)	6,8 (2,5/4,3)	6,3 (2,5/3,8)	5,9 (2,4/3,5)
NE2	1,5 (1,2/0,3)	2,7 (1,2/1,5)	2,4 (1,2/1,2)	2,2 (1,1/1,1)
NE1	4,3 (1,7/2,6)	4,3 (1,7/2,6)	4,2 (1,7/2,5)	4,1 (1,7/2,4)
Smart Meter	0	0,9	0,9	0,9
Innovationsbudgets	0	0,2	0,2	0,2
Summe	28,7	43,1	40,4	38,0

Tabelle A.8: Investitionskosten je Netzebene [Mrd. CHF] bis 2035. Die Werte in Klammern geben an, wie hoch die Kosten für Bestandserneuerungen bzw. Mehrkosten durch Ausbaumaßnahmen aufgrund von Lastzuwachs und ES2050 sind (die 1. Zahl steht für Bestandserneuerung, die 2. Zahl für Ausbaukosten).

Investitionskosten in Mrd. CHF je Netzebenen bis 2050				
C+E				
C+E	ohne ES2050	wwb	POM	nEP
NE7	16,6 (16,6/0,0)	18,1 (16,6/1,5)	18,1 (16,6/1,5)	18,0 (16,6/1,5)
NE6	4,9 (4,0/0,9)	6,5 (3,9/2,6)	5,7 (3,9/1,8)	4,7 (3,5/1,2)
NE5	11,4 (10,2/1,2)	15,7 (10,2/5,5)	14,6 (10,2/4,4)	13,2 (9,0/4,2)
NE4	2,5 (2,0/0,5)	4,2 (2,0/2,2)	3,7 (1,9/1,8)	3,3 (1,7/1,6)
NE3	5,0 (4,4/0,6)	10,1 (4,4/5,7)	9,5 (4,4/5,1)	8,8 (3,9/4,9)
NE2	2,6 (2,1/0,5)	4,1 (2,1/2,0)	3,7 (2,1/1,6)	3,4 (1,8/1,6)
NE1	5,7 (2,9/2,8)	5,7 (2,9/2,8)	5,6 (2,9/2,7)	5,5 (2,9/2,6)
Smart Meter	0,0	1,4	1,4	1,4
Innovationsbudgets	0,0	0,4	0,4	0,4
Summe	48,6	66,0	62,5	58,5
C+D+E				
	ohne ES2050	wwb	POM	nEP
NE7	16,6 (16,6/0,0)	18,8 (16,6/2,2)	18,8 (16,6/2,2)	18,5 (16,6/1,9)
NE6	4,9 (4,0/0,9)	6,9 (4,0/2,9)	6,0 (4,0/2,0)	4,4 (3,5/0,9)
NE5	11,4 (10,2/1,2)	16,5 (10,2/6,3)	15,4 (10,2/5,2)	13,1 (9,0/4,1)
NE4	2,5 (2,0/0,5)	4,8 (2,0/2,8)	4,5 (2,0/2,5)	3,4 (1,7/1,7)
NE3	5,0 (4,4/0,6)	11,0 (4,4/6,6)	10,4 (4,4/6,0)	9,1 (3,9/5,2)
NE2	2,6 (2,1/0,5)	4,7 (2,1/2,6)	4,3 (2,1/2,2)	3,5 (1,8/1,7)
NE1	5,7 (2,9/2,8)	5,7 (2,9/2,8)	5,6 (2,9/2,7)	5,5 (2,9/2,6)
Smart Meter	0	1,4	1,4	1,4
Innovationsbudgets	0	0,4	0,4	0,4
Summe	48,6	70,1	66,8	59,3

Tabelle A.9: Investitionskosten je Netzebene [Mrd. CHF] bis 2050. Die Werte in Klammern geben an, wie hoch die Kosten für Bestandserneuerungen bzw. Mehrkosten durch Ausbaumaßnahmen aufgrund von Lastzuwachs und ES2050 sind (die 1. Zahl steht für Bestandserneuerung, die 2. Zahl für Ausbaukosten).

A.5 Einfluss des Mehrkostenfaktors

Einfluss des Mehrkostenfaktors [Mrd. CHF] der Angebotsvariante C+E					
Jahr	Nachfrageszenario	Mehrkosten gesamt	Netzebene	Bestand	Ausbau
2035	wwb	4,7	NE7	1,13	0,02
			NE5	1,13	0,29
			NE3	1,19	0,94
	POM	4,4	NE7	1,13	0,02
			NE5	1,12	0,2
			NE3	1,19	0,74
	nEP	4,2	NE7	1,12	0,02
			NE5	1,12	0,13
			NE3	1,18	0,63
2050	wwb	6,8	NE7	1,44	0,02
			NE5	1,48	0,44
			NE3	1,93	1,5
	POM	6,4	NE7	1,43	0,02
			NE5	1,47	0,33
			NE3	1,91	1,25
	nEP	6,0	NE7	1,43	0,02
			NE5	1,47	0,18
			NE3	1,91	0,99

Tabelle A.10: Einfluss des Mehrkostenfaktors der Angebotsvariante C+E für die Jahre 20135 und 2050.

Einfluss des Mehrkostenfaktors [Mrd. CHF] der Angebotsvariante C+D+E					
Jahr	Nachfrageszenario	Mehrkosten Szenario	Netzebene	Bestand	Ausbau
2035	wwb	5,2	NE7	1,16	0,03
			NE5	1,16	0,34
			NE3	1,23	1,28
	POM	4,9	NE7	1,16	0,03
			NE5	1,16	0,25
			NE3	1,23	1,08
	nEP	4,7	NE7	1,13	0,03
			NE5	1,12	0,18
			NE3	1,19	1
2050	wwb	7,5	NE7	1,52	0,04
			NE5	1,56	0,51
			NE3	2,03	1,88
	POM	7,2	NE7	1,52	0,04
			NE5	1,56	0,4
			NE3	2,03	1,64
	nEP	6,4	NE7	1,42	0,02
			NE5	1,46	0,18
			NE3	1,89	1,39

Tabelle A.11: Einfluss des Mehrkostenfaktors in Mrd. CHF der Angebotsvariante C+D+E für die Jahre 2035 und 2050 gesamt und je Netzebene.

A.6 Investitionsbedarf mit Energiestrategie 2050 bei einem Mehrkostenfaktor von 1,5

	ohne ES2050	wwb	POM	nEP
C+E				
Übertragungsnetz				
Bestandserneuerung	1,7	1,7	1,7	1,7
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Verteilnetz				
Bestandserneuerung	22,4	22,4	22,2	21,5
Einfluss Lastzuwachs	2,0	2,0	0,0	0,0
Einfluss dez. Erz.	0,0	6,6	6,6	5,8
Einfluss MKF	0	3,5	3,3	3,2
Smart Meter (Mehrkosten)	0,0	0,9	0,9	0,9
Innovationsbudgets	0,0	0,2	0,2	0,2
Summe	28,7	39,9	37,4	35,7
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	11,2	8,7	7,0
C+D+E				
Übertragungsnetz				
Bestandserneuerung	1,7	1,7	1,7	1,7
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,6	2,6	2,5	2,4
Verteilnetz				
Bestandserneuerung	22,4	22,4	22,2	21,5
Einfluss Lastzuwachs	2,0	2,0	0,0	0,0
Einfluss dez. Erz.	0,0	8,1	8,0	6,6
Einfluss MKF	0,0	3,7	3,5	3,4
Smart Meter (Mehrkosten)	0,0	0,9	0,9	0,9
Innovationsbudgets	0,0	0,2	0,2	0,2
Summe	28,7	41,6	39	36,7 §
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	12,9	10,3	8,0

Tabelle A.12: Investitionskosten [Mrd. CHF] bis 2035 bei einem Mehrkostenfaktor 1,5.

	ohne ES2050	wwb	POM	nEP
C+E				
<i>Übertragungsnetz</i>				
Bestandserneuerung	2,9	2,9	2,9	2,9
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
<i>Verteilnetz</i>				
Bestandserneuerung	39,2	39,2	39,2	36,5
Einfluss Lastzuwachs	3,7	3,7	0,3	0,0
Einfluss dezentrale Erzeugung	0	8,8	9,3	8,8
Einfluss MKF	0	5,0	4,7	4,5
Smart Meter (Mehrkosten)	0,0	1,3	1,3	1,3
Innovationsbudgets	0,0	0,4	0,4	0,4
Summe	48,6	64,1	60,8	57,0
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	15,5	12,0	8,4
C+D+E				
<i>Übertragungsnetz</i>				
Bestandserneuerung	2,9	2,9	2,9	2,9
Ausbau inkl. Mehrjahresplanung Swissgrid (Stand 2010)	2,8	2,8	2,7	2,6
<i>Verteilnetz</i>				
Bestandserneuerung	39,2	39,2	39,2	36,5
Einfluss Lastzuwachs	3,7	3,7	0,3	0,0
Einfluss dezentrale Erzeugung	0	12,2	12,7	9,1
Einfluss MKF	0	5,2	5,0	4,5
Smart Meter (Mehrkosten)	0,0	1,3	1,3	1,3
Innovationsbudgets	0,0	0,4	0,4	0,4
Summe	48,6	67,8	64,6	57,4
Mehrkosten ggü. ohne ES2050	-	19,2	16,0	8,8

Tabelle A.13: Investitionskosten [Mrd. CHF] bis 2050 bei einem Mehrkostenfaktor 1,5.

A.7 Netznutzungsentgelte bei einem Mehrkostenfaktor von 1,5

C+E						
	2035			2050		
Haus- haltstyp H4	Ver- brauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Ver- brauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	4.280	9,90	425 (-7,4 %)	4.300	9,50	407 (-11,2 %)
wwb	4.280	11,00	471 (+2,6%)	4.300	11,06	476 (+3,6%)
POM	3.810	12,05	459 (+0,1%)	3.650	12,44	454 (-1,1%)
nEP	3.750	12,70	476 (+3,8%)	3.250	14,46	470 (+2,4%)

Tabelle A.14: Entwicklung der Jahresverbräuche und jährlichen Netzkosten für einen Haushaltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4 für die Angebotsvariante C+E (Werte für 2015: 4.500 kWh/a und 459 CHF/a) bei einem Mehrkostenfaktor von 1,5.

C+E						
Netzebene 7	2035			2050		
Haushaltskunde H4	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	8,45	9,48	10,02	7,93	9,20	10,77
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Einfluss Lastzuwachs	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Einfluss dezentrale Erzeugung	0,87	1,03	1,14	1,23	1,48	1,87
Einfluss Mehrkosten- faktor	0,31	0,33	0,34	0,43	0,47	0,53
Smart Meter	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Innovationsbudget	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Summe	11,00	12,05	12,70	11,06	12,44	14,46

Tabelle A.15: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Haushaltskunden mit Anschlussprofil H4 in der Angebotsvariante C+E und einem Mehrkostenfaktor von 1,5.

C+E						
	2035			2050		
Gewerbetyp C5	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Verbrauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	499.280	5,80	28.763 (-0,8)	494.236	5,64	27.688 (-4,5 %)
wwb	499.280	6,64	32.262 (+11,3)	494.236	6,70	33.109 (+14,2%)
POM	412.824	6,77	27.931 (-3,7%)	386.888	7,10	27.481 (-5,2%)
nEP	385.447	6,91	26.644 (-8,1%)	327.810	7,61	24.949 (-14,0)

Tabelle A.16: Entwicklung der Jahresverbräuche und jährlichen Netzkosten für einen Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5 für die Angebotsvariante C+E (Werte für 2015: 500.000 kWh und 29.000 CHF/a) und einem Mehrkostenfaktor von 1,5.

C+E						
Netzebene 5	2035			2050		
Haushaltskunde H4	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	3,99	4,32	4,39	3,64	4,03	4,25
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,78	0,85	0,88	0,72	0,79	0,88
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,26	0,27	0,27	0,25	0,28	0,29
Einfluss Lastzuwachs	0,28	0,04	0,00	0,42	0,13	0,00
Einfluss dezentrale Erzeugung	0,79	0,92	1,00	1,18	1,38	1,66
Einfluss Mehrkostenfaktor	0,28	0,28	0,28	0,41	0,42	0,43
Smart Meter	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Innovationsbudget	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Summe	6,46	6,77	6,91	6,70	7,10	7,61

Tabelle A.17: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Gewerbekunden mit Anschlussprofil C5 in der Angebotsvariante C+E und einem Mehrkostenfaktor von 1,5.

C+D+E						
	2035			2050		
Haus- haltstyp H4	Ver- brauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Ver- brauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	4.280	9,90	425 (-7,4 %)	4.300	9,50	407 (-11,2 %)
wwb	4.280	11,40	488 (+6,3%)	4.300	11,48	494 (+7,5%)
POM	3.810	12,50	476 (+3,8%)	3.650	12,92	472 (+2,7%)
nEP	3.750	13,07	490 (+6,8%)	3.250	14,46	470 (+2,4%)

*Tabelle A.18: Entwicklung der Jahresverbräuche und jährlichen Netzkosten für einen Haus-
haltskunden mit dem Verbrauchsprofil H4 für die Angebotsvariante C+D+E
(Werte für 2015: 4.500 kWh/a und 459 CHF/a) bei einem Mehrkostenfaktor von
1,5.*

C+D+E						
Netzebene 7	2035			2050		
Haushaltskunde H4	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	8,47	9,49	10,04	7,95	9,21	10,77
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,54	0,60	0,63	0,51	0,58	0,66
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,18	0,20	0,19	0,18	0,20	0,22
Einfluss Lastzuwachs	0,42	0,18	0,11	0,58	0,28	0,13
Einfluss dezentrale Erzeugung	1,23	1,43	1,47	1,61	1,92	1,87
Einfluss Mehrkosten- faktor	0,33	0,36	0,36	0,45	0,49	0,53
Smart Meter	0,20	0,22	0,24	0,19	0,22	0,27
Innovationsbudget	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03
Summe	11,40	12,50	13,07	11,48	12,92	14,46

*Tabelle A.19: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für ei-
nen Haushaltskunden mit Anschlussprofil H4 in der Angebotsvariante C+D+E
und einem Mehrkostenfaktor von 1,5.*

C+D+E						
	2035			2050		
Gewer- betyp C5	Ver- brauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)	Ver- brauch kWh/a	NNE Rp./kWh	Netzkosten CHF/a (Delta zu 2015 in %)
Ohne ES2050	499.280	5,80	28.763 (-0,8)	494.236	5,60	27.688 (-4,5 %)
wwb	499.280	6,72	33.561 (+15,7%)	494.236	6,96	34.404 (+18,6%)
POM	412.824	7,06	29.130 (+0,5%)	386.888	7,40	28.636 (-1,3%)
nEP	385.447	7,15	27.556 (-5,0%)	327.810	7,61	24.956 (-13,9)

Tabelle A.20: Entwicklung der Jahresverbräuche und jährlichen Netzkosten für einen Gewerbekunden mit dem Verbrauchsprofil C5 für die Angebotsvariante C+D+E (Werte für 2015: 500.000 kWh und 29.000 CHF/a) und einem Mehrkostenfaktor von 1,5.

C+D+E						
Netzebene 5	2035			2050		
Haushaltskunde H4	wwb	POM	nEP	wwb	POM	nEP
Bestandserneuerung Verteilungsnetz	3,93	4,25	4,34	3,6	3,97	4,25
Bestandserneuerung Übertragungsnetz	0,76	0,83	0,87	0,71	0,78	0,88
Ausbaubedarf Übertragungsnetz	0,26	0,27	0,27	0,25	0,27	0,29
Einfluss Lastzuwachs	0,28	0,04	0,00	0,42	0,12	0,00
Einfluss dezentrale Erzeugung	1,11	1,26	1,28	1,49	1,72	1,66
Einfluss Mehrkosten- faktor	0,31	0,31	0,30	0,43	0,44	0,43
Smart Meter	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,08
Innovationsbudget	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
Summe	6,72	7,06	7,15	6,96	7,40	7,61

Tabelle A.21: Anteile der Einflussfaktoren an den Netznutzungsentgelten in Rp./kWh für einen Gewerbekunden mit Anschlussprofil C5 in der Angebotsvariante C+D+E und einem Mehrkostenfaktor von 1,5.

A.8 Annuitäten mit Energiestrategie 2050 inkl. Kostenanteil Mehrkostenfaktor

	wwb	POM	nEP
C+E			
2035			
Annuität Summe Einflussfaktoren	48,1	46,5	45,5
Annuität Mehrkostenfaktor	8,05	7,87	7,73
2050			
Annuität Summe Einflussfaktoren	52,7	50,7	48,2
Annuität Mehrkostenfaktor	4,54	4,81	5,99
C+D+E			
2035			
Annuität Summe Einflussfaktoren	50,0	48,5	46,9
Annuität Mehrkostenfaktor	13,07	12,46	9,13
2050			
Annuität Summe Einflussfaktoren	54,9	52,9	48,2
Annuität Mehrkostenfaktor	9,33	9,15	9,72

Tabelle A.22: Annuitäten in 100 Mio. CHF - Kostenanteile Mehrkostenfaktor bei einem Mehrkostenfaktor von 3,0.

	wwb	POM	nEP
C+E			
2035			
Annuität Summe Einflussfaktoren	41,7	40,2	39,2
Annuität Mehrkostenfaktor	1,65	1,53	1,47
2050			
Annuität Summe Einflussfaktoren	46,0	44,1	41,7
Annuität Mehrkostenfaktor	2,50	2,36	2,20
C+D+E			
2035			
Annuität Summe Einflussfaktoren	43,6	42,1	40,7
Annuität Mehrkostenfaktor	1,78	1,68	1,58
2050			
Annuität Summe Einflussfaktoren	48,2	46,2	41,7
Annuität Mehrkostenfaktor	2,64	2,51	2,21

Tabelle A.23: Annuitäten in 100 Mio. CHF - Kostenanteile Mehrkostenfaktor bei einem Mehrkostenfaktor von 1,5