

Studie

Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid

im Auftrag des Bundesamt für Energie

Aachen und Zofingen, 15.12.2014

Bearbeitung:

Dr. Andreas Nolde
Dominik Rohrer
Dr. Wolfgang Zander

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Hintergrund	6
2 Untersuchungsmethodik.....	8
2.1 Smart Grid Technologien	8
2.2 Betrachtungsbereich / Zieldefinition	9
2.3 Kosten-Nutzen Analyse.....	9
2.3.1 Nutzen / Wirksamkeit	11
2.3.2 Volkswirtschaftliche Effekte und politische Auswirkungen	16
2.3.3 Kosten	19
2.4 Use Cases.....	25
3 Ergebnisse der Kosten-Nutzen Analyse	31
3.1 Use Cases - Kostenvergleich der Smart Grid Technologien .	31
3.1.1 Bedarfskategorie: Spannungshaltung.....	31
3.1.2 Bedarfskategorie: Thermische Strombelastbarkeit.....	40
3.2 Volkswirtschaftliche Effekte	44
3.2.1 Übereinstimmung mit politischen Zielen	45
3.2.2 Externe Effekte	46
3.2.3 Potenzielle Konflikte	48
4 Kosten-Nutzen für betroffene Akteure	51
5 Zusammenfassung	54
Literaturverzeichnis	59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Methodisches Vorgehen der Kosten-Nutzen Analyse	11
Abbildung 2	Bedarfskategorien und Zuordnung der Smart Grid Technologien	12
Abbildung 3	Schematische Darstellung der Wirksamkeit des regelbaren Ortsnetztransformators	13
Abbildung 4	Angesetzte Barwertmethode zur Bestimmung der Kosten	20
Abbildung 5	In der Barwertmethode zu diskontierende Investitionskosten in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer (Beispiel)	21
Abbildung 6	Vereinfachtes Modell des Mittel- und Niederspannungsnetzes für die Use Cases	26
Abbildung 7	Darstellung der ohne Massnahmen anschliessbaren Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der Angangslänge für exemplarische MS-Abgangsszenarien	27
Abbildung 8	Synthetischer Einspeisegang (blau) und Jahresdauerlinie (rot) für Windenergieanlagen ($P_n = 1 \text{ MW}$)	28
Abbildung 9	Synthetischer Einspeisegang (blau) und Jahresdauerlinie (rot) für PV-Anlagen ($P_n = 100 \text{ kW}$)	29
Abbildung 10	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 1	32
Abbildung 11	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 2	35
Abbildung 12	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 3	36
Abbildung 13	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 4	38
Abbildung 14	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 5	39
Abbildung 15	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 6	41
Abbildung 16	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 7 (Variante 1 und 2)	42
Abbildung 17	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 8	43
Abbildung 18	Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 9	44
Abbildung 19	Einschätzung Übereinstimmung mit den politischen Zielen der Energiestrategie	45
Abbildung 20	Übersicht der Bewertung der externen Effekte	46
Abbildung 21	Übersicht der potenziellen Konflikte	49
Abbildung 22:	Kosten-Nutzen Faktor unterschiedlicher Technologien in unterschiedlichen Use Cases	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht qualitative Beurteilung externer Effekte.....	16
Tabelle 2	Übersicht ausgewählter Use Cases für die Kosten-Nutzen Analyse beim Bedarf „Spannungshaltung“	29
Tabelle 3	Übersicht ausgewählter Use Cases für die Kosten-Nutzen Analyse beim Bedarf „Thermische Strombelastbarkeit“	30

Abkürzungsverzeichnis

BBI	Bundesblatt
BFE	Bundesamt für Energie
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
EE	erneuerbare Energie
ES 2050	Energiestrategie 2050
ESTI	eidgenössisches Starkstrominspektorat
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KNA	Kosten-Nutzen Analyse
MS	Mittelspannung
ND	Nutzungsdauer
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
PV	Photovoltaik
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
UW	Unterwerk
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlage

1 Hintergrund

Die Veränderung der Erzeugungsstruktur hin zur massgeblichen Bedeutung dezentraler Erzeugungsanlagen (überwiegend auf Basis erneuerbarer Energien) und die Steigerung der Energieeffizienz als wesentliche Ziele der Energiestrategie 2050 in der Schweiz führen zu zwei zentralen Herausforderungen bei der elektrischen Energieversorgung:

- Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen in die Stromnetze (vornehmlich die Verteilnetze),
- Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch bei einem steigenden Anteil dargebotsabhängiger und damit volatiler Erzeuger und einem sich ändernden Verbraucherverhalten.

Das Stromnetz als Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch steht vor der zusätzlichen Herausforderung, dass die Veränderung der Energieversorgung sowohl einer hohen zeitlichen Dynamik als auch – insbesondere für die Verteilnetze – einer grossen zeitlichen und geografischen Unsicherheit hinsichtlich der zu integrierenden Leistung und der Anschlusspunkte dieser Leistung unterliegt.

Die genannten Herausforderungen führen zu einem Aus- und Umbaubedarf in den Elektrizitätsversorgungsnetzen, welcher bereits in mehreren Studien umfassend untersucht worden ist. Damit steht nicht die Frage nach dem Bedarf eines Aus- und Umbaus der Elektrizitätsversorgungsnetze im Fokus, sondern die Frage nach den geeigneten Massnahmen zur kosteneffizienten Deckung dieses Bedarfs.

Mit der Energiestrategie 2050 werden neben den Zielen für eine veränderte Erzeugungsstruktur und verstärkte Energieeinsparungen auch angestrebte Rahmenbedingungen für die Netze erarbeitet, die eine bedarfs- und zeitgerechte Weiterentwicklung der Netze sicherstellen sollen. Zentrale Herausforderungen für die Netze ergeben sich durch

- die Verlagerung der Erzeugung in die Mittel- und Niederspannungsebene,
- einen veränderten Kapazitätsbedarf der Netze, da die Standorte sich insbesondere bei regenerativen Energien nach dem Dargebot richten und nicht nach dem für die Netzauslegung bisher relevanten Verbrauch und
- die Änderungsdynamik der Versorgungsaufgabe (Verbindung von Erzeugung und Verbrauch) - insbesondere durch die Veränderung der Erzeugungsstruktur infolge entsprechender Förderungen - gegenüber den langen Lebenszyklen der Netzkomponenten, wodurch sich bei vorausschauender Netzplanung und Prognoseunsicherheiten hinsichtlich der Versorgungsaufgabe die Gefahr von „stranded investments“ ergibt.

Die Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur auf das Schweizer Verteilnetz durch den Ausbau dezentraler Erzeugung wurden im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) bereits untersucht [1]. Bis 2050 sorgt hier insbesondere der starke Ausbau von Photovoltaikanlagen mit einem überwiegenden Anschluss auf der Niederspannungsebene für einen Handlungs- und Ausbaubedarf in den Verteilnetzen.

Den Auswirkungen und Herausforderungen kann neben den anerkannten konventionellen Massnahmen, häufig als klassischer Aus- und Umbau des Netzes bezeichnet, mit neuen innovativen Massnahmen unter dem Oberbegriff Smart Grid begegnet werden. Smart Grid Technologien ergänzen und unterstützen die Massnahmen des konventionellen Netzausbaus. Sie bieten dem Netzbetreiber damit zusätzliche Handlungsoptionen. Dabei liegt der Fokus auf den Verteilnetzen, in denen durch den Einsatz von Steuerungs- und Regelungstechnik Effizienzpotentiale gehoben werden. Wesentliche Vorteile der unterschiedlichen Smart Grid Technologien ergeben sich durch

- die bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten,
- die schnellere Umsetzbarkeit der Massnahmen,
- eine höhere Flexibilität hinsichtlich der zukünftigen Anforderungen und
- einen positiven Beitrag zur Kosteneffizienz.

Eine Untersuchung im Auftrag des BFE hat den Zustand und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid bereits analysiert [2]. Auf diesen Vorarbeiten aufbauend und als weiterer Schritt zur Vervollständigung der Smart Grid Roadmap (SGR-CH) wird in der vorliegenden Studie eine Kosten-Nutzen-Analyse ausgewählter Smart Grid Technologien durchgeführt, in der Wirksamkeiten, Nutzen, Kosten und weitere Effekte, auch qualitativer Ausprägung, identifiziert, beschrieben und bewertet werden.

Der Einsatz von Smart Grid Technologien und damit die Ausnutzung der genannten Vorteile richtet sich dabei nach der konkreten Versorgungsaufgabe, dem individuellen Bedarfsfall sowie einer Vielzahl weiterer Entscheidungsfaktoren. Durch die Untersuchungen in dieser Studie sollen daher die Möglichkeiten des Einsatzes von Smart Grid Technologien anhand exemplarischer Bedarfsfälle und wesentlicher Einflussfaktoren aufgezeigt werden, ohne dabei feste Einsatzgrenzen einzelner Technologien festzulegen. Dabei erfolgt explizit keine Ermittlung des Gesamt-Ausbaubedarfs für die Verteilnetze der Schweiz anhand von Hochrechnungen. Vielmehr sollen die Untersuchungen eine Orientierung hinsichtlich des Einsatzpotentials von Smart Grid Technologien für Netzbetreiber, Politik und Öffentlichkeit darstellen, auch im Hinblick auf die weitere Diskussion möglicher regulatorischer und rechtlicher Rahmenbedingungen.

2 Untersuchungsmethodik

In diesem Kapitel werden die entwickelte Untersuchungsmethodik, die auf die Smart Grid Technologien angewendet wird, und die der Untersuchung zugrundeliegenden Annahmen vorgestellt. Dabei ist zunächst der sehr weit fassbare Begriff der Smart Grid Technologien zu konkretisieren und der Betrachtungsbereich entsprechend abzugrenzen. Anschliessend wird der Modellansatz zur Bewertung der Wirksamkeit bzw. des Nutzens auf der einen Seite und der dabei anfallenden Kosten auf der anderen Seite anhand von möglichen Anwendungsfällen (Use Cases) vorgestellt.

2.1 Smart Grid Technologien

Der Begriff „Smart Grid“ umfasst abhängig von der Sichtweise unterschiedlicher Akteure der Energiewirtschaft eine grosse Bandbreite an Technologien und Funktionen. Insbesondere technische Lösungen mit Auswirkungen auf das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten stellen aufgrund eines möglichen netz- sowie marktgesteuerten Einsatzes eine Überschneidung zum Smart Market dar.

In dieser Studie werden unter dem Begriff „Smart Grid Technologien“ technische Lösungen für die Verteilnetze der Mittel- und Niederspannungsebene verstanden, die durch den Einsatz von Mess- und Regelungstechnik die Erreichung eines sicheren, zuverlässigen und effizienten Elektrizitätsnetzes für die zukünftige Versorgungsaufgabe ermöglichen. Der Einsatz von Mess- und Regelungstechnik führt dabei zu einer besseren Ausnutzung sowohl der bestehenden Netzkapazitäten als auch zu einer effizienteren Dimensionierung des Netzes.

Die aktuellen und zukünftigen Smart Grid Technologien wurden für das BFE bereits einer Zustandsanalyse unterzogen [22]. Für die Kosten-Nutzen Analyse wurde bei der Auswahl zu betrachtender Technologien zusätzlich darauf geachtet, die in den nächsten Jahren zu erwartenden ausgereiften Technologien im Sinne einer evolutionären Entwicklung zu betrachten. Hinsichtlich revolutionärer Lösungen führen unsichere Annahmen bei den Kosten sowie der Modellierung der Wirksamkeit zu einer geringeren Aussagekraft der Untersuchungsergebnisse. Vor dem Hintergrund dieser Überlegung ergaben sich in dieser Studie die zu betrachtenden Smart Grid Technologien wie folgt:

- Regelbarer Ortsnetztransformator
- Einzelstrangregler
- Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Batteriespeicher
- Lastmanagement
- Einspeisemanagement

Bei den drei erstgenannten Technologien handelt es sich um innovative Netzkomponenten, die zur Einhaltung technischer Grenzwerte im Netz eingesetzt werden, ohne Erzeugung oder Verbrauch signifikant zu beeinflussen. Die drei letztgenannten Technologien führen bei gleicher Zielsetzung zu einer Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch und weisen somit eine Schnittstelle zum Markt auf. Im Folgenden werden diese Technologien mit dem Sammelbegriff „Flexibilitätsoptionen“ bezeichnet.

2.2 Betrachtungsbereich / Zieldefinition

Wie bereits eingangs in Kapitel 1 motiviert, stellt der Umbau der Erzeugungsstruktur ein wesentliches Ziel der Energiestrategie 2050 dar. Die Entwicklung weg von der Kernenergie und damit konventionellen Grosskraftwerken hin zu einem steigenden Anteil Erzeugung aus erneuerbaren Energien, hat erhebliche Auswirkungen auf die Verteilnetze, da dezentrale Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer installierten Leistung überwiegend in der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen werden. Der Fokus dieser Studie liegt deshalb auf der Mittel- und Niederspannungsebene.

Der grundsätzliche Handlungsbedarf im gesamten Elektrizitätsnetz wurde bereits in mehreren Studien analysiert und quantifiziert (vgl. bspw. [1,3]). Es stellt sich daher nicht mehr die Frage ob der Aus- und Umbau der Elektrizitätsnetze erforderlich ist, sondern wie der Aus- und Umbau möglichst kosteneffizient unter Beibehaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze erfolgen kann. Neben den Smart Grid Technologien ist folglich auch der konventionelle Netzausbau bei der Ermittlung einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten Lösung zu betrachten.

Der Kosteneffizienz kommt dabei im Kontext der Regulierung der Netzbetreiber und dem Endverbraucher als zwangsläufig finanziell betroffenem Akteur (siehe auch Kapitel 4) eine besondere Bedeutung zu. Für die Bewertung der Smart Grid Technologien im Zuge der Kosten-Nutzen Analyse ergibt sich folglich als zentrale Zielstellung eine preisgünstige, effiziente und sichere Versorgung des Stromkonsumenten. Eine zentrale Prämisse und damit Fokussierung des Betrachtungsbereiches hinsichtlich des Nutzens einer Smart Grid Technologie ist ein durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen hervorgerufener Bedarf für eine Massnahme aufgrund von Verletzungen technischer Randbedingungen im Netz.

Die Betrachtung erfolgt dabei ohne die Berücksichtigung möglicher Synergien mit zyklischen, üblicherweise anlagenaltersabhängigen Erneuerungen der Netzkomponenten, da sich der Bedarf völlig unabhängig vom Netzzustand ergibt und sich in Regionen mit hohem Dargebot und entsprechenden Potentialflächen eine zeitliche Dynamik des Zubaus einstellen kann, die weit unterhalb der üblichen Lebensdauerzyklen der Netzbetriebsmittel liegt. Hinsichtlich der Ergebnisse in Kapitel 3 ist folglich zu berücksichtigen, dass es Fälle mit entsprechenden Synergieeffekten geben kann, die insbesondere beim konventionellen Netzausbau zu einer Reduzierung der Kosten führen können. Darüber hinaus erfolgt die Betrachtung der Smart Grid Technologien jeweils einzeln und nicht eine Kombination mehrerer Massnahmen, wie bspw. Einspeisemanagement in Kombination mit dem Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren. Auch hier kann sich durch Synergien ein zusätzliches Kosteneinsparpotential ergeben [3].

2.3 Kosten-Nutzen Analyse

Da der Begriff der Kosten-Nutzen Analyse (KNA) je nach vorliegender Fragestellung sehr unterschiedlich belegt sein kann, erfolgt in diesem Abschnitt eine kurze Definition hinsichtlich des in dieser Studie gewählten Ansatzes. Dabei sind insbesondere die Begriffe des Nutzens, der Wirksamkeit und der Wirkung hinsichtlich der Smart Grid Technologien klar abzugrenzen.

Die Kosten-Nutzen Analyse dient der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung, im klassischen Sinne häufig angewendet bei Ausgaben der öffentlichen Hand. Sowohl Kosten als auch Nutzen werden hierbei in Geldwerten ausgedrückt. Überwiegt der Nutzen die Kosten, so wird ein Projekt positiv bewertet bzw. ergibt sich aus wohlfahrtstheoretischer Sicht eine sinnvolle Ausgabe der öffentlichen Hand. Für die vorliegende Aufgabe der Bewertung von Smart Grid Technologien ist dieser klassische Ansatz nur eingeschränkt zielführend. Die gesellschaftlichen und politischen Ziele, ausgedrückt in der Energiestrategie, führen bei einer Kosten-Nutzen Analyse nicht zu der Frage ob eine Technologie einzeln betrachtet volkswirtschaftlich sinnvoll ist, also der Geldwert des Nutzens die Kosten überwiegt, sondern welche der Technologien den aus der ES 2050 resultierenden Handlungsbedarf des Aus- und Umbaus der Netze am kostengünstigsten erfüllt, resp. mit den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten verbunden ist.

Da ein grundsätzlicher Handlungsbedarf in den Netzen der Mittel- und Niederspannungsebene besteht, der einer erforderlichen Zielerreichung entspricht, muss der Nutzen nicht in Geldeinheiten ausgedrückt und den Kosten gegenüber gestellt werden. In dieser Studie wird daher eine Kosten-Wirksamkeit Analyse vorgezogen, bei der eine Ermittlung von Kennzahlen erfolgt, die sich aus einer geeigneten Beschreibung der Wirksamkeit (siehe Unterabschnitt 2.3.1) und den Kosten (siehe Unterabschnitt 2.3.3) für die Smart Grid Technologie ergeben. Der Nutzen wird dabei über die Wirksamkeit anhand eines Zielerreichungsgrads bzw. eines Zielertrags ausgedrückt.

Es ist darauf zu achten, dass die Wirksamkeit einer Handlung bzw. Massnahme nicht zwangsläufig einen Nutzen zur Folge hat. Der primäre Nutzen ergibt sich aus dem ermittelten Bedarf bzw. der in Abschnitt 2.2 definierten Zielstellung der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen (als wesentliche Komponente der Energiestrategie 2050) zu minimalen Kosten. Eine Massnahme ist somit wirksam und hat einen Nutzen, wenn sie eine im Netz auftretende Begrenzung der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen aufhebt bzw. reduziert. Die Begrenzung löst dabei den Bedarf für eine Massnahme aus. Dies ist beim Vergleich unterschiedlicher Massnahmen möglichst kostenminimal zu erreichen, um die Netzkosten und Netzentgelte beim Verbraucher möglichst gering zu halten.

Weitere Wirksamkeiten der Smart Grid Technologien, die für andere Zielstellungen weitere Nutzeneffekte aufweisen können, werden hier nicht weiter betrachtet. Aus Gründen der Vereinfachung wird im Folgenden weiterhin von einer Kosten-Nutzen Analyse gesprochen, deren für diese Studie angepasste Methodik in Abbildung 1 dargestellt ist.

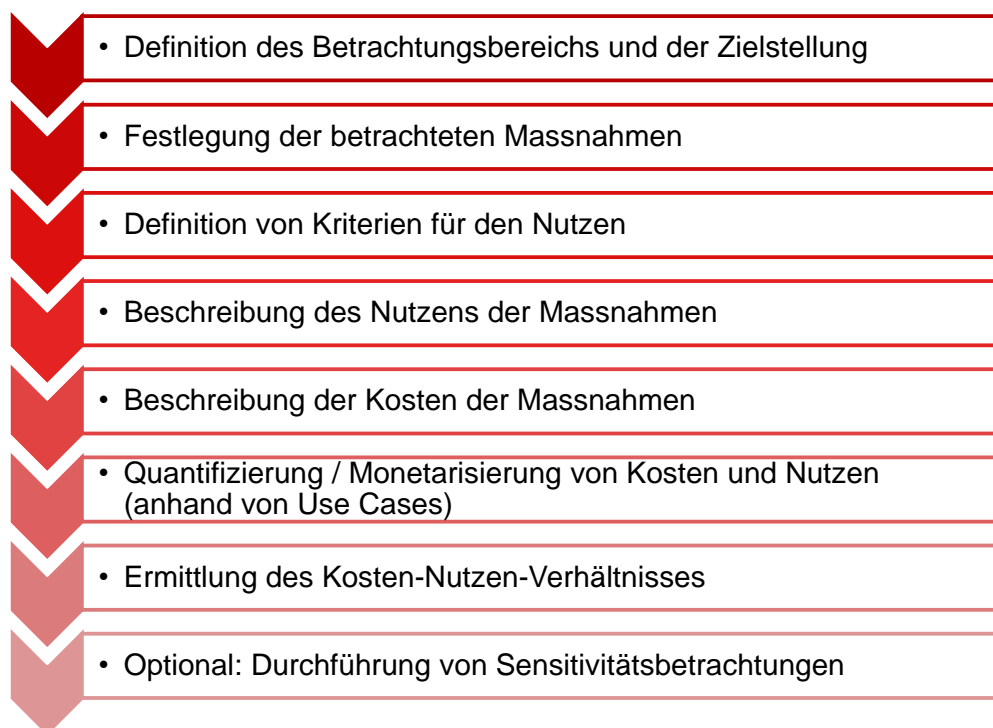


Abbildung 1 Methodisches Vorgehen der Kosten-Nutzen Analyse

Die Definition des Betrachtungsbereiches und der Zielstellung wurde in Abschnitt 2.2 und die Smart Grid Technologien als betrachtete Massnahmen in Abschnitt 2.1 dargestellt. Die Definition des Nutzens erfolgt in Kombination mit der Beschreibung der Wirksamkeit der Massnahmen in Unterabschnitt 2.3.1. Die für die Kosten-Nutzen Analyse angesetzten Kosten werden in Unterabschnitt 2.3.3 erläutert, bevor in Abschnitt 2.4 die Use Cases für die Quantifizierung bzw. die Monetarisierung von Nutzen und Kosten beschrieben werden.

2.3.1 Nutzen / Wirksamkeit

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Bewertung von Smart Grid Technologien im Kontext des durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen resultierenden Aus- und Umbaubebedarfs der Verteilnetze (siehe Abschnitt 2.2). Aus dieser Zielstellung ergeben sich unterschiedliche Bedarfskategorien im Netz, die in Abbildung 2 dargestellt sind.

Aus der Energiestrategie 2050 und dem darin enthaltenen Ziel eines steigenden Anteils der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich zwei wesentliche Problemstellungen. Zum einen müssen die dezentralen Erzeugungsanlagen in die Netze integriert werden, zum anderen führt die Volatilität der Erzeugung zu zusätzlichen Herausforderungen bei der Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Diese Problemstellung wurde hier mit aufgeführt, da die Flexibilitätsoptionen wie in Abschnitt 2.1 beschrieben eine Schnittstelle zu Bedarfsfeldern aus dem Markt aufweisen und dies trotz einer Fokussierung auf das Netz in dieser Studie berücksichtigt werden muss.

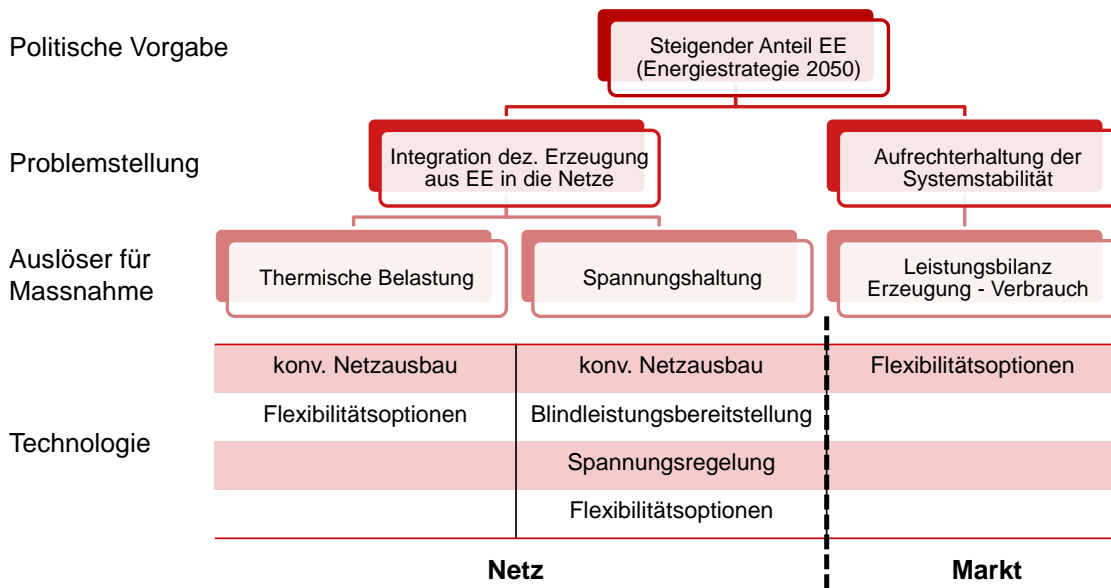


Abbildung 2 Bedarfskategorien und Zuordnung der Smart Grid Technologien

Durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen kann es im Netz zu thermischen Überlastungen sowie zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes kommen. Aus der Problemstellung ergibt sich somit ein durch die Smart Grid Technologien zu erfüllender Bedarf hinsichtlich der thermischen Belastung und der Spannungshaltung. Die Erfüllung dieses Bedarfs zu minimalen Kosten stellt den primären Nutzen im Zuge der KNA dar, der durch konventionellen Netzausbau oder den Einsatz von Smart Grid Technologien erreicht werden kann. In der Zuordnung der Smart Grid Technologien zu den Bedarfskategorien sowie der qualitativen Bewertung der volkswirtschaftlichen Effekte (Abschnitt 3.2) sind der regelbare Ortsnetztransformator und der Strangregler unter dem Oberbegriff „Spannungsregelung“ zusammengefasst.

Die Quantifizierung des Bedarfs im Netz richtet sich nach Netzplanungsgrundsätzen. So wird für die Untersuchung eine thermische Überlastung angenommen, wenn die thermische Strombelastbarkeit der Leitung bzw. die Nennleistung der Transformatoren durch die maximal mögliche Einspeisung (Summe der angeschlossenen Nennleistungen) dezentraler Erzeugungsanlagen überschritten wird. Hinsichtlich der Spannungshaltung wird entsprechend des „DACHCZ Kompendium: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ [4] in Kombination mit den Dokumenten zu Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz [5,6,7] die durch die dezentralen Erzeugungsanlagen verursachte Spannungsänderung betrachtet. In der Mittelspannungsebene ist eine Spannungsänderung von maximal 2 %, in der Niederspannungsebene von maximal 3 % einzuhalten. Die Grenzwerte ergeben sich aufgrund der üblicherweise unregelmässigen MS/NS-Transformatoren und einer daraus resultierenden Kopplung von Mittel- und Niederspannungsebene hinsichtlich der Spannungshaltung.

Als Kenngrösse für den primären Nutzen wird die in die Netze integrierbare dezentrale Erzeugungsleistung betrachtet, die eine Modellierung möglicher Bedarfsfälle erfordert. Hierfür werden Anwendungsfälle (Use Cases) betrachtet, die eine Bandbreite an Bedarfsfällen in der Praxis darstellen. Eine genaue Darstellung erfolgt in Abschnitt 2.4.

Für den Bedarf einer ausgeglichenen Leistungsbilanz können von den 6 beschriebenen Technologien nur die Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden. Hier wird aktuell eine Diskussion geführt über die zukünftige Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber und eine möglicherweise steigende Verantwortung der Verteilnetzbetreiber für die Systemstabilität. Dieser Bedarf ist jedoch dem Smart Market zuzuordnen und wird hier nicht weiter betrachtet.

Die Abbildung der Wirksamkeit der einzelnen Technologien bezogen auf die betrachteten Bedarfsfelder wird im Folgenden kurz erläutert.

a) Regelbarer Ortsnetztransformator

Der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) wird bei Verletzungen der zulässigen Spannungsänderung durch dezentrale Erzeugungsanlagen eingesetzt. Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren wird die Kopplung von Mittel- und Niederspannungsebene hinsichtlich der Spannungshaltung aufgehoben. Abbildung 3 zeigt anhand eines vereinfachten Beispiels die Wirksamkeit.

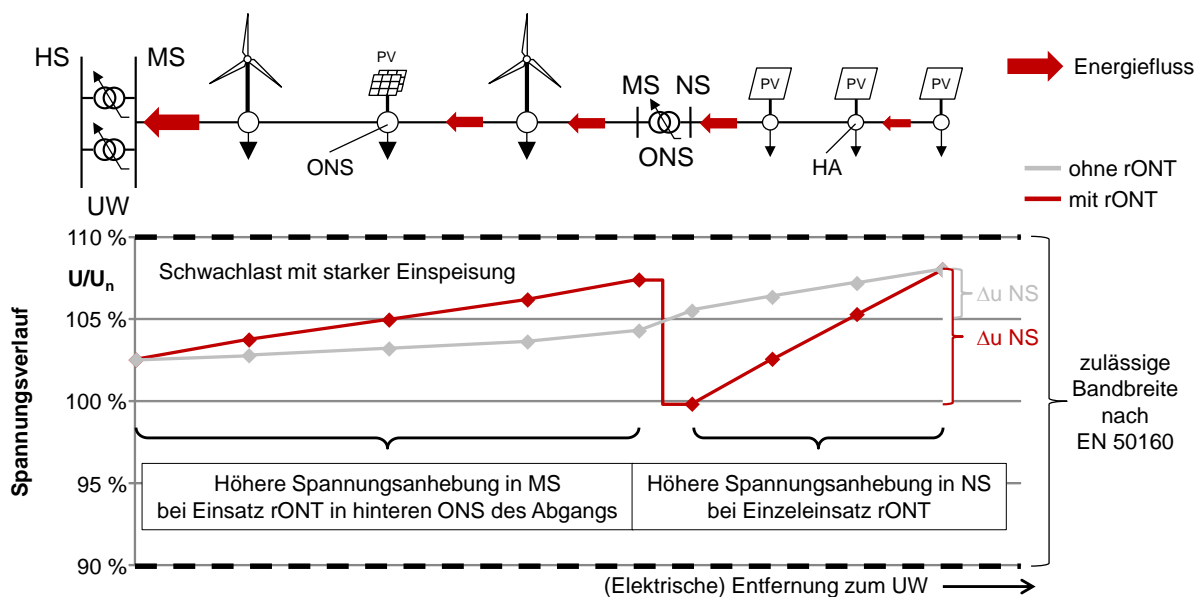


Abbildung 3 Schematische Darstellung der Wirksamkeit des regelbaren Ortsnetztransformators

Bei einer Verletzung der zulässigen Spannungsänderung in der Niederspannungsebene reicht der Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators in der zugehörigen Ortsnetzstation (ONS). Die Wirksamkeit erstreckt sich auf alle NS-Abgänge an der Station. Bei einem Bedarf in der MS-Ebene müssen mehrere Stationen im Abgang mit regelbaren Transformatoren ausgerüstet werden. Durch die Entkopplung der Spannungsebenen steht für jede Ebene ein grösseres Spannungsband zur Verfügung, so dass die bisherigen Begrenzungen der Spannungsänderung in der MS- und NS-Ebene aufgehoben werden können. Abbildung 3 zeigt exemplarisch den Effekt beim Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT). Ohne rONT sind die Spannungsebenen der MS- und NS-Ebene gekoppelt (graue Linie), woraus sich unter Berücksichtigung der Einstellgenauigkeit der Transformatoren die Grenzen der zulässigen Spannungsanhebung in den Ebenen ergeben. Durch den Einsatz des rONT in

einer Station kann die Spannung zumindest auf den Wert abgesenkt werden, der bei inhomogener Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen weiterhin die Einhaltung des Spannungsbandes in einem lastdominierten Abgang sicherstellt. Vereinfacht ist dies in der Abbildung mit 100 % Nennspannung angegeben. In der Praxis ist jedoch zwischen Ortsnetzstationen nahe am Umspannwerk und entfernt vom Umspannwerk zu unterscheiden, da für nahe am Umspannwerk gelegene Stationen teilweise höhere Spannungsabsenkungen durch die Last eingeplant werden. In der Niederspannung stehen in dem in der Abbildung dargestellten Fall für die Spannungsänderung durch dezentrale Erzeugungsanlagen bis zu 10 % zur Verfügung. Eine Erhöhung der zulässigen Spannungsänderung in der Mittelspannungsebene setzt den Einsatz von rONTs in einem Grossteil des Abgangs (Ausnahmen sind Stationen nahe am UW) voraus. Der Umfang hängt von der gewünschten Erhöhung der zulässigen Spannungsänderung ab. Unter Berücksichtigung der genannten Lage der Station im Abgang, der Regelabweichungen der Transformatoren und der Höhe der Ausgangsspannung am UW erhöht sich im ungünstigen Fall eines sonst stark belasteten Netzes die zulässige Spannungsänderung auf 6 - 10 %.

b) Strangregler

Wie der regelbare Ortsnetztransformator beschränkt sich die Wirksamkeit des Strangreglers auf die Erhöhung der zulässigen Spannungsänderung in der MS- und NS-Ebene. Sowohl in der MS- als auch in der NS-Ebene wird der Strangregler im engpassbehafteten Abgang installiert. Er entkoppelt damit die Spannungshaltung vor und hinter dem Strangregler innerhalb der Netzebene, jedoch nicht die Kopplung zwischen MS- und NS-Ebene. Gegenüber dem regelbaren Ortsnetztransformator steht damit eine geringere Flexibilität zur Verfügung, da die Kopplung von Mittel- und Niederspannungsebene bestehen bleibt. Für die planungstechnisch höher anzusetzende Spannungsänderung beim Einsatz des Strangreglers muss folglich die Kopplung von MS- und NS-Ebene vor- und hinter dem Strangregler berücksichtigt werden. In der Mittelspannungsebene wird eine zulässige Spannungsänderung von 6 % hinter dem Strangregler angenommen, womit im unterlagerten Netz sowohl starke Lastsituationen ohne dezentrale Erzeugung als auch Stationen mit starker dezentraler Erzeugung berücksichtigt werden. Beim Einsatz des Strangreglers in der NS-Ebene kann hinter dem Strangregler eine vollständige Ausnutzung des zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$ zugelassen werden.

c) Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen

Die dritte Massnahme mit einer ausschliesslichen Wirksamkeit bei der Verletzung der zulässigen Spannungsänderung ist die Blindleistungsbereitstellung. Die Wirksamkeit der Blindleistungsbereitstellung hängt von den technischen Anschlussbedingungen ab. Da die maximale Spannungsänderung bei maximaler Einspeisung (und minimaler Last) auftritt, wird für die Untersuchung in der MS-Ebene von einem $\cos \varphi = 0.95_{\text{ind}}$ bei Nennleistung der DEA ausgegangen. Durch die Blindleistungsbereitstellung reduziert sich somit die netzplanungsrelevante Spannungsänderung. In der NS-Ebene wird analog ein $\cos \varphi = 0.9_{\text{ind}}$ bei Nennleistung angenommen. Eine über diese Werte hinausgehende Blindleistungsbereitstellung hat in Untersuchungen kein nennenswertes Verbesserungspotential aufgezeigt [3]. Die Blindleistungsbereitstellung kann bei dezentralen Anlagen mit Wechselrichtern relativ einfach durch die Einstellung der Wechselrichter erreicht werden.

d) Batteriespeicher

Der Speicher, als erste Umsetzung der Flexibilitätsoptionen, wirkt sowohl bei der Verletzung der zulässigen Spannungsänderung als auch bei der thermischen Überlastung der Netzbetriebsmittel. Die Abbildung der Wirksamkeit erfolgt über die Reduzierung der planungstechnisch anzusetzenden Leistung der Erzeugungsanlagen. Voraussetzung ist eine erzeugungsnahe bzw. engpassnahe Errichtung des Speichers. Bei thermischen Überlastungen muss die Energie vor dem Engpass eingespeichert werden, um die Überlastung zu vermeiden. Bei einer Verletzung der zulässigen Spannungsänderung nimmt die Wirkung des Speichers bzw. der Speicher ausgehend von einer Errichtung direkt an der Erzeugungsanlage bzw. den Erzeugungsanlagen über den betroffenen Abgang hin zum Umspannwerk ab. Durch die Speicherung der Leistungsspitzen und Ausspeisung in Zeiten geringer Erzeugung reduziert sich die durch die Erzeugungsanlage in Kombination mit dem Speicher eingespeiste maximale Leistung. Zur Verfügung stehen sowohl stationäre als auch mobile und damit flexible Speicherlösungen [2].

e) Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement wird in der Untersuchung analog zum Batteriespeicher abgebildet. Durch die Abregelung der Leistungsspitzen reduziert sich die planungstechnisch anzusetzende maximale Erzeugungsleistung.

f) Lastmanagement

Für das Lastmanagement, als dritte Variante der Flexibilitätsoptionen, erfolgt in den Untersuchungen die gleiche Abbildung der Wirksamkeit wie bei Speichern und dem Einspeisemanagement.

2.3.2 Volkswirtschaftliche Effekte und politische Auswirkungen

Neben den direkten betriebswirtschaftlichen Effekten werden in dieser Studie auch volkswirtschaftliche Effekte sowie die Übereinstimmung mit politischen Zielen betrachtet. Zum einen wird untersucht, wie der Einsatz der smarten Netztechnologien zur Erreichung der Ziele gemäss Energiestrategie 2050 beiträgt. In einem zweiten Schritt werden für sechs Teilkriterien aus den Kategorien Wettbewerb, Innovation und Umwelt mögliche externe Effekte analysiert, wobei die Bewertungsskala jeweils pro Teilkriterium festgelegt wird. Schliesslich wird für zwei Teilkriterien abgeschätzt, ob beim Einsatz smarterer Netztechnologien möglicherweise Hemmnisse durch den aktuellen Regulierungsrahmen oder Konflikten zwischen betroffenen Akteuren bestehen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die durchgeführten qualitativen Bewertungen zur Übereinstimmung mit den politischen Zielen und möglicher externer Effekte.

a) Untersuchung Übereinstimmung mit politischen Zielen

Kategorie	Kriterium	Teilkriterium
übergeordnete politische Vorgaben	Beitrag zur Energiestrategie 2050	Ausbau erneuerbare Einspeisung
		Reduktion Gesamtenergieverbrauch CH
		Stabilisierung Stromverbrauch CH

b) Untersuchung externe Effekte

Kategorie	Kriterium	Teilkriterium	Untersuchung	
			Aufwand/ Nutzen	Konflikte
Wettbewerb	Beitrag zur Strommarktliberalisierung	Auswirkung auf Wettbewerbsintensität	■	■
	Ordnungspolitik	Genehmigungsverfahren	■	
Innovation		Innovationsfähigkeit Werkplatz Schweiz	■	
Umwelt	Landschaftsschutz/ Landschaftsbild	Auswirkungen auf Raum und Umwelt		■
	Ressourceneffizienz	Materialeinsatz	■	

Tabelle 1 Übersicht qualitative Beurteilung externer Effekte

a) Qualitative Untersuchung Übereinstimmung mit politischen Zielen

Die gesamte Schweizer Energiepolitik ist wesentlich geprägt von der Energiestrategie 2050 des Bundesrates. In einem ersten Schritt soll deshalb der Einsatz der untersuchten smarten

Netztechnologien an den Zielen der ES 2050 gemessen werden. Als wesentliche Ziele der ES 2050 lassen sich die drei Elemente Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion, Reduktion des schweizerischen Gesamtenergieverbrauchs sowie Stabilisierung des Stromverbrauchs in der Schweiz identifizieren.

Das Beurteilungsraster ist für sämtliche drei Teilkriterien identisch. Für jede intelligente Netztechnologie wird untersucht, ob ihr Einsatz einen hohen Nutzen oder einen geringen Nutzen zur Erreichung der gesetzten Ziele hat oder ob das Teilkriterium für die entsprechende Technologie als nicht relevant zu betrachten ist.

Beitrag zur Energiestrategie 2050	hoher Nutzen	geringer Nutzen	nicht relevant
-----------------------------------	--------------	-----------------	----------------

b) Qualitative Untersuchung externe Effekte

Im Rahmen einer qualitativen Untersuchung wird abgeschätzt, welche (zusätzliche) externen Effekte – neben der direkten technischen Wirksamkeit – mit dem Einsatz smarter Netztechnologien in den Kategorien Wettbewerb, Innovation und Umwelt verbunden sind. Die Kriterien und Teilkriterien, welche dabei zur Anwendung kommen, finden sich in Tabelle 1 oben. Pro Teilkriterium wird festgelegt, ob der externe Effekt als zusätzlicher *Nutzen* oder als *Aufwand* in Erscheinung tritt und es werden jeweils zwei Ausprägungen unterschieden (z. B. hoher oder geringer Nutzen). Auch bei dieser Beurteilung kann eine Kombination von Teilkriterium und Technologie keine externen Effekte aufweisen, was im Schema jeweils als *nicht relevant* klassiert wird.

Kategorie Wettbewerb

Unter die Kategorie Wettbewerb fällt als wesentliches Element die geplante Öffnung des Schweizer Strommarktes durch das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG¹), deren erste Stufe per 1. Januar 2009 umgesetzt worden ist. Der ursprünglich für 2014 geplante zweite Schritt, welcher zur vollständigen Liberalisierung führt, ist gemäss Vernehmlassungsvorlage des Bundesrates vom 8. Oktober 2014 auf Anfang 2017 vorgesehen. Somit würde die freie Lieferantenwahl für sämtliche Stromkunden ab 2018 auch in der Schweiz Realität. Auch wenn durch die vollständige Marktöffnung keine grundlegende Veränderung in der Branchenstruktur erwartet wird, bildet der aufkommende Wettbewerb nebst der Energiestrategie 2050 einen zweiten Faktor, welcher wesentliche Veränderungen im Geschäftsumfeld der Schweizer Strombranche mit sich bringt. An der Schnittstelle von Netz und Markt können sich Konflikte ergeben, da sich die Interessen der Beteiligten nicht decken müssen. Die im Netz eingesetzten Technologien sollten das freie Spiel der Marktkräfte im wettbewerblichen Teil nicht einschränken.

Im Beurteilungsraster kann das Teilkriterium einen hohen oder einen geringen Nutzen aufweisen bzw. das Teilkriterium ist für die untersuchte Technologie nicht relevant.

¹ SR 734.7

Auswirkung auf Wettbewerbsintensität	hoher Nutzen	geringer Nutzen	nicht relevant
--------------------------------------	--------------	-----------------	----------------

Als weiteres Teilkriterium wurde der *administrative Aufwand* untersucht. Damit sind insb. die notwendigen Genehmigungsverfahren gemeint und zwar sämtliche notwendigen Verfahren beim eidg. Starkstrominspektorat (ESTI) sowie weiteren Behörden auf Bundes-, Kantons- und Gemeindeebene, welche im Zusammenhang mit der Realisierung einer bestimmten technischen Lösung stehen. Abgesehen von den monetär erfassbaren Gebühren eines Verwaltungsverfahrens, welche als Frankenbetrag in die Kostenbetrachtung eines konkreten Netzausbauvorhabens einfließen, soll diese Beurteilung etwas weiter gefasst werden. Es wird davon ausgegangen, dass ein einfacheres rechtliches Verfahren zu einer schnelleren Realisierung eines Vorhabens führt und weniger Ressourcen innerhalb der Verwaltung bindet, was beides im allgemeinen Interesse ist. Die zur Auswahl stehenden Varianten sind deshalb geringer oder hoher Aufwand sowie nicht relevant, falls eine Technologie ohne Genehmigung umgesetzt werden kann. Auf positive Ausprägungen, dass nämlich bei einer bestimmten Technologie durch ein Genehmigungsverfahren ein zusätzlicher Nutzen generiert wird, kann verzichtet werden.

administrativer Aufwand	geringer Aufwand	hoher Aufwand	nicht relevant
-------------------------	------------------	---------------	----------------

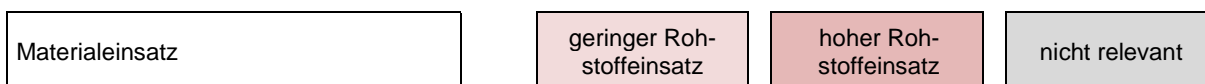
Kategorie Innovation

Beim Teilkriterium Innovationsfähigkeit Werkplatz Schweiz geht es um die Frage, ob die Schweiz als Forschungs- und Produktionsstandort von der jeweiligen Technologie profitieren kann. Dabei wird von der Grundannahme ausgegangen, dass bei Technologien, welche sich noch in einem Entwicklungsstadium befinden, die Chance grösser ist, dass Schweizer Unternehmen einen innovativen Beitrag leisten können als bei Verfahren oder Anwendungen, welche bereits erprobt sind und in standardmässig verwendet werden. Die drei zulässigen Ausprägungen sind identisch mit jenen des Kriteriums Beitrag zur Strommarktliberalisierung.

Innovationsfähigkeit Werkplatz Schweiz	hoher Nutzen	geringer Nutzen	nicht relevant
--	--------------	-----------------	----------------

Kategorie Umwelt

In der Kategorie Umwelt wird das Kriterium Ressourceneffizienz untersucht, welches sich im Teilkriterium *Materialeinsatz* widerspiegelt. Der Materialeinsatz wird vor dem Hintergrund betrachtet, dass der Einsatz von Rohstoffen (Metalle, seltene Erden, etc.) möglichst reduziert werden sollte. Dabei wird davon ausgegangen, dass in den reinen Materialpreisen nicht sämtliche externen Kosten dieser endlichen Ressourcen eingepreist sind. Entsprechend kann das Teilkriterium entweder die Ausprägung geringer oder hoher Rohstoffeinsatz annehmen bzw. als nicht relevant eingestuft werden.



c) Qualitative Untersuchung potenzielle Konflikte

Eine bestimmte smarte Technologie kann zwar einen konkreten Nutzen stiften, gleichzeitig können mit ihrem Einsatz aber auch potenzielle Konflikte verbunden sein. Unter Konflikt sind unterschiedliche Interessen zwischen dem Netzbetreiber und anderen Anspruchsgruppen als auch die Berücksichtigung der neuen Technologien in Richtlinien und der Regulierung zu verstehen. Ein Konflikt ist vor diesem Hintergrund nicht zwingend ein Argument gegen den Einsatz einer bestimmten Technologie sondern vielmehr ein Hinweis darauf, dass bestimmte Fragen noch nicht geklärt sind und Hemmnisse bestehen. Ggf. lässt sich der mögliche Konflikt auf gesetzgeberischem oder regulatorischem Weg auflösen. Die dritte qualitative Untersuchung hat deshalb den Zweck, solche Konfliktpotenziale zu identifizieren und einen allfälligen Handlungsbedarf zur Diskussion zu stellen.

Untersucht wurden zu erwartende Konflikte für zwei Teilkriterien aus den Kategorien Wettbewerb und Umwelt. Das Beurteilungsschema präsentiert sich dabei relativ einfach, entweder ist realistischereweise ein Konflikt zu erwarten oder es ist mit keinem Konflikt zu rechnen.

Im Zusammenhang mit den Teilkriterien zur Strommarktliberalisierung kann ein Konflikt insbesondere dann auftreten, wenn eine unterschiedliche Interessenlage zwischen dem Verteilnetzbetreiber und anderen Akteuren vorliegt. Aus technischer Sicht kann aufgrund der lokalen Verhältnisse in einem bestimmten Verteilnetz der Einsatz einer bestimmten smarten Netztechnologie sinnvoll sein, während bspw. ein Erzeuger oder ein Lieferant in derselben Situation dieselbe Technologie völlig unterschiedlich einsetzen würden.



Bei den Auswirkungen auf Raum und Umwelt steht nicht der kurzfristige Einsatz einer smarten Netztechnologie im Vordergrund sondern das Vorhandensein der Technologie an sich. Dabei wird von der Annahme ausgegangen, dass bei einer Technologie kein Konflikt zu erwarten ist, wenn sie sich innerhalb derselben räumlichen Dimensionen realisieren lässt wie eine klassische Netzkomponente, welche sie ersetzt bzw. ergänzt.



2.3.3 Kosten

Die Kosten werden in der KNA zunächst unabhängig von betroffenen Akteuren als volkswirtschaftliche Gesamtkosten des Technologieeinsatzes betrachtet. Es werden allerdings einheitlich nur Investitions- und Betriebskosten erfasst, die der Technologie direkt zugeordnet werden können. Da ein Kostenvergleich zwischen den Technologien im Zuge der Betrachtung

tung von Use Cases erfolgt, haben das Verhältnis der Kosten sowie die angesetzten Nutzungsdauern der Technologien einen wesentlichen Einfluss auf die kosteneffizienteste Lösung.

Die Kosten setzen sich aus Investitionskosten und Betriebskosten zusammen. Die Investitionskosten umfassen die Kosten für die Anlagen inkl. Bau bzw. die Kosten für Hard- und Software. Die Betriebskosten umfassen die jährlichen Kosten für Prüfung, Wartung und Instandhaltung der Anlagen. Für beide Kostenpositionen wird das Delta zum Status Quo, also die Mehrkosten durch den Einsatz der Technologien betrachtet.

Für die Kostenermittlung wird die in Abbildung 4 dargestellte Barwertmethode verwendet. Als Betrachtungszeitraum werden 40 Jahre angesetzt, was der oberen Nutzungsdauer für Kabel in der Mittel- und Niederspannungsebene nach der Branchensystematik für die Kostenermittlung in der Schweiz entspricht [8]. Damit wird die längste Nutzungsdauer aller betrachteten Technologien angesetzt.

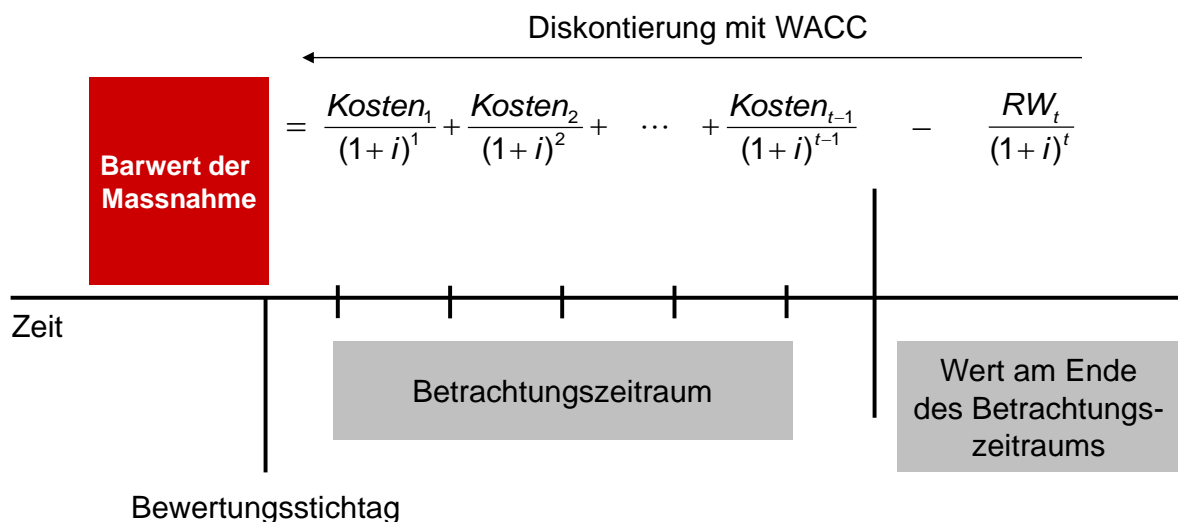


Abbildung 4 Angesetzte Barwertmethode zur Bestimmung der Kosten

Die im Betrachtungszeitraum in den einzelnen Jahren 1 bis $t = 40$ anfallenden *Kosten* (Investition und Betrieb) für die Technologien werden mit dem WACC² von $i = 4,7\%$ ³ auf den Bewertungsstichtag diskontiert. Am Ende des Betrachtungszeitraums verbleibt für die Technologien in der Regel ein Restwert *RW*, welcher sich aus der linearen Abschreibung der Investition über die Nutzungsdauer ergibt und ebenfalls in den Barwert einfließt. Abbildung 5 verdeutlicht das Vorgehen an einem Beispiel mit 3 unterschiedlichen Technologien (Tech 1 bis 3). Betrachtet werden hier exemplarisch nur die Investitionskosten der Technologien in Abhängigkeit der angesetzten Nutzungsdauern (ND).

² kalkulatorischer Zinssatz gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b StromVV SR 734.71

³ vgl. BBI 2014 1714

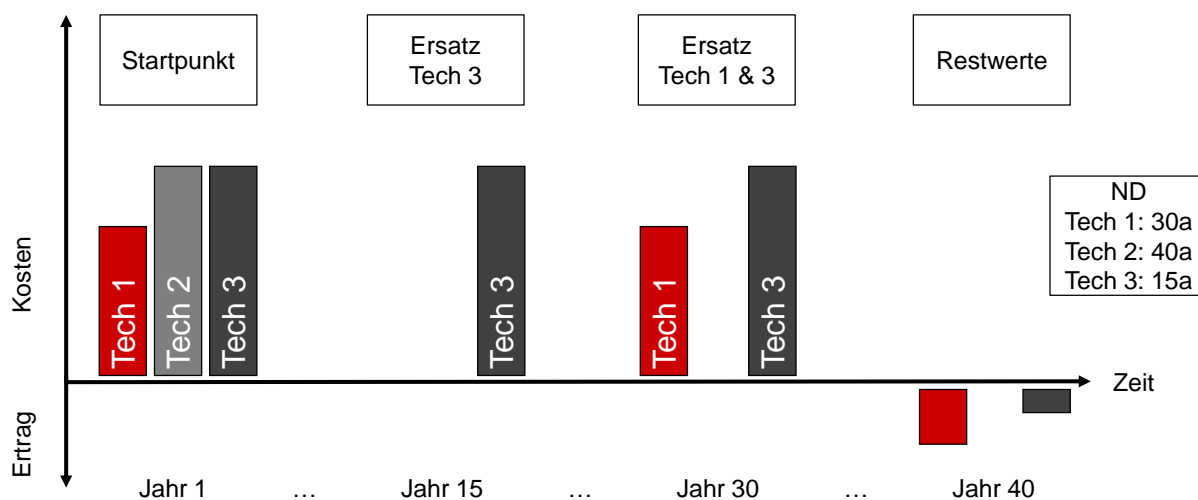


Abbildung 5 In der Barwertmethode zu diskontierende Investitionskosten in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer (Beispiel)

Es wird deutlich, dass sich durch die in der Barwertmethode durchgeführte Diskontierung zukünftiger Investitionen im Betrachtungszeitraum andere Technologien als kosteneffiziente Lösung ergeben können im Gegensatz zu einer Kostenbetrachtung in einem Einzeljahr unabhängig von der Nutzungsdauer der Technologien.

Im Folgenden werden die angesetzten Kosten, Nutzungsdauern und zugrundeliegenden Annahmen für die einzelnen Technologien kurz erläutert. Die angesetzten Kosten beruhen dabei sowohl auf Erfahrungswerten von BET Dynamo Suisse als auch auf einer Expertenbefragung unter den Teilnehmern der Begleitgruppe und des BFE. Es ist zu beachten, dass die Kosten für die Smart Grid Technologien aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes einer grossen Unsicherheit unterliegen, was bei der Interpretation der Ergebnisse der KNA zu berücksichtigen ist. Bei den Nutzungsdauern wird - soweit eine Zuordnung möglich ist - die obere Grenze der VSE Branchenempfehlung für die Kostenrechnung angesetzt [8].

a) Regelbarer Ortsnetztransformator

Der regelbare Ortsnetztransformator befindet sich in seiner Entwicklung nah der Marktreife. Bisher wurden jedoch nur geringe Stückzahlen in den Verteilnetzen eingesetzt, häufig in Pilotprojekten. Es wird für die KNA davon ausgegangen, dass der regelbare Ortsnetztransformator trotz der zusätzlichen Stell- und Regelungstechnik in bestehende Stationen eingesetzt werden kann. Andernfalls ist der Umbau bzw. der Neubau einer Station erforderlich, was zu einer deutlichen Kostensteigerung führt. Für den regelbaren Ortsnetztransformator inkl. Einbau werden Kosten in Höhe von 50'000 CHF angenommen. Hierbei wird für den Trafo selbst bereits eine gewisse Kostendegression unterstellt, im Zuge der Technologieentwicklung und grösserer Stückzahlen. Im Vergleich zur Branchenempfehlung des VSE aus dem Jahr 2007 [9] entspricht der Kostenansatz einem Faktor 2 zu einem 630-kVA-Standardtransformator.

Für die Betriebskosten ergibt sich aufgrund des Transformatorauschusses aus volkswirtschaftlicher Sicht zunächst kein zusätzlicher Betrag. Allein durch die zusätzliche Wartung und Instandhaltung der Regelungs- und Steuerungstechnik des regelbaren Ortsnetztransformators ergeben sich Mehrkosten. Diese werden pauschal mit 1 % der Investitionssumme ange-

nommen. Auswirkungen auf die Netzverluste werden aufgrund des Betriebsmitteltausches nicht berücksichtigt. Grundsätzlich ist beim Austausch eines älteren Trafos durch einen modernen Trafo eine Verlustreduktion möglich. Dieser Effekt wird jedoch vernachlässigt, analog zur Vernachlässigung von Synergieeffekten mit alterungsbedingten Ersatzmassnahmen (siehe auch Abschnitt 2.2).

b) Einzelstrangregler

Der Strangregler stellt eine zusätzliche Anlage im Netz dar, wodurch Investitionskosten inkl. Gebäude, Grundstück sowie Einbindung ins Netz angesetzt werden müssen. Für die MS-Ebene wurde für den Einsatz eines MS/MS-Transformators als Längsregler durch BDS eine Kostenschätzung durchgeführt und mit der Begleitgruppe der Studie diskutiert, dessen Kosten unabhängig von der Transformatorleistung vereinfachend mit 360'000 CHF angesetzt werden. Zum Vergleich wird in der dena Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2012 [11] für den MS-Strangregler ein Mischpreis von 300'000 € angegeben, der bei einem Wechselkurs von 1.2 CHF/EUR und unter Vernachlässigung eines ggf. höheren Preisniveaus in der Schweiz ebenfalls Kosten von rd. 360'000 CHF entspräche. Die Lebensdauer wird vereinfacht mit 35 Jahren angesetzt.

Die jährlich anfallenden Betriebskosten werden für den Einzelstrangregler als neuem Netzelement mit 2 % der Investitionskosten angesetzt. Für den Einzelstrangregler werden auch die zusätzlichen jährlichen Verluste berücksichtigt, da sich hier eine nennenswerte Änderung durch das zusätzliche Netzelement ergibt. Die Verluste sind vom konkreten Anwendungsfall abhängig und werden in den einzelnen Use Cases anhand synthetischer Einspeiseganglinien der dezentralen Erzeugungsanlagen und einer vereinfachten Lastprognose abgeschätzt.

In der Niederspannungsebene werden die Kosten pro Einzelstrangregler mit 18'000 CHF angesetzt. Der Kostenansatz ergibt sich aus der Auswertung der dena Verteilnetzstudie [11] und der Verteilnetzstudie von P3-Energy [12] für eine elektronische Umsetzung. Als Betriebskosten werden ebenfalls 2 % der Investitionskosten angenommen. Als Nutzungsdauer werden für den NS-Strangregler unter der Annahme einer elektronischen Ausführung 20 Jahre angesetzt.

c) Blindleistungsbereitstellung der DEA

Gemäss aktueller Praxis in der Schweiz wird bei Energieerzeugungsanlagen (EEA) kleiner Leistung (bis 5 kVA) in der Regel auf eine Blindleistungskompensation verzichtet. Für grössere Anlagen ist die Funktionalität der Blindleistungsbereitstellung bei Wind- und PV-Neuanlagen vorgeschrieben, auch wenn sie in der Praxis heute häufig nicht eingesetzt wird. Entgegen der reinen Wirkleistungsbereitstellung müssen zusätzliche Komponenten installiert bzw. die Wechselrichter hinsichtlich ihrer Leistung grösser ausgelegt werden. In dieser Untersuchung wird vereinfacht von einer Kompensation der Mehrkosten durch den technologischen Fortschritt bei den Anlagen ausgegangen. Es fallen volkswirtschaftlich somit keine Mehrkosten an. In vergleichbaren Studien werden für die grössere Auslegung der Wechselrichter zwischen 20-30 CHF/kW angesetzt, was im Ergebnis ebenfalls dazu führt, dass die Blindleistungsbereitstellung immer als erste Massnahme bei spannungsbandbedingten Engpässen im Netz angewendet werden sollte [11,12].

d) Batteriespeicher

Bei Batteriespeichern existiert eine sehr grosse Bandbreite möglicher Kostenansätze, hauptsächlich aufgrund der eingesetzten Technologie, der Grösse des Speichers und der erwarteten Kostendegression in den nächsten Jahren. In der durch das BFE beauftragten Studie „Energiespeicher in der Schweiz“ aus dem Jahr 2013 werden aktuelle Gesamtkosten bezogen auf das Speichervolumen von rd. 400 CHF/kWh bis 2'500 CHF/kWh angegeben. Aktuelle (Gross-)Speicherprojekte in der Schweiz (EKZ) und Deutschland (Energiequelle) ergeben geschätzte Gesamtspeicherkosten inkl. der Nebenkosten für Grundstück, Bau, Gebäude von rd. 3'700 - 4'000 CHF/kWh [13,14].

Für die KNA werden aufgrund einer erwarteten Kostendegression vereinfacht spez. Kosten von 1'000 CHF/kWh angenommen, die die Kosten für das Speichermedium, den Konverter und ggf. notwendige Grundstücke, Gebäude, etc. enthalten. Als Betriebskosten werden 1.5 % der Investitionskosten angesetzt. Der Wirkungsgrad des Speichers wird mit 80 % angesetzt, wobei dieser Wert in der Praxis von der eingesetzten Speichertechnologie abhängt. Die so anfallenden Verluste werden mit einem Marktpreis von 72 CHF/MWh bewertet. Die Lebensdauer der Batteriespeicher ist stark von der Anzahl Entladezyklen abhängig. Die Studie „Energiespeicher in der Schweiz“ [15] geht hier bei einem Zyklus pro Tag von rd. 8 bis 15 Jahren aus. Für die Untersuchungen wird die obere Grenze angenommen. Somit wird insgesamt bewusst ein optimistischer Kosten- und Lebensdaueransatz in dieser Studie betrachtet. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse in Kapitel 3 zu berücksichtigen.

e) Einspeisemanagement

Eine gesetzliche Vorgabe für eine (fernsteuerbare) Regelung dezentraler Anlagen mit dem Ziel des Einspeisemanagements existiert in der Schweiz bisher nicht. Im Fehlerfall im Netz ist der Verteilnetzbetreiber jedoch berechtigt dezentralen Erzeugungsanlagen vom Netz zu trennen oder eine Einspeisebegrenzung zu fordern. Bei einem steigenden Anteil dezentraler Erzeugung ist jedoch davon auszugehen, dass entsprechende Regelungen verstärkt in die Netzanschlussbedingungen Eingang finden werden. Da das Einspeisemanagement durch eine feste Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung umgesetzt und planungstechnisch abgebildet werden kann, ist keine (zusätzliche) Fernsteuer- bzw. Fernregelbarkeit erforderlich. Auch Massnahmen zur dynamischen Reduzierung der Einspeiseleistung in Abhängigkeit lokal verfügbarer Messwerte wie Spannung oder Strom (z.B. Kennliniensteuerung) können dezentral umgesetzt werden [7]. Daher werden keine Kosten für den Aufbau einer zentralen IT-Infrastruktur für die Fernmess- und Fernregelbarkeit betrachtet. Darüber hinaus ist anzumerken, dass ein entsprechender Kostenansatz aufgrund sehr heterogener Umsetzungsmöglichkeiten und vieler Einflussfaktoren einer grossen Unsicherheit unterliegt. Für die dezentrale Infrastruktur werden Kosten von 1000 CHF für die Regel-/Kommunikationseinheit an der Anlage angesetzt. Die jährlichen Betriebskosten betragen 1 % der Investitionskosten.

Die Kosten für die Durchführung des Einspeisemanagements hängen stark von der zukünftigen Entwicklung des Marktes und des schweizerischen sowie europäischen Kraftwerksparks ab. Zunächst wird für die Durchführung des Einspeisemanagements angenommen, dass die abgeregelte sprich nicht ins Netz eingespeiste Energie der dezentralen Erzeugungsanlagen dem Anlagenbetreiber vergütet wird. Die Höhe dieser Entschädigungszahlung entspricht

dabei der Vergütung der Einspeisung ohne Abregelung. Damit ergeben sich volkswirtschaftlich zunächst keine Mehr- oder Minderkosten.

Darüber hinaus ist zu unterscheiden, ob und wie die abgeregelte Energie ersetzt wird. Unter der Annahme, dass die abgeregelte Energie zur Deckung der Last erforderlich ist, muss der Markt bzw. die konventionelle Erzeugung einspringen. Hierbei wird für die Vergütung ein Mischpreis des Strommarktes von 72 CHF/MWh angenommen. Alternativ wird ein Szenario betrachtet, in dem die Erzeugung aus erneuerbaren Energien durch ein Spitzenlastkraftwerk in Form einer Gasturbine ausgeglichen wird. Für diese Betrachtung wird ein Preis von 190 CHF/MWh für die Energie angesetzt. Dieser Wert liegt gleichzeitig in der Grössenordnung eines Szenarios in dem die Erzeugung durch andere erneuerbare Energien, welche zusätzlich installiert werden müssen, ersetzt wird. Mit diesem Ansatz ist sichergestellt, dass das energetische Gesamtziel der Energiestrategie 2050 für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingehalten wird. Aktuell liegen die Vergütungssätze der kostendeckenden Einspeisevergütung gemäss Energieverordnung⁴ (EnV) bei Windenergieanlagen zwischen 135 CHF/MWh und 215 CHF/MWh und für PV-Anlagen zwischen 172 CHF/MWh und 304 CHF/MWh. Bei einem Ansatz von 190 CHF/MWh als Mischpreis wird somit eine weitere Degression der Vergütungssätze bei PV-Anlagen antizipiert.

f) Lastmanagement

Für Netzengpässe in der Mittel- und Niederspannungsebene ergibt sich überwiegend die Anforderung einer engpassnahen und damit erzeugungsnahen Massnahme. Da das Potential für Lastmanagement beim Haushaltskunden in mehreren Studien als äusserst gering identifiziert wurde [17], ist im Einzelfall zu prüfen, ob im Bereich des Engpasses geeignete Potentiale für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen. Zusätzlich stellt sich die Frage nach dem erforderlichen Anreiz für eine Teilnahme am Lastmanagement, welcher je nach Gewerbe und Industrie unterschiedlich ausfallen wird. In dieser Studie wird die Frage nach dem möglichen Potential des Lastmanagement nicht untersucht. Beim Vergleich unterschiedlicher Smart Grid Technologien kann jedoch aufgezeigt werden, welche Kostengrenze sich durch die ermittelte günstigste Lösung abgesehen von den qualitativen volkswirtschaftlichen Kriterien für ein mögliches Lastmanagement als kosteneffizienteste Lösung in den einzelnen Use Cases ergibt.

Für das Lastmanagement ist, anders als beim Einspeisemanagement, der Aufbau einer zusätzlichen IKT-Infrastruktur erforderlich. Unter der Annahme, dass für die Übertragungstrecke bestehende Kommunikationsinfrastrukturen (DSL, Mobilfunk, etc.) genutzt werden, so sind die dezentrale Steuerung beim Verbraucher und eine zentrale IT (z. B. beim Netzbetreiber) zu installieren bzw. zu erweitern [11].

g) Konventioneller Netzausbau

Der konventionelle Netzausbau wird durch den Austausch bzw. die zusätzliche Verlegung von Leitungen abgebildet, die unmittelbar für die in Abschnitt 2.4 betrachteten Use Cases erforderlich sind. Der teilweise ebenfalls notwendige Tausch bzw. Zubau von Transformato-

⁴ SR 730.01

ren sowohl in der HS/MS- als auch in der MS/NS-Umspannebene resultiert überwiegend aus einem flächigen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen bzw. in Einzelfällen aus einer deutlichen Differenz zwischen planungsrelevanter Last und der dezentralen Einspeisung, überwiegend in ländlichen Gebieten.

Beim konventionellen Netzausbau wird aufgrund der gesunkenen gesellschaftlichen Akzeptanz von Freileitungen von einem reinen Kabelausbau in der Mittel- und Niederspannung ausgegangen. Eine Studie im Auftrag des BFE aus dem Jahr 2013 schätzt die Mehrkosten einer weitgehenden Verkabelung der NE 5 auf lediglich 70 Mio. CHF/a, was mit einem Anstieg der Netznutzungsentgelte von rund 0.14 Rp/kWh verbunden wäre [10]. Bei der Kabelverlegung werden die Kosten wesentlich durch die Tiefbauarbeiten und die Oberflächenqualität bestimmt. Die Verlegung unter hochwertigem Pflasterstein oder unter Strassen ist deutlich teurer als die Verlegung unter Schotter oder unter Freiflächen (Wiese). Hinzu kommt in der Schweiz der steigende Anteil an in Rohren verlegten Kabeln. Eine Netzverstärkung im Zuge eines Ausbaus ist bei einer Rohrverlegung deutlich günstiger aufgrund des geringeren Tiefbauumfangs. Auf Basis des Feedbacks aus der BFE Begleitgruppe und Einheitspreisen aus Studien (vgl. bspw. [18]), wurden für die Massnahme Kabelausbau in der Mittelspannungsebene als Mischansatz Kosten von 200 CHF/m bei einfacher Oberfläche und 300 CHF/m bei höherwertiger Oberfläche angenommen. Die in der Praxis anfallenden Kosten können eine sehr grosse Bandbreite aufweisen und sind daher im konkreten Bedarfsfall individuell zu prüfen. Im Fall sehr einfacher Oberflächen (Wiese) bzw. bei existierenden Leerrohren können deutlich niedrigere Kosten im Bereich unter 100 CHF/m für die Kabelverlegung anfallen. Dem gegenüber können bei einer neuen Einzelverlegung mit Tiefbau und Rohrverlegung bei hochwertigen Oberflächen entsprechend der in 2007 ermittelten Einheitskosten des VSE auch Kosten von über 1'000 CHF/m auftreten [9].

In der Niederspannungsebene wird eine Bandbreite von 140 CHF/m bis 180 CHF/m angesetzt. Auch in dieser Ebene ist in der Praxis eine grosse Bandbreite der Kosten anzutreffen. Die Nutzungsdauern für MS- und NS-Kabel werden in der Untersuchung mit 40 Jahren angesetzt.

2.4 Use Cases

Der primäre Nutzen der Kosten-Nutzen Analyse (KNA) ergibt sich aus dem Bedarf der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und der Minimierung der daraus im Verteilnetz resultierenden Aus- und Umbaukosten. Für den Vergleich der Smart Grid Technologien werden Bedarfsfälle anhand von Use Cases betrachtet, bei denen ohne Aus- bzw. Umbau des Netzes eine mögliche dezentrale Erzeugungsleistung nicht vollständig angeschlossen werden kann. Es werden demnach keine Fälle betrachtet, in denen keine Massnahmen im Netz erforderlich sind. Die Use Cases dienen der Betrachtung einzelner Fälle aus der gesamten Bandbreite möglicher Bedarfsfälle ohne den Anspruch einer darauf basierenden Hochrechnung auf das gesamte Schweizer Stromnetz.

Die Verteilnetze der Mittelspannungsebene sind üblicherweise als offene Ring- und Strangnetze ausgeführt. Für die Modellierung ergeben sich somit vom Unterwerk abgehende Leitungen (Abgänge) unterschiedlicher Länge mit einem gerichteten Lastfluss, wie sie in Abbildung 6 vereinfacht dargestellt sind. Ausgehend vom Unterwerk (UW) werden unterschiedli-

che Abgänge betrachtet, die sich hinsichtlich ihrer Länge (L_{MSx}), der Anzahl an Ortsnetzstationen (ONS m_x) und der Leistung pro Ortsnetzstation unterscheiden. Analog unterscheiden sich die unterhalb der ONS betrachteten NS-Abgänge ebenfalls hinsichtlich der Länge (L_{NSy}) und der Anzahl Hausanschlüsse (HA). Damit wird indirekt auch der unterschiedliche Abstand der Hausanschlüsse berücksichtigt.

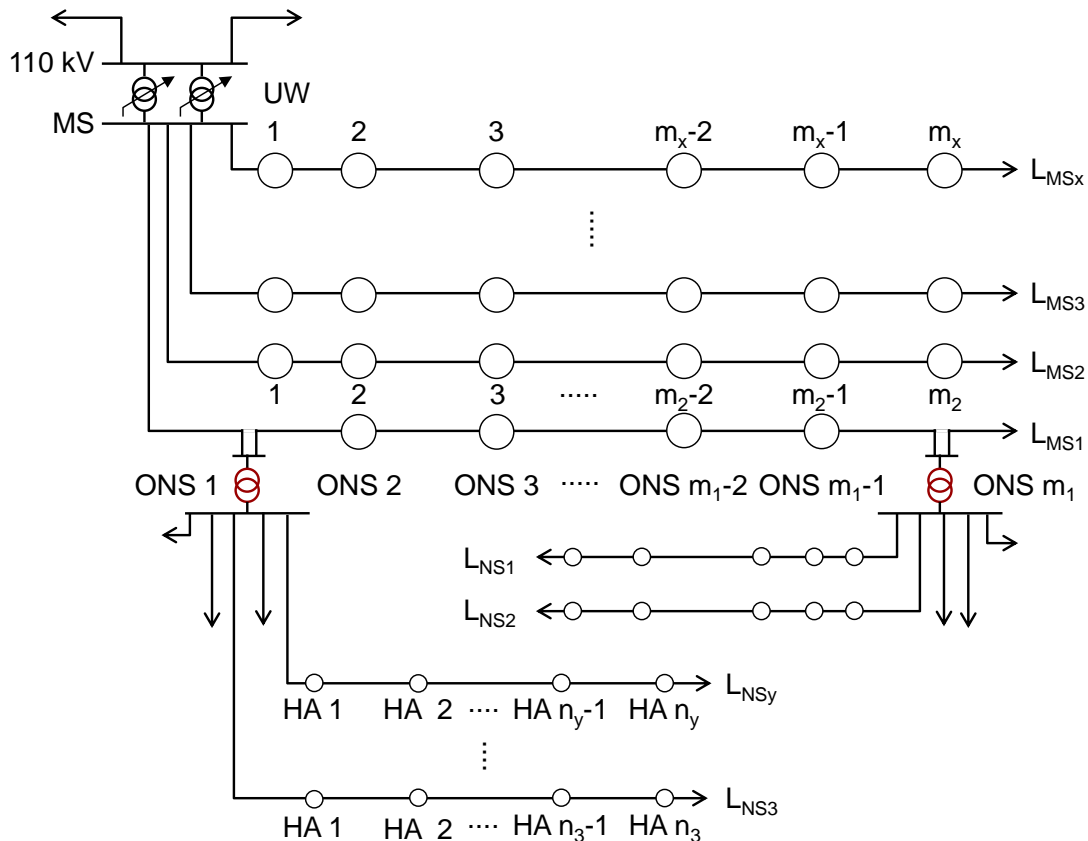


Abbildung 6 Vereinfachtes Modell des Mittel- und Niederspannungsnetzes für die Use Cases

In der Niederspannungsebene ist zusätzlich häufig eine Strahlenstruktur anzutreffen, die ebenfalls zu der dargestellten Abgangsmodellierung führt. Die Abgänge können dabei in der MS- und NS-Ebene einen unterschiedlich hohen Anteil an Stichleitungen aufweisen. Dies wird, ebenso wie eine Durchmischung unterschiedlicher Leitungstypen in einem Abgang, bei der Modellierung vernachlässigt bzw. nur qualitativ bei der Analyse diskutiert. Darüber hinaus werden für den Vergleich der Smart Grid Technologien in der KNA nur Einzelabgänge betrachtet.

Die Last wird in den Untersuchungen vereinfachend vernachlässigt bzw. es wird planungstechnisch eine Minimallast von Null angenommen. Bei einer Verletzung der zulässigen Spannungsänderung Spannungshaltung folgt die Untersuchung dabei den Kriterien der technischen Richtlinien [7,6], die die Last nicht betrachten. Bei der thermischen Strombelastbarkeit begründet sich die Vernachlässigung mit einer in Regionen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung häufig anzutreffenden geringen Lastdichte und damit gegenüber der Einspeiseleistung geringer Minimallast [3]. Wenn in der Praxis der Netzplaner in der individuellen Anschlusssituation eine gesicherte Last in nennenswerter Höhe annehmen kann, ergibt

sich ein höheres Integrationspotential für dezentrale Erzeugungsleistung. Über das Lastmanagement kann diese gesicherte Last ggf. erreicht oder gesteigert werden.

Für die betrachtete Netztopologie sind zunächst Bedarfssfälle mit einer Überschreitung der thermischen Strombelastbarkeit oder einer Verletzung der zulässigen Spannungsänderung bzw. des zulässigen Spannungsbandes zu unterscheiden. Abbildung 7 zeigt die maximal integrierbare Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen in einem Abgang in Abhängigkeit der Abgangslänge und weiterer Einflussparameter.

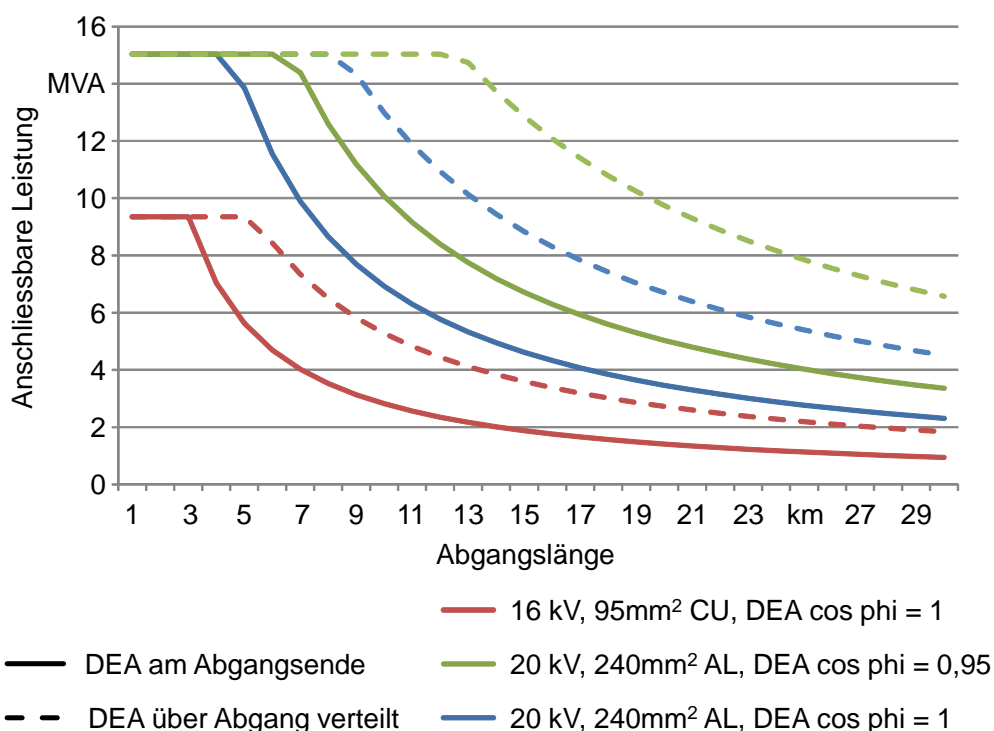


Abbildung 7 Darstellung der ohne Massnahmen anschliessbaren Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der Abgangslänge für exemplarische MS-Abgangsszenarien

Neben der Länge des Abgangs hängt die anschliessbare Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen wesentlich von den Leitungsparametern ab, exemplarisch dargestellt durch zwei unterschiedliche Leitungstypen, die Spannungsebene und den Standort der Anlage(n) im Abgang. Die durchgehende Linie gibt die Leistungswerte bei einem Anschluss der Anlage am Ende des Abgangs an. Die gestrichelte Linie repräsentiert den Fall einer über den Abgang homogen verteilten Anlagenleistung und somit den Anschluss mehrerer Anlagen.

Bei kurzen Abgangslängen ist die anschliessbare Leistung ausschliesslich durch die thermische Strombelastbarkeit der Leitung begrenzt. Die Spannungsänderung durch die dezentrale Erzeugungsanlage bleibt dabei unter dem Grenzwert von 2 %. Bei 20 kV Nennspannung und rd. 420 A Strombelastbarkeit bei einem 240 mm² Aluminiumkabel ergibt sich eine maximale Anschlussleistung von rd. 14.5 MVA. Bei längeren Abgängen wird die anschliessbare Leistung durch die Spannungsänderung begrenzt. Es wird deutlich, dass bei langen Abgängen durch die Begrenzung der Spannungsänderung nur ein Bruchteil der thermischen Leitungskapazität genutzt wird. Die Höhe der Spannungsänderung hängt von der Leistung der DEA

und der Impedanz der Leitung ab, so dass die Abgangslänge vereinfacht eine „elektrische Entfernung“ vom Unterwerk darstellt. Somit können Anlagen an Sticleitungen bzw. unterschiedliche Leitungstypen in einem Abgang auf einen Impedanzwert zurückgeführt werden, der bei einem durchschnittlichen Impedanzbelag einer elektrischen Entfernung vom Unterwerk entspricht.

Zusätzlich wird in Abbildung 7 der Effekt einer Blindleistungsbereitstellung durch die dezentrale Erzeugungsanlage dargestellt. Durch die Blindleistungsbereitstellung wird dem Effekt der Spannungsänderung entgegengewirkt. Im gezeigten Beispiel ergibt sich eine deutlich Steigerung der anschliessbaren Leistung um etwa den Faktor 1.5. Der Effekt fällt je nach Leitungstyp unterschiedlich aus, in den meisten Fällen jedoch nennenswert bis stark. In der Nähe des Schnittpunktes zwischen thermischer und spannungsänderungsbedingter Begrenzung der anschliessbaren Leistung kann es durch die Blindleistungsbereitstellung zu einem Wechsel des anschlussbegrenzenden Kriteriums kommen.

Aus Sicht der betrachteten Smart Grid Technologien ergibt sich neben den für den Bedarf relevanten Unterscheidungskriterien „Spannung“, „Leitungstyp“ und „Abgangslänge“ ein zusätzlicher Differenzierungsbedarf in Bezug auf die Höhe der nicht anschliessbaren Leistung und den Anlagentyp. Da die Wirksamkeit der Flexibilitätsoptionen durch die „Beherrschung“ der Einspeisespitzen abgebildet wird, ergibt sich in Abhängigkeit der nicht anschliessbaren Leistung und der Unterscheidung zwischen Wind- und PV-Anlagen der Umfang des Einsatzes dieser Technologien. In Abbildung 8 und Abbildung 9 sind die für die Untersuchung herangezogenen synthetischen Einspeisegang und Dauerlinien für Wind und PV dargestellt.

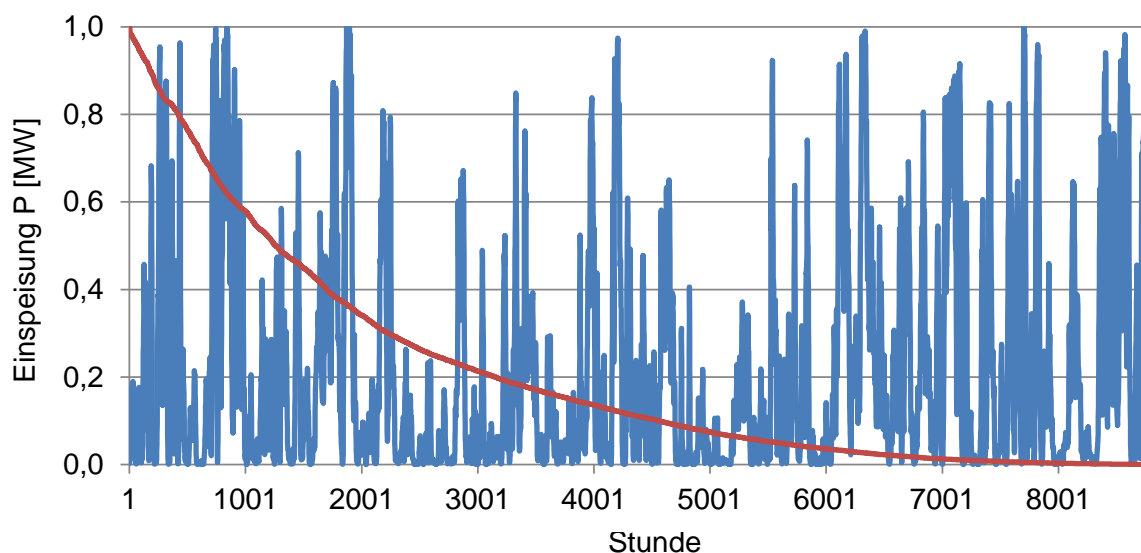


Abbildung 8 Synthetischer Einspeisegang (blau) und Jahresdauerlinie (rot) für Windenergieanlagen ($P_n = 1 \text{ MW}$)

Eine Begrenzung der maximalen Einspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen führt je nach Technologie zu unterschiedlichen Energiemengen, die mit den Flexibilitätsoptionen beherrscht werden müssen. Während bei einer Begrenzung der maximalen Einspeisung auf bspw. 70 % bei Windenergieanlagen eine Energiemenge von rd. 5 % der Jahresenergie abgeregelt wird, liegt die Abregelung bei PV-Anlagen nur bei rd. 2.5 %.

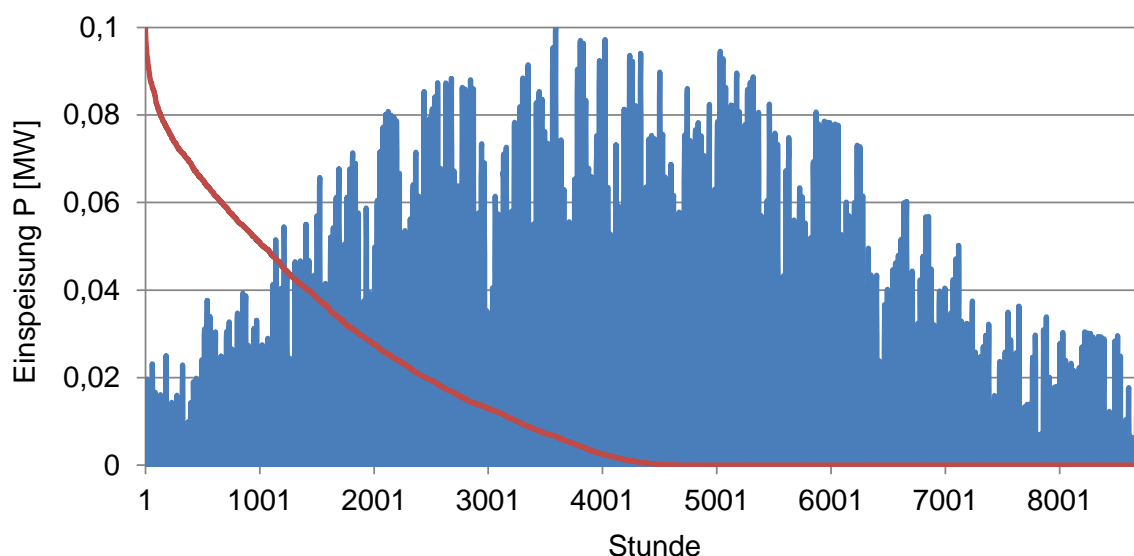


Abbildung 9 Synthetischer Einspeisegang (blau) und Jahresdauerlinie (rot) für PV-Anlagen ($P_n = 100 \text{ kW}$)

Entsprechende Leistungen und Energiemengen müssen beim Einsatz der Flexibilitätsoptionen entweder ausgeglichen (Einspeisemanagement), gespeichert oder als Last (Lastmanagement) bereitgestellt werden.

Vor diesem Hintergrund wurden die in Tabelle 2 und Tabelle 3 dargestellten Use Cases betrachtet. Auch wenn nach den Zielen der Energiestrategie 2050 und der Prognose des Energiemixes in der Schweiz [19] die Photovoltaik eine dominierende Rolle einnehmen wird, kann es vereinzelt aufgrund des Dargebots oder ausgewiesener Potentialflächen auch zu hohen Konzentrationen und damit hohen Leistungen von Windenergieanlagen kommen. Daher wurde die Windenergie zur Berücksichtigung der vollen Bandbreite möglicher Use Cases unabhängig von der Eintrittswahrscheinlichkeit mit berücksichtigt. Beim Anschluss unterschiedlicher Typen dezentraler Erzeugungsanlagen wird eine hälftige Aufteilung der installierten Leistung betrachtet (50 % Wind, 50 % PV).

Tabelle 2 Übersicht ausgewählter Use Cases für die Kosten-Nutzen Analyse beim Bedarf „Spannungshaltung“

UC	U_n [kV]	Länge [km]	Leitungstyp	DEA Typ	DEA-Leistung [MW]
1	20	20	240mm ² AL	Wind	8 (Abgangsende)
2	16	9	95mm ² CU	Wind + PV	8,5 (Verteilt)
3	0,4	0,4	150mm ² AL	PV	0,1 (Abgangsende)
4	0,4	0,6	50mm ² CU	PV	0,1 (Verteilt)
5	0,4	Kombination aus Abgang 3 & 4			

Use Cases 1 & 2 betrachten zwei exemplarische Bedarfsfälle im Mittelspannungsnetz. Dabei tritt in Use Case 1 aufgrund der Länge des Abgangs und dem Anschluss der Anlage am Ab-

gangsende ein starker Engpass auf. Da in der Schweiz ein steigender Ausbau insbesondere bei PV-Anlagen angestrebt wird, erfolgt der alternative Anschluss einer PV-Anlage (bei dieser Leistung als rein theoretischer Fall) für Use Case 1 als Sensitivitätsbetrachtung. Use Cases 3 bis 5 betrachten Bedarfsfälle in der NS-Ebene, wobei Use Case 5 die Wirksamkeit des regelbaren Ortsnetztransformators verdeutlicht.

Tabelle 3 Übersicht ausgewählter Use Cases für die Kosten-Nutzen Analyse beim Bedarf „Thermische Strombelastbarkeit“

UC	U _n [kV]	Länge [km]	Leitungstyp	DEA Typ	DEA-Leistung [MW]
6	10	8	240mm ² AL	Wind + PV	10 (Abgangsende)
7	10	4	95mm ² CU	Wind + PV	6,2 (Verteilt)
8	0,4	0,2	150mm ² AL	PV	0,3 (Abgangsende)
9	0,4	0,16	50mm ² CU	PV	0,3 (Verteilt)

Die Use Cases 6 bis 9 betrachten Engpässe durch die Überschreitung der thermischen Strombelastbarkeit im Abgang. In Use Cases 6 & 7 werden Fälle in der Mittelspannungsebene betrachtet, Use Cases 8 & 9 stellen Fälle in der Niederspannungsebene dar. Sensitivitätsbetrachtungen umfassen für diese Bedarfskategorie veränderte Anschlussleistungen sowie eine zeitliche Entwicklung der Höhe der Anschlussleistung im Abgang.

Anhand dieser Use Cases kann der Einfluss der wesentlichen Einflussfaktoren auf die ins Netz integrierbare Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen und die Wirksamkeit der betrachteten Smart Grid Technologien hinreichend abgebildet werden. Für die Anzahl der Stationen beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren in einem Abgang wird ein mittlerer Stationsabstand von 1 km angenommen.

3 Ergebnisse der Kosten-Nutzen Analyse

3.1 Use Cases - Kostenvergleich der Smart Grid Technologien

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Kostenvergleichs beim Einsatz von Smart Grid Technologien in unterschiedlichen Use Cases (siehe Abschnitt 2.4) vorgestellt. Dabei erfolgt, mit Ausnahme der Blindleistungsbereitstellung und soweit nicht anders ausgewiesen, der Einsatz der Technologien einzeln und in einem Umfang bis zur Behebung des Engpasses. Eine Kombination unterschiedlicher Technologien kann in Einzelfällen ein zusätzliches Kostensenkungspotential aufweisen. Dies wurde in dieser Untersuchung jedoch nicht betrachtet.

3.1.1 Bedarfskategorie: Spannungshaltung

In diesem Unterabschnitt werden Bedarfsfälle aufgrund der Verletzung der zulässigen Spannungsänderung betrachtet. Hierbei können alle betrachteten Massnahmen eingesetzt werden.

Use Case 1

Use Case 1 sieht den Anschluss von WEA mit 8 MW Leistung am Ende des Abgangs in der Mittelspannungsebene vor. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich unter den genannten Annahmen zur Vernachlässigung der Last und den Leitungsparametern des Use Cases wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 3,5 MW
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 0.95$): 5 MVA
- Thermische Strombelastbarkeit: 15 MVA

Es existiert eine starke Beschränkung der anschliessbaren Leistung aufgrund der Verletzung der zulässigen Spannungsanhebung durch die dezentrale Erzeugung. Massnahmen zur Verringerung der Spannungsänderung durch die dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. Massnahmen, die eine Aufhebung der zulässigen Spannungsänderung zulassen, können hier ein grosses Potential der existierenden Netzkapazität erschliessen.

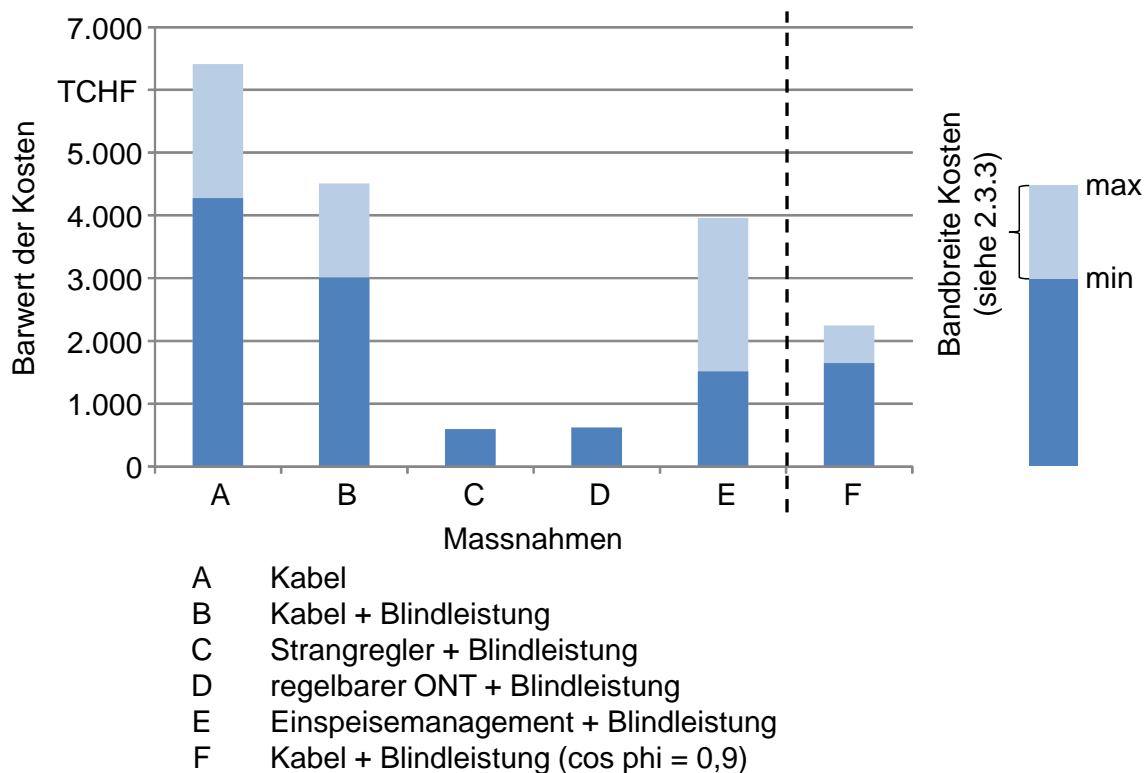


Abbildung 10 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 1

Abbildung 10 zeigt den Vergleich der Barwerte der Kosten für die unterschiedlichen Technologien bei Use Case 1. Da hier Barwerte von Kosten betrachtet werden, entspricht ein niedriger Barwert einer kosteneffizienten Lösung. Eine kosteneffiziente Massnahme ist in Use Case 1 also der Einsatz eines Strangreglers bzw. regelbarer Ortsnetztransformatoren. Bei zweifarbigen Balken wird die für einige Massnahmen festgelegte Kostenbandbreite aus Unterabschnitt 2.3.3 dargestellt. Der dunkelblaue Balken stellt den Barwert der Kosten beim Ansatz der niedrigen Kosten dar, der hellblaue Balken die zusätzlichen Kosten beim Ansatz der hohen Kosten.

Da die Blindleistungsbereitstellung eine grosse Wirksamkeit bei gleichzeitig sehr geringen Kosten entfaltet und damit den alternativen Technologien in fast allen Fällen von Spannungshaltungsbedarf in ihrem Kosten-Nutzen Verhältnis überlegen ist, wurde diese Massnahme als erste Wahl für die Engpässe festgelegt. Die Use Cases wurden daraufhin so gewählt, dass nach der Blindleistungsbereitstellung noch ein weiterer Handlungsbedarf besteht. Die Wirksamkeit der Blindleistungsbereitstellung wird daher nur anhand des Vergleichs eines konventionellen Netzausbaus mittels einer Leitungsverstärkung mit und ohne Blindleistungsbereitstellung (A vs. B) dargestellt. Im vorliegenden Use Case führt die Blindleistungsbereitstellung zu einer Steigerung der integrierbaren EE-Leistung von rd. 43 % gegenüber dem Use Case ohne Massnahme.

Für die Massnahmen A, B und F zeigt die Abbildung auch die in Unterabschnitt 2.3.3 erläuterte Bandbreite bei den Kabelkosten in Abhängigkeit der Oberfläche. Der dunkelblaue Balken entspricht dabei einem Kostenansatz von 200 CHF/m Kabel, die Summe aus dunkelblauem und hellblauem Balken dem Kostenansatz von 300 CHF/m Kabel. Ebenso wird für

das Einspeisemanagement (Massnahme E) auf die gleiche Weise die Bandbreite für die Beschaffung der Ersatzenergie von 72 CHF/MWh bis 190 CHF/MWh dargestellt.

Für Use Case 1 ergibt sich ein ähnlicher Barwert für die Massnahmen C und D. Neben der Berücksichtigung qualitativer volkswirtschaftlicher Effekte aus Abschnitt 3.2 ist aus technischer Sicht in diesem Fall die höhere Flexibilität durch den regelbaren Ortsnetztransformator beim gleichzeitigen Einsatzpotential in bestehenden Stationen zu berücksichtigen. Neben der Wirksamkeit in der Mittelspannungsebene ermöglicht der regelbare Ortsnetztransformator die Einstellung individueller Spannungsniveaus in den Niederspannungsnetzbereichen der jeweiligen Ortsnetzstationen.

Von den Flexibilitätsoptionen enthält der Kostenvergleich in Abbildung 10 nur das Einspeisemanagement. Aufgrund der notwendigen EE-Leistungsbegrenzung nach der Blindleistungsregelung ergibt sich eine Abregelung auf rd. 63 % der EE-Leistung. Die dargestellten Kosten werden durch die abgeregelte und damit zu ersetzende Energiemenge dominiert, die bei der in diesem Use Case angenommenen Einspeisung aus Windenergie deutlich höher liegt als bei einer PV-Einspeisung. Als Sensitivität wurde für Use Case 1 das Einspeisemanagement beim Anschluss von PV-Leistung (anstatt Wind) berechnet. Die Abregelung auf 63 % der Leistung bleibt unverändert, jedoch reduziert sich die abgeregelte Energiemenge auf rd. 50 % gegenüber einem Anschluss von Windenergieanlagen mit gleicher Leistung. Damit nähern sich die Kosten des Einspeisemanagements beim Ansatz günstiger Energiekosten der Grössenordnung der kosteneffizientesten Massnahme.

Wie in Unterabschnitt 2.3.1 ausgeführt, stellt sich in der Mittel- und Niederspannungsebene für das Lastmanagement an erster Stelle nicht die Frage nach den Kosten sondern die Frage nach der Verfügbarkeit. Während eine anzuschliessende dezentrale Erzeugungsanlage abgeregelt und ein Speicher gebaut werden kann, ist das Lastmanagement von der lokalen Verfügbarkeit und der Teilnahmebereitschaft geeigneter Verbraucher abhängig. Um den Eindruck einer beliebigen Verfügbarkeit und eines damit verbundenen Einsatzpotentials zu vermeiden wurde das Lastmanagement nicht in den Kostenvergleichen dargestellt (siehe auch Erkenntnisse in [3]). Für den Einsatz des Lastmanagements stellen - die Verfügbarkeit am Engpass vorausgesetzt - die Kosten des Einspeisemanagements abzüglich der abweichenden Kosten für die IKT die Obergrenze dar. Fallen die Kosten höher aus, ist das Einspeisemanagement zu bevorzugen. Ist das Einspeisemanagement nicht die günstigste Lösung, stellt die Massnahme mit dem geringsten Barwert der Kosten die Obergrenze dar. Aus planungstechnischer Sicht ist das Lastmanagement allerdings sinnvollerweise mit einem Einspeisemanagement als Rückfallebene beim Ausfall des Lastmanagements zu kombinieren. Der Ausfall umfasst dabei auch den Ausstieg einzelner Teilnehmer aus dem Lastmanagement, wodurch sich aufgrund der räumlichen Begrenzung nennenswerter Anpassungsbedarf ergeben kann. Entscheidend ist hierbei auch die individuelle Situation der lokalen Versorgungsaufgabe. Im Fall eines Industriebetriebes mit kontinuierlicher Dauerproduktion kann durch die Berücksichtigung einer lokal gesicherten Minimallast bei der Netzplanung bereits ohne nennenswerte Kosten eine höhere EE-Einspeisung integriert werden. Andernfalls werden die Kosten durch die Kosten der Flexibilisierung des Einsatzes elektrischer Verbraucher bestimmt. Klar zu trennen ist der Einsatz des Lastmanagements bei einem lokalen Handlungsbedarf im Netz vom Einsatz zur Verbesserung der Systemstabilität im Sinne des

regionalen bzw. überregionalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch. Diese in Abbildung 2 dargestellte marktdienliche Funktion wird in den vorliegenden Untersuchungen nicht betrachtet.

Für den Speicher ergibt sich unter der heute absehbaren Kostensituation aus rein netzdienlicher Sicht in keinem Use Case ein wirtschaftlich sinnvolles Einsatzpotential. Ausgehend von den synthetischen Einspeisegängen für Wind und PV aus Abschnitt 2.4 und einem Speichersimulationstool ergibt sich exemplarisch für Use Case 1 ein erforderliches Speichervolumen von rd. 120 MWh. Mit den angesetzten Kosten aus Unterabschnitt 2.3.3 ergeben sich allein Investitionskosten für die Ersteinstallation von rd. 120 Mio. CHF, was auch unter der Berücksichtigung hoher Unsicherheiten bei den Kostenansätzen eine rein netzdienliche Wirtschaftlichkeit kurz- bis mittelfristig ausschliesst. Der Speichereinsatz taucht daher in der Ergebnisdarstellung nicht weiter auf. Allerdings ergeben sich wie beim Lastmanagement Anwendungen für den Speicher aus marktdienlicher Sicht, wodurch sich bei einem abgestimmten Vorgehen zwischen Netz und Markt ein zusätzlicher Nutzen ergeben und dies zu einer Wirtschaftlichkeit des Speichers führen kann [15].

Use Case 2

Use Case 2 betrachtet den Anschluss von Wind- und PV-Erzeugungsanlagen mit 8.5 MW Leistung verteilt über den Abgang. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 5.8 MW
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 0.95$): 7.9 MVA
- Thermische Strombelastbarkeit: 9.3 MVA

In diesem Use Case besteht ohne eine Blindleistungsbereitstellung der dezentralen Erzeugungsanlagen eine starke Beschränkung der in den Abgang integrierbaren Leistung. Die Blindleistungsbereitstellung, planungstechnisch abgebildet durch einen $\cos \varphi = 0.95$ bei maximaler Einspeisung, führt zu einer deutlich geringeren Begrenzung der anschliessbaren Leistung. Bei einer Wirkleistung der DEA-Einspeisung von 8.5 MW führt die Blindleistungsbereitstellung zu einer planungstechnisch anzusetzenden EE-Leistung von rd. 8 MVA, was bereits nahe an der thermischen Strombelastbarkeit liegt.

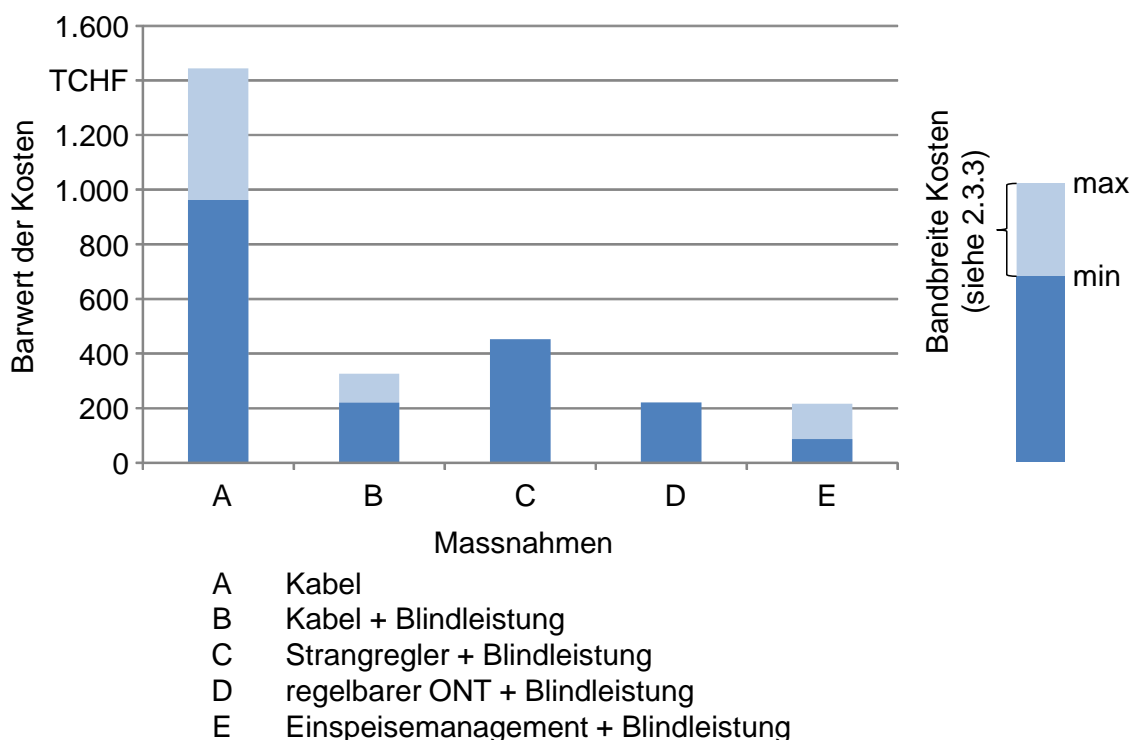


Abbildung 11 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 2

Der Vergleich der Barwerte der Kosten ist in Abbildung 11 dargestellt. Durch die Verteilung der DEA-Leistung über den Abgang ergeben sich ein nichtlinearer Anstieg der Spannung und damit auch eine veränderte Wirksamkeit der Massnahmen. Verglichen mit Use Case 1 führt die Blindleistungsbereitstellung zu einer deutlich grösseren Reduzierung der Kosten zwischen den Massnahmen A und B. Der konventionelle Netzausbau (Massnahme B) liegt in Regionen mit geringen Tiefbaukosten damit nahezu in der gleichen Grössenordnung wie der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (Massnahme D). Wird das hier nicht quantitativ betrachtete Potential einer möglichen Synergie durch einen Erneuerungsbedarf berücksichtigt, kann dies zu einem Effizienzvorteil des konventionellen Netzausbaus auch gegenüber dem Einspeisemanagement führen. Gleichzeitig ist die - wenn auch nur in wenigen Stunden im Jahr - hohe thermische Auslastung des Abgangs bei voller DEA-Einspeisung zu berücksichtigen, die durch den Kabelausbau ebenfalls reduziert wird. Anhand dieses Anwendungsfalles wird erneut deutlich, dass die Wahl einer kosteneffizienten Massnahme eine individuelle Prüfung des Bedarfsfalls unter Berücksichtigung aller Randbedingungen erfordert.

Insgesamt stellt im betrachteten Use Case das Einspeisemanagement die kosteneffizienteste Massnahme dar, wobei hier vereinfacht eine ausschliessliche Abregelung der PV-Anlagen erfolgt, da die zu ersetzende Energiemenge geringer ausfällt als bei einer gleichmässigen Abregelung von Wind und PV. Dieses Vorgehen, genau wie eine optimierte Abregelung von Wind und PV mit dem Ziel einer Minimierung der Energiemenge, setzt entsprechende gesetzliche und regulatorische Regelungen voraus, die momentan in der Schweiz noch nicht existieren.

Bei Kosten in vergleichbarer Grössenordnung wie in diesem Use Case wird der Entscheidungsprozess stärker durch die qualitativen volkswirtschaftlichen Kriterien aus Abschnitt 3.2

sowie weitere qualitative Kriterien beeinflusst, wie bspw. Flexibilität, Komplexität oder schnelle Umsetzbarkeit der Massnahme.

Trotz der in diesem Use Case geringen zu flexibilisierenden Energiemenge stellt der Speicher aus rein netzdienlicher Sicht keine alternative Lösungsmöglichkeit dar. Die Wirtschaftlichkeit muss auch in diesem Fall überwiegend über den marktdienlichen Einsatz sichergestellt werden.

Use Case 3

Use Case 3 sieht den Anschluss von PV-Anlagen mit 100 kW Leistung am Ende des Abgangs in der Niederspannungsebene vor. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 55 kW
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 0.95$): 81 kVA
- Thermische Strombelastbarkeit: 190 kVA

Den Kostenvergleich für Use Case 3 zeigt Abbildung 12. Die kosteneffizienteste Massnahme ist in diesem Fall das Einspeisemanagement. Die maximale Einspeiseleistung der PV-Anlagen muss nur auf rd. 73 % abgeregelt werden, was eine geringe zu ersetzende Energiemenge zur Folge hat.

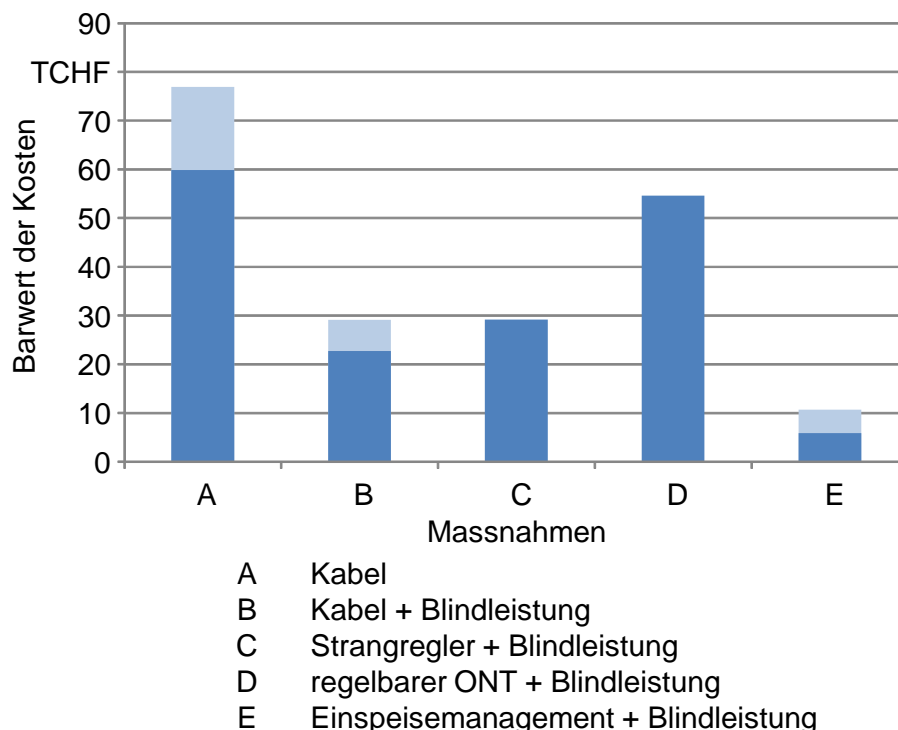


Abbildung 12 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 3

Unter den Massnahmen des Netzausbaus (B bis D) erweist sich der Leitungsbau (B) als kosteneffizienteste Lösung. Da hier der Bedarf in einem einzelnen NS-Abgang betrachtet wird, ist der Strangregler aufgrund der geringeren Kosten dem regelbaren Ortsnetztransformator

vorzuziehen. Der Bedarf in mehreren Abgängen eines NS-Netzbereiches (unterhalb einer Ortsnetzstation) wird in Use Case 5 betrachtet.

Bei den Use Cases in der NS-Ebene wird für eine Vergleichbarkeit der Massnahmen der Handlungsbedarf ab der Ortsnetzstation betrachtet. In ländlichen Regionen werden bei einer geringen Verbraucherdichte jedoch häufig Ortsnetztransformatoren mit geringer Leistung eingesetzt. Durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen kann es dann zu einer Überlastung der Ortsnetztransformatoren und damit zu einem Ersatzbedarf kommen. Dieser Ersatzbedarf fällt für die Massnahmen A, B und C gleichermassen an. Bei Massnahme E kann es zu einem höheren Abregelungsbedarf führen. Beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (D) ergibt sich demgegenüber ein Kosteneinsparpotential, da beim Einsatz des Trafos eine höhere Leistungsklasse gewählt werden kann. Dieser Vorteil ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Für Use Case 3 wurde darüber hinaus eine Sensitivitätsbetrachtung hinsichtlich der Unsicherheit der anzuschliessenden Leistung und der daraus resultierenden Auswirkung auf die Effizienz der Massnahmen durchgeführt. Während bei einer Abweichung der anzuschliessenden Leistung nach unten das Einspeisemanagement weiterhin die kosteneffizienteste Massnahme ist, führt eine Abweichung nach oben aufgrund des nichtlinearen Anstiegs der abgeregelten Energie zu einem überproportionalen Anstieg der Kosten für das Einspeisemanagement. Während die Kosten für den Leitungszubau als kontinuierliche Massnahme ebenfalls steigen, bleiben die Kosten für Strangregler und regelbaren Ortsnetztransformator zunächst konstant. Bei einem Anschluss von bspw. 150 kW DEA-Leistung ergäbe sich dann eine Vorteilhaftigkeit zugunsten des Strangreglers.

Use Case 4

Use Case 4 betrachtet den Anschluss von PV-Anlagen mit in Summe 100 kW Leistung verteilt über den Abgang. Aufgrund des höheren Widerstandsbelags und des längeren Abgangs fällt die Anschlussbegrenzung gegenüber Use Case 3 trotz des verteilten Anschlusses der dezentralen Erzeugungsanlagen niedriger aus. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 39 kW
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 0.95$): 53 kVA
- Thermische Strombelastbarkeit: 190 kVA

Abbildung 13 zeigt den Kostenvergleich für Use Case 4. In diesem Fall ist der Strangregler die kosteneffizienteste Massnahme, gefolgt von Einspeisemanagement, regelbarem Ortsnetztransformator und Leitungsbau.

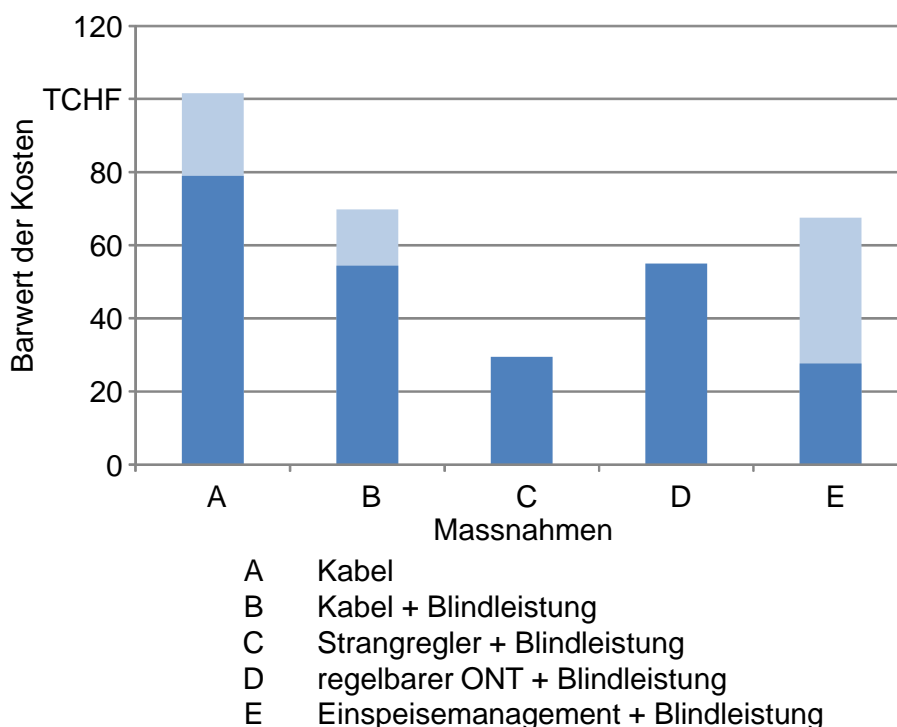


Abbildung 13 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 4

Für das Einspeisemanagement ergibt sich aufgrund der grossen Kostenbandbreite eine grosse Unsicherheit hinsichtlich des Einsatzbereiches. Es wird jedoch deutlich, dass je nach Bedarfsfall und des in der Zukunft eintretenden Kostenniveaus für die abgeregelte Energie auch eine hohe Abregelung der Leistung (hier rd. 50 %) als kosteneffiziente Massnahme in Frage kommt. Insbesondere im Kontext einer Übergangsregelung bis zum alterungsbedingten Ersatz der bestehenden Leitung besteht ein grosses Potential. Im Zuge der Erneuerung der Leitung oder anderweitiger altersbedingter Erneuerungs- und Umstrukturierungsmassnahmen im Netz ergibt sich ggf. eine verbleibende geringere Abregelung aus der ganzheitlichen Betrachtung und Optimierung aller Massnahmen und Kosten.

Use Case 5

Use Case 5 kombiniert die Use Cases 3 und 4 unterhalb einer Ortsnetzstation. In Summe sind 200 kW PV-Leistung zu integrieren. Entsprechend ergeben sich auch die Anschlussbegrenzungen aus der Summe beider Use Cases:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 94 kW
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 0.95$): 134 kVA

Den Kostenvergleich für Use Case 5 zeigt Abbildung 14. Da der Strangregler nur in dem jeweiligen Abgang wirksam ist, sind hier zwei Strangregler zur Integration der DEA-Leistung erforderlich. Somit hebt sich der Vorteil in den einzelnen Use Cases gegenüber dem regelbaren Ortsnetztransformator auf, der im gesamten unterlagerten NS-Netzbereich wirksam ist. Da die Installation dezentraler Erzeugungsanlagen in der Praxis zeitlich gestaffelt erfolgt und hohe Prognoseunsicherheiten hinsichtlich der Standorte existieren, bietet der regelbare

Ortsnetztransformator durch die Wirksamkeit in allen Abgängen für den Netzbetreiber einen höheren Handlungsspielraum gegenüber dem Strangregler.

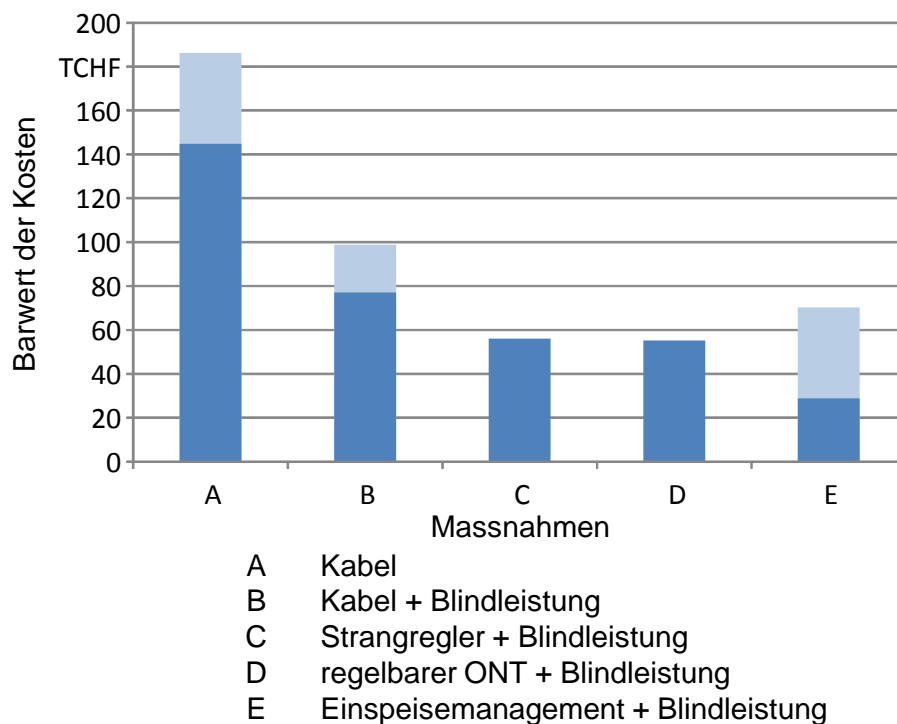


Abbildung 14 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 5

Der Leitungsausbau und das Einspeisemanagement wirken ebenfalls nur auf dem einzelnen Abgang, so dass sich hier die Kosten aus den einzelnen Use Cases addieren. Das Einspeisemanagement liegt unter Berücksichtigung der Kostenbandbreite in der gleichen Grössenordnung wie die Massnahmen C und D. Wie die Sensitivitätsbetrachtung bei Use Case 3 jedoch gezeigt hat, steigen die Kosten des Einspeisemanagements bei steigenden anzuschliessenden EE-Leistungen deutlich an. Gerade bei hohen Unsicherheiten in der lokalen Prognose der EE-Leistung kann das Einspeisemanagement daher ggf. eine kosteneffiziente Übergangslösung darstellen.

Zwischenfazit

Insgesamt ergibt sich in der Bedarfskategorie Spannungshaltung für alle Technologien ein Einsatzpotential. Insbesondere kann auch der konv. Netzausbau in Kombination mit der Blindleistungsbereitstellung der dezentralen Erzeugungsanlagen eine kosteneffiziente Lösung darstellen. Bei einer geringen Begrenzung der anschliessbaren Leistung kann das Einspeisemanagement in vielen Fällen eine kosteneffiziente Lösung darstellen, was bei einer zeitlich und örtlich unsicheren Entwicklung der installierten dezentralen Erzeugungslösung aufwändige Netzausbaumassnahmen ggf. ganz vermeidet oder auf einen späteren Zeitpunkt mit höherer Prognosegüte verschiebt. Ein deutliches Effizienzsteigerungspotential liefern zudem die Massnahmen zur Spannungshaltung mit Strangregler und regelbarem Ortsnetztransformator. Der Speicher liefert aus netzdienlicher Sicht aufgrund der hohen Kosten keine effiziente Alternative. Der Einsatz des Lastmanagements hängt in erster Linie von der

lokalen Verfügbarkeit und der Teilnahmebereitschaft der Verbraucher ab, wodurch auch eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der anzusetzenden Kosten existiert.

3.1.2 Bedarfskategorie: Thermische Strombelastbarkeit

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Bedarfsfälle durch eine Überlastung der Netzbetriebsmittel vorgestellt. Für diese Fälle verbleiben nach Abbildung 2 aus Unterabschnitt 2.3.1 nur die Massnahmen eines konv. Netzausbaus und der Flexibilitätsoptionen. Hier wird mit Ausnahme von Use Case 6 der Endzustand der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen betrachtet. Massnahmen zur Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung können bei einem zeitlich gestaffelten Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen eine Übergangslösung darstellen. Ebenso kann nach der Behebung des thermischen Engpasses eine Verletzung der zulässigen Spannungsänderung auftreten, die den Einsatz weiterer Massnahmen erfordert.

Use Case 6

Use Case 6 betrachtet den Anschluss von Wind- und PV-Anlagen mit in Summe 10 MW Leistung am Ende des Abgangs. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 2.2 MW
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 0.95$): 3.2 MVA
- Thermische Strombelastbarkeit: 7.5 MVA

Beim Blick auf den Endzustand stellen die Massnahmen A und E in Abbildung 15 die möglichen Lösungsoptionen dar. Aufgrund der sehr hohen Abregelung beim Einsatz des Einspeisemanagements ist die Leitungsverstärkung hier eindeutig vorzuziehen.

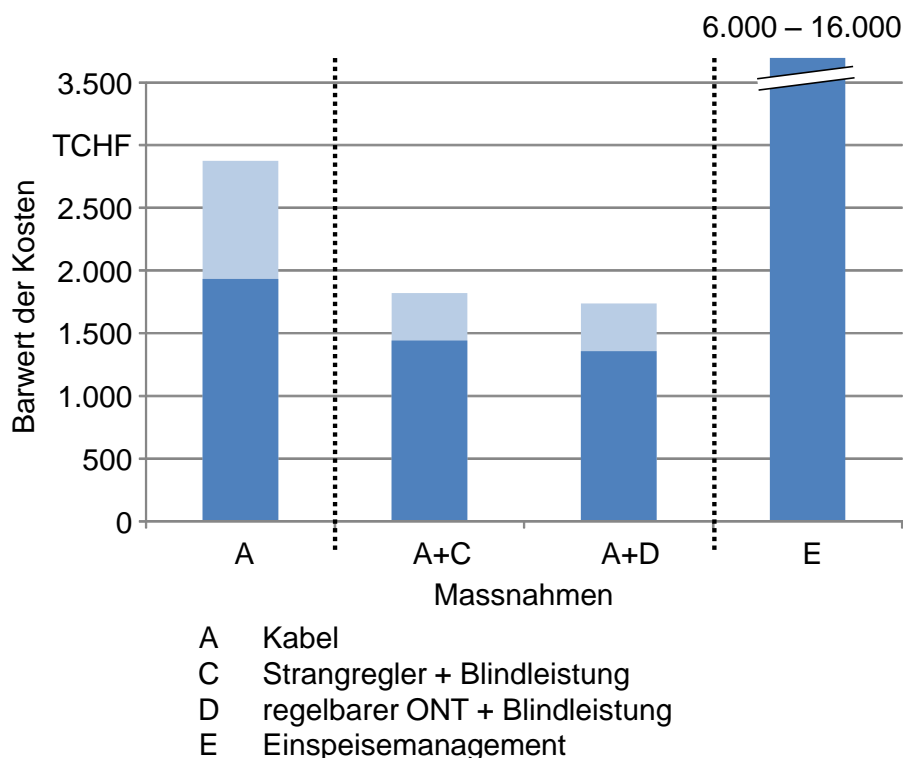


Abbildung 15 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 6

Bei einem Anschluss der gesamten dez. Erzeugungsleistung am Ende des Abgangs hat die Kombination beider Massnahmen (A und E) nur ein geringes Effizienzsteigerungspotential, da die Leitungsverstärkung über den gesamten Abgang erfolgen muss und damit keine Tiefbaukosten sondern nur Kabelquerschnitte bzw. Kabellängen reduziert werden können.

Neben der Betrachtung des Endzustandes wurde in Use Case 6 auch die zeitliche Entwicklung der zu integrierenden dezentralen Erzeugungsleistung betrachtet. Hierbei wurde vereinfacht angenommen, dass die Leistung kontinuierlich und linear steigend über 15 Jahre angeschlossen wird. Daraus ergibt sich ein gestaffelter Handlungsbedarf, beginnend mit der Verletzung der zulässigen Spannungsänderung nach ca. 5 Jahren bis zur Überschreitung der thermischen Strombelastbarkeit nach ca. 11 Jahren. Abbildung 15 zeigt mit den Massnahmen A+C sowie A+D, dass die Mehrkosten durch die Massnahmen zur Spannungshaltung durch die Verschiebung der Leitungsverstärkung überkompensiert werden. Es ist daher unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheit sowohl bei der zeitlichen Entwicklung als auch bei der Höhe der anzuschliessenden Leitung durch den Netzbetreiber zu prüfen, welche Massnahme im Zuge einer langfristigen Netzplanung aus Gesamtkostensicht über einen längeren Zeitraum am effizientesten ist. Dabei ist die Entscheidung zur Ergreifung von Massnahmen zur Spannungshaltung in Abhängigkeit der Mehrkosten und der potentiellen Verschiebung der langfristig notwendigen Massnahmen zur Behebung der Leitungsüberlastung zu treffen.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass dieses Ergebnis nur für lange Abgänge mit möglichen Engpässen aufgrund der Spannungshaltung gilt. Beim Anschluss der dezentralen Erzeugungsleistung in der Nähe des UWs tritt ausschliesslich eine thermische Überlastung auf. Die angenommene Anschlussleistung in diesem Use Case ist für ein 10 kV-Netz zudem rela-

tiv hoch. In der Praxis würde durch den Netzbetreiber zusätzlich die Prüfung eines direkten Anschlusses an das nächste UW erfolgen, wodurch sich andere Freiheitsgrade beim Spannungsband ergeben.

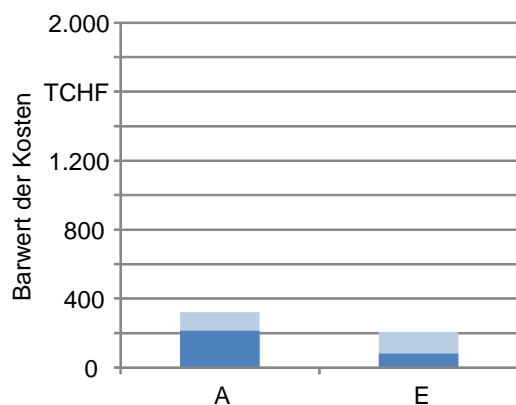
Use Case 7

Use Case 7 sieht den Anschluss von 6.2 MW Wind- und PV-Anlagen verteilt über den Abgang vor. Zusätzlich wurde in diesem Use Case der Anschluss von 7.8 MW als Sensitivität hinsichtlich der Kosten untersucht. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

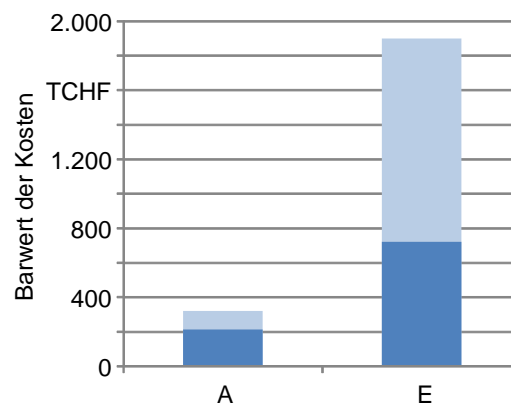
- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 4,7 MW
- Thermische Strombelastbarkeit: 5,9 MVA

Durch die Verteilung der dezentralen Erzeugungsleistung über den Abgang ist bei einer Leitungsverstärkung (Massnahme A) nur ein Teil des Abgangs betroffen. Trotz dieses begrenzten konv. Ausbaubedarfs zeigt sich für Use Case 7-1 in Abbildung 16 eine höhere Kosteneffizienz des Einspeisemanagements. Hierbei ist eine Abregelung von rd. 60 MWh pro Jahr erforderlich. Allerdings ändert sich das Ergebnis bereits bei einer geringen Steigerung der anzuschliessenden Leistung deutlich. Bei einer Steigerung der anzuschliessenden Leistung um rd. 25 % auf 7.8 MW in Use Case 7-2 steigen die abzuregelnde Energie überproportional auf rd. 560 MWh pro Jahr und damit auch die Kosten. Unter der Annahme eines mittleren Stationsabstandes von 1 km muss bei Massnahme A in beiden Fällen nur die Verbindung zwischen UW und der ersten Station verstärkt werden.

Use Case 7-1: 6,2 MW DEA-Leistung (Wind + PV)



Use Case 7-2: 7,8 MW DEA-Leistung (Wind + PV)



A Kabel
E Einspeisemanagement

Abbildung 16 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 7 (Variante 1 und 2)

Durch das Einspeisemanagement wird die Netzplanung in die Lage versetzt, bei in der Praxis gegebenen Unsicherheiten hinsichtlich der mittelfristig anzuschliessenden Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen die konv. Ausbaumassnahmen zeitlich zu verschieben (oder ggf. ganz zu vermeiden) und damit

- eine höhere Sicherheit hinsichtlich der Leistung und des Standort der dez. Erzeugungsanlagen als Grundlage für die Ausbauplanung zu erreichen und

- die Ausbaumassnahmen und damit die Netzkapazität besser und somit insgesamt effizienter auf die Versorgungsaufgabe auszurichten.

Use Case 8

Use Case 8 betrachtet den Anschluss von PV-Anlagen mit in Summe 300 kW Leistung am Ende des Niederspannungsabgangs. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 104 kW
- Thermische Strombelastbarkeit: 190 kVA

In diesem Use Case ergibt sich durch den Anschluss am Abgangsende wieder ein Ausbaubedarf über den gesamten Abgang. Der Leitungsausbau stellt hierbei die effizientere Massnahme dar.

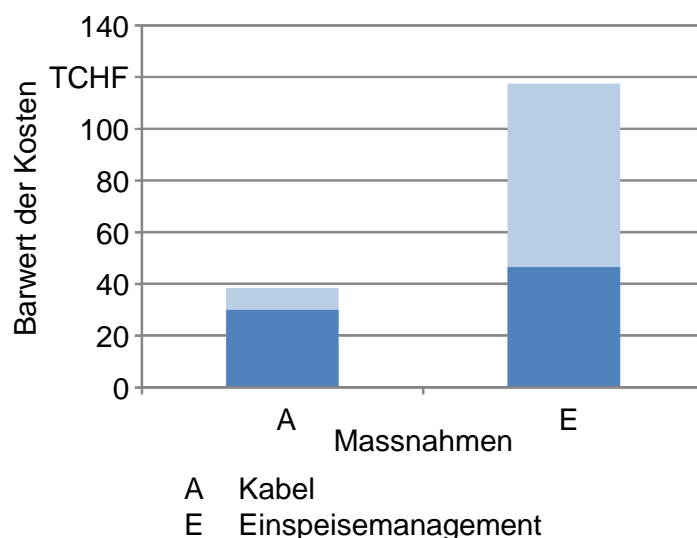


Abbildung 17 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 8

Bei einer zeitlichen Entwicklung der anzuschliessenden Leistung ergibt sich auch in diesem Use Case ein Übergangsbereich mit dem Bedarf der Spannungshaltung, der durch eine Blindleistungsbereitstellung nicht vollständig gedeckt werden kann. Wie in Use Case 6 stellt somit der Einsatz der Massnahmen C und D auch in diesem Use Case unter Berücksichtigung der Unsicherheit im Zubau der dezentralen Erzeugungleistung eine zu prüfende Option dar.

Use Case 9

Use Case 9 sieht den Anschluss von 300 kW PV-Anlagen verteilt über den Abgang vor. Die Anschlussbegrenzungen stellen sich wie folgt dar:

- Anschliessbare DEA-Leistung ($\cos \varphi = 1$): 138 kW
- Thermische Strombelastbarkeit: 195 kVA

Auch in diesem Use Case stellt die Leistungsverstärkung die kosteneffiziente Massnahme dar. Aufgrund der Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen muss wiederum nur ein Teil des Abgangs verstärkt werden.

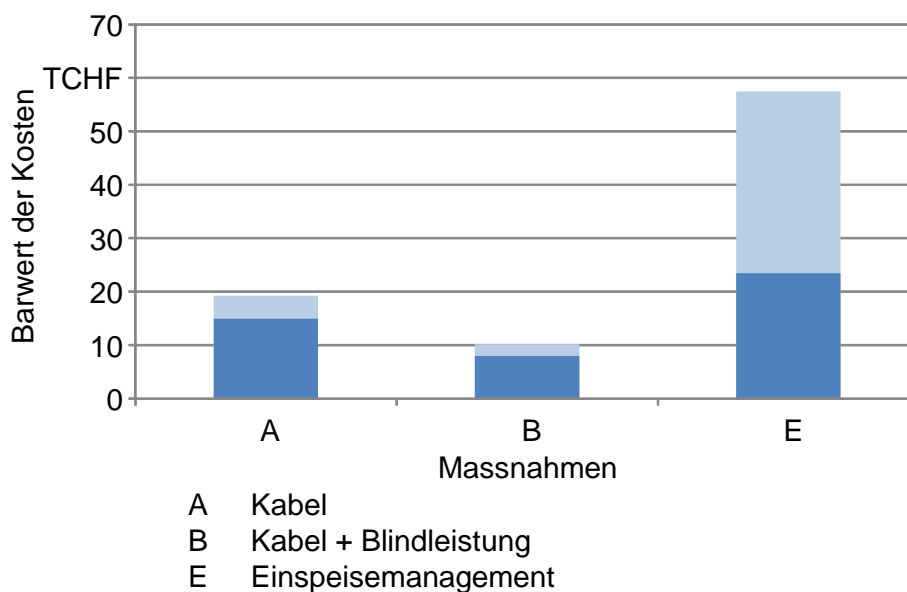


Abbildung 18 Barwerte der Kosten unterschiedlicher Massnahmen für Use Case 9

Durch die Erhöhung der thermischen Strombelastbarkeit ergibt sich in diesem Use Case anschliessend ein zusätzlicher Handlungsbedarf durch die Verletzung der zulässigen Spannungsänderung. Diesem Handlungsbedarf wird bei Massnahme A ebenfalls vollständig im Zuge der Leitungsverstärkung begegnet. Alternativ kann die Leitungsverstärkung zur Behebung der thermischen Überlastung durch die Blindleistungsbereitstellung ergänzt werden, was zu einer kosteneffizienteren Lösung führt.

Zwischenfazit

Bei thermischen Überlastungen stellt das Einspeisemanagement insgesamt eine alternative Massnahme zum konventionellen Netzausbau dar, allerdings nur, wenn eine geringe Anschlussbegrenzung für die dezentrale Erzeugungsleistung und damit eine geringe Abregelung erforderlich ist. In Kombination mit der hier nicht betrachteten Synergie bei Erneuerungsmassnahmen ist zu erwarten, dass der konv. Netzausbau bis auf einen geringen verbleibenden Anteil Einspeisemanagement die kosteneffiziente Lösung bei thermischen Überlastungen darstellt. Es konnte allerdings auch exemplarisch gezeigt werden, dass bei einem Anstieg der dezentralen Erzeugung über die Zeit eine Kombination von innovativen Massnahmen zur Spannungshaltung und anschliessendem konv. Netzausbau eine kosteneffiziente Lösung darstellen kann.

3.2 Volkswirtschaftliche Effekte

Die Methodik der drei qualitativen Beurteilungen weiterer Effekte ist in Abschnitt 0 festgehalten. Es wird jeweils jede der fünf untersuchten intelligenten Technologien sowie der konventionelle Netzausbau anhand der unterschiedlichen Teilkriterien beurteilt.

3.2.1 Übereinstimmung mit politischen Zielen

Die Energiestrategie 2050 gibt als Grundlage der aktuellen Schweizer Energiepolitik jenen Rahmen vor, an dem sich auch die Entwicklung der Verteilnetze zu orientieren hat. Abbildung 19 zeigt die Einschätzung des Zusammenhangs der untersuchten Technologien mit den übergeordneten politischen Zielen der ES 2050.

Teilkriterium	Smart Grid Technologie					Alternative
	Spannungsregelung	Blindleistungsbereitstellung	Energiespeicher	Lastmanagement	Einspeisemanagement	konv. Netzausbau
Ausbau erneuerbare Einspeisung	hoher Nutzen	hoher Nutzen	hoher Nutzen	hoher Nutzen	geringer Nutzen	hoher Nutzen
Reduktion Gesamtenergieverbrauch CH	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Stabilisierung Stromverbrauch CH	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant

Abbildung 19 Einschätzung Übereinstimmung mit den politischen Zielen der Energiestrategie

Das Bild präsentiert sich für sämtliche untersuchten Technologien ziemlich einheitlich. Es überrascht nicht, dass jede Spalte einen Nutzen aufweist hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Einspeisung, sind es doch die dezentralen Erzeugungsanlagen, welche den Einsatz der genannten Technologien in einer bestimmten Netzsituation erst notwendig machen. Dabei gilt es jedoch klar festzuhalten, dass alleine der Einsatz von smarten Netztechnologien nicht per se zu einem Ausbau der erneuerbaren Energien führt. Der Nutzen des konventionellen Netzausbaus wird in dieser Bewertung denn auch gleich bewertet wie der Nutzen der meisten smarten Technologien.

Beim Einspeisemanagement wird der Nutzen als gering angenommen, da in dieser Studie bei dieser Option die eingespeiste erneuerbare Energie mittels einer festgelegten Obergrenze limitiert wird, welche kleiner ist als die gesamthaft installierte Leistung. Die Begrenzung der maximalen Einspeisung erlaubt bei unveränderter Infrastruktur (ohne Massnahmen) aber dennoch eine Steigerung der Energiemenge aus erneuerbaren Quellen, da die entsprechenden Anlagen bis zum Erreichen der Obergrenze Energie ins Netz einspeisen, was gegenüber einer Situation ohne diese Anlagen als Nutzen zu betrachten ist. Durch die Limitierung wird aber bewusst Energie nicht ins Netz eingespeist, welche momentan an sich erzeugt werden könnte. Dabei ist zu beachten, dass die Abregelung nicht aufgrund eines generellen Überangebots im europäischen Verbundnetz (Systembilanz) stattfindet sondern infolge eines Engpasses im lokalen Verteilnetz. Es kann deshalb nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden, dass die Energie zum betreffenden Zeitpunkt gar nicht benötigt wird. Vielmehr geht sie aufgrund des Infrastrukturengpasses „verloren“ und muss ersetzt werden.

Technisch bedingte Umwandlungsverluste in den Batteriespeichern werden nicht direkt als Reduktion der eingespeisten Energiemenge betrachtet, da sie quasi nachgelagert anfallen und von ihrer Natur her mit den Wirkverlusten vergleichbar sind, welche in jedem elektrischen Netz natürlicherweise auftreten, sei es bei der Umwandlung (Trafos) oder beim Transport (Leitungen). Da die Umwandlungsverluste in den quantitativen Untersuchungen in Abschnitt 31 berücksichtigt werden, wird hier zur Vermeidung einer doppelten Bewertung auf

die Berücksichtigung verzichtet. Somit wird hinsichtlich der Integration von einem hohen Nutzen ausgegangen.

Für jede der untersuchten Technologien werden die beiden anderen politischen Ziele als nicht relevant beurteilt. Weder die smarten noch die klassischen Netztechnologien tragen an sich etwas zur Stabilisierung des Stromverbrauches oder zur Reduktion des Gesamtenergieverbrauches bei. Ein entsprechender Effekt kann dann eintreten, wenn ein Endverbraucher sein Verhalten ändert, weil dieses bspw. durch den Einsatz eines intelligenten Zählers transparenter wird. Entsprechende Effekte bilden aber nicht Gegenstand der vorliegenden Studie und sind für die Schweiz wie auch für zahlreiche weitere Länder bereits untersucht worden (vgl. bspw. [16]). Zum Lastmanagement ist noch festzuhalten, dass sich durch die Zuschaltung flexibler Lasten vor Ort das Bezugsverhalten elektrischer Verbraucher zwar verändert, die entsprechende elektrische Energie dafür aber zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr bezogen wird. Es findet lediglich eine Verschiebung, insgesamt jedoch keine Zu- oder Abnahme der bezogenen Energiemenge statt.

3.2.2 Externe Effekte

Teilkriterium	Smart Grid Technologie					Alternative
	Spannungsregelung	Blindleistungsbereitstellung	Energiespeicher	Lastmanagement	Einspeisemanagement	konv. Netzausbau
Auswirkung auf Wettbewerbsintensität	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	geringer Nutzen	nicht relevant	nicht relevant
administrativer Aufwand	geringer Aufwand	geringer Aufwand	hoher Aufwand	nicht relevant	nicht relevant	hoher Aufwand
Innovationsfähigkeit Werkplatz Schweiz	geringer Nutzen	geringer Nutzen	hoher Nutzen	hoher Nutzen	geringer Nutzen	nicht relevant
Materialeinsatz	geringer Rohstoffeinsatz	geringer Rohstoffeinsatz	hoher Rohstoffeinsatz	nicht relevant	nicht relevant	hoher Rohstoffeinsatz

Abbildung 20 Übersicht der Bewertung der externen Effekte

Beurteilung der Spannungsregelung

Der Einbau von Technologien zur Spannungsregelung lässt sich i.d.R. im einfachen Verfahren realisieren, weshalb der administrative Aufwand als gering angesehen wird. Andererseits dürften sich die Auswirkungen auf die Innovationsfähigkeit der Schweiz auch in Grenzen halten, da entsprechende Technologien im Wesentlichen auf dem Markt bereits verfügbar sind. Allenfalls sind Innovationen in den Betriebskonzepten zu erwarten, bspw. als dezentrale ggü. einer zentralen Betriebsweise oder Innovationen bei der Netzplanung an sich. Der Materialeinsatz ist im Vergleich zu den ersetzten Netzkomponenten als leicht höher anzunehmen.

Beurteilung der Blindleistungsbereitstellung

Die Beurteilung der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeugungsanlagen fällt im Ergebnis gleich aus wie jene der Spannungsregelung. Gemeinsam ist ihnen auch, dass es sich bei ihnen im Prinzip um technische Komponenten handelt, welche dafür sorgen, dass

sich bestimmte Steuerungsgrössen des Verteilnetzes (Spannung bzw. Blindleistung) innerhalb einer vorgegebenen Bandbreite bewegen.

Beurteilung der Energiespeicher

Auch ein netzdienlicher Energiespeicher bringt für die Schaffung von Wettbewerb im Strommarkt keinen direkten Nutzen (mögliche Konflikte werden in Unterabschnitt 3.2.3 behandelt). Der administrative Aufwand wird als hoch angenommen, da leistungsfähige Batteriespeicher zumindest in der MS-Ebene von ihrem Volumen her einen beachtlichen Platzbedarf aufweisen und deshalb das vereinfachte Plangenehmigungsverfahren wohl nicht zur Anwendung kommen dürfte. Anders sieht es allenfalls bei kleinen Speichern aus, die direkt beim Endverbraucher auf der NS-Ebene angeschlossen sind.

Die Entwicklung einerseits von verbesserten Batteriespeichern und andererseits von Algorithmen zu ihrer Bewirtschaftung bietet ein grosses Potential an möglichen Innovationen, auch für die Forschung und Entwicklung in der Schweiz.

Aus Umweltgesichtspunkten wirkt sich der relativ hohe Rohstoffbedarf des Speichermediums negativ aus.

Beurteilung des Lastmanagements

Für das Lastmanagement wird davon ausgegangen, dass Stromkunden damit einverstanden sind, ihren Bezug aufgrund eines externen Signals kurzfristig zu steigern, um damit vor Ort eine Entlastung des Verteilnetzes zu bewirken. Dies sollte deshalb durch die Endkunden freiwillig erfolgen. Der zusätzliche Strombezug wird durch einen Minderbezug zu einem anderen Zeitpunkt kompensiert. Die Bereitschaft zur Teilnahme an solchen Massnahmen hängt von der Gegenleistung ab, die der Verteilnetzbetreiber dafür offeriert. Somit ergibt sich die Möglichkeit, als Netzbetreiber den Endkunden neue Produkte anzubieten. Die grössere Auswahl bei den Netzprodukten stellt aus Sicht der Wettbewerbsintensität einen Nutzen dar.

Da es sich beim Lastmanagement um eine Frage der Steuerung handelt, sind keine Genehmigungsverfahren notwendig, der administrative Aufwand ist deshalb nicht relevant.

Durch den langjährigen, erfolgreichen Einsatz der Rundsteuerung haben viele Schweizer Unternehmen Erfahrung mit Lastmanagement. Es darf erwartet werden, dass die einheimische Industrie neue technologische Lösungen entwickeln wird, was sich positiv auf die Innovationsfähigkeit des Landes auswirkt.

Der Materialeinsatz wird als nicht relevant angesehen, da es um eine angepasste Steuerung bereits bestehender Anwendungen geht.

Beurteilung des Einspeisemanagements

Die externen Effekte halten sich beim Einspeisemanagement in engen Grenzen. Ein zusätzlicher Nutzen im Bereich Wettbewerb fällt nicht an. Wie beim Lastmanagement ist auch kein zusätzlicher administrativer Aufwand zu erwarten, da keine Anlagen zusätzlich erstellt werden müssen.

Das Potential für innovative Produkte und Dienstleistungen wird als geringer eingeschätzt als beim Lastmanagement, da für die Begrenzung der eingespeisten Leistung kaum Freiheitsgrade vorhanden sind. Entsprechend ist es auch nicht vorstellbar, dass ein Produkt entwickelt wird, welches ein Kundenbedürfnis (der Anlagenbesitzer) befriedigt. Anders würde es aussehen, wenn dezentrale Speicherkonzepte oder die Direktvermarktung mit in die Betrachtung einbezogen werden. Im Rahmen dieser Studie wird unter Einspeisemanagement jedoch die reine Abregelung verstanden.

Der Materialeinsatz ist für die reine Steuerung bereits vorhandener Anlagen nicht relevant.

Beurteilung des konventionellen Netzausbaus

Zum Schluss erfolgt nach derselben Methodik auch eine Bewertung des klassischen Netzausbaus, welcher vereinfacht als das Verlegen von Kabelleitungen grösseren Querschnitts betrachtet wird.

Durch den konventionellen Netzausbau sind im Bereich Wettbewerb keine zusätzlichen Nutzen zu erwarten. Hingegen wird der administrative Aufwand für Genehmigungsverfahren als hoch eingeschätzt. Ausbauprojekte erstrecken sich im Gegensatz zum Ersatz einer Einzelkomponente über die gesamte Länge der Leitung, was in aller Regel dazu führt, dass verschiedene Interessengruppen betroffen sind und die Wahrscheinlichkeit bspw. von Einsprachen zunimmt. Nebst den Grundeigentümern sind u.U. auch weitere Werkleitungen sowie die Öffentlichkeit im Verfahren zu berücksichtigen. Bauarbeiten im Zusammenhang mit dem Verlegen neuer Kabel können Fussgänger und weitere Verkehrsteilnehmer beeinträchtigen.

Vom konventionellen Netzausbau an sich dürfte keine Wirkung auf die Innovationsfähigkeit der Schweiz ausgehen. Neue Lösungen der Verkabelung von Freileitungen in der Höchst- und Hochspannungsebene (NE 1 und 3) bspw. bilden nicht Gegenstand dieser Untersuchung, welche sich mit den Ebenen der Mittel- und Niederspannung befasst (NE 5 und 7).

Schliesslich ist der Netzausbau unmittelbar mit einem gesteigerten Bedarf an Rohstoffen für die Anlagen und Leitungen verbunden.

3.2.3 Potenzielle Konflikte

Beim Einsatz einzelner Technologien können Konflikte mit anderen Ansprüchen auftreten. Das Vorhandensein eines potenziellen Konfliktes bedeutet dabei nicht zwingend, dass die entsprechende Technologie nicht eingesetzt werden kann. Vielmehr ist es ein Hinweis, dass in diesem Bereich Klärungsbedarf besteht, was in vielen Fällen durch regulatorische Vorgaben oder Richtlinien der Branche geschehen kann. Abbildung 21 liefert eine Übersicht der identifizierten potenziellen Konflikte pro untersuchte Technologie.

Teilkriterium	Smart Grid Technologie					Alternative
	Spannungsregelung	Blindleistungsbereitstellung	Energiespeicher	Lastmanagement	Einspeisemanagement	konv. Netzausbau
Auswirkung auf Wettbewerbsintensität	kein Konflikt	kein Konflikt	Konflikt zu erwarten	Konflikt zu erwarten	Konflikt zu erwarten	kein Konflikt
Auswirkungen auf Raum und Umwelt	kein Konflikt	kein Konflikt	Konflikt zu erwarten	kein Konflikt	kein Konflikt	Konflikt zu erwarten

Abbildung 21 Übersicht der potenziellen Konflikte

Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung sind technische Lösungen, die sich rein auf der Ebene des Verteilnetzes bewegen. Konflikte mit den wettbewerblich organisierten Bereichen des Strommarktes sind deshalb nicht zu erwarten. Auch aus einer Umweltsicht sind keine Konflikte aufgrund von Auswirkungen auf Raum und Umwelt zu erwarten, wenn davon ausgegangen wird, dass die smarten Anlagen ähnliche Dimensionen aufweisen wie die klassischen Varianten, welche sie ersetzen.

Anders präsentiert sich die Situation bei sämtlichen Flexibilitätsoptionen. Da sich diese an der Schnittstelle zwischen reguliertem Netzbereich und wettbewerbsorientiertem Markt bewegen, treffen unterschiedliche Interessen aufeinander.

Der Energiespeicher bietet die grösste Flexibilität der drei untersuchten Technologien, da bei ihm sowohl der Zeitpunkt der Ein- als auch der Ausspeicherung grundsätzlich frei wählbar sind. Dieser Spielraum kann für Akteure im freien Markt (Erzeuger, Händler, Lieferant) ebenso interessant sein wie für den Netzbetreiber, jedoch unter anderen Gesichtspunkten, da sich deren Interessen grundsätzlich unterscheiden. Ein Verteilnetzbetreiber bezweckt mittels Speichereinsatz innerhalb eines gegebenen Netzes die kurzfristig auftretende maximale Belastung des Netzes (durch Verbrauch oder Einspeisung) zu reduzieren und dadurch eine gleichmässiger Belastung der Betriebsmittel zu erreichen bzw. eine Überlastung zu vermeiden. Die Marktakteure orientieren sich im Gegensatz dazu zum einen an den reinen Arbeitspreisen, die auf dem Spotmarkt zu jeder Stunde unterschiedlich sind. Der Einsatz eines Speichers lohnt sich aus dieser Perspektive, wenn der Preisunterschied zwischen Ein- und Ausspeicherung ausreichend hoch ist, um auch die technisch bedingten Verluste des Speichers zu kompensieren. Ein weiterer lohnenswerter Einsatz von Speichern kann sich im Markt für Systemdienstleistungen ergeben. In diesem stehen Speicher insb. in direktem Wettbewerb mit (flexiblen) Kraftwerksbetreibern. Die Koordination netzdienlicher und marktdienlicher Interessen erfordert klare Regeln beim Einsatz, dem Zugriff und der Anrechenbarkeit der Kosten von lokalen Batteriespeichern. Leistungsfähige Energiespeicher nehmen ein relativ grosses Volumen ein, was mit zusätzlichem Platzbedarf verbunden ist. Nebst dem bereits erwähnten hohen Rohstoffeinsatz kann es auch zu Konflikten mit anderen räumlichen Nutzungen kommen, dies insb. im bereits stark überbauten Gebiet.

Das Last- und Einspeisemanagement stellen einen Eingriff des Netzbetreibers bei Verbrauch und Erzeugung dar. Damit tritt der Netzbetreiber als zusätzlicher Akteur im Markt auf, da aus Sicht des Marktes die Energie nicht mehr ohne Einschränkungen (Stichwort „Kupferplatte“) gehandelt und verteilt werden kann. Grundsätzlich gibt es bereits Eingriffe des Netzbetreibers im Markt (Bsp. Redispatch des Übertragungsnetzbetreibers), jedoch nicht durch den

Verteilnetzbetreiber aufgrund von Engpässen im Verteilnetz. Die Einstufung als Konflikt ergibt sich durch eine steigende Komplexität der notwendigen Kommunikation zwischen Netzbetreiber, Endkunde und Erzeuger, sowie der Notwendigkeit für die Ausgestaltung der erforderlichen Prozesse, da eine planungstechnische Berücksichtigung eines dauerhaft angelegten Eingriffs des Netzbetreibers bei dezentralen Erzeugern in der aktuellen Regulierung nicht vorgesehen ist. Im Zuge der Ausgestaltung ist für den Anlagenbetreiber/Erzeuger die Vergütung ein wesentliches Konfliktpotential. Bei einer Vergütung der abgeregelten Energie in Höhe der Förderung, ergäbe sich für den Erzeuger neben dem Abstimmungsbedarf keine nennenswerte Einschränkung. Wie weiter oben bereits ausgeführt, stellt das Lastmanagement darüber hinaus aus Sicht des Endkunden kein Problem dar, wenn die Teilnahme freiwillig geschieht und er dafür ebenfalls entschädigt wird. Für Raum und Umwelt ergeben sich weder durch Last- noch durch Einspeisemanagement Konfliktpotentiale, da sämtliche physischen Einrichtungen bereits bestehen.

Der konventionelle Netzausbau ist hinsichtlich der Strommarktöffnung als unkritisch zu betrachten. Sämtliche Leitungselemente sind klar dem regulierten Netzbereich zugeordnet und beeinflussen das Marktgeschehen nicht. Aus Sicht der Umwelt können jedoch die bereits heute häufig anzutreffenden Konflikte auftreten. Grabarbeiten im Zusammenhang mit dem Verlegen von Stromkabeln bspw. wirken sich während der Bauphase negativ aus. Bei neuen oder erweiterten Bauten (z. B. Trafostationen) besteht der Konflikt mit anderen Raumnutzungen insbesondere bei geringem Raumangebot auch über die Bauphase hinaus.

4 Kosten-Nutzen für betroffene Akteure

Die in Kapitel 3 vorgestellten Ergebnisse der Kosten-Nutzen Analyse betrachten die Gesamtkosten unabhängig von den involvierten Akteuren. In diesem Kapitel erfolgen nun die Eingrenzung der betroffenen Akteure und die Zuordnung der Kosten und des Nutzens zu den Akteuren in Form einer qualitativen Betrachtung.

Vor dem Hintergrund der betrachteten Smart Grid Technologien und dem Fokus auf den netzdienlichen Einsatz erfolgt eine Beschränkung auf die Akteure

- Endverbraucher,
- Verteilnetzbetreiber,
- Anlagenbetreiber/Erzeuger und
- Handel/Vertrieb.

Der Akteur „Handel/Vertrieb“ bildet hierbei die Schnittstelle zum Markt ab, die beim Einsatz der Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen ist. Da gewisse Rahmenbedingungen für den Einsatz der innovativen Technologien – insbesondere bei den Flexibilitätsoptionen – noch ausgestaltet werden müssen, erfolgt eine grundsätzliche Betrachtung mit dem Ziel der Erreichung einer Gesamtkosteneffizienz.

Endverbraucher

Der Endverbraucher ist in seinem Alltag primär an einer funktionierenden Stromversorgung interessiert, welche als wesentliche Elemente die Erzeugungsanlagen sowie das Stromnetz umfasst. Die Verfügbarkeit der Schweizer Stromversorgung darf historisch als sehr gut bezeichnet werden. Die Endkunden haben ein grosses Interesse, dass dies auch in Zukunft so bleibt, trotz tiefgreifender Veränderung der Erzeugungsstruktur und dadurch notwendiger Anpassungen im Netz. Eine veränderte Erzeugungsstruktur äussert sich im Preisbestandteil für die Energielieferung, Aus- und Umbauten im Netz erreichen den Endkunden über das Netznutzungsentgelt.

Die im vorliegenden Bericht beschriebenen Technologien tragen dazu bei, die Qualität der elektrischen Energieversorgung für den Endkunden auch unter den veränderten Rahmenbedingungen sicherzustellen. Aus dem Einsatz dieser Technologien darf aber umgekehrt nicht darauf geschlossen werden, dass der Endverbraucher dadurch einen zusätzlichen Nutzen erhält. Sein primärer Nutzen liegt darin, dass das gesamte System weiterhin einwandfrei funktioniert. Dass sich die Kosten für den Aus- und Umbau der Netze schlussendlich in höheren Netznutzungsentgelten äussern, ist unvermeidbar. Ziel muss es aber sein, durch die Wahl kosteneffizienter Lösungen die Mehrkosten auf ein Minimum begrenzen zu können.

Verteilnetzbetreiber

Der Handlungsbedarf im Netz ergibt sich durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen. Die Wahl der geeigneten Massnahme, um diesem Handlungsbedarf zu begegnen, liegt grundsätzlich beim Netzbetreiber. Die in dieser Studie angewendete Methodik zur Ermittlung kosteneffizienter Lösungen ist ähnlich dem Vorgehen des Netzbetreibers bei der Auswahl einer Massnahme. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass der Netzbetreiber die unter den

geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen kostengünstigste Lösung aus betriebswirtschaftlicher Sicht suchen wird, sprich jene Massnahme, welche mit den höchsten anrechenbaren Kosten verbunden ist.

Für den Verteilnetzbetreiber stellt die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen grundsätzlich keinen direkten Nutzen sondern eine Verpflichtung im Sinne seiner Aufgabe als Netzbetreiber dar, analog zur Verpflichtung zum Anschluss von Verbrauchern. Neben dem Anschluss der dezentralen Erzeugungsanlagen können sich durch den Einsatz der Netzkomponenten zusätzliche Wirksamkeiten ergeben, bspw. hinsichtlich der Zuverlässigkeit.

Der Verteilnetzbetreiber trägt beim Einsatz von Netzkomponenten die Kosten, welche nach regulatorischen Vorgaben über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher gewälzt werden. Beim Netzbetreiber verbleibt im Rahmen einer „Cost-Plus“-Regulierung nur eine Verzinsung für das eingesetzte Kapital. Die Blindleistungsbereitstellung, das Einspeisemanagement und das Lastmanagement sind in der Tendenz weniger kapitalintensiv sondern eher betriebskostenintensiv. Der Anreiz des Netzbetreibers liegt deshalb darin, eher in konventionelle Lösungen zu investieren, da bei Investitionen in die genannten Flexibilitätsoptionen, die Anrechenbarkeit vorausgesetzt, weniger Kapitalverzinsung in den Netztarifen angerechnet werden kann. Durch die sich ergebende Schnittstelle zwischen Netz und Markt können auch weitere Kosten für steigende Organisations- und Prozesskomplexität anfallen.

Die Einführung und Ausgestaltung eines dauerhaft als Teil der Netzplanung einsetzbares Einspeise- und Lastmanagements bei lokalen Netzengpässen im Verteilnetz ist derzeit noch offen. Die regulatorische Herausforderung liegt darin, die Anreize so zu setzen, dass der Verteilnetzbetreiber bei seiner Entscheidungsfindung sämtliche Kosten solcher Lösungen mit einbezieht, bspw. also auch die Kosten für die notwendige Ersatzenergie beim Einspeisemanagement. Damit wird sichergestellt, dass die jeweils insgesamt kostengünstigste Variante gewählt wird.

Anlagenbetreiber/Erzeuger

Die Wirtschaftlichkeit dezentraler Erzeugungsanlagen – insbesondere Wind und PV – wird hauptsächlich beeinflusst durch das Dargebot am konkreten Standort und die damit verbundene Förderung. Für den Anlagenbetreiber ist bei einer Anschlussverpflichtung durch den Verteilnetzbetreiber die uneingeschränkte Einspeisung ein Nutzen. Diese wird mit Ausnahme des Einspeisemanagements bei allen betrachteten Technologien sichergestellt. Gegenüber der Wahl des Verteilnetzbetreibers, welche Netztechnologie eingesetzt wird, ist der Anlagenbetreiber deshalb prinzipiell indifferent, da das Stromversorgungsgesetz vorsieht, dass das Netznutzungsentgelt ausschliesslich von den Endverbrauchern zu entrichten ist und Erzeuger folglich für die Netznutzung nichts zahlen. Ist der Anlagenbetreiber gleichzeitig Verbraucher (Prosumer) stellt die Wahl einer kosteneffizienten Technologie aus Sicht des Prosumers einen Nutzen dar, da er von den Netzentgelten betroffen ist.

Die Bereitstellung einer Blindleistungsregelung führt beim Anlagenbetreiber zu Kosten, beispielsweise durch eine größere Dimensionierung der Wechselrichter bei fester Wirknennleistung. Wie in Unterabschnitt 2.3.3 ausgeführt, fallen diese Mehrkosten jedoch im Vergleich zu den weiteren in dieser Studie betrachteten Technologien gering aus.

Beim Einspeisemanagement wurde in dieser Studie bei der Ermittlung der Kosten eine Entschädigungszahlung für die abgeregelte Energie in Höhe der Einspeisevergütung angenommen. In diesem Fall entstehen für den Anlagenbetreiber weder zusätzliche Kosten noch ein zusätzlicher Nutzen. Die rechtliche und regulatorische Ausgestaltung eines Einspeisemanagements könnte jedoch auch eine reduzierte Entschädigung für abgeregelte Energie vorsehen. In diesem Fall kann sich abhängig von der konkreten Ausgestaltung ein Allokationssignal hinsichtlich des Standortes einer Anlage im Netz ergeben, die den Handlungsbedarf im Netz mit dem Ziel einer Gesamtkosteneffizienz reduziert, bis zu einer Kompensation der gestiegenen Unsicherheit für den Anlagenbetreiber über die Vergütungssätze.

Handel/Vertrieb

Der Netzausbau zur Integration der dezentralen Erzeugung hat beim Einsatz intelligenter oder konventioneller Netzbetriebsmittel (Leitung, rONT, etc.) für Handel und Vertrieb den Vorteil und damit den Nutzen, dass das Netz weiterhin eine „Kupferplatte“ darstellt und keine Restriktionen für den freien Energiemarkt existieren, insbesondere bei der Direktvermarktung. Die Schnittstelle zwischen Netz und Markt wird durch diese (intelligenten) Netztechnologien gegenüber dem Status Quo nicht grösser, was deshalb auch zu keinen Mehrkosten für Handel zu Vertrieb führt.

Dem gegenüber bewegen sich die Flexibilitätsoptionen auf der Schnittstelle zwischen Netz und Markt, was mit Koordinationsaufwand verbunden ist. Zusätzlich fallen durch den Einsatz des Einspeisemanagements ggf. Kosten für Ausgleichsenergie (bspw. bei der Direktvermarktung) an. Auf der anderen Seite steht dem Akteur bei einer entsprechenden Regelung bezüglich des Zugriffs auf die Flexibilitätsoptionen und der Datenbereitstellung eine zusätzliche Flexibilität bei den Produkten zur Verfügung. Die Händler erhalten Zugang zu weiteren Märkten (bspw. Systemdienstleistungen) und der Vertrieb kann seinen Kunden flexiblere Tarife anbieten. Die steigende Komplexität führt wie beim Verteilnetzbetreiber zu zusätzlichen Kosten, die über die Produkte an den Endverbraucher weitergegeben werden können.

5 Zusammenfassung

Hintergrund und Methodik

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 führt zu einer grundlegenden Veränderung der Struktur der Energieerzeugung. An die Stelle weniger Grosskraftwerke tritt perspektivisch eine Vielzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, deren Einspeisung zu einem grossen Teil auf der Mittel- und Niederspannung stattfindet. Dadurch entsteht ein Investitionsbedarf in diesen Netzebenen, um den veränderten Lastflüsse gerecht zu werden. Für einen Netzbetreiber ergeben sich in der Regel mehrere Optionen, auf die veränderten Rahmenbedingungen zu reagieren.

Die vorliegende Studie „Kosten, Nutzen und weitere Effekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid“, welche von BET Dynamo Suisse (BDS) im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) verfasst worden ist, vergleicht verschiedene Optionen zur Integration dezentraler Erzeugung in die Mittel- und Niederspannungsnetze. Die Gegenüberstellung quantifizierbarer Kosten und Nutzen wird ergänzt um volkswirtschaftliche Aspekte, welche qualitativ behandelt werden. Die Studie fokussiert auf konkrete Engpasssituationen, welche in Schweizer Netzen auftreten können und die Handlungsoptionen (Technologien), die in diesen Fällen zur Verfügung stehen (use cases). Mit den getroffenen Kostenannahmen lässt sich auf Basis vereinfachter Netzmodelle pro untersuchte Technologie eine Bandbreite der Investitions- und Betriebskosten berechnen. Der Nutzen ergibt sich bei jeder Technologie daraus, dass mehr dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen werden können, ohne dass im entsprechenden Verteilnetz kritische Betriebszustände hinsichtlich Spannungshaltung bzw. thermischer Belastung resultieren. Ziel der Studie ist nicht die Abschätzung des gesamten Investitionsbedarfes in den Verteilnetzen der Schweiz, diese Fragestellung wurde in anderen Studien bereits thematisiert [1].

Die in der Studie untersuchten Technologien umfassen

- Regelbare Ortsnetztransformatoren
- Strangregler
- Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Batterie
- Einspeisemanagement
- Lastmanagement

Diesen Technologien gegenüber steht der konventionelle Netzausbau in Form von Leitungsverstärkungen, der ebenfalls für die Anwendungsfälle betrachtet wird. Die ersten drei Technologien wirken nur bei einer Verletzung der zulässigen Spannungsänderung, während die weiteren Technologien auch bei thermischen Überlastungen wirksam sind.

Die betrachteten volkswirtschaftlichen Kriterien umfassen Aspekte der Kategorien Umbau des Energiesystems (Ziele der Energiestrategie 2050), Wettbewerb, Innovation sowie Umwelt, welche qualitativ untersucht worden sind. Dabei ging es einerseits um externe Kosten und Nutzen, welche nicht direkt in den Investitionsentscheid einfließen und andererseits um potentielle Konflikte, die beim Einsatz einer Technologie entstehen können. Das Vorliegen

eines Konfliktes bedeutet dabei nicht, dass die entsprechende Technologie grundsätzlich ungeeignet ist, sondern dass Handlungsbedarf besteht, den Konflikt zu lösen. Dies kann bspw. durch die Vorgabe von Regeln auf gesetzgeberischer bzw. regulatorischer Ebene erfolgen. Die volkswirtschaftlichen Kriterien werden insbesondere dann beigezogen, wenn in einem Anwendungsfall mehrere Technologien ein vergleichbares Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen.

Ergebnisse

Der Einsatz der Technologien und damit die Ausnutzung der ermittelten Nutzensvorteile richten sich nach dem individuellen Bedarfsfall beim Netzbetreiber und weiteren Einflussfaktoren, weshalb in der Realität die Auswahl der geeigneten Technologie in jeder Situation konkret beurteilt werden muss. Die wesentlichen Vorteile der untersuchten Technologien ergeben sich insbesondere durch:

- einen positiven Beitrag zur Kosteneffizienz,
- die bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten,
- die schnellere Umsetzbarkeit der Massnahmen und,
- eine höhere Flexibilität hinsichtlich der zukünftigen Anforderungen.

In Abbildung 22 sind die Ergebnisse der untersuchten Use Cases zusammenfassend dargestellt. Für den Vergleich wurden hier der niedrige Kostenansatz für den konventionellen Netzausbau mittels Kabel und der hohe Kostenansatz für das Einspeisemanagement gewählt. Die Blindleistungsbereitstellung wird aufgrund der geringen Kosten beim Bedarf der Spannungshaltung immer als Massnahme beim Einsatz innovativer Lösungen berücksichtigt. Für die Bedarfsfälle mit thermischer Überlastung hängt der Einsatz der Blindleistungsbereitstellung vom individuellen Fall ab.

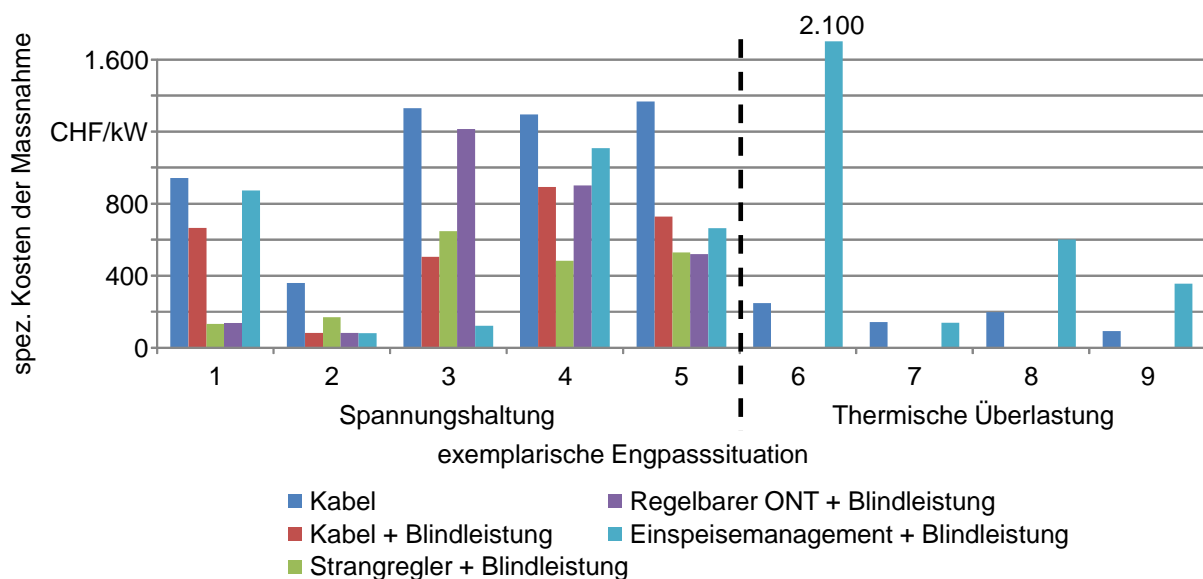


Abbildung 22: Kosten-Nutzen Faktor unterschiedlicher Technologien in unterschiedlichen Use Cases

Der dargestellte Kosten-Nutzen Faktor setzt die Kosten der Massnahme ins Verhältnis zur zusätzlich integrierbaren EE-Leistung im betrachteten Use Case. Es wird deutlich, dass sowohl die kostengünstigste Technologie als auch die Rangfolge der zu wählenden Technologien zwischen den Use Cases variiert. Darüber hinaus existiert für den Bedarf der Spannungshaltung im Vergleich zum rein konventionellen Netzausbau immer eine alternative Massnahme mit geringeren Kosten bzw. Kosten in gleicher Grössenordnung, wobei auch der konv. Netzausbau in Kombination mit der Blindleistungsbereitstellung der dezentralen Erzeugungsanlagen die kosteneffizienteste Lösung darstellen kann.

Als allgemeine Erkenntnis aus den Untersuchungen lässt sich folgendes ableiten. Beim Bedarf der Spannungshaltung ergibt sich immer eine Vorteilhaftigkeit der Blindleistungsbereitstellung der EE-Erzeugungsanlagen. Diese Massnahme sollte daher in jedem Bedarfsfall durch den Netzbetreiber geprüft werden. Das gleiche gilt für den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) und Strangregler, wobei sich hier bei einem flächigen Bedarf in Niederspannungsnetzbereichen die Vorteilhaftigkeit des rONT durch seine Wirkung im gesamten Netzbereich zeigt. Grundsätzlich liefert der rONT bei vergleichbaren Kosten auch in der MS-Ebene eine höhere Flexibilität durch die gleichzeitige Wirksamkeit in der MS- und NS-Ebene.

Der Einsatz von Batterien aus rein netzdienlichen Gesichtspunkten und dem hier gewählten Betrachtungsbereich ist volkswirtschaftlich bei der derzeit absehbaren Kostensituation nicht sinnvoll. Für den Bedarf der Systemstabilität und einem daraus resultierenden Einsatz aus system- und marktdienlichen Gesichtspunkten kann die lokale Engpassvermeidung einen zusätzlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers leisten. Ebenfalls nicht betrachtet wurde die Synergie beim Einsatz der Eigenbedarfsoptimierung. Wobei darauf hingewiesen werden muss, dass ein marktdienlicher Einsatz eines Speichers auch eine Mehrbelastung des Netzes zur Folge haben kann.

Die Untersuchungen zeigen auch auf, dass ein Ausbau des kompletten Netzes zur Aufnahme der vollständigen Einspeiseleistung nicht kosteneffizient ist. Das Einspeisemanagement sollte in Form einer Kappung der Einspeisespitzen - unabhängig von der konkreten Umsetzung - eine mögliche Massnahme für den Netzbetreiber darstellen, da die maximale Einspeisung häufig nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt und durch eine Kappung nur geringe Energiemengen von der Massnahme betroffen sind. Die Vorteilhaftigkeit des Einspeisemanagements hängt wesentlich vom angenommenen Kostenansatz und den darin enthaltenen politischen Zielen ab. Die hier getroffene Aussage bleibt jedoch auch bei einem hohen Kostenansatz bestehen, der eine Entschädigung des Anlagenbetreibers für die abgeregelte Energie sowie Kosten der Ersatzbeschaffung mit den Einspeisevergütungssätzen der EE-Erzeugungsanlagen vorsieht.

Das Lastmanagement wirft aus Sicht der Netzplanung ein grundsätzliches Problem der (langfristigen) Verfügbarkeit auf. In vielen Bedarfsfällen übersteigt die integrierbare Einspeiseleistung die flexible Last um ein Vielfaches, so dass bei dem in mehreren Studien ermittelten geringen Potential bei Haushaltskunden die Wirkung des Lastmanagements vernachlässigt werden kann und gleichzeitig die Kosten der IT-Infrastruktur gegenüber diesem Potential unverhältnismässig sind. Bei Industriekunden existiert vereinzelt ein deutlich höheres Poten-

tial, jedoch stellt sich hier neben der Anforderung der örtlichen Nähe zum Engpass die Frage nach der vom Kunden geforderten Vergütung für die Teilnahme am Lastmanagement, welche wesentlich durch die Kosten der Flexibilisierung des Produktionsprozesses beeinflusst wird.

Aus Sicht der qualitativ betrachteten volkswirtschaftlichen Kriterien wird der Einsatz technischer Netzkomponenten grundsätzlich positiv bewertet. Für den Einsatz des Speichers sowie des Einspeise- und Lastmanagements ergibt sich eine Schnittstelle zum Markt, welche die Komplexität erhöht. Gleichzeitig ergibt sich hier das grösste Potential für Innovationen in der Schweiz durch neue Produkte. Der Umfang notwendiger IK-Technologie kann bei rein netzdienlichem Einsatz für die meisten Technologien mit Ausnahme des Lastmanagements durch dezentrale Regelungen gering gehalten werden. Bei Fragen der Systemstabilität ist jedoch eine zentrale Steuerung von Erzeugung und Verbrauch erforderlich, so dass sich hier ein hohes Synergiepotential ergibt. Gleichzeitig kann der Einsatz der notwendigen IK-Technologie einen positiven Beitrag zum freien Marktgeschehen liefern.

Abschliessend wurde in der Studie die Verteilung des Nutzens und der Kosten auf die beteiligten Akteure Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Endverbraucher betrachtet. Ausgehend von der Energiestrategie 2050 stellt die Erhöhung der integrierbaren EE-Erzeugungsleistung grundsätzlich einen Nutzen für den Endverbraucher dar. Der Bedarf für die betrachteten Technologien ergibt sich aus dem Engpass im Netz und liegt damit im Handlungsbereich des Netzbetreibers, welcher auch die geeignete Massnahme ergreifen muss. Für die Netzkomponenten rONT, Strangregler und Batterie (hier rein netzdienlich) liegen die Kosten damit wie für alle anderen Assets des konv. Netzausbaus und des bestehenden Netzes beim Netzbetreiber. Damit die gesamtwirtschaftlich kosteneffizienteste Massnahme gewählt wird, sollten auch die Kosten für Einspeise- und Lastmanagement grundsätzlich beim Netzbetreiber liegen. Die Kosten effizienter Massnahmen sind bei der Ermittlung der Netzentgelte zu berücksichtigen, so dass Nutzen und Kosten schlussendlich beim Endverbraucher zusammenfallen. Der Anlagenbetreiber trifft die Standortentscheidung bisher ausschliesslich nach dem Darangebot von Wind und Sonne, ohne dass mit Ausnahme der Kosten bis zum Netzverknüpfungspunkt weitere Kosten durch eine Einschränkung aufgrund der Netzkapazität berücksichtigt werden müssen. Eine Beteiligung der Anlagenbetreiber an den Netzausbaukosten ist hinsichtlich der Kosteneffizienz zu diskutieren und könnte zu einem Allokationssignal hinsichtlich des Anlagenstandortes führen. Hierbei wäre eine reduzierte bzw. eingeschränkte Entschädigung beim Einspeisemanagement eine mögliche Option.

Insgesamt ergeben sich aus den Untersuchungen folgende Schlussfolgerungen:

- Nebst dem konventionellen Netzausbau existieren alternative Technologien und Konzepte (bspw. Spannungsregelung in Mittel- und Niederspannungsnetzen, Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen und Einspeisemanagement), welche den Handlungsspielraum des Netzbetreibers erweitern und den konventionellen Netzausbau ergänzen können.
- Der erweiterte Handlungsspielraum ermöglicht einen insgesamt deutlich kosteneffizienteren Netzausbau. Daher sollten die alternativen Technologien von Beginn an in der Netzplanung Berücksichtigung finden.

- Die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen müssen sicherstellen, dass der Netzbetreiber alle Handlungsoptionen berücksichtigt und seine Entscheidung volkswirtschaftlich kosteneffizient fällt. Dazu müssen die Regulierungsvorgaben technologieneutral erfolgen und die langfristig effiziente Netzentwicklung im Blick haben.
- Aufgrund der Heterogenität der Netze und einer Vielzahl entscheidungsrelevanter Einflussfaktoren ist die Entscheidung über den optimalen Technologieeinsatz immer aufgrund der konkreten Situation durch den Netzbetreiber zu fällen. Von einer externen Vorgabe einzusetzender Technologien ist daher abzusehen.
- Speicher, Einspeise- und Lastmanagement befinden sich an einer Schnittstelle zwischen Netz und Markt. Für ihren Einsatz sind konkrete Regeln notwendig, welche auch die indirekten Kosten und Nutzen sowie die Abgrenzung zwischen Netz- und Marktfunktionen berücksichtigen.

Literaturverzeichnis

- [1] Consentec GmbH (2012)
Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze, Aachen.
- [2] Consentec GmbH (2013)
Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid, Aachen.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014)
Moderne Verteilernetze für Deutschland (Forschungsprojekt Nr. 44/12), Berlin.
- [4] D-A-CH-CZ (2007)
Technische Regeln für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen.
- [5] Eidgenössisches Starkstrominspektorat (ESTI) (2001/2013)
Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen (EEA) mit dem Niederspannungsnetz (STI Nr. 219.0201 d), Fehraltorf.
- [6] VDE (2011)
Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105).
- [7] BDEW (2008)
Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.
- [8] Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2012)
Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz - Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung (KRSV), Aarau.
- [9] Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (2007)
Einheitskosten – Beilage zur Branchenempfehlung Netzbewertung, Aarau.
- [10] Consentec GmbH (2013)
Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors, Aachen.
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012)
Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin.
- [12] P3 Energy (2013)
Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung, Aachen.
- [13] Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) (2012)

Medienmitteilung vom 21. März 2012: „EKZ und ABB nehmen grösste Batterie der Schweiz in Betrieb“, Zürich.

- [14] Land Brandenburg, Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten (2014)
Presseinformation vom 06.08.2014: „Fünf Millionen Euro Förderung für Batteriespeicher in Feldheim“, Potsdam.
- [15] KEMA Consulting GmbH (2013)
Energiespeicher in der Schweiz – Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050, Bonn.
- [16] European Commission (2014)
Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, Brüssel.
- [17] CKW (2013)
Referat Dr. Felix Graf: Pilotprojekt «Smart Metering», ECom-Forum 2013, Luzern.
- [18] Schalcher et.al. (2011)
Was kostet das Bauwerk Schweiz in Zukunft und wer bezahlt dafür? - Fokusstudie des Nationalen Forschungsprogramms 54 «Nachhaltige Siedlungs- und Infrastrukturentwicklung», Bern.
- [19] Prognos AG (2012)
Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050, Bern.
- [20] Bundesamt für Energie (BFE) (2012)
Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz, Bern.