

ABSCHLUSSBERICHT

Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz

Studie im Auftrag des Bundesamt für Energie (BFE)

Dokumenten-Nr.: 9015-898-02

Datum: 02.06.2015

Datum der letzten Revision: 03.08.2015



Kundeninformationen

Kundenname: Bundesamt für Energie (BFE)
Adresse: Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, Schweiz
Kontaktperson: Dr. Aurelio Fetz

DNV GL Unternehmensinformationen

DNV GL-Legalentität: KEMA Consulting GmbH
DNV GL-Organisationseinheit: Energy

Partner/Konsortium

Legalentität: ef.Ruhr
Adresse: Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20, 44227 Dortmund, Deutschland

Dokumenteninformationen

Projekttitel: Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz
Projektnummer: 9015-898
Berichtstitel: Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodelllösung für den Strommarkt der Schweiz
Berichtsnummer: 9015-898-01
Datum: 02.06.2015
Datum der letzten Revision: 03.08.2015
Autor(en): Dr. Tim Mennel, Dr. Ulf Häger, Dr. Daniel Grote, Lutz Itschert, Dr. Jan Kays, André Seack, Oliver Werner

Bearbeiter:



Dr. Tim Mennel
Project Manager

Geprüft:



Christian Hewicker
Project Sponsor

Freigegeben:



Christian Hewicker
Project Sponsor

KEMA Consulting GmbH, Kurt-Schumacher-Str. 8, 53113 Bonn, Deutschland. Tel: +49 228 4469000. www.dnvgl.com

Sitz: Bonn. Geschäftsführer: Dr. Gunnar Heymann, Dr. Andreas Schröter, Wolfgang Spahn. Eingetragen: Bonn HRB 7966.

VAT 205/5729/0465, VAT DE 179 443 724. Commerzbank AG, IBAN DE51 3708 0040 0228 8941 00, SWIFT Code (BIC): DRESDEFF370.

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	1
1 EINLEITUNG	3
1.1 Energiestrategie 2050 und Energiepolitik in der EU	3
1.2 Herausforderung für die Verteilnetze und Energiemärkte	5
1.3 Ampelmodell – ein Konzept für die Verteilnetze der Zukunft	7
1.4 Abgrenzung des Ampelmodells und Alternativen	8
2 AMPELMODELL – REGULATORISCHE SICHT UND TECHNISCHE VORAUSSETZUNGEN.....	10
2.1 Ausgestaltung des Ampelmodells	10
2.2 Technische Voraussetzungen	13
2.3 Use Cases des Ampelmodells	15
2.4 Regulatorische Sicht	18
2.5 Diskussionspunkte Ampelmodell	24
3 KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE	28
3.1 Methodisches Vorgehen	28
3.1.1 Kosten und Nutzen (Definition und Operationalisierung)	28
3.1.2 Monte-Carlo-Analyse und Aggregation	29
3.1.3 Analyse in den Modellnetzen	32
3.2 Zugrundeliegende Annahmen	37
3.2.1 Technische Rahmenbedingungen	38
3.2.2 Annahmen Monte-Carlo-Analyse	45
3.2.3 Szenarioannahmen	46
3.3 Ergebnisse	48
3.3.1 Szenario-Ergebnisse: Monte-Carlo-Analyse	48
3.3.2 Ergebnisse der exemplarischen Berechnungen	49
3.3.3 Kosten	51
3.3.4 Nutzen	54
3.3.5 Auswirkung für die Akteure	58
3.3.6 Sensitivitäten	60
3.4 Zusammenfassung der quantitativen Ergebnisse	61
4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN	65
4.1 Schlussfolgerungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse	65
4.2 Schlussfolgerungen aus regulatorischer Sicht	66
4.3 Empfehlungen für die Schweizer Energiepolitik	68
REFERENZEN	70
Anhang A: Ergebnisse Sensitivitätsrechnungen	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Stromerzeugung (in TWh) in der Schweiz gemäss den Szenarien der Energieperspektiven	5
Abbildung 2-1: Schematische Wirkungsweise des Ampelmodells	11
Abbildung 2-2: Übersicht über die Funktionen im Ampelmodell.....	14
Abbildung 2-3: Zusammenspiel von Use Cases, Märkten und Technologien	15
Abbildung 2-4: Wahrscheinlichkeit von Spannungsproblemen (vgl. auch Kapitel 3.1.1)	16
Abbildung 2-5: Überschreitung des thermischen Limits (vgl. auch Kapitel 3.1.1)	16
Abbildung 2-6: System- und Flexibilitätsmarktpreis (vgl. auch Kapitel 3.3.4).....	17
Abbildung 2-7: Konventionelle und Smart Grid-Lösungen zur Schaffung von zusätzlicher Netzkapazität und Einordnung der Use Cases	19
Abbildung 2-8: Unterschiede zwischen konventionellen und Smart Grid-Lösungen aus regulatorischer Sicht.....	20
Abbildung 2-9: Betreiber des regionalen Flexibilitätsmarktes, Vor- und Nachteile eines Betriebes durch den VNB und eines Betriebes durch einen unabhängigen Marktbetreiber	23
Abbildung 2-10: Preissensitivität der Flexibilitäten als Voraussetzung des Ampelmodells	25
Abbildung 2-11: Übereinstimmung des Marktgebietes und des Netzbereiches mit kritischem Netzzustand	25
Abbildung 2-12: Zeitliche Einordnung des Ampelmodells in die Strommärkte.....	26
Abbildung 2-13: Organisation des Flexmarktes	26
Abbildung 2-14: Kritische Grösse Flexmarkt	27
Abbildung 3-1: Vorgehen bei der Simulationsanalyse	30
Abbildung 3-2: Residuale Last (blau) überschreitet Transformatorleistung (grün)	31
Abbildung 3-3: Wahrscheinlichkeit von Spannungsproblemen.....	31
Abbildung 3-4: Aggregation von Kosten und Nutzen in Schritt 3 der Simulationsanalyse	32
Abbildung 3-5: Im Agentensystem nachgebildete Netznutzer	33
Abbildung 3-6: Definition der Ampelphasen – Einspeisegeprägtes Netzgebiet	34
Abbildung 3-7: Definition der Ampelphasen – Lastgeprägtes Netzgebiet	35
Abbildung 3-8: Die Variation des IKT-Ausbaugrades	36
Abbildung 3-9: Ein- und Ausgangsgrössen der Simulationsumgebung.....	37
Abbildung 3-10: Jährliche Kosten verschiedener Varianten des Ampelmodells pro Modellnetz (CAPEX und OPEX der eingesetzten IKT)	44
Abbildung 3-11: Stromerzeugung auf Basis von Photovoltaik und Wind in den EP-Szenarien	46
Abbildung 3-12: Prognostizierte Preisdauerkurven der Spotmarktpreise für die Schweiz	47
Abbildung 3-13: Verteilung Netzzustände gemäß Monte-Carlo-Analyse für WWB (links) und NEP (rechts)	49
Abbildung 3-14: Kumulierte Investitionskosten unter WWB für 2020-2035.....	52
Abbildung 3-15: Kumulierte Investitionskosten unter NEP für 2020-2035.....	52
Abbildung 3-16: Annualisierte Gesamtkosten für städtische Verteilnetze unter NEP in 2035	54
Abbildung 3-17: Prozentualer Anteil von Gelb- & Rotphasen in den Netzen mit Engpassproblemen (städt. Modellnetze NEP 2035).....	56
Abbildung 3-18: System- und Flexibilitätsmarktpreis während eines ausgewählten Tages aus Fall I	57
Abbildung 3-19: Einfluss regionaler Marktsignale in einem gemischt last- und einspeisegeprägten Gebiet	62
Abbildung 4-1: Stilisierte Einspeisung einer PV-Anlage in Abhängigkeit des Preises.....	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Vergleich des Ampelmodells mit dem Redispatch auf Übertragungsnetzebene	13
Tabelle 2-2: Zuordnung der Use Cases zu Stakeholdern	17
Tabelle 3-1: Aufstellung der erforderlichen Komponenten für die Ampellösung.....	41
Tabelle 3-2: Technische Varianten des Ampelmodells und der Benchmark-Fälle	42
Tabelle 3-3: Überblick über die verwendeten Szenarien aus den Energieperspektiven 2050	46
Tabelle 3-4: Annahmen für die exemplarischen Berechnungen	47
Tabelle 3-5: Ergebnisse der Monte-Carlo-Analyse für WWB und NEP	48
Tabelle 3-6: Ergebnisse der exemplarischen Berechnungen.....	50
Tabelle 3-7: Vergleich von Flexibilitätsmarkt- und Systempreis für gelbe Netzkonfigurationen in städtischen Verteilnetzen (NEP 2035)	57
Tabelle 3-8: Übersicht über Kosten und Nutzen einzelner Akteure.....	59
Tabelle 0-1: In der Zeitreihenanalyse berechnete Szenarien und Sensitivitäten für verschiedene IKT-Durchdringungsgrade.....	71
Tabelle 0-2: Ergebnisse der Zeitreihenanalyse für die Last- und Preissensitivität	73

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft
BFE	Bundesamt für Energie
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (<i>in Deutschland</i>)
CAPEX	Capital Expenditures – Kapitalkosten (<i>typischerweise annualisiert</i>)
DMS	Distribution Management System
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (<i>in Deutschland</i>)
EEX	European Energy Exchange
EU	Europäische Union
FET	Fester Einspeisetarif
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IT	Informationstechnik
GHD	Gewerbe, Handel & Dienstleistungen
HS	Hochspannung
kCHF	Tausend Schweizer Franken
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
KRSV	Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber (<i>vgl. Referenzliste</i>)
mCHF	Millionen Schweizer Franken
MMS	Meter Management System
MS	Mittelspannung
NEE	Neue erneuerbare Energien
NEP	Neue Energiepolitik (Szenario der Energieperspektiven 2050)
NS	Niederspannung



OPEX	Operational Expenditures – Betriebskosten
PLC	Powerline Communications – Technik zur Datenübertragung über Stromleitungen
POM	Politische Massnahmen (Szenario der Energieperspektiven 2050)
PV	Photovoltaik
rONS	Regelbare Ortsnetzstation
SCADA	Supervisory control and data acquisition – System der zentralen Leittechnik
StromVG	Stromversorgungsgesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WWB	Weiter-Wie-Bisher (Szenario der Energieperspektiven 2050)

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie stellt eine Kosten-Nutzen-Analyse eines Ampelmodells in den Schweizer Stromverteilnetzen vor. Das Ampelmodell, ursprünglich für Deutschland vorgeschlagen, sieht in Engpasssituationen des Verteilnetzes die Nutzung von lokalen bzw. regionalen Flexibilitäten in einem Flexibilitätsmarkt durch den VNB vor. Es stellt eine von verschiedenen Optionen zur Sicherstellung eines stabilen Netz- und Marktbetriebes für das zukünftige Stromsystem dar: Durch den politisch vorangetriebenen Ausbau dezentraler fluktuierender erneuerbarer Energien werden sich in mittlerer Frist netzkritische Situationen häufen; die absehbare Zunahme flexibler Lasten (und weiterer Flexibilitäten, z. B. Prosumer, Speicher etc.) kann die Verteilnetze entlasten, bei gleichzeitigem Einsatz potenziell aber auch belasten. Gegenwärtig wird in der Schweiz und ihren Nachbarländern eine Debatte über die richtigen technischen und regulatorischen Antworten auf diese sich aus klima- und energiepolitischen Zielsetzungen ergebende Herausforderung geführt. Dabei geht es zum einen um den sinnvollen Einsatz von intelligenter Kommunikation- und Steuerungstechnik in den Verteilnetzen und zum anderen um die zukünftige Rolle des VNB.

Im Ampelmodell kontrahiert der VNB während der sogenannten Gelbphasen dabei lokale bzw. regionale Flexibilitäten in einer eigenen Marktplattform (dem Flexibilitätsmarkt), um abzusehende Engpässe im Verteilnetz auszugleichen; in den Rotphasen – in denen eine Auflösung der Engpässe durch Flexibilitäten nicht mehr möglich ist – greift er mit netzstabilisierenden Massnahmen in den Betrieb der Systemmärkte ein. Voraussetzung für das Konzept ist die Implementierung geeigneter Sensorik in den Verteilnetzen, die dem VNB eine Bewertung des Netzzustandes ermöglicht.

Dieses Konzept wirft die Frage nach den regulatorischen Voraussetzungen auf, die vor einer Implementierung geschaffen werden müssen:

1. Die zu erwartende Grösse des Flexibilitätsmarktes (Zahl der Anbieter) muss ausreichen, um Wettbewerb zu garantieren.
2. Die Entbündelung zwischen Netz- und Erzeugungsbetrieb muss umfassend vollzogen worden sein, um Interessenskonflikte des VNB im Flexibilitätsmarkt zu vermeiden.
3. Das Ampelmodell sollte die gesamtkostengünstigste, technische Lösung für die Engpassbewirtschaftung darstellen (Nachweispflicht liegt beim VNB).

Die quantitative Kosten-Nutzen-Analyse in dieser Studie basiert auf exemplarischen Berechnungen zum Einsatz des Ampelmodells in Modellnetzen mit repräsentativen Netzkonfigurationen, deren Ergebnisse so aggregiert werden, dass ein Gesamtbild für die Schweiz entsteht. Hintergrund der Simulation bilden dabei die Zielszenarien Weiter-Wie-Bisher (WWB) und Neue Energiepolitik (NEP) aus den Energieperspektiven 2050 des Schweizer Bundesrats für die Stützjahre 2020 und 2035; es wird zwischen ländlichen und städtischen Verteilnetzen unterschieden. Als Benchmarks für Kosten und Nutzen des Ampelmodells werden erstens der konventionelle Netzausbau und zweitens der Ausbau mit regelbaren Ortsnetzstationen herangezogen, die beide jeweils eine technische Alternative zur Sicherstellung eines störungsfreien Netz- und Marktbetriebes darstellen. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2035 ein vollständiger Rollout mit Smart Metern erfolgt ist, so dass dem Ampelmodell bei der Kostenaggregation nur die übrige IKT-Technik zugerechnet wird. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass ein Bedarf für ein Ampelmodell erst nach 2020 entsteht, und auch nur in dem Szenario NEP mit ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energien. In ländlichen Verteilnetzen, die durch vergleichsweise geringe Last und hohe dezentrale Einspeisung gekennzeichnet sind, erweist sich das Ampelmodell als ungeeignet: die Ampel wechselt hier zwischen Grün- und Rotphasen, eine Auflösung von Engpasssituationen durch einen Flexibilitätsmarkt ist aufgrund der mangelnden Flexibilität im Netz nicht möglich. Hingegen kann



das Ampelmodell Engpasssituationen in städtischen Verteilnetzen mit ausreichend vielen flexiblen Lasten auflösen, sofern eine mittlere bis hohe Durchdringung der betroffenen Verteilnetze mit IKT gewährleistet ist. Es zeigt sich allerdings, dass die Netzengpasssituationen unter solchen Voraussetzungen ausgesprochen selten vorkommen, so dass der direkte Nutzen über die Netz- und Marktstabilisierung hinaus vernachlässigbar ist.

Unser Kostenvergleich mit den Benchmarks zeigt, dass das Ampelmodell -auf Basis des Einsatzes geeigneter, günstiger Technologie- ähnlich teuer ist wie der Ausbau der Verteilnetze mit regelbaren Ortsnetzstationen (im Rahmen der hier betrachteten einfachen Topologie der Modellnetze, bei denen die jeweiligen Zusatzkosten ausgewiesen wurden); der konventionelle Ausbau erscheint in unseren Berechnungen günstiger, bei komplexerer Netztopologie kann jedoch auch ein Ausbau mit regelbaren Ortsnetzen kostengünstiger sein (wie andere Studien aufzeigen). Eine abschliessende Bewertung des Ampelmodells (für geeignete Verteilnetze!) hängt nicht zuletzt von der Sicht auf den indirekten Nutzen durch die verbesserte Erfassung der Netzzustandsinformation ab: Diese ermöglicht einen dauerhaft stabileren Netzbetrieb. Hinzuzufügen ist allerdings, dass auch ein Einsatz von bilateralen Verträgen zwischen Verteilnetzbetreiber und Anbieter von Flexibilitäten (der in dieser Studie nicht genauer untersucht wurde), diesen Vorteil bietet, zugleich aber mit weniger administrativem Aufwand verbunden ist.

1 EINLEITUNG

Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Debatte um die Novellierung des Schweizer StromVG bedarf es insbesondere einer Einordnung und Bewertung von Konzepten für einen auch in Zukunft sicheren und effizienten Betrieb der Verteilnetze. Mit der Untersuchung von Kosten und Nutzen des sogenannten Ampelmodells für die Schweiz leistet die vorliegende Studie hierzu einen Beitrag.

Das Ampelmodell wurde ursprünglich für Deutschland vom Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft vorgeschlagen (BDEW 2012) und für die Schweiz in der BFE-Studie¹ „Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber“ entwickelt. Im Kern geht es dabei um die Aktivierung von lokalen und regionalen Flexibilitäten in einem lokalen bzw. regionalen Flexibilitätsmarkt, um Netzengpassituationen (während „Gelbphasen“) im Verteilnetz aufzulösen. Solche Situationen sind aufgrund des energiepolitisch vorangetriebenen Ausbaus neuer erneuerbarer Energien sowie der Zunahme flexibler Lasten in steigendem Masse zu erwarten. Das Ampelmodell stellt eine von mehreren regulatorischen Alternativen zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten dar. In technischer Hinsicht können die Engpassprobleme auch durch den Ausbau der Verteilnetze in Verbindung mit intelligenten Netzbetriebsmitteln bewältigt werden, die damit verbundenen Kosten stellen in der Debatte allerdings einen häufigen Kritikpunkt dar.

Wir stellen im Folgenden die Funktionsweise des Ampelmodells genauer vor und diskutieren die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für seinen Einsatz in der Schweiz, sowie die damit verbundenen Vor- und Nachteile. An diese qualitative Diskussion schliesst sich eine modellgestützte, quantitative Kosten-Nutzen-Analyse an, bei der die mit der Einrichtung und dem Betrieb von Ampel und Flexibilitätsmarkt anfallenden Kosten den zu erwartenden Nutzen gegenüber gestellt werden. Als Benchmarks werden dabei der konventionelle und der Netzausbau mit regelbaren Ortsnetzstationen herangezogen.

Das einleitende Kapitel geht im Folgenden zunächst kurz auf die Energiestrategie 2050 der Schweiz ein, die – zusammen mit der Energiepolitik der EU – den Hintergrund der Diskussion um das Ampelmodell bildet. Wir erläutern anschliessend die sich daraus ergebenden Herausforderungen für die Verteilnetze und die Energiemärkte. Anschliessend wird das Ampelmodell beschrieben und von den möglichen Alternativen abgegrenzt.

Die Studie umfasst insgesamt vier Kapitel. Das zweite behandelt die Ausgestaltungsoptionen des Ampelmodells sowie die technischen und regulatorischen Voraussetzungen und diskutiert die damit verbundenen Herausforderungen. Das dritte Kapitel umfasst die Beschreibung von Methodik, Annahmen und Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse. Im vierten Kapitel stellen wir die Schlussfolgerungen unserer Untersuchungen und die Empfehlungen für die Schweiz vor.

1.1 Energiestrategie 2050 und Energiepolitik in der EU

Die Entwicklung des Schweizer Strommarktes wird – wie in den Nachbarstaaten auch – in zunehmendem Masse durch die umwelt- und klimapolitischen Vorgaben der Politik bestimmt. In der Schweiz werden diese durch die Energiestrategie 2050 des Schweizer Bundesrats festgelegt, darüber hinaus übt die Energiepolitik der Europäischen Union einen indirekten Einfluss aus. Auch technische Faktoren beeinflussen die Veränderungsprozesse. Im Zusammenhang mit dieser Studie ist dabei die in

¹ Ecofys & Swiss Economics (2015)

zunehmendem Masse verfügbare IKT für Mess- und Steuerungstechnik in den Stromnetzen („Smart Grids“) bedeutsam. Aufgrund der Netzgebundenheit der Stromversorgung wirft dies neben ökonomischen auch regulatorische Fragen auf, die letztlich durch die Rahmensetzung des Schweizer Gesetzgebers beantwortet werden müssen.

Für die Verteilnetze sind die folgenden energiepolitisch bedingten Entwicklungen relevant:

- **Zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung**

- Ausstieg aus der Kernenergie: die Energiestrategie 2050 sieht einen schrittweisen Ausstieg der Schweiz aus der Nutzung der zentral eingespeisten Kernenergie bis 2035² vor. Das bedeutet, dass ein erheblicher Teil der Schweizer Stromversorgung in Zukunft aus anderen Energiequellen abgedeckt werden muss.
- Ausbau der neuen erneuerbaren Energien: Die Stromerzeugung auf Basis von neuen erneuerbaren Energien (NEE), vor allem von – dezentral einspeisenden – Photovoltaik- und Windkraftanlagen, soll gemäss der Energiestrategie massiv ausgebaut werden. Neben einer weiteren Förderung dieser Energiequellen sieht die Energiestrategie auch die zunehmende Markt- und Netzintegration der NEE vor (so sollen die NEE nicht mehr durch Einspeisetarife, sondern durch ein Marktprämienmodell wie im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG gefördert werden).

- **Veränderungen in der Stromnachfrage**

- Energieeffizienzsteigerung: Die Energiestrategie setzt zur Minderung von Treibhausgasemissionen auch auf eine langfristige Verringerung des Energie- und speziell des Stromverbrauchs. Dazu sollen Energieeffizienzpotenziale bei Erzeugung und Verbrauch aktiviert werden.
- Demand-Side-Management: Angesichts der zunehmenden Verfügbarkeit von intelligenter Mess- und Steuerungstechnik sowie der Verbesserung des Marktzugangs nimmt das Angebot an Demand Response zu.
- Eigenerzeugung/-verbrauch: Vor dem Hintergrund wahrgenommener Unsicherheiten in der Stromversorgung sowie aus Kostengründen nimmt die industrielle Eigenversorgung zu. Die Eigenversorgung von Privathaushalten mit Strom aus PV-Anlagen ist in der Schweiz noch ein Randphänomen, eine Zunahme ist jedoch bei steigenden Endkundenpreisen einerseits und fallenden Preisen für die PV-Module andererseits zu erwarten. In der jüngsten Novellierung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) für erneuerbare Energien wurde die Stellung der privaten Eigenverbraucher von PV-Strom zudem verbessert.

- **Rollout von Smart Metern und Einführung von Smart Grid-Komponenten**

- Ein vom Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) veröffentlichtes Gutachten kommt zu dem Schluss, dass eine umfassende Ausstattung aller Stromkunden mit Smart Metern (sog. Rollout) für die Schweiz vor dem Hintergrund der Energiestrategie eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz aufweist. Mit einem politischen Votum für ein Rollout wird deshalb gerechnet.
- Die „Road Map Smart Grid“ des Bundesamts für Energie empfiehlt eine bedarfsgerechte Einführung einer Reihe von Smart Grid-Komponenten. Regulatorische Rahmenbedingungen zur Standardsetzung und Anrechenbarkeit auf die Netzentgelte wurden aber bislang politisch nicht festgelegt.

² Das Jahr 2035 wird in den Energieperspektiven 2050 unterstellt, den offiziellen Zielszenarien der Schweizer Bundesregierung. In der politischen Debatte ist das Datum allerdings seitdem mehrfach in Frage gestellt worden; zuletzt schlug der Bundesrat vor, die KKW so lange am Netz zu belassen, wie sie sicher betrieben werden können. Wir folgen hier den Energieperspektiven 2050.

Die sich aus den energie- und klimapolitischen Zielen einerseits und den technologischen Optionen der Netzüberwachung und -steuerung andererseits ergebenden Herausforderungen und Chancen für den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze haben zu einer politischen Debatte über die regulatorischen und technischen Alternativen geführt. Die vorliegende Studie leistet zu dieser Debatte einen Beitrag.

Bei der quantitativen Berechnung von Kosten und Nutzen stützt sie sich dabei auf die Energieperspektiven 2050, den offiziellen Zielszenarien des Schweizer Bundesrats, sowie auf eine daran angelehnte Netz- und Strommarktsimulation für die Schweiz, die im Rahmen der BFE Speicherstudie³ 2013 veröffentlicht wurde. Die Zielszenarien aus den Energieperspektiven liefern dabei Ausbaupfade für die neuen erneuerbaren Energien und eine Prognose der Stromnachfrage für die Stützjahre 2020, 2035 und 2050. Abbildung 1-1 zeigt die prognostizierte Erzeugungsentwicklung für die in der BFE Speicherstudie betrachteten Ausprägungen der Hauptszenarien Weiter-Wie-Bisher (WWB, eine Trendfortschreibung gegenwärtiger Massnahmen), politische Massnahmen (POM, ein Szenario mit zusätzlichen Massnahmen zur Einführung neuer erneuerbarer Energien) und neue Energiepolitik (NEP, ein Szenario mit ambitionierten Zielen zum Ausbau neuer erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz)⁴. Man erkennt die deutliche Zunahme der Stromerzeugung auf Basis von PV- und Windanlagen.

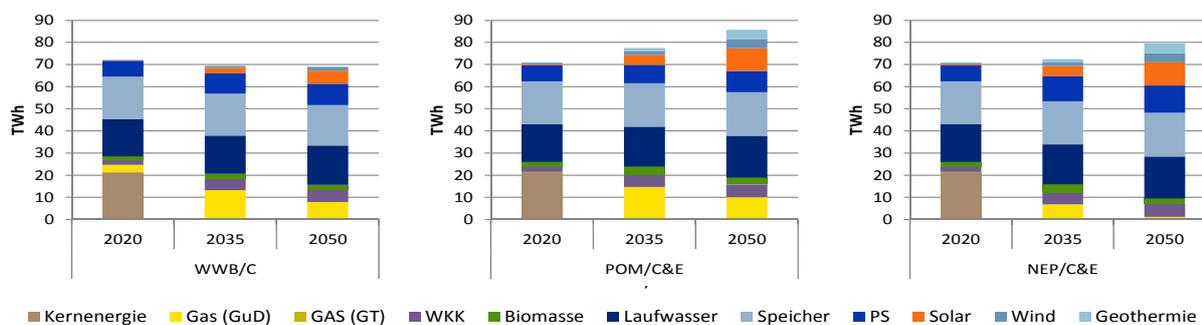


Abbildung 1-1: Stromezeugung (in TWh) in der Schweiz gemäss den Szenarien der Energieperspektiven

Quelle: BFE Speicherstudie (2013)

1.2 Herausforderung für die Verteilnetze und Energiemärkte

Basierend auf den politischen Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 und den Energieperspektiven 2050 wurden in den vergangenen Jahren im Rahmen von mehreren Studien die zu erwartenden Veränderungen und Herausforderungen für die Verteilnetze und Energiemärkte in der Schweiz untersucht.

Für die Verteilnetze kommt die Schweizer Verteilnetzstudie von 2012⁵ zu dem Schluss, dass zur Umsetzung der Energiestrategie ein erheblicher zukünftiger Netzausbaubedarf besteht. Die Herausforderung liegt darin, ein volkswirtschaftlich sinnvolles Gleichgewicht zwischen konventionellem Netzausbau und dem Einsatz von Smart Grid-Technologien zu finden. Aus primärtechnischer Sicht

³ DNV KEMA (2013) „Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

⁴ Für eine detaillierte Beschreibung der Szenarien vgl. Energieperspektiven 2050 & BFE Speicherstudie (2013)

⁵ Consentec (2012) „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)



spielen hierbei insbesondere innovative Smart Grid-Technologien, wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungsregler eine grosse Rolle. Im Bereich der Sekundärtechnik wird ein zunehmender Einsatz von – auf IKT basierenden – intelligenten Verfahren zur besseren Ausnutzung der bestehenden Stromnetze und damit zur Vermeidung von konventionellem Verteilnetzausbau verfolgt. Hiermit können auch marktseitige Eingriffe im Rahmen des Last- und Einspeisemanagements und zur Steuerung von Speichern umgesetzt werden. In der Schweizer Verteilnetzstudie und der Smart Grid Roadmap⁶ wurden insbesondere regelbare Ortsnetztransformatoren, die Blindleistungsregelung und das Einspeisemanagement als – für Schweizer Netze vom Kosten-Nutzen-Verhältnis her – sinnvolle Alternativen zum konventionellen Netzausbau identifiziert. Das in dieser Studie beleuchtete Ampelmodell stellt dabei eine operative Alternative zum Netzausbau dar.

Nicht nur für die Netze, auch für die Strommärkte ergeben sich durch die Zunahme dezentral eingespeister, fluktuierender Erzeugung erhebliche Herausforderungen. Absehbar wird sich zunächst der Regelleistungsbedarf erhöhen, da die Einspeisung erneuerbarer Energien auch bei kurzfristigem Vorlauf Prognosefehlern unterliegt, die vom Netzbetreiber ausgeglichen werden müssen. Wetterbasierte Einspeiseprognosen konnten zwar in den letzten Jahren durch innovative meteorologische Systeme verbessert werden; die stark zunehmende Zahl der Anlagen wird im Aggregat jedoch wahrscheinlich die Bedarfsentwicklung dominieren. Auch bei weiteren Systemdienstleistungen, wie z. B. der Blindleistungsbereitstellung, die vom Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert wird, wird die Deckung des Bedarfs zukünftig schwieriger.

Es gibt aber auch Herausforderungen für die Spot- und Future-Märkte. Die grundsätzliche Funktion des Marktes – die effiziente Preisbildung zur Erreichung eines Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage – ist in Strommärkten erschwert: durch die kurzfristig inelastische Nachfrage, sofern kein Demand-Side-Management vorhanden ist, ist der konventionelle Strommarkt ganz auf die Anpassung des Angebotes, d. h. der Stromerzeugung, an die Nachfrage ausgerichtet. Der grössere Teil der Konsumenten hat zudem bislang einheitliche Tarife: die Schwankungen des Stromwertes – je nach eingesetzter Erzeugungstechnologie und Knappheit – ist für den Verbraucher nicht sichtbar sondern stellt nur das ökonomische Risiko des Versorgungsunternehmens dar. Technisch gesprochen entsteht nun in einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominierten Stromversorgungssystem ein Bedarf an Einspeise- und Lastverschiebung, um Stromangebot und -nachfrage weiterhin in Einklang zu bringen. Neben dem Einsatz flexibler konventioneller Kapazität und dem Einsatz von Stromspeichern kann dies durch die Flexibilisierung der Nachfrage erreicht werden. Um diese Flexibilität zu aktivieren, bedarf es jedoch einer neuen Tarifierung. Flexible Kunden haben nur dann Anreize, ihre Nachfrage an die Knappheit des Angebotes anzupassen, wenn sie durch Knappheitspreise davon profitieren können, d. h. wenn sie durch Lastverminderung in Zeiten eines knappen Angebotes hohe Preise vermeiden. Dieses Grundprinzip ist mit Herausforderungen an das Messwesen und die Anlagensteuerung verbunden. Es bedarf intelligenter Messsysteme, um den Verbrauch zeitgenau zu erfassen, und intelligenter Steuerungssysteme, um die störungsfreie Regelung der flexiblen Anlagen in Abhängigkeit von der Preisentwicklung zu steuern. Was in allgemeiner Form für die Grosshandelsmärkte gilt, in denen geeignete Voraussetzungen für die Vermarktung von Demand-Response-Systemen geschaffen werden, soll nun auf die lokale oder regionale Situation des Verteilnetzes übertragen werden. Durch eine lokale bzw. regionale Bepreisung von Flexibilität sollen in einem Flexibilitätsmarkt Anreize zur Einspeise- und Lastverschiebung so gesetzt werden, dass Netzengpasssituationen vermieden werden können. Dies kann dann sinnvoll sein, wenn die Situation in dem Verteilnetz deutlich von der des Gesamtsystems abweicht, z. B. bei regional abweichenden Wetterlagen.

⁶ BFE (2015) „Smart Grid Roadmap“

Hierfür werden zukünftig bessere Informationen zum Netzzustand der Mittel- und Niederspannungsebene des Verteilnetzes erforderlich sein. Dies wird auch in der Smart Grid Roadmap als eine der Basisfunktionalitäten einer Umsetzung in der Schweiz benannt. Um die Beobachtbarkeit der Netze zu erhöhen, sind intelligente Messsysteme erforderlich. Weiterhin ist es erforderlich, die erfassten Messdaten über IKT-Systeme an zentrale Datenverwaltungsinstanzen zu übermitteln, um die gemessenen Daten auswerten zu können. Die grundsätzliche Einführung von intelligenter Mess- und Kommunikationstechnik weist laut Smart Grid Roadmap in der Schweiz ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis auf. In einer vertiefenden Kosten-Nutzen-Analyse von Smart Meter-Technologien für die Schweiz, die 2012 vom Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation veröffentlicht⁷ wurde, wird bei einem flächendeckenden Rollout über die Periode 2015 bis 2035 ein positives Kosten-Nutzen-Resultat, in langer Frist ein positives Resultat erwartet. In der vorliegenden Studie wird deshalb auch ein Rollout von Smart Metern zwischen 2020 und 2035 angenommen.

Es ist insgesamt unstrittig, dass einzelne Smart Grid-Technologien einen wichtigen Beitrag für einen zukünftigen stabilen Betrieb der Verteilnetze leisten können. Ungeklärt sind jedoch bislang genauer Umfang und regulatorische Behandlung der notwendigen IKT-Komponenten, welche die störungsfreie Versorgung auf marktlicher Basis ermöglichen sollen. Im nächsten Abschnitt wird erläutert, wie das Ampelmodell mit seinem Flexibilitätsmarkt diesen Beitrag leisten könnte.

1.3 Ampelmodell – ein Konzept für die Verteilnetze der Zukunft

Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, ermöglicht der erhöhte Einsatz von IKT im Rahmen der Smart Grid-Entwicklung marktgetriebene Lösungsansätze als Ergänzung und ggfs. als Ersatz für einen ansonsten notwendigen Netzausbau einzusetzen. Der BDEW stellte sein Konzept für ein Ampelmodell erstmalig 2012 in der Smart Grid Roadmap vor⁸. Das Ampelmodell ist ein dezentraler Marktplatz für Flexibilitäten, der es Verteilnetzbetreiber neben dem konventionellen Netzausbau und dem Einsatz anderer Systemdienstleistungen ermöglichen soll, durch Spannungsprobleme oder dem Überschreiten thermischer Grenzen entstandene Netzengpässe aufzulösen.

Durch einen zunehmenden Einsatz von IKT in den Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen wird der Verteilnetzbetreiber den Netzzustand überwachen und die Netzbelastung durch den Einsatz von Flexibilitäten in Zukunft steuern können. Namensgebend für das Ampelmodell ist die Charakterisierung des Netzzustandes durch die Ampelphasen Grün, Gelb und Rot, die nachstehend erklärt sind.



Das Konzept des Ampelmodells hat nach seiner erstmaligen Erwähnung vielfältige Ergänzungen erhalten⁹, trotzdem ist eine ganze Reihe von Fragen nach wie vor offen:

- Dynamische oder statische Abgrenzung des dezentralen Marktes für Flexibilität
- Freie Preisbildung oder an Grosshandelspreise anlegbare Preise

⁷ UVEK (2012) „Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“

⁸ „Realisierung von Smart Grids in Deutschland“, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013

⁹ BDEW 2013, 2015, VDE 2014

- Zeitliche Einordnung des Ampel-Flex-Marktes (sequentielle Interaktion mit den Grosshandelsmärkten).

Wir gehen in Kapitel 2 genauer auf die Ausgestaltungsparameter und die technischen Voraussetzungen des Ampelmodells ein.

1.4 Abgrenzung des Ampelmodells und Alternativen

Die zuvor skizzierte Lösung der Probleme in Verteilnetzen durch das Ampelmodell ist eine der bestehenden Alternativen zum konventionellen Netzausbau. Studien zum Verteilnetzausbaubedarf¹⁰ aufgrund steigender Anteile dezentraler und dargebotsabhängiger Einspeisungen haben insbesondere die folgenden weiteren Alternativen identifiziert:

- **Erzeugungsmanagement:** Durch die Abregelung der maximalen Einspeisung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen kann ein signifikanter Anteil des Netzausbaus vermieden werden. Eine Begrenzung der Ausgangsleistung des Inverters an einer PV-Anlage (auf z. B. 70 % der Nennleistung) kann einen erheblichen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus liefern, ohne dass nennenswerte Einbussen bei der Netzeinspeisung der PV-Anlage zu verzeichnen wären. Ferner kann auch ein gezieltes Erzeugungsmanagement durch den Verteilnetzbetreiber erfolgen. In diesem Fall würden Erneuerbare Anlagen in kritischen Netzgebieten gezielt abgeregelt. Dies setzt voraus, dass die Anlagen fernüberwacht und gesteuert werden können. Die Abregelung hilft dabei auch, die Spannungsproblematik zu verringern, wobei generalisierte Aussagen nicht möglich sind.
- **Intelligente Netztechnologien:** Regelbare Ortsnetzstationen (rONS) und Spannungsregler stellen ebenfalls Alternativen zum Netzausbau dar. Dadurch wird die starre Kopplung der Spannungsbänder in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen aufgelöst. Somit kann Netzausbau, der durch die Verletzung der Spannungsbandgrenzen hervorgerufen wird, mit diesen intelligenten Netztechnologien signifikant reduziert werden. Allerdings vermögen intelligente Netztechnologien keinen Beitrag zu thermischen Überlastungsproblemen zu leisten. Da der Einsatz von rONS den Austausch des Betriebsmittels erfordert, kann in diesem Fall auch die Dimensionierung der Kapazität angepasst werden, sofern der Transformator den Engpass darstellt.
- **Neue Systemdienstleistungen :** Statt eines dezentralen Marktes für Flexibilität kann der Verteilnetzbetreiber auch durch Verträge mit Verbrauchern in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen eine Entlastung des Verteilnetzes mittels Laststeuerung (gezielte zeitliche Verschiebung des Verbrauchs) erreichen. Der Verteilnetzbetreiber kauft eine Systemdienstleistung („dezentraler Redispatch“) von den flexiblen Verbrauchern und dezentralen Erzeugern mittels langfristiger (i.S.v. Jahren, Quartalen), bilateraler Verträge ein.
- **Netznutzungsmodelle:** Der Verteilnetzbetreiber kann alternativ auch eine Reduktion der Netzentgelte für eine atypische Netznutzung anbieten. Die atypische Netznutzung erfolgt in Form des netzdienliches Verhaltens durch den Prosumer. DNV GL hat 2015 im Auftrag des BFE die Studie *Weiterentwicklung Netznutzungsmodell* erstellt¹¹.

Der zentrale Unterschied der beiden letzten Alternativen zum Ampelmodell ist der bilaterale Charakter der Verträge und die vertragliche Festlegung der Preise für die Bereitstellung¹².

¹⁰ DENA DE, BMWi DE, Consentec CH

¹¹ DNV GL (2015): *Weiterentwicklung Netznutzungsmodell*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

¹² Auftragsgemäß wird in dieser Studie nur der dezentrale Flexibilitätsmarkt untersucht.



Das Ampelmodell stellt eine Ergänzung zum konventionellen Netzausbau und dem sonstigen Smart Grid-Ausbau dar und substituiert diese nicht. Das Ampelmodell kann ausschliesslich im Falle sporadischer Engpässe eingesetzt werden, bei denen eine nur mässige Überschreitung der technischen Grenzen der Betriebsmittel vorliegt. In massiv überspeisten Verteilnetzen, die zu einer Überlastung von einer Vielzahl an Betriebsmitteln führt, kann nur ein konventioneller Netzausbau helfen, die Probleme zu beherrschen. Zur Implementierung des Ampelmodells ist ein Mindestmass an Ausstattung von Informations- und Kommunikationstechnologie notwendig.

In der vorliegenden Studie wird das Ampelmodell einer genauen qualitativen und quantitativen Analyse unterzogen. Dabei werden auch die hier vorgestellten Alternativen diskutiert; ein ausführlicher Kosten-Nutzen-Vergleich der Alternativen untereinander ist im Rahmen des Auftrages hingegen nicht vorgesehen.

2 AMPELMODELL – REGULATORISCHE SICHT UND TECHNISCHE VORAUSSETZUNGEN

Die Einführung eines Ampelmodells erfordert die Schaffung technischer und regulatorischer Voraussetzungen, die im Mittelpunkt dieses Kapitels stehen. Aus technischer Sicht wird der Einsatz von IKT benötigt um überhaupt kritische Netzzustände in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen identifizieren zu können. Regulatorisch muss sich das Ampelmodell in eine Perspektive mit den Alternativen gesetzt werden.

Dieses Kapitel gliedert sich wie folgt: in 2.1 behandeln wir die generellen Gestaltungsparameter eines Ampelmodells, in 2.2 werden die technischen Voraussetzungen für die Einführung des Ampelmodells skizziert. In 2.3 werden die Nutzenstiftenden Use Cases (Anwendungsfall) beleuchtet. 2.4 behandelt die regulatorischen Fragestellungen eines Ampelmodells, während 2.5 generelle ökonomische und organisatorische Fragen eines Ampelmodells aufwirft.

2.1 Ausgestaltung des Ampelmodells

Das Ampelmodell basiert auf einer Klassifikation des Netzzustandes im Verteilnetz. Im ursprünglichen Vorschlag des BDEW sind drei Netzzustände definiert. In der grünen Ampelphase liegen keine kritischen Netzzustände vor. Die Marktteilnehmer können in dieser Phase ohne Einschränkungen systemweit Handelsgeschäfte tätigen. Die rote Ampelphase zeichnet sich durch eine unmittelbare Gefahr für die Sicherheit des Verteilnetzbetriebes aus. Als Ultima Ratio greift der Verteilnetzbetreiber in das Marktgeschehen ein und regelt Erzeugungsanlagen und ggfs. Lasten. Die Steuerung der Anlagen und insbesondere die Reihenfolge basieren dabei nicht auf ökonomischen sondern technischen Erwägungen. Rote Ampelphasen stellen einen Extremfall dar und sollten durch geeignete Massnahmen des Verteilnetzbetreibers (z. B. rechtzeitiger Netzausbau, siehe auch Einleitungsabschnitt 1.4 für Alternativen) auf ein Minimum beschränkt werden.

Neu ist die Ausgestaltung der gelben Ampelphase. In der gelben Ampelphase liegt ein tatsächlicher oder potentieller Netzengpass vor. Der Netzbetreiber kommuniziert diesen Zustand den Marktteilnehmern sobald als möglich und sofern möglich mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf, damit die Marktteilnehmer entsprechend auf den kritischen Netzzustand reagieren können. Die Marktteilnehmer reagieren auf den gelben Ampelzustand durch die Abgabe von Geboten, bei denen sie ihre Einspeisung in das bzw. Entnahmen aus dem Netz entsprechend reduzieren bzw. erhöhen würden. Der Verteilnetzbetreiber nutzt die angebotene Flexibilität entsprechend einer ökonomischen Einsatzreihenfolge, welche die Kosten des Flex-Marktes minimiert, bis der Netzengpass verschwunden ist. Dies ist beispielhaft in Abbildung 2-1 dargestellt.

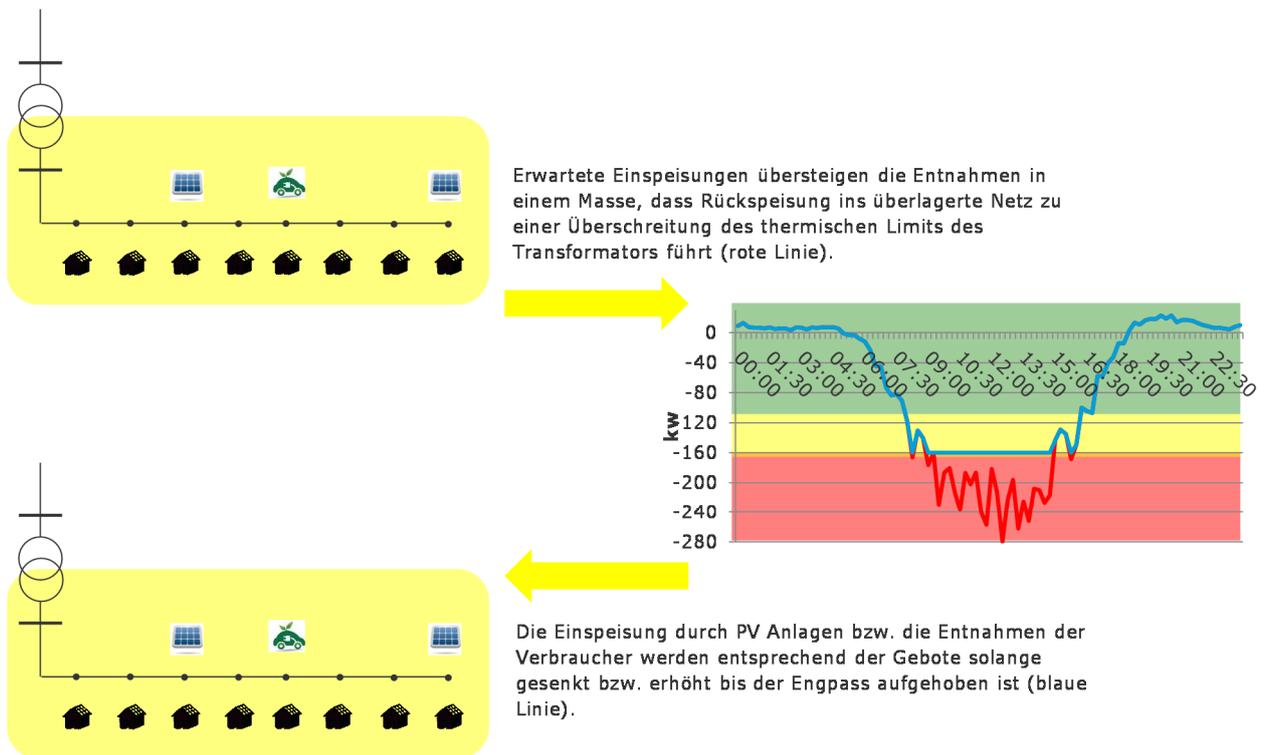


Abbildung 2-1: Schematische Wirkungsweise des Ampelmodells

Quelle: DNV GL

Die Bewirtschaftung von Engpässen ist insofern kein neues Phänomen, da Engpässe im Übertragungsnetz bereits heute zum täglichen Geschäft der Übertragungsnetzbetreiber gehören. Falls Engpässe im Übertragungsnetz auftreten, nutzen die Übertragungsnetzbetreiber den sogenannten Redispatch, um diese zu beseitigen. Übertragungsnetzbetreiber nutzen dabei sowohl den präventiven als auch den kurativen Redispatch. Während beim präventiven Redispatch Massnahmen aufgrund eines erwarteten Engpasses ergriffen werden, greift der Übertragungsnetzbetreiber im präventiven Redispatch in oder nahe Echtzeit in die Erzeugungsfahrpläne der Kraftwerke ein. Ein präventiver Flex-Markt im Rahmen des Ampelmodells erfordert anlagen- bzw. kundenspezifische Fahrpläne (oder zumindest vertrauenswürdige Prognosen), damit Lastflussberechnungen vorgenommen werden können. Ob diese und die Lastflussberechnungen zukünftig zum Repertoire der Verteilnetzbetreiber zählen werden, ist derzeit nicht absehbar (siehe



Tabelle 2-1).

Ein Unterschied zwischen dem lokalen Flexmarkt und dem Redispatch auf Systemebene ist das Fehlen eines korrespondierenden Gegengeschäfts oberhalb des Engpasses durch den Verteilnetzbetreiber, das die Systembilanz wieder herstellt. Da nicht sichergestellt werden kann, dass der Verteilnetzbetreiber in seinem Netz einen flexiblen Prosumer oberhalb des Engpasses hat, gehen wir davon aus, dass die Systembilanz durch Regelenergieeinsatz auf der Übertragungsebene wieder hergestellt wird¹³. Das bedeutet, dass dem Verteilnetzbetreiber zusätzliche Kosten für den Einsatz der Regelenergie entstehen, die dem Ampelmodell als Kosten zuzurechnen sind. Diese müssen entsprechend netzentgeltfähig gestellt werden.

¹³ Im lokalen Flexmarkt werden in Abhängigkeit der Spannungsebene im Vergleich zur Systemebene geringe bis geringste Mengen „dispatched“. Diese könnten im „Rauschen“ auf Systemebene verschwinden.

Tabelle 2-1: Vergleich des Ampelmodells mit dem Redispatch auf Übertragungsebene

Redispatch	Flex-Markt
Eingriff in Erzeugungsfahrplan, um durch regionale Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen eine Leistungsüberlastung (eines Betriebsmittels) vorzubeugen (<u>präventiver</u> Redispatch) oder zu beheben (<u>kurativer</u> Redispatch)	Marktbasierter Eingriff in Last und dezentrale Erzeugung, um kritischen Netzzustand in einen Netzbereich in unkritischem Zustand zu überführen
<u>Präventiver Redispatch</u> : Eingriff aufgrund einer erwarteten Leistungsüberlastung auf Basis von Fahrplänen und Lastflussrechnungen	<u>Präventiver Flex-Markt</u> : derzeit keine Fahrpläne und keine Lastflussrechnungen auf Verteilnetzebene (zumindest NS & MS)
<u>Kurativer Redispatch</u> : Eingriff aufgrund einer festgestellten Leistungsüberlastung („State Estimation“)	<u>Kurativer Flex-Markt</u> : Eingriff aufgrund einer festgestellten Leistungsüberlastung („State Estimation“)

Quelle: DNV GL

2.2 Technische Voraussetzungen

Der Einsatz des Ampelmodells zur Bewirtschaftung von Engpässen benötigt detaillierte Netzzustandsinformationen. Ohne Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien können kritische Netzzustände nicht identifiziert werden. Die bisherige Netzstruktur und die technische Ausgestaltung der Verteilnetze insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung ermöglichen praktisch keine Überwachung und Steuerung der Netze, da in der Nieder- und Mittelspannung nur wenig Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie Informations- und Kommunikationstechnik installiert sind.

Die Einführung eines Ampelmodells erfordert umfangreiche Technik zur Überwachung der Netzbelastung und zugleich entsprechende Möglichkeiten zur Steuerung der Netzbelastung. Hierzu gehören insbesondere eine kontinuierliche Überwachung der Entnahmen und Einspeisungen von regenerativen Energien aus Netzberechnungen. Ausserdem müssen in den belastungsmässig kritischen Netzbereichen Sensoren oder Messgeräte in ausreichender Anzahl und an allen kritischen Stellen installiert werden, um über die Ampelsteuerung Verbraucher zu beeinflussen beziehungsweise Marktsignale und –restriktionen auszulösen.

Für die Erfassung der erforderlichen Strom- und Spannungswerte sind zwei Varianten denkbar: Zum einen die Erfassung der Werte durch den Netzbetreiber selbst mit eigenen Sensoren im Netz, deren Werte über eine eigene Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), etwa Power Line Communication (PLC), oder über entsprechende Dienstleister zur Leitstelle übertragen werden. Zum anderen können die Messwerte der Verbraucher, Erzeuger und Prosumer vom Messdienstleister oder dem hierfür zuständigen Marktteilnehmer bezogen werden und zur Analyse des Netzzustandes verwendet werden. Voraussetzung hierbei ist, dass die Messwerte in Echtzeit oder zumindest sehr zeitnah und zyklisch – mindestens stündlich – übertragen und ausgewertet werden, um das Entstehen kritischer Situationen im Netz rechtzeitig zu erkennen und zu vermeiden. Dabei kann der Aufbau einer eigenen Infrastruktur zur Datenübertragung vermieden und stattdessen auf die des Messdienstleisters zurückgegriffen werden.

In Abhängigkeit von dem ermittelten Netzzustand und damit von dem „Schaltzustand“ der Ampel gibt die Leitstelle die notwendigen Signale an die übrigen Marktteilnehmer.

Einen schematischen Überblick über die beiden dargestellten Varianten zur Erfassung des Netzzustandes gibt Abbildung 2-2.

Funktion der Ampel

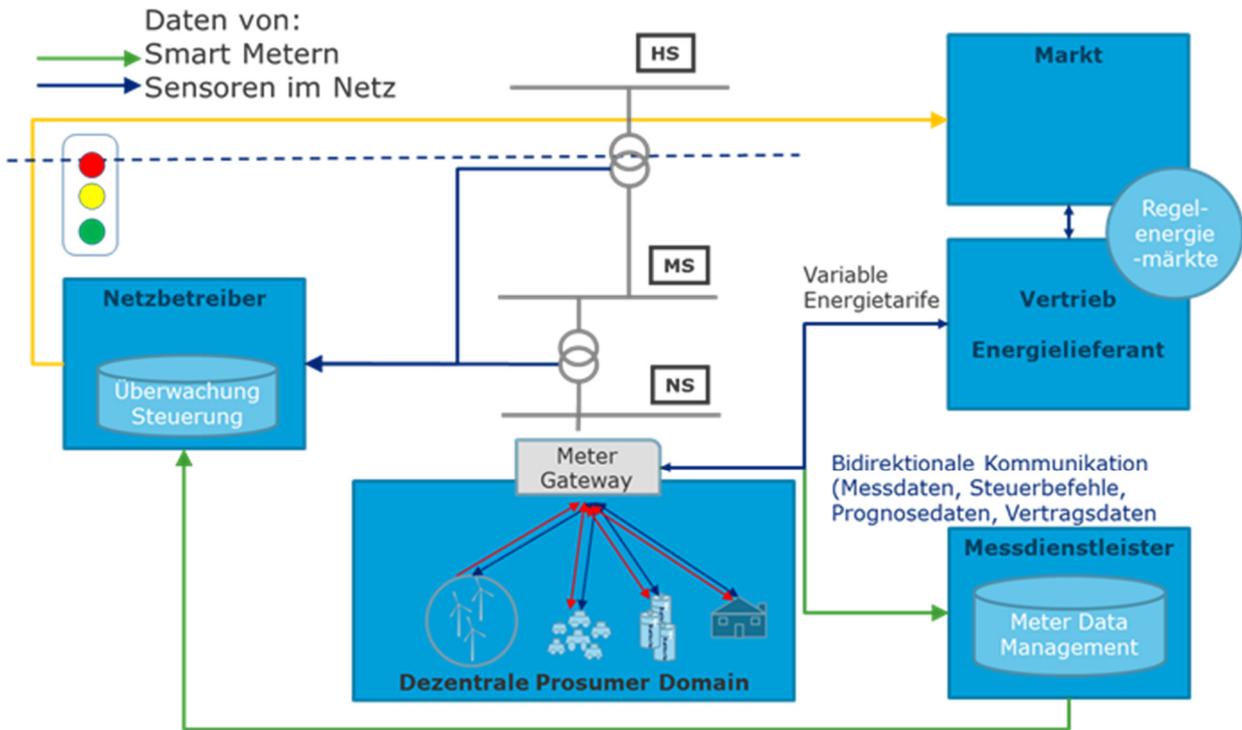


Abbildung 2-2: Übersicht über die Funktionen im Ampelmodell

Quelle: DNV GL

2.3 Use Cases des Ampelmodells

Use Cases dienen der Identifizierung und Quantifizierung des Nutzens eines Ampelmodells. Use Cases werden grundsätzlich eingesetzt, um Probleme bzw. den Nutzen, den die Lösung der Probleme stiftet, zu beschreiben. Technische Lösungen werden eingesetzt um die Probleme der Stakeholder zu bereinigen. Häufig erfolgt die Koordination durch einen Markt. Das Zusammenspiel ist in Abbildung 2-3 dargestellt.

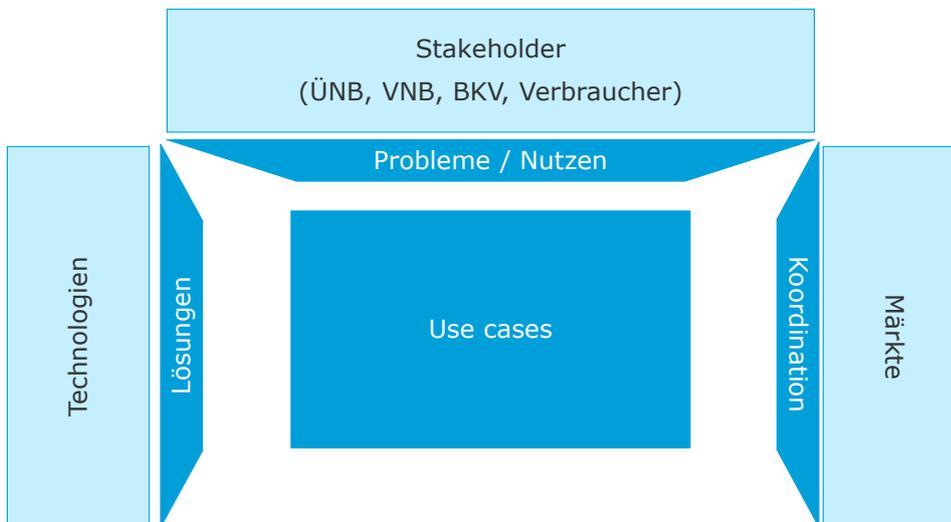


Abbildung 2-3: Zusammenspiel von Use Cases, Märkten und Technologien

Quelle: DNV GL

Die Nutzung von Use Cases erlaubt es den durch ein Ampelmodell gestifteten Nutzen von Technologien, bestehenden Märkten und konkreten Marktteilnehmern zu abstrahieren. Dies ist notwendig, da die vorliegende Studie Aussagen zur Entwicklung bis 2035 macht. Über einen Zeitraum von 20 Jahren können keine Festlegungen hinsichtlich der dann bestehenden konkreten Marktstrukturen im Grosshandelsmarkt getroffen werden.

DNV GL hat eine Reihe generischer¹⁴ Use Cases entwickelt. Im Rahmen dieser Studie wurde ausserdem eine Sichtung der in anderen Smart Grid-Studien zur Anwendung gekommenen Use Cases durchgeführt. Nach Abgleich und Ergänzung werden die Use Cases zuerst danach unterschieden, ob sie dem regulierten (Smart Grid) oder unreguliertem Bereich (Smart Market) entstammen. Unter dem Smart Grid werden folgende Use Cases subsumiert:

USE CASE 1 - Spannungshaltung und Blindleistungskompensation: Das Spannungsprofil und die Lastflüsse in Verteilnetzen mit dezentralen Prosumern verändern sich kontinuierlich, hauptsächlich aufgrund der schwankenden, stochastischen Einspeisung erneuerbarer Energien. Die dezentrale Einspeisung kann zu einer Überlastung einzelner Versorgungsstränge und zu Spannungen ausserhalb der zulässigen Grenzen in einigen Teilen des Verteilnetzes führen. Um ein zulässiges Spannungsniveau an jedem Netzanschlusspunkt zu garantieren, wird das Spannungsprofil im Verteilnetz kontinuierlich überwacht und mittels vorhandener Flexibilitäten im Netz optimiert.

¹⁴ Generisch heisst in diesem Zusammenhang, dass die Use Cases generelle Anwendungsfälle ohne einen feste Verzahnung mit einer speziellen Technologie beschreiben.

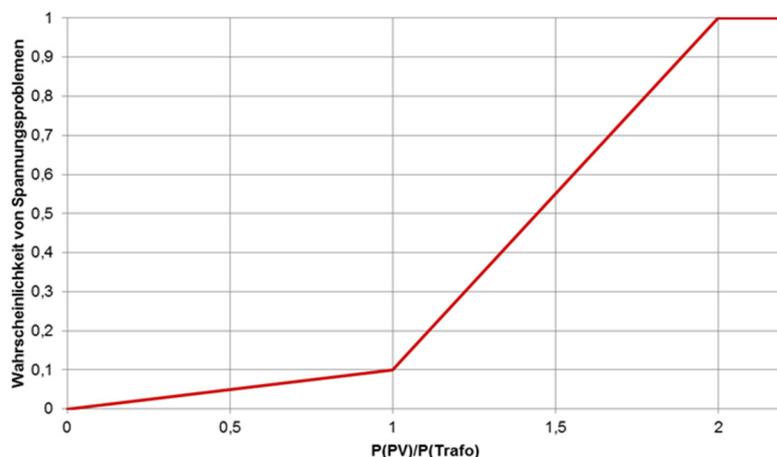


Abbildung 2-4: Wahrscheinlichkeit von Spannungsproblemen (vgl. auch Kapitel 3.1.1)

Quelle: DNV GL

USE CASE 2 - Vertikales Engpassmanagement (thermische Limite): Verteilnetze werden durch die zunehmende Einspeisung dezentraler, stochastischer und regenerativen Erzeugungsquellen bis zu ihrer Nennleistung belastet. Der Betrieb nahe an oder sogar oberhalb der Nennleistung erhöht die Gefahr von Ausfällen, erschwert die Wartung, ermöglicht unter Umständen aber die Einsparung von Investitionen.

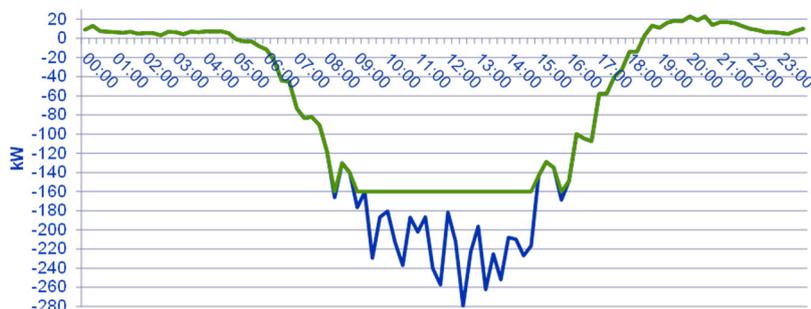


Abbildung 2-5: Überschreitung des thermischen Limits (vgl. auch Kapitel 3.1.1)

Quelle: DNV GL

USE CASE 3 - Vermeidung bzw. Verkürzung von Versorgungsunterbrechungen: Das Risiko lokaler Versorgungsunterbrechungen erhöht sich aufgrund abnehmender Trägheit des Netzes, einer erhöhten Einspeisung von erneuerbaren Energien auf verschiedenen Spannungsebenen und einer preislichen Optimierung der Nachfrage.

USE CASE 4 - Fehlende Daten und passive Verteilnetze: Betreiber von Verteilnetzen haben nur geringe Informationen über den Betriebszustand der Netze (insbesondere Niederspannung, in geringerem Masse Mittelspannungsnetze). Es existiert keine Online-Messung oder State Estimation, so dass die Verteilnetze nicht aktiv betrieben werden. Verteilnetzbetreiber haben ein Interesse daran, die Entwicklung von Last und Erzeugung in ihren Netzen zu überwachen, um regulatorische Anforderungen an die Versorgungsqualität einzuhalten und lokale Unterbrechungen zu vermeiden.

USE CASE 5 - Optimierung der Flexibilitäten gegen Grosshandelsmärkte: Optimierung der Flexibilitäten gegen Grosshandelsmärkte, dies umfasst Spot-Märkte, aber auch die Bereitstellung von Regelleistung und den Abruf von Regelenergie sowie die Vermeidung von Ausgleichsenergie im Rahmen des Bilanzgruppenmanagements.

USE CASE 6 - Optimierung der Flexibilitäten gegen lokalen Markt: Optimierung der Flexibilitäten gegen einen zu schaffenden "lokalen Markt" (Ampelmodell). Marktsteuerung der verschiedenen Anforderungen von VNB, BGV und Verbrauchern.

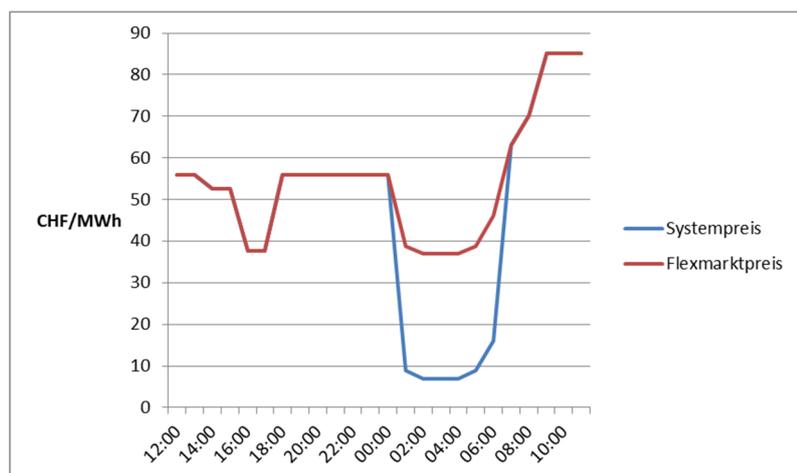


Abbildung 2-6: System- und Flexibilitätsmarktpreis (vgl. auch Kapitel 3.3.4)

Quelle: DNV GL

USE CASE 7 - E-Mobility Infrastruktur: Elektrofahrzeuge benötigen eine Ladeinfrastruktur (privat, öffentlich). Diese Infrastruktur ist essentiell, um die gezielte Marktpenetration zu erreichen. Elektromobilität bietet Möglichkeiten für Demand Response und kann unter Umständen zu lokalen Netzproblemen führen (siehe Use Case 2).

Nicht alle Stakeholder haben die gleiche Problematik. In der nachfolgenden Tabelle wird eine Zuordnung der wichtigsten Stakeholder zu den einzelnen Use Cases vorgenommen.

Tabelle 2-2: Zuordnung der Use Cases zu Stakeholdern

Use Cases	ÜNB	VNB	BGV
UC 1 Spannungshaltung und Blindleistungskompensation		✓	
UC 2 Vertikales Engpassmanagement (thermische Limite)		✓	
UC 3 Vermeidung bzw. Verkürzung von Versorgungsunterbrechungen		✓	
UC 4 Fehlende Daten und passive Verteilnetze		✓	
UC 5 Optimierung der Flexibilitäten gegen Grosshandelsmärkte	✓		✓
UC 6 Optimierung der Flexibilitäten gegen lokalen Markt	✓	✓	✓
UC 7 E-Mobility Infrastruktur		✓	✓

Quelle: DNV GL

2.4 Regulatorische Sicht

Damit ein Ampelmodell (kosten-)effizient implementiert werden kann und auch effizient zum Einsatz kommt, müssen einige regulatorische Voraussetzungen gegeben sein. Dies betrifft einerseits die finanziellen Anreize, welche sich für den Netzbetreiber aus dem Einsatz von Smart Grid-Lösungen (wie der Aktivierung von Flexibilität über ein Ampelmodell) durch die regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben, und zum anderen die exakte Abgrenzung von regulierten Netzaktivitäten und wettbewerblichen Marktaktivitäten, sowie Fragen der Organisation und Vergütung des regionalen Flexibilitätsmarktes.

Netzbetreiber können über verschiedene Massnahmen zusätzliche Kapazitäten im Netz schaffen. Die Vermeidung von Netzausbau durch die Aktivierung von Flexibilität im Rahmen des Ampelmodells stellt dabei nur eine Lösung dar. Neben dem konventionellen Aus- und Neubau von Netzanlagen, kann die Installation von intelligenten Netztechnologien grössere operative Freiheitsgrade schaffen (z. B. zentrale Datenerfassung zur Beurteilung des Netzzustandes und zur schnelleren Störungseingrenzung sowie breitere und umfangreichere Informationen über die Netzbelastung für Netzberechnungen bzw. Netzplanungen). Durch die damit bessere Nutzbarkeit des Netzes in den vorgeschriebenen Betriebsgrenzen wird die zur Verfügung stehende Netzkapazität erhöht. Eine weitere Möglichkeit, die Ausnutzung der bestehenden Betriebsmittel zu erhöhen, ergibt sich durch die dynamische Steuerung und Anpassung von Last und Einspeisung in selten auftretenden kritischen Netzsituationen. Die einzelnen Massnahmen zur Schaffung von zusätzlicher Netzkapazität lassen sich im Allgemeinen den zuvor beschriebenen Use Case des Ampelmodells zuordnen, und wie in der folgenden Abbildung ebenfalls dargestellt, als konventionelle oder Smart Grid-Lösungen gruppieren. Hinzu kommt der Einsatz von Smart Grid-Technologien, die der Sicherstellung bzw. Steigerung der Versorgungsqualität dienen.

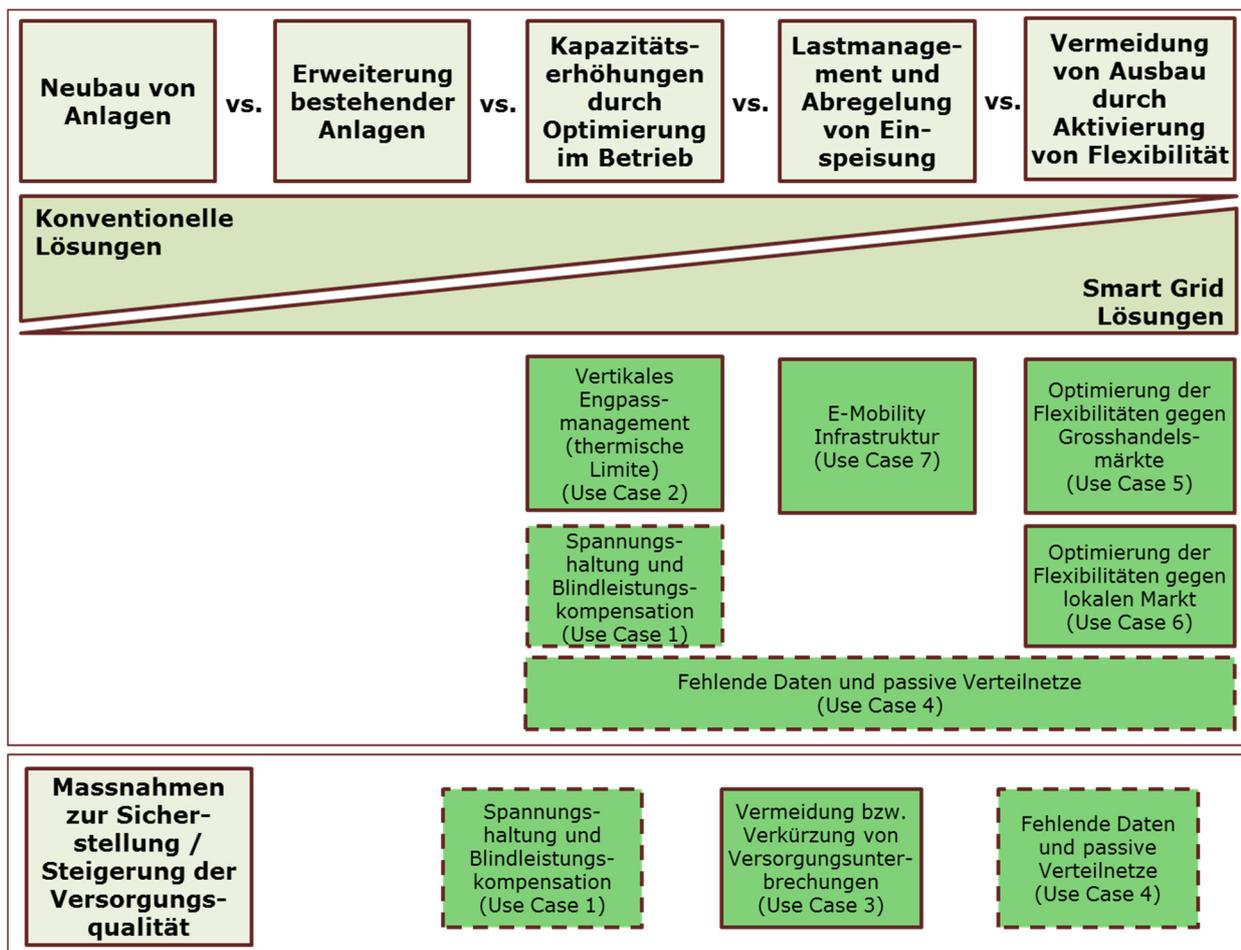


Abbildung 2-7: Konventionelle und Smart Grid-Lösungen zur Schaffung von zusätzlicher Netzkapazität und Einordnung der Use Cases

Quelle: DNV GL

Bei der Auswahl zwischen einer konventionellen und einer Smart Grid-Lösung ist zwischen der volkswirtschaftlichen Sicht und der des Verteilnetzbetreibers zu unterscheiden. Während der VNB (in Abhängigkeit der Eigentümerschaft) in der Regel die gewinnmaximierende Lösung wählen wird, wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht die Lösung zu bevorzugen, welche (bei gegebener Netzqualität) die Gesamtkosten minimiert oder (bei gegebenen Gesamtkosten) eine verbesserte Versorgungsqualität ermöglicht. Ohne entsprechende regulatorische Vorgaben wird der VNB möglicherweise nicht die volkswirtschaftlich optimale Lösung wählen. Sofern die für den VNB tatsächlich erzielbare regulatorische Kapitalverzinsung (WACC) höher als eine am Markt erzielbare Rendite ist, wird der VNB beispielsweise eine Lösung wählen, welche die regulatorisch anerkannten (Kapital-)kosten maximiert und nicht minimiert. Sollten die Kosten des Netzbetreibers regulatorisch relativ grosszügig anerkannt werden, hat der Netzbetreiber daher keine (oder nur sehr geringe) Anreize, konventionellen Netzausbau durch alternative kostengünstigere Lösungen zu vermeiden. Stattdessen könnte der VNB Anreize haben, besonders hohen Netzverstärkungsbedarf auszuweisen und zu realisieren. Im aktuellen Regulierungsmodell für Verteilnetzbetreiber in Grossbritannien, werden daher, neben einer sehr detaillierten und umfassenden regulatorischen Überprüfung der Netzkosten, auch explizite Erwartungen der Regulierungsbehörde hinsichtlich Kosteneinsparungen durch den Einsatz von Smart Grid-

Technologien im Verlauf der Regulierungsperiode in die Ermittlung der regulatorischen zulässigen Erlöse einbezogen.

Um eine Vorfestlegung des VNB für oder gegen einen Einsatz von Smart Grid-Lösungen (wie der Aktivierung von Flexibilität über ein Ampelmodell) durch die regulatorischen Rahmenbedingungen zu vermeiden – allein Auswirkungen auf die Kosteneffizienz und die Versorgungssicherheit sollten hier ausschlaggebend sein – sind zudem verschiedene regulatorische Parameter entsprechend zu definieren. Hierbei sind insbesondere die strukturellen kostenrelevanten Unterschiede zwischen Smart Grid-Lösungen und konventionellen Lösungen zu berücksichtigen (vgl. Abbildung 2-8).

Konventionelle Lösungen		Smart Grid Lösungen	Regulatorische Fragestellungen
eher Kapitalkosten (insbesondere Baukosten)	Kostenstruktur	eher Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> Regulatorischer WACC nur auf Kapitalkosten Führen geringere Kapital- und höhere Betriebskosten zu geringeren Gewinnen für VNB?
Investitionen in Netzausbau	Vermeidung von Kosten	Investitionen in Vermeidung von Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> Vermeidung von Kosten reduziert potentiell Gewinne jedoch auch das Risiko der Nicht-Anerkennung von Kosten
eher lange Nutzungsdauern	Nutzungsdauern	im Vgl. kürzere Nutzungsdauern	<ul style="list-style-type: none"> Regulatorische Bewertung der Effizienz zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung oder kontinuierlich? Erhöhtes Risiko für VNB durch häufigere Änderungen der Netzsituationen?
wenig flexibel bei veränderten Netzsituationen	Flexibilität	flexibler Einsatz bei veränderten Netzsituationen	<ul style="list-style-type: none"> Zusätzliche regulatorische Anreizmechanismen zur Kompensation des höheren Risikos von Smart Grid Lösungen notwendig?
Gering	Risiko	Höher	<ul style="list-style-type: none"> Allokation der Kosten und Nutzen zwischen VNB, Flex-Anbieter, Netznutzern,...?
Auswirkungen auf die Umwelt	Externe Effekte	Auswirkungen auf Marktakteure	

Abbildung 2-8: Unterschiede zwischen konventionellen und Smart Grid-Lösungen aus regulatorischer Sicht

Quelle: DNV GL

Da die Erlöse bzw. Gewinne des Netzbetreibers wesentlich durch die regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt werden, sind hinsichtlich der finanziellen Anreize des VNB insbesondere die folgenden regulatorischen Fragestellungen bei der Ausgestaltung des Schweizer Regulierungsmodells zu beantworten:

- Sollte eine Verschiebung von Kapital- zu Betriebskosten in der Regulierung explizit abgebildet werden (derzeit regulatorischer WACC nur auf Kapitalkosten)?
- Wie (und mit welchem personellen Aufwand) kann die Notwendigkeit von Netzverstärkungen bzw. alternativen Massnahmen für unabhängige Dritte (EiCom) überprüft werden, wenn der VNB dies durch Investitionsentscheidungen und die Anpassung der Schaltzustände im Netz unter Umständen direkt beeinflussen kann?

- Wie können bei der Schaffung von zusätzlicher Netzkapazität Kosten von Netzverstärkungen von Kosten für Netzersatz transparent regulatorisch abgegrenzt werden?
- Sollten Netzbetreibern finanzielle Anreize (im Sinne von höheren Gewinnen) für die Vermeidung (bzw. zeitliche Verschiebung) von Netzausbaukosten gesetzt werden (über die Wirkweise einer Anreizregulierung innerhalb einer Regulierungsperiode hinaus) und wie könnten vermiedene Kosten gegenüber der Regulierungsbehörde plausibilisiert werden oder sollten vielmehr über die regulatorische Kostenprüfung Anreize für den Verteilnetzbetreiber gesetzt werden, mit dem Einsatz von kostensenkenden Smart Grid-Technologien das Risiko der Nicht-Anerkennung von Kosten zu reduzieren?
- Wie werden Veränderungen in der Nutzung von Netzkapazitäten über die Zeit (unterschiedliche Bedarfe für Netzkapazität in verschiedenen Netzabschnitten zu verschiedenen Zeitpunkten) in der Regulierung berücksichtigt? Wie wird Netzausbau regulatorisch bewertet, der ex-ante effizient, jedoch ex-post nicht mehr benötigt wird (Verlagerung von Last / Einspeisung macht Netzausbau überflüssig)?
- Wie sollten Systemdienstleistungskosten von VNBs und die Kosten von Smart Grid-Investitionen regulatorisch behandelt werden? Sollten hierfür zusätzliche regulatorische Anreizmechanismen geschaffen werden, um das damit verbundene höhere Risiko für den VNB abzubilden?
- Wie können und sollten die Kosten und Nutzen einer Flexibilitätslösung zwischen dem Netzbetreiber, dem Anbieter der Flexibilitätsleistung und dem Netznutzer im Rahmen der Netzentgeltstruktur allokiert werden?

Da der VNB zudem die Aktivierung von Flexibilität im Schwellenbereich (gelbe Ampel) und in vielen Fällen auch die Auswahl des jeweiligen regionalen Flexibilitätsanbieters direkt oder indirekt beeinflussen kann, sind die Umsetzung einer wirksamen Entflechtung des Verteilnetzes und die Abgrenzung von regulierten Netzaktivitäten und wettbewerblichen Marktaktivitäten von entscheidender Bedeutung. Vor dem Hintergrund der in der Schweiz (im europäischen Vergleich) derzeit noch schwach ausgeprägten Entflechtung sind die folgenden regulatorischen Fragestellungen bei der detaillierten Ausgestaltung eines Ampelmodells von entscheidender Bedeutung¹⁵:

- Wie können wettbewerblicher Markt- und regulierter Netzbereich praktisch abgegrenzt werden? Wie kann beurteilt werden, ob eine Flexibilität netz- oder marktorientiert eingesetzt wird?
- Wie sollten Zugriffsrechte auf Flexibilitäten im Verteilnetz (dezentrale Erzeugungsanlagen und Stromspeicher, sowie Lasten) ausgestaltet werden, um Wettbewerb (wo möglich) nicht einzuschränken?
- Wie kann sichergestellt bzw. regulatorisch überwacht werden, dass der Netzbetreiber Engpässe nicht selbst verursacht oder die gelbe Ampelphase absichtliche herbeiführt, um von Engpassmassnahmen zu profitieren?
- Wie kann sichergestellt bzw. regulatorisch überwacht werden, dass Erzeugungsanlagen bei der Abfrage von lokalen Flexibilitätsdienstleistungen lokale Marktmacht nicht missbräuchlich einsetzen?
- Wie sollten die Kontrahierung von Flexibilitäten und der Zugriff auf Daten ausgestaltet werden, um eine missbräuchliche Bevorzugung von mit dem Netzbetreiber verbundenen Unternehmen (bzw. Abteilungen) zu verhindern?

Wie für die Entwicklung und Etablierung von funktionsfähigem Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt für Strom, sollte auch für den Fall der Einführung eines Ampelmodells eine wirksame Entflechtung der VNBs umgesetzt werden. Diese könnte beispielsweise an den Vorgaben der buchhalterischen, informatorischen, funktionalen und rechtlichen Entflechtung von VNBs gemäss der europäischen Richtlinie 2009/72/EG

¹⁵ Im Rahmen dieser Studie werden die Fragen nur im Hinblick auf eine allgemeine Kosten/Nutzenanalyse untersucht; bei der operativen Ausgestaltung des Ampelmodells und der Implementierung in einem Verteilnetzgebiet müssten sie en detail beantwortet werden.



ansetzen. Hierbei ist zu fragen, ob derart strenge Entflechtungsvorgaben auch für kleine(re) VNBs gelten sollten, die in der Schweiz einen bedeutenden Anteil an der Gesamtzahl der Netzbetreiber ausmachen. In der Europäischen Union sind umfassendere Entflechtungsvorgaben derzeit auf VNBs mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden beschränkt. Eine Möglichkeit könnte hierbei sein, den Einsatz von Flexibilitätslösungen bzw. das Ampelmodell nur auf hinreichend entflochtene (grössere) VNBs zu begrenzen. Dies liesse sich auch dahingehend begründen, da in der Regel nur in grösseren Netzgebieten (bzw. höheren Spannungsebenen) mehrere Anbieter von Flexibilitäten existieren, die für einen potentiellen Wettbewerb auf den regionalen Flexibilitätsmärkten sorgen.

Des Weiteren ist die Definition von diskriminierungsfreien Schnittstellen zwischen Markt und Netz- (betreibern), von diskriminierungsfreien, wettbewerblichen, transparenten Ausschreibungsbedingungen für Flexibilitätslösungen und von Standardprozessen zur Bereitstellung und Abfrage von Flexibilitätslösungen und Daten unerlässlich, um eine effiziente Implementierung eines Ampelmodells sicherzustellen. Entsprechende Vorgaben zu Aufgaben, Prozessen, Daten und Zeitplan sollten in einem gemeinsamen Branchendokument von Netzbetreibern und Flexibilitätsanbietern unter der Aufsicht von BFE und ECom fixiert werden.

Im Hinblick auf die Organisation und Vergütung des regionalen Flexibilitätsmarktes sind zudem aus regulatorischer Sicht auch die folgenden Fragestellungen zu beantworten:

- Wer betreibt den regionalen Markt in der Ampelphase?
- Wie sieht die Vergütungsstruktur für den Marktbetrieb aus?
- Wie werden die Kosten von Smart Grid-Komponenten, die eine Voraussetzung für den Betrieb eines Ampelmodells sind, finanziert bzw. wie werden diese Kosten regulatorisch berücksichtigt? Wie können bzw. sollten die Flexibilitätsmarktkosten von den übrigen Netzkosten (z. B. für IKT) regulatorisch abgegrenzt werden?

Für den Fall, dass der VNB auch der Betreiber des regionalen Flexibilitätsmarktes ist, sollten die hiermit verbundenen Kosten und Erlöse als separate Kosten- bzw. Erlöspositionen geführt werden, oder mit den übrigen Netzkosten verrechnet werden. Hierbei ist auch zu entscheiden, ob die damit verbundenen Nettokosten in voller Höhe in die Netzentgelte eingehen (pass-through Kosten) oder ob diese einer separaten regulatorischen Kostenprüfung unterzogen werden sollten. Wenn die Flexibilitäten über ein transparentes wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren kontrahiert werden, könnte sich eine regulatorische Überprüfung der Kosten des VNB allein auf die Kosten der Errichtung und der administrativen Kosten des Betriebes eines regionalen Flexibilitätsmarktes beschränken. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass für den VNB Anreize bestehen, die gelbe Ampelphase absichtlich auszulösen, wenn der VNB bei dem Einsatz des Flexibilitätsmarktes eine Gewinnmarge erzielt. Dies wäre dann der Fall, wenn die tatsächlichen Kosten des VNB für die Errichtung und den Betrieb des Flexibilitätsmarktes geringer als die hierfür regulatorisch anerkannten Kosten wären. Umgekehrt hat der VNB einen Anreiz, eine gelbe Ampelphase durch Netzausbau weitgehend zu vermeiden, wenn der VNB bei der Kontrahierung von regionalen Flexibilitäten einen Verlust einfährt, falls beispielsweise die administrativen Kosten des Betriebes des regionalen Flexibilitätsmarktes regulatorisch nicht vollständig berücksichtigt werden. Für die Regulierungsbehörde lassen sich die tatsächlichen administrativen Kosten des Betriebes eines regionalen Flexibilitätsmarktes, die sich sowohl aus fixen, wie auch aus variablen (von der Anzahl der gelben Ampelphasen abhängigen) Kosten zusammensetzen, nur ungenau abschätzen.

Sowohl der Betrieb eines regionalen Flexibilitätsmarktes durch den VNB als auch durch einen unabhängigen Marktbetreiber sind jeweils mit Vor- und Nachteilen verbunden, wie in der folgenden Abbildung dargestellt. Sofern nicht bereits durch die Eigentümerschaft sichergestellt, ist es im Falle des

Betriebes des regionalen Flexibilitätsmarktes durch einen separaten Marktbetreiber unerlässlich, dass dieser sehr strengen wirksamen Entflechtungsvorgaben unterliegt.

Betrieb durch VNB	Betrieb durch unabhängigen Marktbetreiber
<p>+ Informationsvorsprung des Netzbetreibers</p> <ul style="list-style-type: none"> + VNB hat umfassendsten Überblick über Engpässe an einzelnen Netzabschnitten (Voraussetzung: IKT & detaillierte Lastflussberechnungen) + VNB kann Netzausbau und Einsatz von Flexibilitätslösung gegeneinander abwägen (Anreize für volkswirtschaftlich kostengünstigere Lösung abhängig von Regulierungsmodell) 	<p>+ Geringes Diskriminierungspotential</p> <ul style="list-style-type: none"> + Neutrale Auswahl der Angebote auf regionalen Flexibilitätsmarkt (Voraussetzung: Vielzahl an Anbieter auf regionalem Markt)
<p>- Hohes Diskriminierungspotential</p> <ul style="list-style-type: none"> - Anreize verbundene Unternehmen bzw. Abteilungen bei der Kontrahierung von Flexibilitäten zu bevorzugen (abhängig von Entflechtung) - Potentiell Anreize Netzausbau Flexibilitätslösung vorzuziehen (abhängig von Vergütungsstruktur) 	<p>- Zusätzliche Schnittstelle mit entsprechenden zusätzlichen Kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche technische und administrative Abstimmung zwischen Marktbetreiber und VNB - Geringe / keine Anreize für VNB gelbe Ampelphase auszulösen – um konventionellen Netzausbau zu vermeiden – wenn hierdurch nur Marktbetreiber eine Vergütung erzielt - Diskriminierungspotential des VNB bleibt, da dieser Phase der Ampel festlegt und Anzahl Marktteilnehmer auf regionalen Märkten stark begrenzt

Abbildung 2-9: Betreiber des regionalen Flexibilitätsmarktes, Vor- und Nachteile eines Betriebes durch den VNB und eines Betriebes durch einen unabhängigen Marktbetreiber

Quelle: DNV GL

Unabhängig von der Entscheidung zu den zuvor diskutierten regulatorischen Fragestellungen, sollten die folgenden grundsätzlichen Kriterien bei der Ausgestaltung einzelner regulatorischer Mechanismen im Zusammenhang mit dem Ampelmodell berücksichtigt werden. Aufgrund der Vielzahl und der teilweise sehr kleinen Grösse der Netzbetreiber in der Schweiz, sollte der administrative Aufwand für Netzbetreiber, Regulierungsbehörde und Flexibilitätsanbieter im Zusammenhang mit dem Ampelmodell sinnvoll begrenzt werden. Ebenso sollte im Sinne der Rechtssicherheit und Stabilität ein juristisch eindeutiger und transparenter Ansatz gewählt werden, der durch seine langfristige Stabilität auch die notwendige Investitionssicherheit für Netzbetreiber und Anbieter von Flexibilitätslösungen bietet, in die entsprechende Infrastruktur zu investieren. Einsparungen des VNB, die durch den Einsatz von Flexibilitätslösungen erzielt werden, sollten ausserdem mittelfristig (zumindest) teilweise auch an die Netznutzer (Endkunden) in Form von geringeren Netzentgelten weitergegeben werden.

Eine mögliche regulatorische Alternative zu der Einführung eines Ampelmodells – über die ebenfalls eine Flexibilisierung von Netzkapazitäten erreicht werden könnte – ist neben den in 1.4 erwähnten Alternativen:

- Erzeugungsmanagement
- Intelligente Netztechnologien
- neuen Systemdienstleistungen

eine zeitliche und regionale Differenzierung von Netznutzungsentgelten (vgl. hierzu die Studie von DNV GL zur Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells im Auftrag des BFE¹⁶). Da sowohl die Netzkapazität als auch die Netznutzung von der zeitlichen Verteilung von Einspeisung und Entnahme abhängig sind, können über eine zeitliche und regionale Differenzierung von Netzentgelten Anreize für eine netzdienliche Einspeisung und Entnahme (bzw. Einspeicherung und Ausspeicherung) durch Erzeuger und Verbraucher (Demand Response) gesetzt werden. Sofern über die Differenzierung der Netzentgelte

¹⁶ DNV GL (2015): Weiterentwicklung Netznutzungsmodell, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

hinreichend grosse Anreize für eine Verschiebung oder Vermeidung von Last bzw. Einspeisung gesetzt werden, könnte auf die Schaffung von zusätzlichen Netzkapazitäten verzichtet werden.

Eine zeitliche Differenzierung von Netzentgelten setzt an dem Zusammenhang an, dass die Netzkapazität wesentlich durch die Spitzenlast bzw. -einspeisung des jeweiligen Netzabschnittes bestimmt wird. Über eine zeitliche Differenzierung von Netzentgelten könnten so Anreize für eine zeitliche Entzerrung der Netzbeanspruchung bzw. eine Vergleichsmässigung der Last und Einspeisung gesetzt werden und so die notwendigen Netzkapazitäten und Netzinvestitionen minimiert werden. Eine regionale Differenzierung von Netzentgelten würde berücksichtigen, dass Einspeiser und Verbraucher je nach Standort unterschiedliche Netzverstärkungskosten und Netzausbaukosten verursachen. Über eine regionale Differenzierung von Netzentgelten könnten so Anreize für Netznutzer gesetzt werden, mit ihrer Standortwahl Netzengpässe und Netzkosten zu minimieren¹⁷.

Eine zeitliche und regionale Differenzierung von Netzentgelten, welche die jeweiligen Netzengpässe an einzelnen Netzabschnitten zu unterschiedlichen Zeitpunkten genau und verursachungsgerecht abbildet – Voraussetzung für den vollständigen Ersatz des Ampelmodells – erfordert eine umfassende Modellierung, welche mit entsprechend hohen administrativen Kosten verbunden ist und in der Regel zu Lasten von Transparenz und Praktikabilität gehen dürfte. Bei einer Einbeziehung von Erzeugern in die Erhebung von Netznutzungsentgelten (G-Komponente) sind zudem die Auswirkungen auf den Wettbewerb der Erzeugermärkte zu berücksichtigen (vgl. hierzu die DNV GL-Studie zum Netznutzungsmodell im Auftrag des BFE¹⁸).

Eine weitere Alternative, den Bedarf an zusätzlichen Netzkapazitäten durch Einspeisung/Entnahme einzelner Netznutzer verursachungsgerecht abzubilden und diesen anzulasten, stellen tiefe Netzanschlussgebühren dar (vgl. hierzu ebenfalls die DNV GL Studie zum Netznutzungsmodell im Auftrag des BFE¹⁹). Bei tiefen Netzanschlussgebühren werden dem Anschlussnehmer nicht nur die Kosten der Errichtung der direkten Anschlussleitung angelastet, welche den Anschlussnehmer mit dem nächsten Netzpunkt verbindet, sondern auch (teilweise) die Kosten von notwendigen Netzverstärkungen, welche dem Anschlussnehmer zugerechnet werden können. Da diese, insbesondere für die niederen Spannungsebenen der Verteilnetze, jedoch relativ hohe Modellierungsaufwände mit entsprechend hohen Kosten erfordern, sind diese – wie in der separaten Studie näher ausgeführt – für die Schweiz nicht zu empfehlen²⁰.

2.5 Diskussionspunkte Ampelmodell

Neben den zuvor beschriebenen technischen und regulatorischen Voraussetzungen müssen eine Reihe weiterer Anforderungen erfüllt sein, bevor ein Ampelmodell praktisch umgesetzt werden kann. Diese Anforderungen sind ökonomischer Natur und essentiell für die Funktionalität eines dezentralen Flexibilitätsmarktes.

¹⁷ Letzteres setzt voraus, dass bestehende und zukünftige Einspeiser und Verbraucher auch tatsächlich in der Lage sind, ihren Standort und damit den Punkt des Netzanschlusses frei zu wählen.

¹⁸ DNV GL (2015): *Weiterentwicklung Netznutzungsmodell*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

¹⁹ DNV GL (2015): *Weiterentwicklung Netznutzungsmodell*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

²⁰ Hinsichtlich der Verursachungsorientierung erscheinen tiefe Anschlusskosten nicht immer vollständig verursachungsgerecht, wenn berücksichtigt wird, dass weiter von der Anschlussstelle entfernte Investitionen auch anderen Netznutzern Vorteile bieten können. Zudem ist eine Unterscheidung des Anteils von Erweiterungen und Ersatz im Zusammenhang mit Netzverstärkungen oft schwierig. Um Diskriminierung zu vermeiden, müssten selbst bei einer komplexen Modellierung die Kosten teilweise mehr oder weniger willkürlich zwischen dem Anschlussnehmer und den übrigen Netznutzern verteilt werden. Ferner erfordert die Anwendung tiefer Gebühren einen expliziten Umverteilungsmechanismus zwischen den angeschlossenen Netznutzern. Dieser soll gewährleisten, dass zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossene Nutzer an den Netzverstärkungskosten beteiligt werden und diese nicht vollständig von den als erstes angeschlossenen Nutzern getragen werden.

1. Eine der wichtigsten Voraussetzungen ist die Preissensitivität der Prosumer. Ohne diese kann keine Verhaltensänderung aufgrund eines Preissignals erfolgen. Eine im Flexibilitätsmarkt einsetzbare Preissensitivität setzt technisch eine Ausstattung mit lastgangmessenden Messsystemen und ökonomisch ein verändertes Verbrauchs- bzw. Erzeugungsverhalten voraus.

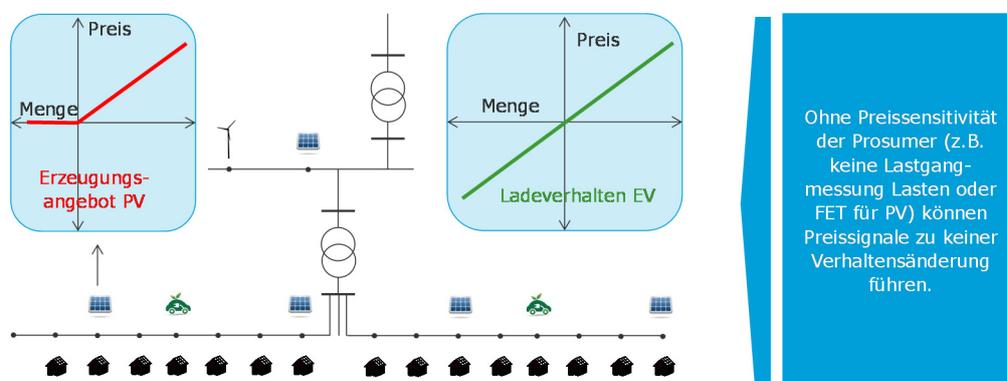


Abbildung 2-10: Preissensitivität der Flexibilitäten als Voraussetzung des Ampelmodells

Quelle: DNV GL

2. Die zweite Voraussetzung betrifft die Kongruenz des Marktgebietes mit dem Teilbereich des Netzes mit kritischem Netzzustand. Sofern diese topologisch nicht exakt übereinstimmen, setzen die Preissignale in den nicht betroffenen Netzbereichen zu falschen Anreizen bei den Prosumern und führen unter Umständen zu ungewünschten Konsequenzen. Da das Auftreten kritischer Netzzustände dynamisch ist, könnte ein statischer Zuschnitt des Marktgebietes für den dezentralen Flex-Markt diese Anforderung nicht erfüllen (bei bilateralen Verträgen zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Anbieter von Flexibilität hingegen besteht das Problem der Marktabgrenzung nicht).

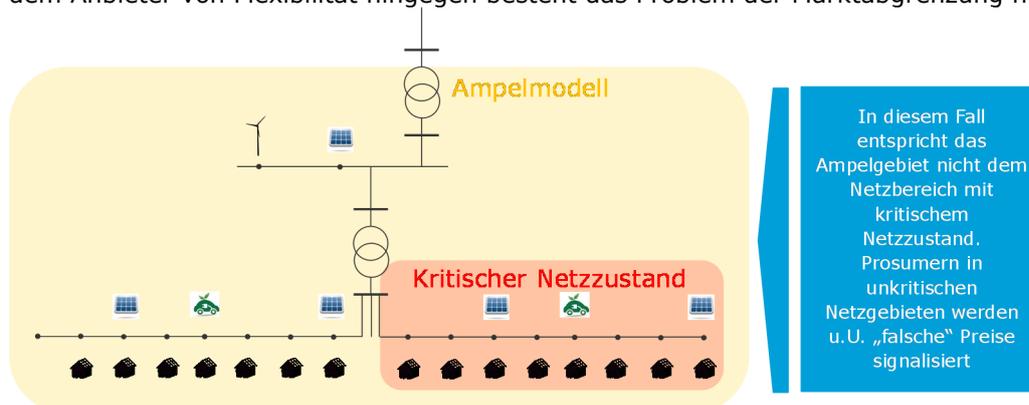


Abbildung 2-11: Übereinstimmung des Marktgebietes und des Netzbereiches mit kritischem Netzzustand

Quelle: DNV GL

3. Damit das Ampelmodell eine abschliessende Verhaltensänderung herbeiführen soll, muss der Ampelmarkt zeitlich nach allen anderen Grosshandelsmärkten angeordnet sein. Wie bereits in 2.1 erwähnt, ähnelt diese Anforderung der Anforderung an den Redispatch. Transaktionen im Flexmarkt sind ähnlich wie im Redispatch nach allen anderen Markttransaktionen zu tätigen. Eine Ausnahme stellt in diesem Zusammenhang lediglich die Primär- und Sekundärregelung dar.

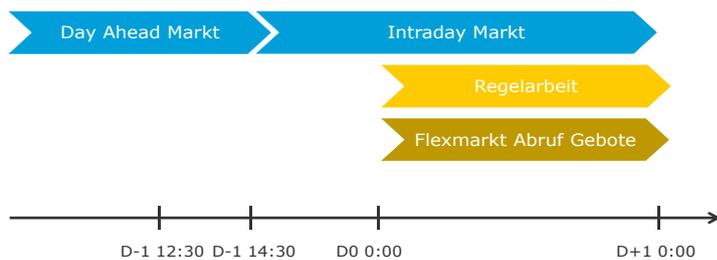


Abbildung 2-12: Zeitliche Einordnung des Ampelmodells in die Strommärkte

Quelle: DNV GL

- Ein Diskussionspunkt ist die Organisation des ampelbasierten Flex-Marktes. In der Schweiz existiert eine hohe Vielzahl von Verteilnetzbetreibern auf den Netzebenen 4 bis 7. Es stellt sich die Frage, wer und wie die Funktion des Flex-Marktbetreibers übernehmen soll. Aufgrund der hohen Anzahl von Verteilnetzbetreibern erscheint ein individueller Betrieb des Flex-Marktes jeweils mit eigener Systemplattform nicht naheliegend. Stattdessen würde sich ein schweizweiter Betreiber des Flex-Marktes anbieten, um eine einheitliche Plattform für alle Schweizer Marktteilnehmer sicherzustellen.

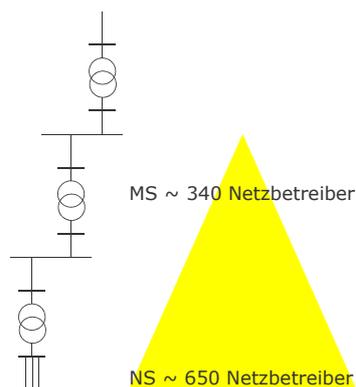


Abbildung 2-13: Organisation des Flexmarktes

Quelle: DNV GL

- Eine weitere Anforderung beschreibt die minimale Grösse des dezentralen Flex-Marktgebietes. Um einen funktionierenden Markt sicherzustellen, muss eine ausreichend grosse Gruppe von diversen (im Sinne der Nutzenfunktionen) Gruppen von Prosumern²¹ im Flex-Markt agieren. Ist dies nicht der Fall, kann keine freie Preisbildung erfolgen und unter Umständen den Prosumern ein Kontrahierungszwang auferlegt werden. Andererseits darf der Umfang des Flexmarktes nicht den Umfang des Netzbereichs mit kritischen Netzzuständen übersteigen, da anderenfalls falsche Anreize in nicht betroffenen Netzabschnitten gesetzt werden. Dieser Zielkonflikt ist insofern problematisch, da die Netzengpässe regelmässig in Mittel- und Niederspannung auftreten (zumindest für Niederspannungsnetze dürfte die kritische Marktgrösse unterschritten wird).

²¹ Prosumer beschreiben in diesem Zusammenhang Verbraucher, die mittels dezentraler Anlagen selber Strom erzeugen oder ihre Last flexibel wie ein Kraftwerk steuern können. Hier wird der Begriff als Oberbegriff für Demand Response, EE und andere dezentrale Erzeugung sowie Speicher (z. B. E-Vehicle) benutzt.

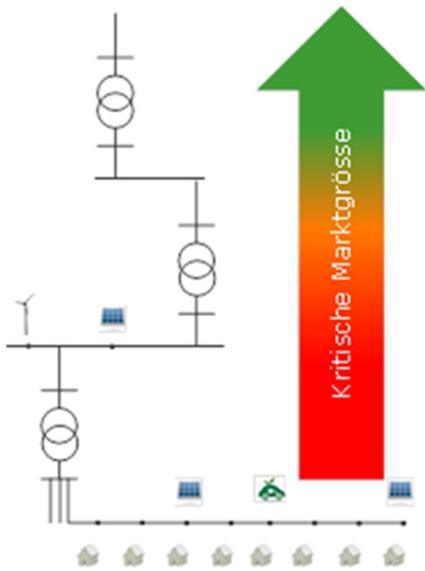


Abbildung 2-14: Kritische Grösse Flexmarkt

Quelle: DNV GL

3 KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE

Die Kosten-Nutzen-Analyse steht im Mittelpunkt der vorliegenden Studie. Die Kosten des Ampelmodells ergeben sich im Wesentlichen aus den Kapital- und Betriebskosten sowie aus den Einsatzkosten des Flexibilitätsmarktes. Die Nutzen ergeben sich aus der erreichten Netzstabilität und der Aufrechterhaltung des Marktbetriebes sowie den Einzelnutzen der Marktteilnehmer, von denen einige durch den Flexibilitätsmarkt neue Erlösmöglichkeiten erhalten. Um Kosten und Nutzen des Ampelmodells bestimmen zu können, bedarf es einer Simulation des Netzbetriebes, um die Häufigkeit des Einsatzes eines Flexibilitätsmarktes („Gelbphase“) und die dortige Preisbildung bewerten zu können. Da eine Simulation des integrierten Schweizer Stromnetzsystems über alle Netzebenen im Rahmen dieser Studie nicht möglich war, haben wir ein Simulationsverfahren gewählt, bei dem die Berechnungen aus repräsentativen Modellnetzen mit Hilfe eines Monte-Carlo-Verfahrens auf die Gesamtschweiz hochaggregiert wurden. Aufgrund dieser Methodik gelangen wir sowohl zu paradigmatischen Grundaussagen über das Ampelmodell als auch zur Abschätzung von Gesamtkosten und -nutzen für das Schweizer Stromsystem.

Das nachfolgende Kapitel ist wie folgt strukturiert: in 3.1 erläutern wir die drei methodischen Schritte unseres Simulationsverfahrens, in 3.2 gehen wir auf die den Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen an und in 3.3 präsentieren wir die Simulationsergebnisse, insbesondere Kosten und Nutzen des Ampelmodells für diejenigen Verteilnetze, in denen es die Netzengpassprobleme auflösen kann. Das Kapitel schliesst mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse in 3.4.

3.1 Methodisches Vorgehen

In diesem Abschnitt erläutern wir das methodische Vorgehen. Am Anfang steht die Formalisierung von Kosten- und Nutzen-Begriffen, daran anschliessend erklären wir das Vorgehen bei der Simulationsanalyse, die in drei Schritten erfolgt. Im nächsten Schritt werden die zugrundeliegenden Annahmen erläutert, insbesondere die Annahmen bei Szenarien und Sensitivitäten. Schliesslich stellen wir die Ergebnisse der Simulationsanalyse vor: zuerst in ausführlicher quantitativer Form, anschliessend in einer qualitativen Form mit ersten Schlussfolgerungen.

3.1.1 Kosten und Nutzen (Definition und Operationalisierung)

Kosten und Nutzen bauen auf den Begrifflichkeiten des vorhergehenden Kapitels auf. Ausgangspunkt sind dabei zum einen die zukünftigen Herausforderungen an die Schweizer Verteilnetze, und zum anderen der Status Quo der Schweizer Netze. Es ist wichtig festzuhalten, dass wir vom Einsatz eines Ampelmodells nur dort ausgehen, wo dieses identifizierte Probleme des Verteilnetzes beheben kann. Dies ist insofern von Bedeutung, als Kosten und Nutzen in der Simulationsanalyse an zwei Benchmarks gemessen werden:

- Mit dem Ausbau mit konventionellen Netzbetriebsmitteln
- Mit dem Ausbau mit regelbaren Ortsnetzstationen.

Dieser Weg wurde gewählt, um unterschiedliche, tatsächlich denkbare Entwicklungen miteinander zu vergleichen. Das Ampelmodell ist einer der möglichen betrieblichen Lösungsansätze für

Überlastungsprobleme in Verteilnetzen. Aufgrund der im StromVG festgelegten, allgemeinen Verpflichtung der Netzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren, möglichst störungs- und unterbrechungsfreien Netzbetriebes erscheint eine blosser Fortschreibung des Status Quo der Schweizer Netze als ungeeigneter Vergleichsmaßstab. Die gegenwärtigen Netze könnten ggf. die sich aus den Schweizer Trendentwicklungen ergebenden Herausforderungen nicht bewältigen. Das bedeutet, dass in manchen Netzen häufige Engpasssituationen auftreten werden, so dass gemäss bestehenden Regulierungsvorschriften ein geeigneter Ausbau zwingend vorgeschrieben ist²².

Bei den Kosten gehen dabei die Investitionskosten sowie die operativen Kosten für die Smart Grid-Komponenten bzw. die konventionellen Netzbetriebsmittel ein (wir unterstellen allerdings einen Smart Meter Rollout zwischen 2020 und 2035, dessen Kosten dem Ampelmodell nicht zugerechnet werden). Darüber hinaus entstehen dem Verteilnetzbetreiber Kosten durch die Kontrahierung von Flexibilität und für den Ankauf von Regelleistung im Systemmarkt während der Gelbphasen (vgl. Kapitel 2). Die Anbieter von Flexibilität, die diese in Zeiten ohne Netzengpässe in den systemweiten Strommärkten vermarkten, erwirtschaften hingegen im Flexibilitätsmarkt zusätzliche Gewinne (). Zur Erfassung dieser Nutzen sind vor allem die Preise im Flexibilitätsmarkt vonnöten, die für die Gelbphasen in den Modellnetzen berechnet werden. Darüber hinaus betrachten wir die Anzahl der auftretenden Rotphasen als Indikator für Störungen des Netz- bzw. Marktbetriebes. Eine Monetarisierung dieser Nutzenkategorie können wir jedoch nicht vornehmen; auch die vergleichende Quantifizierung weiterer in den Use Cases erläuterten Nutzenkategorien – etwa die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie der Regelenergie – ist (in allen betrachteten Fällen) ausgesprochen schwierig, da die Preisbildung ein umfassendes Modell aller Teilmärkte des Stromsystems und des gesamten Schweizer Verteilnetzes voraussetzen würde, das den Gutachtern nicht zur Verfügung stand. Dasselbe gilt auch für den indirekten Nutzen durch das Ampelmodell, der durch die verbesserte Erfassung des Netzzustands durch den Verteilnetzbetreiber entsteht – er kann hierdurch stabilitätsgefährdende Situationen frühzeitig erkennen. Somit beschränken wir uns auf die monetären Nutzen für die Netznutzer und der Betrachtung der Netzstabilität.

3.1.2 Monte-Carlo-Analyse und Aggregation

Ziel der quantitativen Simulations-Analyse ist ein Gesamtbild der Kosten und Nutzen des Ampelmodells. Entsprechend der gängigen Modellierungspraxis werden unsere Berechnungen nicht in einem detaillierten Modell sämtlicher Schweizer Verteilnetze sondern auf Basis geeigneter Modellnetze durchgeführt. Diese werden dabei so konfiguriert, dass die in ihnen ermittelten Ergebnisse durch eine Aggregation ein repräsentatives Bild von Kosten und Nutzen des Ampelmodells (im Vergleich zu den Benchmark-Berechnungen) zulassen. Die Simulationsanalyse erfolgt in drei Schritten (vgl. Abbildung 3-1).

²² Aus technischer Sicht kann auch die Netzstabilität durch Netzeingriffe des Netzbetreibers, d. h. Lastabwurf bzw., Abregelung von (erneuerbarer) Einspeisung, erhalten werden. Eine Häufung solcher Situationen würde das Marktgeschehen nachhaltig beeinträchtigen, und ist damit gesetzlich unzulässig. Gegenwärtig ist das Spektrum der entgeltfähigen Netzbetriebsmittel dabei begrenzt, ein Ampelmodell wäre in dieser Hinsicht regulatorisch derzeit nicht umsetzbar.

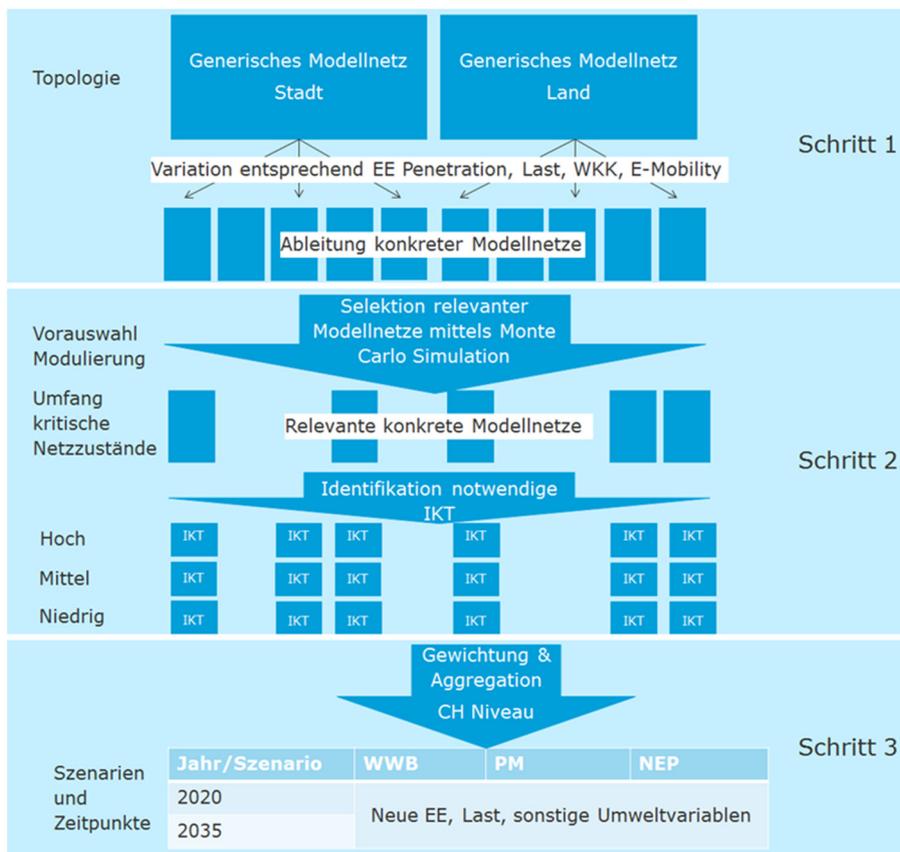


Abbildung 3-1: Vorgehen bei der Simulationsanalyse

Quelle: DNV GL

- Schritt 1 – Monte-Carlo-Analyse:** In einem ersten Schritt werden ein vereinfachtes, generisch städtisches und generisch ländliches Modellnetz betrachtet. Diese vereinfachten Niederspannungsnetze (einfacher Strang) umfassen Transformatorleistung sowie Einspeiser und Ausspeiser, deren Anzahl mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation variiert wird. Bei der Monte-Carlo-Simulation werden die Mittelwerte der Anzahl von Einspeisern und Ausspeisern so angenommen, dass sie im Einklang mit den gewählten Szenarienannahmen stehen, d. h. insbesondere der jeweiligen Last- und Erzeugungsprognose der Energieperspektiven 2050 und den Annahmen zum Rollout von Smart Metern und Smart Grid (vgl. auch Abschnitt 3.2.4). Auf diese Weise erhalten wir ein repräsentatives Muster von Netzkonfigurationen, in denen mit Hilfe einer Untersuchung des jeweiligen Residuallastprofils anhand einfacher Kriterien Netzprobleme identifiziert werden können:
 - Häufige Transformatorüberlastungen, identifiziert anhand der Überschreitung der thermischen Limits des Transformators durch die Residuallast (dargestellt in Abbildung 3-2).
 - Spannungsprobleme im Niederspannungsstrang, identifiziert mit Hilfe einer Wahrscheinlichkeitsfunktion, die mit Modellrechnungen des Modellnetzes kalibriert wurde (dargestellt in Abbildung 3-3, Wahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Verhältnisses von installierter PV- zu Transformatorleistung).

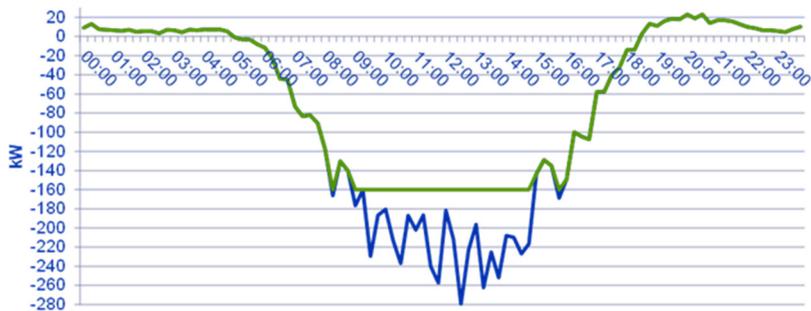


Abbildung 3-2: Residuale Last (blau) überschreitet Transformatorleistung (grün)

Quelle: DNV GL

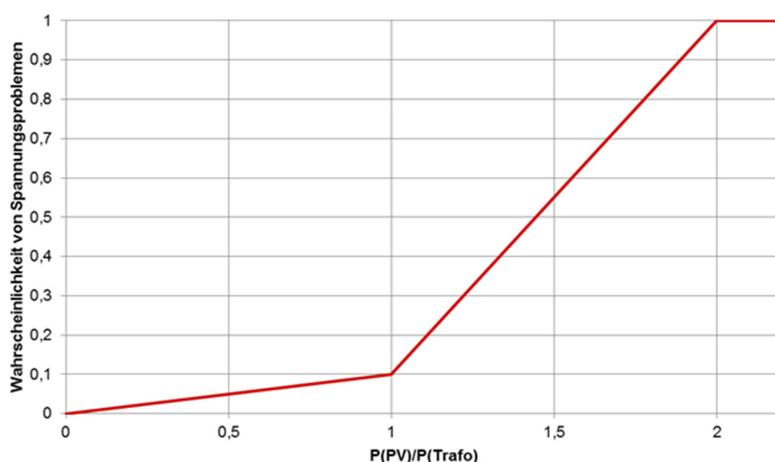


Abbildung 3-3: Wahrscheinlichkeit von Spannungsproblemen

Quelle: DNV GL

Die Berechnung des Residuallastprofils ergibt sich durch die Subtraktion der Summe der Einspeise- von den Lastprofilen in der jeweiligen Netzkonfiguration. Die vorliegende Monte-Carlo-Analyse ist an die entsprechende Analyse in Kapitel 5 und 6 der BFE Speicherstudie (2013) angelehnt, in der Netzüberlastungen des Verteilnetzes zur Berechnung des Speicherbedarfs ermittelt wurden.

2. **Schritt 2 – Simulation in Modellnetzen:** Im zweiten Schritt werden die Netzkonfigurationen mit kritischen Zuständen einer genaueren Untersuchung mit Hilfe eines aufwändigen Netzmodells unterzogen; diese wird im nächsten Unterabschnitt 3.1.3 erläutert. Wichtiges Ergebnis ist insbesondere, ob häufige Gelbphasen (mit seltenen Rotphasen) oder häufige Rotphasen vorliegen, da diese Unterscheidung über die Zweckhaftigkeit des Ampelmodells bestimmt. Neben den Netzkonfigurationen aus Schritt 1 gehen die für die entsprechenden Szenarien der Energieperspektiven 2050 ermittelten Strompreisprognosen aus der BFE Speicherstudie (2013) mit ein²³. Darüber hinaus werden unterschiedliche IKT-Ausstattungen für das Ampelmodell betrachtet.

²³ Vgl. Kapitel 10 und 11 der Speicherstudie sowie Abschnitt 3.2.2

3. **Schritt 3 – Aggregation der Ergebnisse:** Die Ergebnisse der Untersuchungen aus Schritt 2 werden auf Basis von Schritt 1 und 2 zu Kosten und Nutzen für die Gesamtschweiz aggregiert (vgl. Abbildung 3-4).

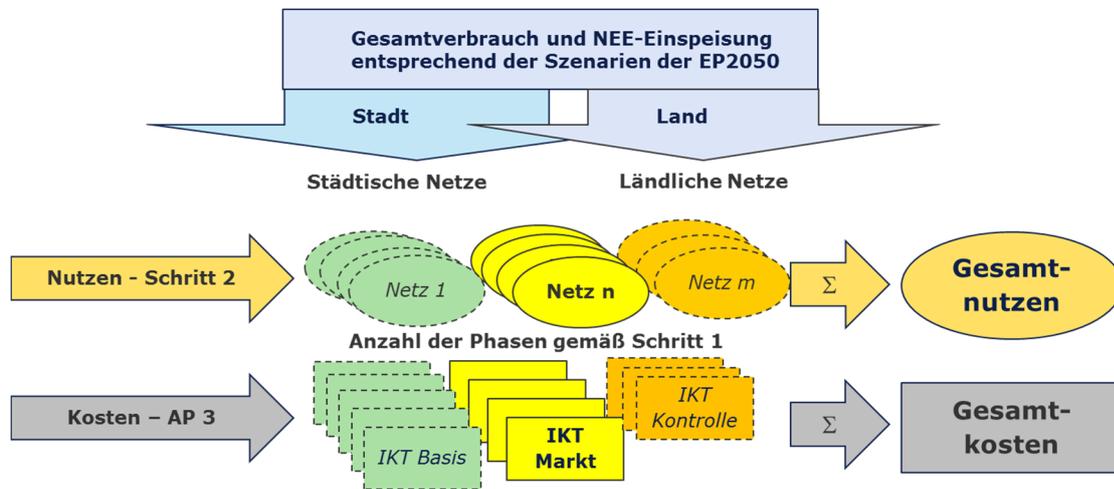


Abbildung 3-4: Aggregation von Kosten und Nutzen in Schritt 3 der Simulationsanalyse

Quelle: DNV GL

Dabei gehen wir folgendermassen vor:

- Netze, in denen keine Netzengpassprobleme auftreten, tragen nicht zur Kosten-Nutzen-Bilanz bei. Da hier weder Ampellösung noch Netzausbau notwendig sind, um den Netzbetrieb zu gewährleisten, entsteht kein Vergleichsbedarf.
- Bei Netzen mit häufigen Rotphasen gehen wir von einem Netzausbaubedarf aus, der entweder mit regelbaren Ortsnetzstationen oder mit konventionellen Netzbetriebsmitteln adressiert wird. Die Ampel könnte zwar Rotphasen identifizieren, die Beseitigung von netzkritischen Situationen durch den Einsatz eines Flexibilitätsmarktes würde jedoch verfehlt. Insofern erübrigt sich in diesen Fällen ein Vergleich.
- Der eigentliche Vergleich zwischen dem Ampelmodell und den beiden Benchmark-Entwicklungen erfolgt für solche Netze, in denen Gelb- und Rotphasen auftreten, letztere aber nur selten. Für diese stellt das Ampelmodell tatsächlich eine technische Alternative zum Netzausbau dar.

Kosten und Nutzen entsprechen also letztlich den Gesamtkosten und -nutzen für Einrichtung und Betrieb des Ampelmodells in all denjenigen Verteilnetzen, in denen die Implementierung des Ampelmodells eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau darstellt. Bei unseren Berechnungen betrachten wir verschiedene technische Varianten des Ampelmodells sowie der Benchmark-Fälle.

3.1.3 Analyse in den Modellnetzen

Auf Basis der ermittelten, in der Monte-Carlo-Analyse kritischen, Netzzustände wird in einem zweiten Schritt mit Hilfe von jährlichen Zeitreihen die Wirkweise einer Implementierung des Ampelmodells analysiert. Diese Zeitreihen werden in einer Simulationsumgebung erstellt, die auf dem Konzept der Multiagentensysteme beruht und eine detaillierte Modellierung der einzelnen Netzteilnehmer inklusive der individuellen Zielfunktionen und Abhängigkeiten unterstützt. Weiterhin können durch das gewählte

agentenbasierte Simulationsmodell Umweltbedingungen und Verhandlungsvorgänge der Netznutzer untereinander berücksichtigt werden. Die prinzipielle Funktionsweise ist in Kays (2014)²⁴ und Seack (2015)²⁵ erläutert und wird daher im Folgenden nur kurz skizziert.

In der Simulationsumgebung werden alle Netznutzer in der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene durch einen eigenen Agenten repräsentiert. In Abbildung 3-5 ist eine exemplarische Übersicht über die in den Niederspannungsnetzen nachgebildeten Netznutzer gegeben. Neben den Haushaltlasten (1) werden dort innovative Lasten wie Elektrofahrzeuge (2) oder Wärmepumpen (3) sowie dezentrale Energieumwandlungsanlagen (Photovoltaikanlagen, Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen) (4) und Batteriespeichersysteme (5) nachgebildet. Da diese Netznutzer auch von externen Einflüssen abhängig sind, werden Zeitinformationen (6) und Wetterdaten (7) ebenfalls mittels eigener Agenten dem System zur Verfügung gestellt. Auch der Marktpreis für elektrische Energie wird durch einen Marktagenten (8) bereitgestellt. Die Bewertung der Netzleistungsfähigkeit findet im Netzagenten (9) statt, der eine komplexe Leistungsflussberechnung durchführt und dadurch Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen detektieren kann. In der Mittelspannungsebene werden zusätzlich Windenergieanlagen durch Agenten nachgebildet.

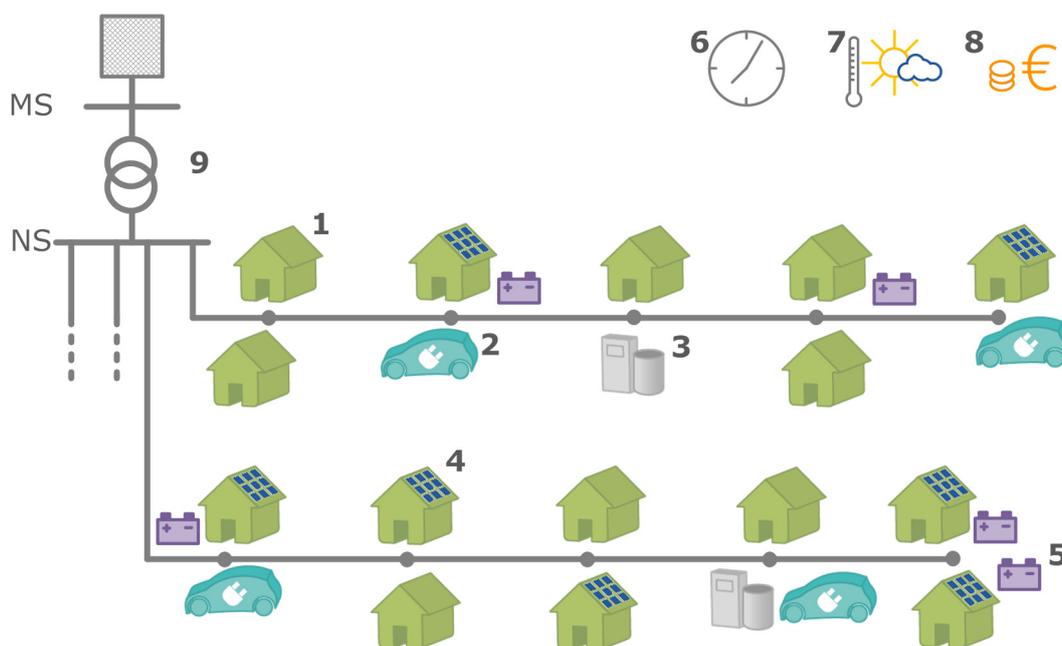


Abbildung 3-5: Im Agentensystem nachgebildete Netznutzer

Quelle: ef.Ruhr

Innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums wird das Verhalten und Zusammenspiel der nachgebildeten Netznutzer simuliert und in Form von Zeitreihen dokumentiert. Diese Zeitreihen umfassen sämtliche relevante Größen der Netznutzer sowie die Knotenspannungen und Auslastungen der Netzbetriebsmittel sowie – bei Aktivierung – die Preise im Flexibilitätsmarkt. Auf Basis dieser Zeitreihen kann anschliessend die Leistungsfähigkeit des analysierten Netzgebietes bewertet werden.

²⁴ Kays (2014): „Agent-based Simulation Environment for Improving the Planning of Distribution Grids“, TU Dortmund, Dissertation, 2014

²⁵ Seack (2015): „Multi-level distribution grid planning process by means of a multi-agent-system“ CIRED Conference 2015, Lyon

Implementierung eines Ampelmodells in der Simulationsumgebung

In diesem Vorhaben wird eine Erweiterung der Simulationsumgebung angewandt, die eine Bewertung des Einsatzes eines Ampelmodells ermöglicht. Dazu werden die folgenden Anpassungen im Systemablauf vorgenommen. Zunächst können alle Netznutzer uneingeschränkt ihr Verhalten unter Berücksichtigung des aktuellen Marktpreises umsetzen. Wenn der Netzagent keine kritischen Zustände (thermische Überlastung oder Spannungsbandprobleme) wahrnimmt, stellt der Zeitschritt eine grüne Ampelphase dar, da die Marktaktivitäten uneingeschränkt umgesetzt werden können. Werden die vorgegebenen Spannungsbandgrenzen und thermischen Belastungsgrenzen überschritten, wird der Marktagent durch den Netzagenten benachrichtigt und passt, entsprechend der Situation, den aktuellen Marktpreis an. Dies repräsentiert den Eingriff des Netzbetreibers in das Marktgeschehen. Die Netzteilnehmer reagieren auf diese Preisänderungen je nach Tendenz mit einer Erhöhung oder Absenkung des Leistungsbezugs. Die erneuerbaren Energieumwandlungsanlagen senken bei Unterschreiten einer Preisschwelle ihre Einspeiseleistung. Wenn damit die kritische Situation behoben werden kann, stellt dieser Zeitschritt eine gelbe Ampelphase dar. Bleiben die Probleme trotz der Preisänderung und Reaktion der Netznutzer bestehen, so wird in dem Zeitschritt der Netzzustand mit einer roten Ampelphase gekennzeichnet.

Für einspeisegeprägte Netzgebiete stellt sich die Definition der Ampelphasen daraus, wie in Abbildung 3-6 gezeigt, dar. Ein lokaler Marktpreis wird aus einem Preisaufschlag auf den globalen Marktpreis bei Verletzung von Betriebsgrenzen gebildet. Durch die hohe Einspeiseleistung der EE-Anlagen kann das vorhandene DMS-Potential nicht ausreichen, wenn ein moderater Marktanreiz gegeben wird (rote Ampelphase). Wird ein sehr hoher Marktanreiz gesetzt, kann durch das Unterschreiten der Erzeugungsgrenzkosten der EE-Anlagen ein signifikanter Teil der Einspeisung ausfallen. Dies kann zwar eine Verletzung der Betriebsgrenzen beheben (gelbe Ampelphase), führt jedoch gleichzeitig zu einem extremen Wechsel des Netzbetriebspunktes und sollte in Bezug auf die Systemstabilität vermieden werden.

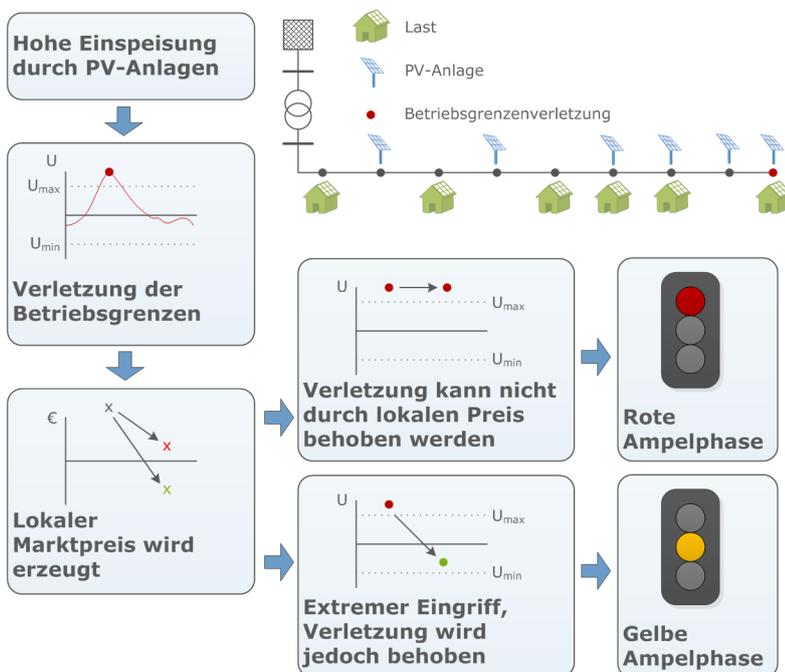


Abbildung 3-6: Definition der Ampelphasen – Einspeisegeprägtes Netzgebiet

Quelle: ef.Ruhr

In lastgeprägten Netzgebieten kann es durch die Reaktion aller Lasten auf den globalen Marktpreis, bedingt durch einen vollständigen Smart Meter-Rollout, zu der Verletzung von Betriebsgrenzen kommen. In einer gelben Ampelphase können diese Verletzungen der Betriebsgrenzen durch einen aufgeprägten lokalen Marktanreiz erfolgreich behoben werden. Reicht diese Reaktion nicht aus, oder ist das DSM-Potential bereits erschöpft, stellt dies eine rote Ampelphase dar. Treten in dem Untersuchungsgebiet last- und einspeisebedingte Engpässe im gleichen Zeitschritt auf, so werden die Preissignale für die Behebung der lastbedingten Engpässe generiert, da die Lasten differenzierter auf Preisänderungen reagieren.

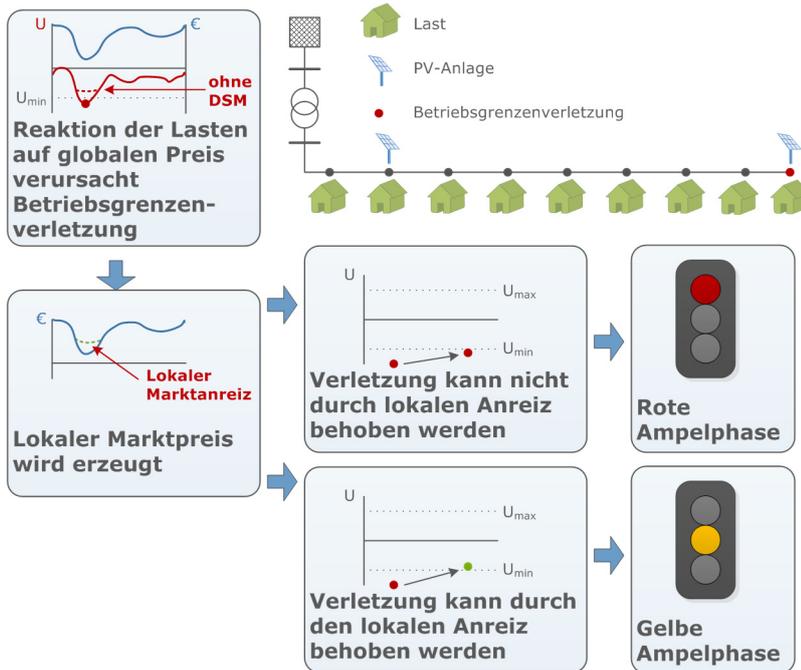


Abbildung 3-7: Definition der Ampelphasen – Lastgeprägtes Netzgebiet

Quelle: ef.Ruhr

IKT-Ausbaugrad für Zustandsschätzung

Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, ist die Bestimmung der aktuell vorliegenden Ampelphase vom Auftreten von Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel des Netzes abhängig. Um das Auftreten von Grenzwertverletzungen detektieren zu können, muss ein Netzbetreiber eine Netzzustandsschätzung unter Einsatz von Sensorik und IKT betreiben. Im Rahmen dieses Vorhabens wird ein vereinfachtes Vorgehen zur Ermittlung der IKT-Diffusion angewendet, indem der IKT-Ausbaugrad entsprechend Abbildung 3-8 in die Stufen **hoch**, **mittel** und **niedrig** eingeteilt wird. Bei einem hohen IKT-Ausbaugrad (hier wird die Ausstattung aller Knoten mit Sensorik angenommen) ist der Fehler der Zustandsschätzung sehr gering und der Netzbetreiber braucht nur eine niedrige Sicherheitsmargen bei den Grenzwerten der Betriebsmittel einzuhalten. Je niedriger der IKT-Ausbaugrad gewählt wird und damit die Ausstattung mit Sensorik (ca. 25 % der Knoten bei mittlerem IKT-Ausbaugrad und 10 % der Knoten bei niedrigem IKT-Ausbaugrad mit Messtechnik ausgerüstet), desto ungenauer wird die Netzzustandsschätzung. Daraus folgend steigen die einzuhaltenden Sicherheitsmargen im Stromnetz. Bei der Parametrierung der Sicherheitsmargen des Agentensystems in Abhängigkeit des IKT-Ausbaugrades wird nach Neusel-Lange

(2013)²⁶ vorgegangen. Für die spätere Kosten-Nutzen-Analyse sind je Messstandort ein Spannungssensor und durchschnittlich zwei Stromsensoren erforderlich sowie eine kommunikationstechnische Anbindung. In dieser Studie wird von einem kompletten Smart Meter-Rollout in der Schweiz bis 2035 ausgegangen, wodurch bei einer entsprechenden Ausstattung der Smart Meter-Messwerte an jedem Lastknoten zur Verfügung stehen würden. Die erfassten Daten könnten somit von dem Verteilnetzbetreiber für die Zustandsbewertung des Netzes verwendet werden. Dies stellt eine Variante in der Kosten-Nutzen-Analyse mit IKT-Ausbaugrad *hoch* dar. Während die zusätzlich durch den Verteilnetzbetreiber installierte Messsensorik nicht benötigt wird, müssen die Daten der Smart Meter dennoch durch den Verteilnetzbetreiber beschafft und aufbereitet werden. Weiterhin sind an die verwendeten Smart Meter umfängliche Anforderungen zu stellen. Unbedingt erforderlich ist eine Erfassung der Leistungsbilanz und der Knotenspannung am Installationsort. Diese Daten müssen weiterhin in einer, für das Ampelkonzept brauchbaren zeitlichen Auflösung an den Verteilnetzbetreiber übertragen werden. Sofern bei der Installation der Smart Meter die vom BFE²⁷ ermittelten technischen Mindestanforderungen berücksichtigt werden, kann das intelligente Messsystem die Anforderungen des Ampelmodells an die Sensorik ebenfalls erfüllen. Dabei kann die Aggregation und Bereitstellung der Daten über einen Messstellenbetreiber erfolgen, der auch für die Einhaltung der erforderlichen Datenschutzrichtlinien verantwortlich ist.

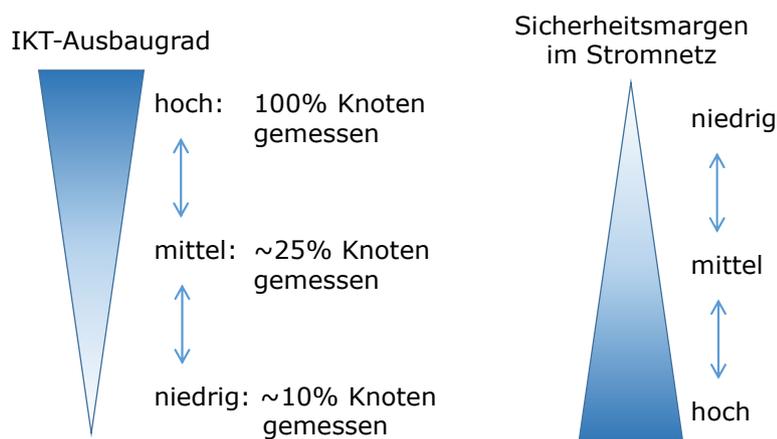


Abbildung 3-8: Die Variation des IKT-Ausbaugrades

Quelle: *ef.Ruhr*

Rahmen der Simulationsrechnung

Die Analyse mit der zeitreihenbasierten Simulationsumgebung wird in einem kombinierten Mittel- und Niederspannungsmodellnetz durchgeführt, das auf dem Cigré Benchmark-Netz für europäische Verteilnetze Cigré (2014)²⁸ basiert. Entsprechend der definierten Netzkonfigurationen und der Szenarioannahmen werden die Verhaltensweisen der Anforderungen aus der Schweiz unter Berücksichtigung der Modellnetze der Monte-Carlo-Analyse angepasst und die Netznutzer dynamisch in den durchzuführenden Simulationen parametrisiert. Die variierende IKT-Durchdringung wird in den

²⁶ N. Neusel-Lange: „Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze, Bergische Universität Wuppertal“, Dissertation 2013

²⁷ Bundesamt für Energie (BFE): „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“, November 2014

²⁸ Cigré (2014): „Benchmark System for Network Integration of Renewable and Distributed Energy ReQuelles: ISBN: 978-284-873-270-8, Cigré, France, 2014

Simulationen durch eine Anpassung der Sicherheitsmargen zu den zulässigen Betriebsgrenzen nachgebildet.

Insgesamt ergibt sich der in Abbildung 3-9 dargestellte Aufbau des Systems. Wie im nächsten Unterabschnitt genauer beschrieben, definieren die festgelegten Szenarien den vorgegebenen Simulationsrahmen. In diese Szenarien gehen als variierende Eingangsgrößen die Energiepreise aus den Marktsimulationen der BFE-Speicherstudie für die analysierten energiepolitischen Rahmenbedingungen ein (vgl. Abbildung 3-12: Prognostizierte Preisdauerkurven der Spotmarktpreise für die Schweiz). Die entstehenden Zeitreihen können für die folgende Kosten-Nutzen-Analyse verwendet werden. Insbesondere werden hierbei die Häufigkeiten der Ampelphasen in den Zeitreihensimulationen der Untersuchungsregionen sowie die durch die Ampelphasen resultierende lokale Marktpreisänderung weiterverarbeitet.

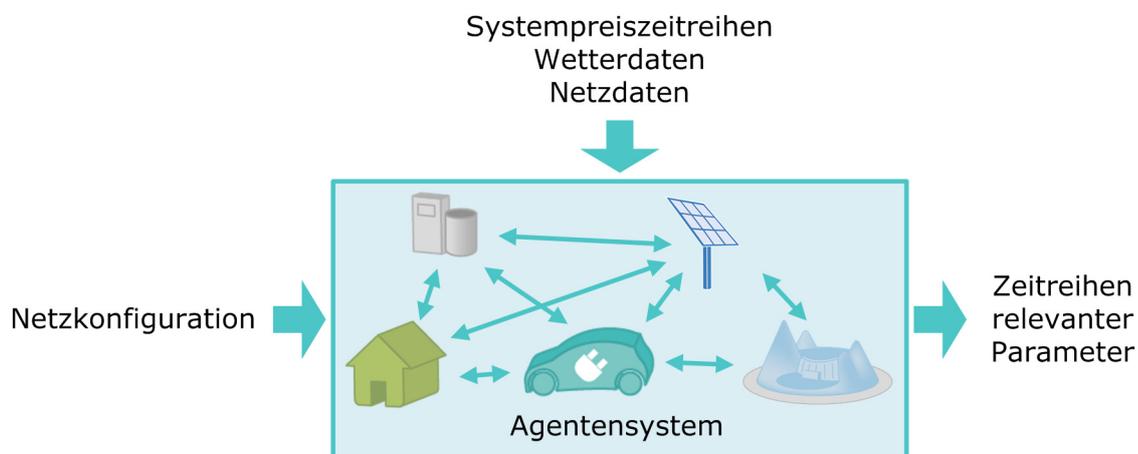


Abbildung 3-9: Ein- und Ausgangsgrößen der Simulationsumgebung

Quelle: ef.Ruhr

3.2 Zugrundeliegende Annahmen

In diesem Abschnitt gehen wir genauer auf die verschiedenen Annahmen ein, die unserer Modellrechnung zugrunde liegen. Zuerst fassen wir kurz den Marktrahmen zusammen, der bei der Analyse unterstellt wird. Genauer gehen wir auf die technischen Rahmenbedingungen ein, d. h. die für das Ampelmodell notwendige Ausstattung der Verteilnetze mit IKT-Komponenten sowie die technischen Rahmenbedingungen der beiden Benchmarks. Diese übertragen wir auf das betrachtete Modellnetz (mit seinen später variierten Konfigurationen). Den verschiedenen technischen Betriebselementen ordnen wir Kostenannahmen zu und leiten damit entsprechende Kosten für die Varianten des Modellnetzes ab. Im anschließenden Unterabschnitt werden die Szenarioannahmen erläutert, die den Rahmen der Berechnungen bilden.

3.2.1 Marktrahmen

Bei der Analyse wird – wie in den Energieperspektiven 2050 (2012) und der BFE Speicherstudie (2013) – unterstellt, dass das gegenwärtige dezentrale, bilaterale Strommarktdesign fortbesteht: Strom wird in einem Energy-Only-Markt vermarktet, die Bereitstellung von Kapazität wird nicht in einem zusätzlichen Kapazitätsmarkt vergütet. Den Kern des Markts bildet eine liquide Strombörse mit anonymem Handel (die EEX), die einen Referenzpreis für Spot- und Futuremärkte setzt (für diesen Systempreis nutzen wir bei der Szenariobildung Simulationsrechnungen aus der BFE Speicherstudie, vgl. 3.2.4).

Wichtige Veränderungen gegenüber dem Status Quo: das gegenwärtige Fördersystem der KEV, fixe Einspeisetarife, wird durch ein Marktprämiensystem ersetzt, so dass Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ihren Strom in den Strommärkten direkt vermarkten.

Außerdem wird –entsprechend dem Ziel der Studie- die Einführung eines Ampelmodells betrachtet, das einen lokalen Flexibilitätsmarkt umfasst, wie er in Kapitel 2 beschrieben wurde: Während Gelbphasen kauft der Verteilnetzbetreiber Flexibilität hinzu, um Netzengpässe auszugleichen. Die hierfür notwendigen technischen Rahmenbedingungen werden im nächsten Teilabschnitt beschrieben.

3.2.2 Technische Rahmenbedingungen

Für die zu simulierende Einführung eines Ampelmodells wurden folgenden Rahmenbedingungen für die Simulation festgelegt:

- Im Jahr 2020 stehen keine Smart Meter zur Verfügung; im Jahre 2035 ist der Smart Meter-Rollout hingegen abgeschlossen²⁹, das heisst alle am Netz angeschlossenen Verbraucher und Prosumer verfügen über Smart Meter zur Erfassung von Lieferung und Bezug. Die Kosten für die Smart Meter werden dem Ampelmodell nicht zugerechnet. Wir werden eine technische Option diskutieren, bei der das Ampelmodell auf ein flächendeckendes Rollout von Smart Metern mit kurzen Datenerfassungs- und -abrufintervallen aufbaut (vgl. 3.1.3). Die Implementierbarkeit hängt in diesem Fall von den Smart Meter-Standards ab, für welche die Schweiz sich ggf. entscheidet.
- Bei (smarten) regelbaren Transformatorstationen (rONS), einem unserer Benchmarks, werden nur die Kosten der smarten Technologie (Überwachung wie Sensoren, Steuerung, IKT...) zugerechnet, der Anteil der Kosten der traditionellen Technik (Gebäude, Transformator, Schalteinrichtungen, Steuer-, Mess- und Schutzeinrichtungen) ist hier nicht zu betrachten. In 2020 wird noch kein rONS-Rollout angenommen, für 2035 ein Rollout in der Hälfte der Verteilnetze³⁰.
- Für die Kostenrechnung wurde Nutzungsdauern für die Betriebsmittel entsprechend der „Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz - Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz“ des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE³¹ angenommen.

Für die Steuerung einer Ampel sind dezentrale Komponenten im Netz zur Erfassung der aktuellen Netzsituation und zentrale Komponenten in der Leitstelle zur Auswertung der erfassten Daten und zur Steuerung der Ampel erforderlich. Eine Übersicht über die zur Netzüberwachung und -steuerung notwendigen und in der Simulation eingesetzten Komponenten gibt der folgende Abschnitt.

²⁹ In der UVEK Smart Meter Studie (2012) wird von einem Rollout von 80% bis 2025 ausgegangen; ein vollständiger Rollout bis 2035 erscheint insofern als realistische Annahme.

³⁰ Bei dem Vergleich der Optionen für das Modellnetz in Abb. 3-10 werden die Kosten für rONS unterstellt; bei der Aggregation in Abschnitt 3.3 gehen wir hingegen davon aus, dass die Hälfte der potenziell von Gelbphasen betroffenen Netze durch den Ausbau der rONS bei der Aggregation nicht mitzählt, da die rONS die entstehenden Probleme beseitigen.

³¹ KRSV (2012)

Komponenten zur Netzüberwachung und -steuerung

Dezentrale Komponenten

Als dezentrale Komponenten zur Erfassung der Netzbelastung werden Sensoren eingesetzt, die in den Unterwerken und Ortsnetzstationen beziehungsweise im Netz an zugänglichen Stellen eingebaut werden und über Powerline Communications (PLC) Technik mit der nächsten Transformatorstation oder dem Unterwerk verbunden sind. Insofern sind keine baulichen Kosten oder Kosten für Erdarbeiten und ähnliches enthalten. Von der Station oder dem Unterwerk aus werden die Daten über eine entsprechende Fernwirkanlage in die Leitstelle übertragen. Hierbei ist angenommen, dass Datenverbindungen bereits bestehen und keine zusätzlichen Kosten für die Datenübertragung (OPEX) anfallen. Unterwerke verfügen bereits heute über leistungsfähige und häufig auch redundante Datenverbindungen zu den Leitstellen zu Überwachungs- und Steuerungszwecken; Transformatorstationen werden ebenfalls seit einigen Jahren in zunehmendem Umfang überwacht, gesteuert und insofern an die Leitwarten angebunden.

Zusätzlich sind Kosten für die Erhöhung der Sicherheit in den Transformatorstationen angesetzt, da durch die Installation von Sensoren und IKT in der Fläche ein erhöhtes Risiko entsteht. Hierbei sind im Wesentlichen zwei Aspekte zu berücksichtigen, die Gefahren

- des Eindringens in eine Transformatorstation, oder
- eines IT-(Hacker-)Angriffs auf das Netz des Netzbetreibers über die in und ausserhalb der Transformatorstationen eingebauten Sensoren und ihre Übertragungstechnik.

Notwendige Schutzmassnahmen sind die Installation von entsprechenden Sicherheitsprozeduren, Firewalls beziehungsweise Zutrittsüberwachungen auf Transformatorstationsebene.

Für den Fall der Nutzung der Smart Meter-Daten zur Ermittlung des Netzzustandes werden keine zusätzlichen dezentralen Komponenten angesetzt, da unterstellt wird, dass die Daten auf zentralen Systemen zur Verfügung stehen.

Zentrale Komponenten

Wesentliche zentrale Komponente für die Einrichtung einer Ampel im Verteilnetz ist die Erweiterung der SCADA-Systeme der Netzbetreiber. Hauptkostenpunkte sind die Aufwendungen für die Anbindung der Sensoren einschliesslich der Kosten der Parametrierung der zusätzlichen Datenpunkte. Hinzu kommt die Erweiterung der Software um ein Distribution Management System (DMS), das heute bereits häufig die Funktion des State Estimation³², oder State Estimation als eigenständiges Softwaretool beinhaltet.

Für die Variante der Ermittlung des Netzzustandes über die Messwerte der Smart Meter ist als zentrale Komponenten eine Rechnerkopplung zwischen dem Meter Management System (MMS) und dem Leitrechner zur Abschätzung des Netzzustandes, in der Regel eine Funktion des SCADA, vorgesehen. Die für die Simulation angenommenen jeweiligen Kosten beinhalten Material und Einbau der Komponenten.

Eine umfassende Übersicht über die notwendige IKT gibt

³² Unter State Estimation wird ein komplexer Algorithmus zur Ermittlung des Netzzustandes aus vorhandenen Messwerten an ausgewählten Knotenpunkten im Netz verstanden. Gegebenenfalls kann in der Mittel- und Niederspannung zur Einführung eines Ampelmodells auch mit vereinfachten Verfahren zur Ermittlung des Netzzustandes, insbesondere der Netzbelastung, gearbeitet werden.



Tabelle 3-1.

Tabelle 3-1: Aufstellung der erforderlichen Komponenten für die Ampellösung

Komponenten	Funktion	Akteur
Zentrale Systeme		
SCADA-Server in der Leitstelle des Netzbetreibers - Erweiterung der Hardware für Aufnahme/Verarbeitung der Daten der Sensoren	Erweiterung des SCADA um Schnittstellen zur Aufnahme/Verarbeitung der Daten der Sensoren	Netzbetreiber
State Estimation ² , im DMS (Distribution Management System) enthalten	Softwarefunktion zur Ermittlung des Netzzustandes (Netzbelastung) aus den Daten der Sensoren	Netzbetreiber
Rechnerkopplung Meter Management System (MMS) – SCADA	Verbindung des MMS mit dem SCADA System zur Nutzung der Meter Daten für die Berechnung und Simulation des Netzzustandes	Messdienstleister (MMS) und Netzbetreiber (VNB)
SCADA - je Sensoren/Meter Parametrierung der Datenpunkte	Parametrierung der Datenpunkte für den Anschluss der Sensoren zur Weiterverarbeitung im SCADA	Netzbetreiber
Dezentrale Systeme		
Systeme IT-Sicherheit Zugangskontrolle Hard- und Software/Überwachung je Trafo-Station	Einrichtung oder Verbesserung der Überwachung des Zutritts zu den Stationen zur Sicherung der dort installierten IKT-Technik zur Übertragung der Sensordaten in die Leitstelle	Netzbetreiber
Sensoren zur Netzüberwachung (Strom, Spannung) in der Niederspannung (inkl. Kommunikationstechnik (PLC) zur State Estimation)	Aufnahme von Messwerten in der Niederspannung für Netzberechnungen (State Estimation)	Netzbetreiber
IED (Intelligent Electronic Device) / Fernwirkanlage	Datenübertragung von der Transformatorstation zur Unterstation oder zur Leitstelle	Netzbetreiber
Parametrierung Fernwirkanlagen in Stationen	Parametrierung der Datenpunkte für den Anschluss der Sensoren zur Weiterverarbeitung im SCADA	Netzbetreiber

Quelle: DNV GL

Annahmen Modellnetze

Das von uns betrachtete repräsentative Verteilnetz besteht – entsprechend des Aufbaus des CIGRE-Modells – aus einem Mittelspannungsnetz mit 27 angeschlossenen unterlagerten Niederspannungsnetzen mit unterschiedlichen Netzkonfigurationen. Die Lasten sowie die Solaranlagen und Kleinwasserkraftwerke sind in der Niederspannungsebene angeschlossen, eine Windenergieanlage ist in der Mittelspannungsebene installiert. Die im Folgenden durchgeführte Kostenrechnung für die technischen Optionen zur Bewältigung der in Schritt 2 festgestellten Netzengpasssituationen bezieht sich auf dieses repräsentative Modellnetz. Es bildet den Bezugsrahmen für die verschiedenen, hier betrachteten, (technischen) Varianten des Ampelmodells (sie entsprechen den in 3.1.3 beschriebenen technischen IKT-Varianten) sowie der Benchmark-Ausbauvarianten konventionell und rONS. Die definierenden Grundannahmen zu den technischen Optionen sind in Tabelle 3-2 aufgeführt.

Tabelle 3-2: Technische Varianten des Ampelmodells und der Benchmark-Fälle

Technische Option	Ausprägung	Beschreibung
Ausbau konventionell		Netzausbau wo notwendig ³³
Ausbau mit rONS		Netzausbau, wo notwendig
Ampelmodell	IKT-N	3 Sensoren pro NS-Netz (IKT niedrig)
	IKT-M	8 Sensoren pro NS-Netz (IKT mittel)
	IKT-H	30 Sensoren pro NS-Netz (IKT Hoch)
	IKT-H-SM	Smart Meter-Sensorik (IKT Hoch)

Quelle: DNV GL

Bei den Benchmark-Berechnungen wird zwischen einem teilweisen und einem vollständigen Ausbau unterschieden. Beim teilweisen Ausbau werden nur die Niederspannungsstränge verstärkt bzw. die Netze mit einer rONS ausgestattet, in denen Netzengpassprobleme auftreten. Hierbei gehen wir von einem in Schritt 2 ermittelten Durchschnittswert aus, vgl. Fussnote 11). Beim vollständigen Ausbau werden alle Niederspannungsstränge verstärkt.

Für die Simulation der Netzzustände und der Einsatzmöglichkeiten der Ampeltechnologie werden vier verschiedene Varianten des Ampelmodells betrachtet. Einerseits werden drei verschiedene Varianten mit je steigendem Ausbaugrad der Sensorik analysiert. Den steigenden Kosten für den Ausbau der Sensorik in den Netzen steht somit eine wachsende Genauigkeit der erfassten Netzbelastung durch eine höhere Anzahl von Sensoren gegenüber. Die Werte werden kontinuierlich in die Leitstelle übertragen und können damit nahezu in Echtzeit ausgewertet werden. Als vierte Variante wird die Nutzung der vorhandenen Smart Meter als Datenlieferant für die Zustandsschätzung des Netzes angenommen. Dies setzt voraus, dass die Messdaten der Smart Meter kontinuierlich abgefragt und den Betreibern der Ampel über eine Rechnerkopplung von entsprechend geeigneten Meter Management Systemen (MMS) sofort zur Verfügung stehen (real time). Wie bereits zuvor erläutert, stellt dies eine hohe technische

³³ Hierbei werden Durchschnittswerte angenommen; der Ausbau erfolgt demnach nur in den NS-Strängen, in denen Probleme auftreten. Die Berechnung erfolgt im Rahmen der Simulation.



Anforderung an die Smart Meter dar, die jedoch durch die für die Schweiz vorgesehenen Smart Meter erfüllt wird³⁴ (vgl. BFE 2014).

Für die Berechnung der Kosten des Ampelmodells nutzen wir Kostenannahmen für die in

³⁴ Die Kosten für Smart Meter und die Gateways werden im Folgenden nicht dem Ampelmodell zugerechnet. Der Grund: Auch wenn eine Zurechnung der Messkosten für den Betreiber des Flexibilitätsmarkts betriebswirtschaftlich zweckmäßig wäre, so entstehen doch volkswirtschaftlich keine Zusatzkosten – de facto würden nur die ausgewiesenen Kosten des Messbetriebs reduziert. Wir halten die übergeordnete volkswirtschaftliche Betrachtung bei der Kosten-Nutzen-Analyse für die angemessene.

Tabelle 3-1 aufgeführten technischen Komponenten. Neben den Preisen für die Komponenten und einer Schätzung der operativen Kosten umfasst dies auch die vom VSE vorgesehenen Abschreibungszeiträume. Die abgeleiteten Kosten für die betrachteten Varianten des Ampelmodells für unser Modellnetz³⁵ werden in Abbildung 3-10 dargestellt (die Aggregation der Kosten auf die Gesamtschweiz erfolgt –gemäß der Notwendigkeit eines Ampelmodells in den verschiedenen Szenarien- in Abschnitt 3.3.3). An dieser Stelle werden die Kosten für die Kontrahierung von Flexibilität im Verteilnetz und die von Regelleistung im Systemmarkt durch den VNB noch nicht dargestellt, da diese erst nach einer Simulation des Einsatzes zu beziffern sind.

In Abbildung 3-10 haben wir die die Kapitalkosten mit den angenommenen Abschreibungsraten und einem Zinssatz von 5 % p.a. annualisiert (CAPEX); die angegebenen operativen Kosten beziehen sich ebenfalls auf ein Jahr (OPEX). Man erkennt bereits hier die erheblichen Kostenunterschiede zwischen die vier Ausprägungen des Ampelmodells.

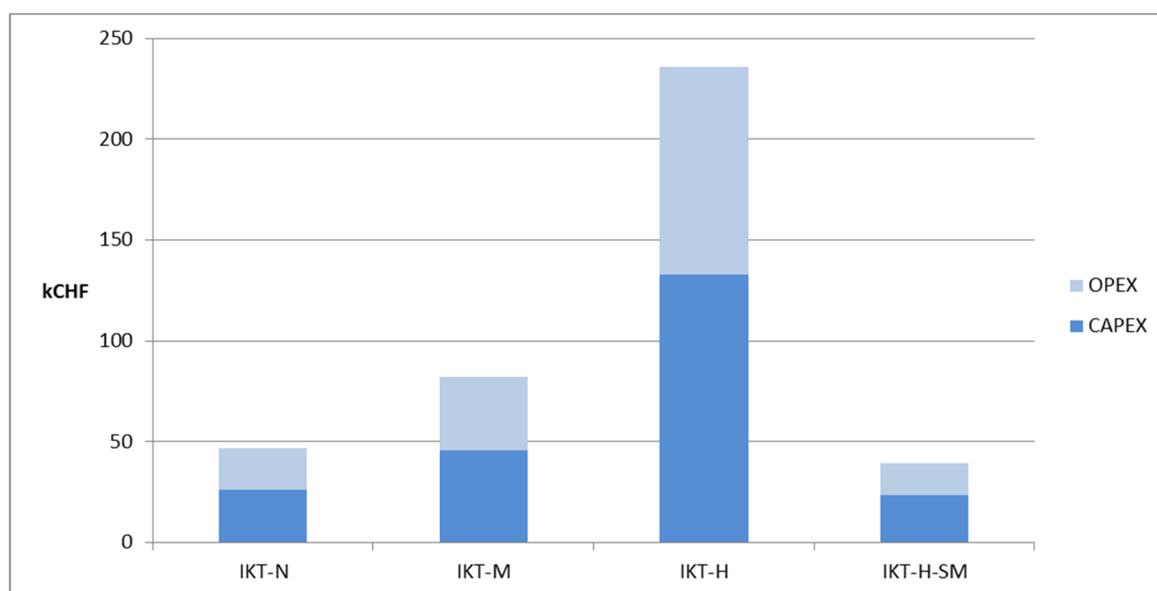


Abbildung 3-10: Jährliche Kosten verschiedener Varianten des Ampelmodells pro Modellnetz³⁶ (CAPEX und OPEX der eingesetzten IKT)

Quelle: DNV GL

In Bezug auf die Benchmarks ist hervorzuheben, dass wir jeweils nur die *Zusatzkosten* für die Bewältigung des Netzengpasses ausweisen, d.h. die zur Behebung der Engpässe zusätzlich erforderlichen konventionellen Netzbetriebsmittel („Kabel“) bzw. die Kostendifferenz aus regelbarem Ortsnetztransformator und konventionellem Transformator (für alle eingesetzten rONS). Diese Systematik wenden wir auch auf die OPEX an: Beim konventionellen Netzausbau bestehen diese aus Wartungskosten, die wir mit Null ansetzen, da die zusätzlichen Netzbetriebsmittel keine zusätzlichen Wartungskosten erfordern. Bei den regelbaren Ortsnetzstationen werden die Mehraufwendungen gegenüber konventionellen Ortsnetzstationen erfasst.

³⁵ Wir können die Kosten für den v Netzausbau – konventionell und mit rONS – hier nicht angeben, da die Ausbau-Notwendigkeit im Falle des teilweisen Ausbaus erst in den Simulationsrechnungen bestimmt wird.

³⁶ In der Darstellung werden die annualisierten, CAPEX und OPEX der verschiedenen Ampelvarianten bezogen auf ein konkretes Modellnetz mit Ausbaubedarf miteinander verglichen. Nicht enthalten sind die Kosten, die dem Verteilnetzbetreiber durch den Einkauf von Flexibilität und Regelleistung entstehen – denn diese sind nur im Netzbetrieb ermittelbar (vgl. die Simulationsergebnisse in 3.3.3).



Es werden jeweils die annualisierten Vollkosten miteinander verglichen; eine Dynamisierung der Kostenbetrachtung (mit Neu- und Ersatzinvestitionen) haben wir in der vorliegenden Studie nicht vorgenommen. Diese methodische Herangehensweise sowie die Fokussierung auf ein stilisiertes Verteilnetz führt in unserem Modellrahmen zu dem Ergebnis, dass der Einsatz regelbarer Ortsnetzstationen in der Summe teurer ausfällt als der konventionelle Netzausbau (vgl. Abbildung 3-16: Annualisierte Gesamtkosten für städtische Verteilnetze unter NEP in 2035). Dies sollte aber nicht zu allgemeinen Schlüssen verleiten: eine Reihe von Netzausbaustudien (z. B. Consentec 2012) zeigt auf, dass regelbare Ortsnetzstationen die günstigere Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen können. Tatsächlich hängt diese Frage von der konkreten Netztopologie und den spezifischen Ursachen der Netzengpässe ab; in der Praxis erstellt der VNB deshalb auch einen detaillierten Kostenvergleich, bevor er sich für die eine oder die andere Ausbauvariante entscheidet.

3.2.3 Annahmen Monte-Carlo-Analyse

Wie bereits erläutert, wird bei den Verteilnetzen zwischen städtischen und ländlichen Netzen unterschieden. Die Berechnung von Residuallastprognosen erfolgt auf Basis der gewählten Szenarien, die an die Energieperspektiven 2050 angelehnt sind. Zunächst wird der Status Quo der Netzkapazität fortgeschrieben. Die erfassten Netzebenen 4-7 umfassen das Verteilnetz von der HS/MS-Umspannebene (NE4) bis zur Niederspannungsebene (NE7). Für die Last- und Einspeisepprofile gilt:

- Die Einspeisung wird durch Einspeisepprofile von Solar, Wind, Kleinwasserkraft und WKK auf Basis des Wetterjahrs 2011 dargestellt
- Die Lasten werden durch Standardlastprofile für Elektrofahrzeuge, Landwirtschaft, GHD, Wärmepumpen & (Privat-)haushalte abgebildet.

In den NS-Netzen (einfacher Strang) werden folgende Anschlüsse konfiguriert:

- Anzahl Haushalte, Agrarbetriebe, GHD, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen
- Transformatorleistung.

Die Konfiguration der MS-Netze wird folgendermassen vorgenommen:

- Anschluss der Population von NS-Netzen
- Anschluss Windanlagen.

In Schritt 1 gibt es eine Grundkonfiguration der Lasten; diese ist fixiert (mit Ausnahme der Haushalte, s. u.), die Anpassung der Gesamtnachfrage an die Szenarioannahmen erfolgt durch entsprechende Skalierung der Standardlastprofile. Im Gegensatz dazu variiert die durchschnittliche Zahl der Einspeiser (im Einzelnen Photovoltaik und Kleinwasserkraft) mit den Szenarioannahmen und Stützjahren.

Aufgrund von Testläufen mit den Modellnetzen aus Schritt 2 haben wir für die Monte-Carlo-Simulation die folgenden Variablen für die Variation ausgewählt:

- Anzahl Haushalte (Gleichverteilung)
- Anzahl PV-Anlagen (Weibullverteilung)
- Anzahl Kleinwasserkraftwerke (Gleichverteilung).

Diese werden entsprechend der Verteilungsfunktion um ihren Mittelwert variiert, um unterschiedliche Netzkonfigurationen zu erhalten. In Schritt 1 werden, wie in Abbildung 3-1 dargestellt, Netze mit netzkritischen Situationen identifiziert. Für diese werden in Schritt 2 Kosten und Nutzen des

Ampelmodells (im Vergleich zu den Benchmarks) ermittelt und aufgrund der Gesamtverteilung der Netzkonfigurationen in Schritt 3 aggregiert. Das zugrunde liegende Mengengerüst für die Schweizer Verteilnetze ist im Appendix aufgeführt; es basiert ebenfalls auf der Vorarbeit der BFE Speicherstudie.

3.2.4 Szenarioannahmen

Die in dieser Studie verwendeten **Szenarien** sind eng an die Energieperspektiven 2050 angelehnt. Wir unterstellen die Last- und Erzeugungsentwicklung der Szenarien „Weiter-Wie-Bisher“ (WWB) und „Neue Energiepolitik“ (NEP), die für die Stützjahre 2020 und 2035 betrachtet werden. Eine Charakterisierung findet sich in Tabelle 3-3.

Tabelle 3-3: Überblick über die verwendeten Szenarien aus den Energieperspektiven 2050

Szenario	Kürzel	Charakterisierung
Neue Energiepolitik	NEP	ambitionierte Ziele für EE-Ausbau & Gesamtenergieeffizienz, Stromverbrauch leicht steigend
Weiter-Wie-Bisher	WWB	Trendfortschreibung für Ausbau erneuerbarer Energien, weiterhin zentral fossile Stromversorgung, Stromverbrauch leicht fallend

Quelle: DNV GL auf Basis der Energieperspektiven 2050

Wie eingangs beschrieben, wird in dem Szenario NEP (wie auch in dem hier nicht aufgeführten Szenario „Politische Massnahmen“ POM) ein starker Ausbau neuer erneuerbarer Energien unterstellt. Dabei dominieren die beiden fluktuierenden erneuerbaren Energietechnologien Photovoltaik und Windkraft. Die prognostizierten Einspeisemengen für unsere Stützjahre werden in Abbildung 3-11 gezeigt.

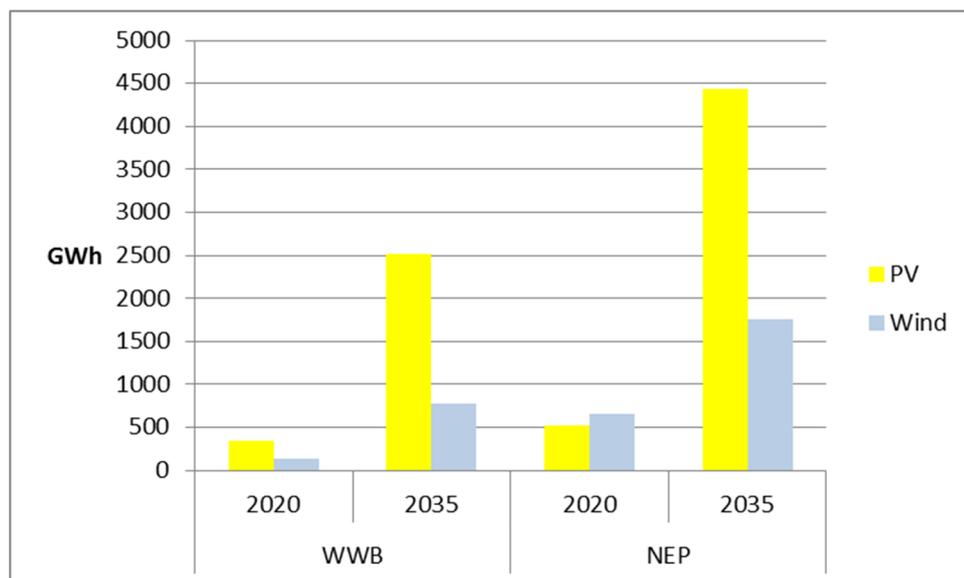


Abbildung 3-11: Stromerzeugung auf Basis von Photovoltaik und Wind in den EP-Szenarien

Quelle: DNV GL auf Basis der Energieperspektiven 2050

Neben der Entwicklung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien umfassen die Szenarien auch die konventionelle Erzeugung – u. a. dem bis 2035 geplanten Ausstieg aus der Kernenergie – und die Nachfrageentwicklung. Auf dieser Basis und einiger weiteren Annahmen³⁷ wurde in der BFE Speicherstudie (2013) eine Strommarktsimulation für den Schweizer Grosshandelsmarkt durchgeführt (zu Vorgehen und Annahmen vgl. Abschnitt 8.2, zu den Ergebnissen 9.3 ebd.). Wie schon zuvor erläutert, verwenden wir die prognostizierten Grosshandelspreise in Schritt 2. Abbildung 3-12 zeigt die zugehörigen Preisdauerkurven³⁸.

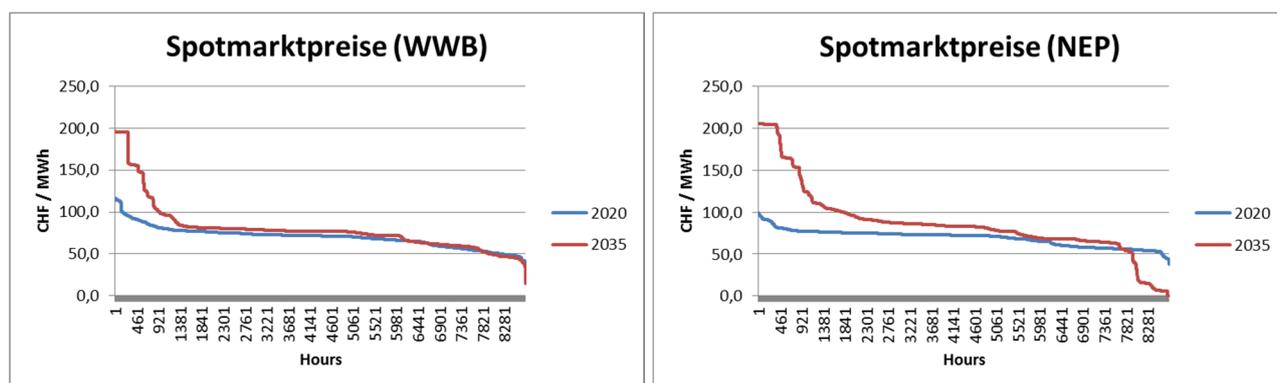


Abbildung 3-12: Prognostizierte Preisdauerkurven der Spotmarktpreise für die Schweiz

Quelle: DNV GL / BFE Speicherstudie (2013)

In Schritt 2 werden die verschiedenen, in Schritt 1 identifizierten, Netzkonfigurationen durch **exemplarische Rechnungen** abgebildet. Hierzu werden Grundkonfigurationen der Netze variiert; die Ergebnisse liefern ein detailreiches Bild der Modellnetze in Engpasssituationen. Wir stellen im Folgenden fünf exemplarische Berechnungen vor, die sich in Bezug auf die Stützjahre, die Szenarien (Systempreise) und weitere Parameter unterscheiden. Die genauen Unterschiede sind in Tabelle 3-4 aufgeführt. Diese und weitere exemplarische Rechnungen dienen sowohl der Erstellung der aggregierten Kosten-Nutzen-Analyse als auch dem genaueren Verständnis der Wirkung des Ampelmodells in den Verteilnetzen.

Tabelle 3-4: Annahmen für die exemplarischen Berechnungen

	I	II	III	IV	V
Szenariojahr	NEP 2035	NEP 2035	NEP 2020	WWB 2035	WWB 2035
Netzstruktur	ländlich	städtisch	ländlich	ländlich	städtisch
Kleinwasserkraft ³⁹	1	0	1	1	0
Elektrofahrzeuge ⁴⁰	0 %	2 %	0 %	8 %	7 %

³⁷ Es wurde das Wetterprofil von 2011 unterstellt und durch Skalierung angepasst, ebenso wurden Lastprofile aus demselben Jahr übernommen. Da der Schweizer Strommarkt eng mit den Nordwest-europäischen Strommärkten verbunden ist, wurden die Nachbarstrommärkte mit modelliert. Für sie wurden Szenario-Annahmen der EU Roadmap 2050 unterlegt: bei WWB wurde das „Reference Scenario“ unterstellt, bei NEP das Szenario „High Energy Efficiency“.

³⁸ Selbstverständlich verwenden wir die Werte für den Fall ohne Speicherausbau.

³⁹ Anzahl pro Niederspannungsnetzbereich

⁴⁰ In Prozent bezogen auf die Anzahl der Privatkunden in den analysierten Netzgebieten

Wärmepumpen ⁴⁰	75 %	0 %	65 %	85 %	0 %
DMS ⁴⁰	100 %	100 %	0 %	100 %	100 %

Quelle: DNV GL

3.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt stellen wir nun die Ergebnisse der Szenariorechnungen vor. Wir beginnen mit der **Monte-Carlo-Analyse**. Deren Ziel ist, wie in 3.1.2 beschrieben, die Ermittlung der Häufigkeit netzkritischer Zustände in den zukünftigen Schweizer Verteilnetzen auf Basis einer repräsentativen Variation möglicher Netzkonfigurationen. Anschliessend stellen wir die **exemplarischen Berechnungen** in den zuvor beschriebenen Modellnetzen vor. Neben der Grundlage für die Ableitung und Aggregation von Kosten und Nutzen in Schritt 3 liefern sie weitere wichtige Einsichten in die Funktionalität des Ampelmodells. Anschliessend werden zuerst die aggregierten **Kosten** der Varianten des Ampelmodells und der Benchmark-Fälle betrachtet, und als zweites die **Nutzen**. Abschliessend gehen wir auf die Veränderungen aus Sicht der verschiedenen **Akteure** ein.

3.3.1 Szenario-Ergebnisse: Monte-Carlo-Analyse

Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Analyse sind in Tabelle 3-5 und Abbildung 3-13 dargestellt⁴¹. Dabei nutzen wir in Bezug auf die Netze die folgenden Definitionen:

- **Grün:** Als grün bezeichnen wir Netzkonfigurationen, in denen gar keine netzkritischen Zustände auftreten, also keine Transformatorüberlastung oder Spannungsprobleme im Sinne unserer (vereinfachten) Modellierung in Schritt 1.
- **Gelb:** Als gelb werden Netzkonfigurationen bezeichnet, in denen Gelbzustände auftreten (also Zustände, in denen der Flexibilitätsmarkt die Netzprobleme lösen kann) mit seltenen Rotphasen (also Zustände, in denen ein Eingriff in das Marktgeschehen durch den VNB unvermeidlich ist). Nur bei Gelbzuständen in diesem Sinne gehen wir von einer Zweckmässigkeit des Ampelmodells aus (vgl. Diskussion in 3.1.1).
- **Rot:** Mit rot kennzeichnen wir Netzkonfigurationen, in denen häufige Rotphasen auftreten, so dass der VNB das Marktgeschehen entsprechend häufig durch Lastabwurf oder Abregelung von Einspeisung unterbrechen muss. Wir gehen davon aus, dass in solchen Fällen zumindest mittelfristig ein Netzausbau erfolgen muss.

Tabelle 3-5: Ergebnisse der Monte-Carlo-Analyse für WWB und NEP

WWB		NEP	
2020	2035	2020	2035

⁴¹ Die Identifizierung netzkritischer Zustände erfolgte wie in 3.1.2 beschrieben im Rahmen eines vereinfachten Modells von Niederspannungsnetzen. Bei der Einordnung netzkritischer Zustände in Gelb- und Rotzustände wurden Modellnetzrechnungen in Schritt 2 hinzugezogen.

	städt.	ländl.	städt.	ländl.	städt.	ländl.	städt.	ländl.
grün	100 %	100 %	100 %	54 %	100 %	100 %	33 %	28 %
gelb	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	67 %	0 %
rot	0 %	0 %	0 %	46 %	0 %	0 %	0 %	72 %

Quelle: DNV GL

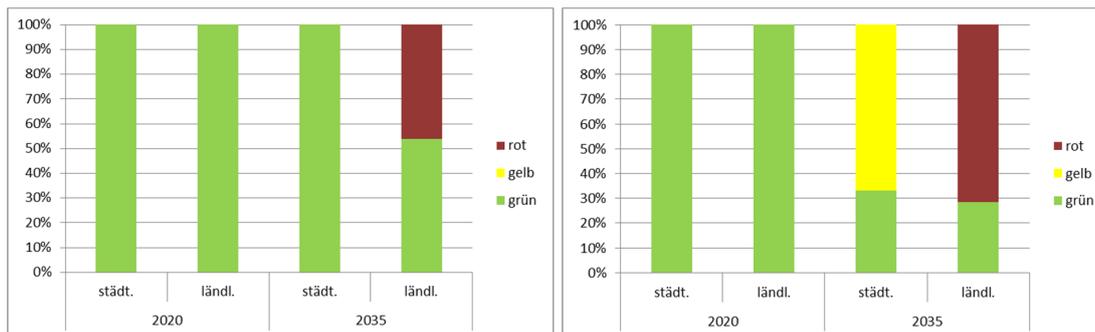


Abbildung 3-13: Verteilung Netzzustände gemäß Monte-Carlo-Analyse für WWB (links) und NEP (rechts)

Quelle: DNV GL

Ein Blick auf Abbildung 3-13 zeigt, dass netzkritische Zustände erst ab 2020 zu erwarten sind. Im Szenario WWB als auch in NEP sind in diesem Stützjahr alle Netzkonfigurationen grün, und zwar sowohl in städtischen als auch ländlichen Verteilnetzen. Für das Jahr 2035 ergibt sich für die beiden Szenarien ein unterschiedliches Bild:

- **WWB 2035:** Im Szenario WWB treten in städtischen Verteilnetzen keine netzkritischen Zustände auf. Hingegen treten in 46 % der ländlichen Verteilnetze rote Netzkonfigurationen auf.
- **NEP 2035:** In den städtischen Verteilnetzen des Szenarios NEP treten in 67 % der Netzkonfigurationen Gelbphasen auf, die verbleibenden Netzkonfigurationen sind grün. In den ländlichen Verteilnetzen sind 72 % der Netzkonfigurationen rot, die übrigen 28 % sind grün.

Die zwei ersten Schlussfolgerungen aus den Berechnungen lauten also, dass das Ampelmodell im Jahr 2020 nicht benötigt wird, und im Jahr 2035 die auftretenden Netzengpasssituationen in ländlichen Verteilnetzen nicht beheben kann. Die Ergebnisse der exemplarischen Berechnungen in den Modellnetzen beleuchten die technischen Gründe für diesen Befund.

3.3.2 Ergebnisse der exemplarischen Berechnungen

Für die in Abschnitt 3.2 definierten exemplarischen Fälle I-V werden mit der agentenbasierten Simulationsumgebung Zeitreihen für die jeweils ausgewählten Szenarien-Jahre 2020 und 2035 erzeugt. Die Übersicht der ausgewerteten Zeitreihen mit der Auftrittshäufigkeit von Ampelphasen ist in Tabelle 3-6 dargestellt. Dabei wird insbesondere die IKT-Ausstattung variiert. Die Anzahl der Ampelphasen entspricht dabei den Stunden innerhalb des simulierten Szenario-Jahres. Im Szenario-Jahr 2020

entstehen in den Netzen keine Probleme, da diese noch ausreichend Reserven für die Versorgungsaufgabe ausweisen. Zusätzlich wird für 2020 in den Annahmen für die Szenarien kein DMS-Potential unterstellt.

Tabelle 3-6: Ergebnisse der exemplarischen Berechnungen

Fall	I	II	III	IV	V
	NEP 2035, ländlich	NEP 2035, städtisch	NEP 2020 ländlich	WWB 2035 ländlich	WWB 2035 städtisch
Ampel Hoch (IKT-H)/(IKT-H SM)	Keine Ampelphasen	11 gelbe Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen
Ampel Mittel (IKT-M)	---	29 gelbe Ampelphasen	---	---	---
Ampel Niedrig (IKT-N)	---	645 Ampelphasen ~60 % Gelb ~40 % Rot	---	---	---
Netzausbau mit rONS ⁴²	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen
Netzausbau konventionell	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen
Ampel Hoch (IKT-H) Ohne DMS	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen	Keine Ampelphasen
Ampel Niedrig (IKT-N) höherer Marktanreiz	---	674 Ampelphasen ~25 % Gelb ~75 % Rot	---	---	---

Quelle: *ef.Ruhr*

In den Szenarien im Jahr 2035 entstehen Ampelphasen erst durch Reaktion der Lasten auf den Systempreis. Die Reaktion der Lasten auf die Marktpreisschwankungen ruft so kritische Netzsituationen hervor. Dies ist vor allem in städtischen Gebieten der Fall. Bedingt durch die hohen Einspeiseleistungen von EE-Anlagen und die damit verbundene geringe Marktpreissensitivität in den ländlichen Netzen können die kritischen Situationen mit dem Ampelkonzept nicht angemessen behoben werden, woraus dort ausschliesslich rote oder grüne Ampelphasen zu beobachten sind. Für eine angemessene Auflösung

⁴² Die Unterscheidung zwischen teilweise und vollständigem Ausbau mit konventionellen Netzbetriebsmitteln bzw. rONS ist für die exemplarischen Berechnungen ohne Belang. Beim teilweisen Ausbau werden annahmegemäss genau die von Netzengpässen betroffenen Niederspannungsstränge verstärkt.



der kritischen Situation ist eine selektive und korrektive Abregelung der Anlagen erforderlich. Hingegen ermöglicht das Ampelkonzept in städtischen Versorgungsgebieten durch eine Anpassung der Preisanreize eine Behebung der kritischen Netzsituationen. Der Vergleich der analysierten Varianten von Fall II zeigt, dass diese gelben und roten Ampelphasen durch das DMS hervorgerufen werden.

Die Variation der IKT-Durchdringung in den Szenarien verdeutlicht, dass ein geringer Ausstattungsgrad mit Messsensorik (IKT-Durchdringung niedrig) zu einer hohen Anzahl von Ampelphasen führt, bei denen sowohl gelbe (60 %) als auch rote Phasen (40 %) auftreten. Mit steigender IKT-Durchdringung reduziert sich die Anzahl der registrierten Ampelphasen signifikant, es treten nur noch wenige gelbe Ampelphasen in Zeitreihensimulation auf. Für einen Einsatz des Konzeptes ist daher aus technischer Sicht mindestens eine mittlere IKT-Durchdringung im Netzgebiet empfehlenswert.

Die Auftretshäufigkeit der gelben und roten Ampelphasen ist stark abhängig von der Volatilität der Systempreiszeitreihen. Während im Fall V mit der Systempreiszeitreihe WWB keine gelben Ampelphasen auftreten, obwohl die Rahmenbedingungen der Versorgungsaufgabe kritischer sind, treten die Ampelphasen bei Verwendung der Systempreiszeitreihe NEP in Fall II auf.

Weiterhin können höhere Marktanreize zu einer Verschlechterung, d. h. zu mehr Ampelphasen, führen. Die Lasten zeigen eine verstärkte Reaktion auf Marktpreisänderungen, wodurch grössere Veränderungen entstehen und zusätzliche rote Ampelphasen hervorgerufen werden können. Durch die hohen Marktanreize treten häufiger Situationen auf, in denen die komplette Einspeisung durch Unterschreiten der Erzeugungsgrenzkosten ausfällt. Daraus resultiert eine höhere Anzahl von kritischen Netzsituationen.

Der Netzausbaubedarf in der Nieder- und Mittelspannungsebene wird fast ausschliesslich durch Spannungsprobleme hervorgerufen. Alternativ zu innovativen Betriebskonzepten können diese sehr effizient durch rONS behoben werden. Der Einsatz von rONS entkoppelt die zur Verfügung stehenden Spannungsbänder der Nieder- und Mittelspannungsnetze und ermöglicht so in beiden Netzebenen eine grosszügigere Ausnutzung des normativ vorgeschriebenen einzuhaltenden Spannungsbandes.

3.3.3 Kosten

Die mit dem Einsatz des Ampelmodells (und seiner Benchmarks) verbundenen **Gesamtkosten** werden auf der Grundlage der Monte-Carlo-Analyse und der in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Kostenannahmen berechnet. Wie dort, unterscheiden wir dabei drei technische Optionen mit verschiedenen Ausprägungen:

1. Netzausbau konventionell (mit den Ausprägungen teilweise (T) und vollständig (V))
2. Netzausbau mit regelbaren Ortsnetzstationen (mit den Ausprägungen teilweise und vollständig)
3. Ampelmodell mit den Ausprägungen niedriger, mittlerer und hoher IKT (IKT-N, IKT-M und IKT-H) sowie mit der Smart Meter-Variante (IKT-H-SM).

Aufgrund der Ergebnisse der Monte-Carlo-Analyse wissen wir, dass im Stützjahr 2020 in beiden betrachteten Szenarien, WWB und NEP, nur grüne Netzkonfigurationen vorkommen (vgl. Tabelle 3-5: Ergebnisse der Monte-Carlo-Analyse). Ein möglicher Bedarf für ein Ampelmodell bzw. einen Netzausbau ergibt sich demnach erst nach 2020.

Die kumulierten Ausbaukosten (Investitionskosten) für den Zeitraum von 2020 bis 2035 zeigen wir in Abbildung 3-14 für das Szenario WWB und in Abbildung 3-15 für das Szenario NEP. Da gemäss unserer Ergebnisse in Tabelle 3-5 unter WWB in städtischen Verteilnetzen auch 2035 keine Netzprobleme auftreten, weisen wir auch keine Investitionskosten aus. In ländlichen Verteilnetzen kommt es in etwas

weniger als der Hälfte der Netzkonfigurationen zu häufigen Rotphasen. Abbildung 3-14 zeigt die notwendigen Investitionskosten in Form von konventionellem Netzausbau und Ausbau von regelbaren Ortsnetzstationen; das Ampelmodell entfällt, da es die Engpasssituationen nicht auflösen kann (in den Modellrechnungen in 3.3.2 hatten wir festgestellt, dass nur Grün- und Rotphasen realisiert werden). Man erkennt, dass der konventionelle Netzausbau etwas günstiger ausfällt als der Ausbau mit regelbaren Ortsnetzstationen. Ersterer kostet 101 mCHF, letzterer 91 mCHF. Dabei wurden im Hinblick auf die Rollout-Annahmen nur diejenigen Netze betrachtet, in denen nicht ohnehin schon regelbare Ortsnetzstationen aufgebaut wurden.

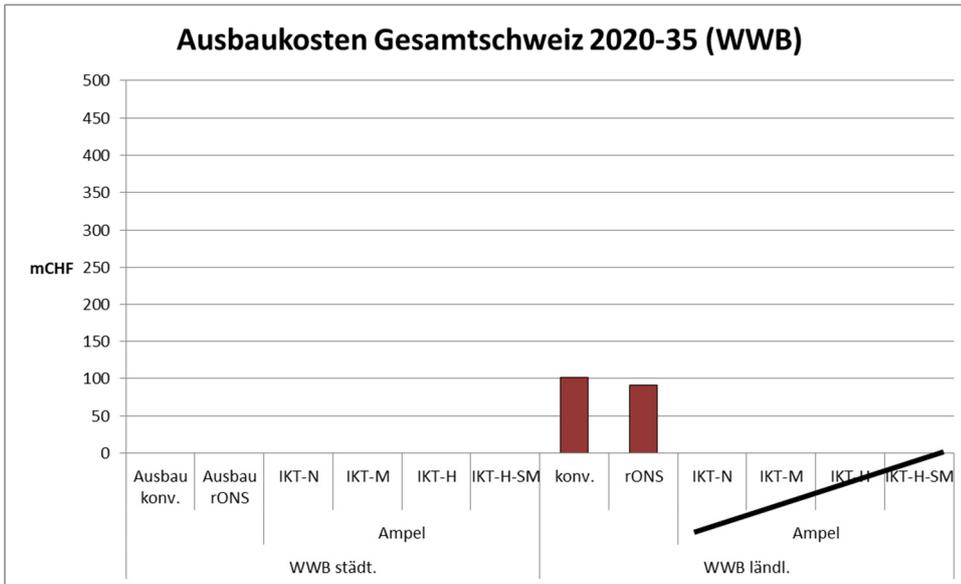


Abbildung 3-14: Kumulierte Investitionskosten unter WWB für 2020-2035

Quelle: DNV GL

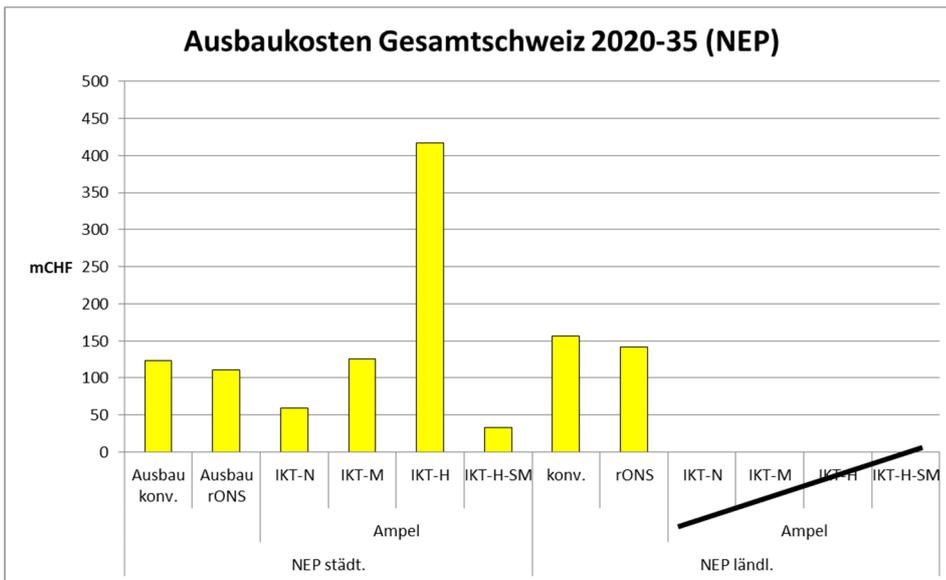


Abbildung 3-15: Kumulierte Investitionskosten unter NEP für 2020-2035

Quelle: DNV GL

Für die ländlichen Verteilnetze gilt im Szenario NEP derselbe Befund wie im Szenario WWB. Das Ampelmodell kann die häufig auftretenden Rotphasen nicht bewältigen. Im Falle der städtischen Verteilnetze des Szenarios NEP ergibt sich hingegen ein anderes Bild als unter WWB. Hier treten laut Tabelle 3-5 in zahlreichen Fällen Gelbphasen auf. Abbildung 3-15 zeigt, dass die kumulierten Investitionskosten für das Ampelmodell mit hoher IKT-Ausstattung (Ampel IKT-H) mit 417 mCHF deutlich höher ausfallen als die der Netzausbau-Varianten⁴³; aber auch als das Ampelmodell mit mittlerer Sensorik (Ampel IKT-M) mit 126 mCHF. Deutlich niedriger fallen hingegen die kumulierten Investitionskosten für das Ampelmodell unter der Verwendung leistungsstarker Smart Meter aus. Mit 34 mCHF liegen sie unter den Kosten für den konventionellen Netzausbau mit 123 mCHF und den Ausbaukosten mit regelbaren Ortsnetzstationen mit 111 mCHF. Sehr niedrig fallen mit 60 mCHF auch die Kosten für das Ampelmodell mit niedriger Sensorik aus. Jedoch genügt deren Sensorik nicht, um Rotphasen in angemessener Masse zu verhindern (vgl. 3.3.2 sowie Abbildung 3-17 im nächsten Unterabschnitt). Die Investitionskosten für den Netzausbau in den ländlichen Verteilnetzen können wie zuvor nicht mit einem Ampelmodell verglichen werden, da sich hier die Rotphasen häufen. Mit 128 bis 428 mCHF fallen sie jedoch deutlich teurer aus als im Szenario WWB für 2035, was die grösseren Netzprobleme widerspiegelt.

Die Investitionskosten alleine ergeben kein vollständiges Bild der durch den Einsatz der drei technischen Optionen entstehenden Gesamtkosten. Wir gehen deshalb genauer auf die weiteren Kosten ein, allerdings nur für die städtischen Verteilnetze unter dem Szenario NEP für das Jahr 2035, denn nur hier treten gemäss unserer Ergebnisse Gelbphasen auf.

Abbildung 3-16 zeigt die jährlichen Kosten, d. h. Kapital- und operative Kosten (CAPEX und OPEX) und die Kosten für die Kontrahierung von Flexibilitäten und die Kontrahierung von Regelleistung durch den VNB, für die Benchmark-Varianten sowie die Varianten des Ampelmodells. Die OPEX umfassen dabei die Aufwendungen für den Betrieb der IKT. Es zeigt sich, dass die Kosten für die Kontraktion der Flexibilitäten und der Regelleistung verschwindend gering ausfallen, da die Gelbphasen extrem selten auftreten⁴⁴. In der Abbildung sind ebenfalls die Benchmark-Varianten für den teilweisen Ausbau (konventionell und rONS) enthalten; es zeigt sich, dass im Mittel 52 % der Niederspannungsstränge des Modellnetzes Engpasssituationen aufweisen.

Die Abbildung zeigt, dass die Implementierung einer Ampel mit hoher Sensorik (IKT-H) mit knapp - 120 mCHF jährlichen Kosten fast drei Mal so teuer ist wie die nächst-teure Option, dem Ampelmodell mit mittlerer Sensorik mit 42 mCHF jährlichen Kosten. Die Ampelvariante auf Basis der Smart Meter kostet mit rund 20 mCHF etwa gleich viel wie der Ausbau mit regelbaren Ortsnetzstationen, wogegen der konventionelle Ausbau mit 11 mCHF deutlich günstiger ausfällt. Wie schon zuvor ausgeführt, hängt das Ergebnis in Bezug auf den Vergleich von konventionellem Ausbau und Ausbau mit rONS stark von der gewählten Netztopologie ab, wohingegen das Ampelmodell –das ja auf Datenerfassung aufbaut- hiervon kaum abhängig ist. Insofern sollte man dem Binnenvergleich zwischen den Netzausbauvarianten keine zu große Bedeutung beimessen.

⁴³ Zu beachten ist die in 3.1 beschriebene Annahme: in der Hälfte der betroffenen Verteilnetze sind rONS installiert, so dass die Probleme entfallen.

⁴⁴ Wie wir in Tabelle 3-7: Vergleich von Flexibilitätsmarkt- und Systempreis für gelbe Netzkonfigurationen in städtischen Verteilnetzen (NEP 2035) zeigen, ist die durchschnittliche Abweichung des Flexibilitätsmarktpreises im Bereich von 0,05 %. Hochgerechnet auf die in kritischen Netzen auftretenden Gelbphasen errechnet sich ein monetäres Kaufvolumen von weniger als 1 mCHF. Die Kosten der Regelleistung liegen noch darunter: physikalisch gesehen entsprechen abgerufene Regelleistung und Flexibilität einander (mit umgekehrten Vorzeichen), der durchschnittliche Preis für (positive und negative) Regelleistung ist jedoch deutlich geringer als der errechnete Flexibilitätspreis.

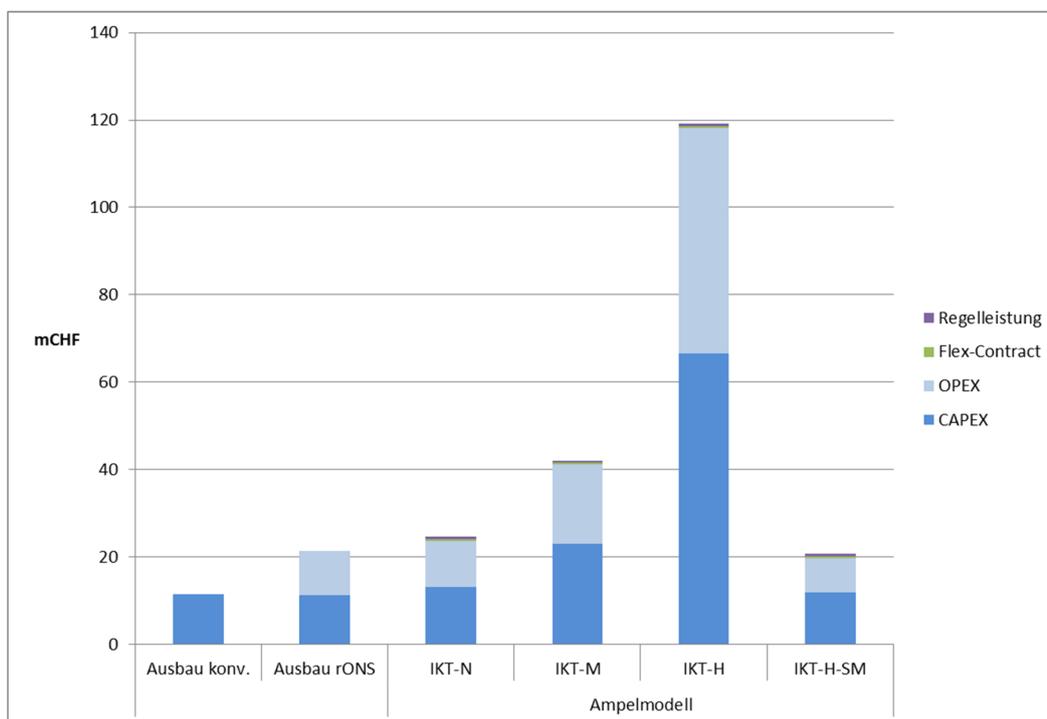


Abbildung 3-16: Annualisierte Gesamtkosten für städtische Verteilnetze unter NEP in 2035

Quelle: DNV GL

Die Gründe für das abweichende Bild der Kosten des Ampelmodells, vor allem der Variante IKT-M, im Vergleich zu der Betrachtung der Investitionskosten in Abbildung 3-15 lauten wie folgt:

- Die Abschreibungsfristen von rONS und konventionellen Netzbetriebsmitteln fallen deutlich länger aus als die der IKT-Komponenten des Ampelmodells.
- Im Falle des konventionellen Netzausbaus rechnen wir keine operativen Kosten an⁴⁵.

In der Bilanz können wir festhalten, dass das Ampelmodell deutlich höhere Kosten verursacht als der konventionelle Netzausbau.

3.3.4 Nutzen

In diesem Abschnitt gehen wir auf den Nutzen aus dem Einsatz eines Ampelmodells ein. Die bisher vorgestellten Ergebnisse lassen an dieser Stelle bereits die folgenden Schlüsse zu:

- Das Ampelmodell kann – unabhängig von der jeweiligen technischen Ausprägung – in ländlichen Verteilnetzen keinen Nutzen stiften; dies gilt sowohl unter Szenario WWB als auch NEP. Der Grund liegt, wie im Unterabschnitt 3.3.2 zu den exemplarischen Berechnungen erläutert, in der Struktur der dortigen Netzengpässe. Die wenig flexible dezentrale Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (bei mangelnder entsprechender Last) führt zu häufigen Rotphasen, in denen die Aktivierung eines Flexibilitätsmarkts keine Auflösung der Netzengpassprobleme bewirken kann.

⁴⁵ Vgl. die ausführliche Begründung in 3.2.4.

- 
- Für den Zeitraum 2010-2020 gibt es – unter Annahme der Gültigkeit der Energieperspektiven 2050 – keinen Ausbaubedarf in den Verteilnetzen; unsere Berechnungen zeigen fortgesetzte Grünphasen und damit in beiden Szenarien keinen direkten Nutzen des Ampelmodells.
 - Im Szenario WWB gibt es 2035 in städtischen Netzen keine Netzengpasssituationen, so dass auch hier kein Bedarf an einem Ampelmodell besteht.

Aus diesen Vorbetrachtungen folgt, dass eine detailliertere Nutzenbetrachtung auf das städtisches Netz unter NEP 2035 fokussieren muss. Die weitere Diskussion bezieht sich allein auf diesen Fall. Entsprechend der Vorüberlegungen in Abschnitt 3.1.1 sowie den Ergebnissen der exemplarischen Berechnungen (vgl.3.3.2) kann man die folgenden Nutzenkategorien unterscheiden:

- Die **direkten Nutzen** des Ampelmodells bestehen aus
 - der starken Begrenzung von Rotphasen, in denen der Marktbetrieb unterbrochen wird, mit entsprechenden negativen Folgen für betroffene Ein- und Ausspeiser sowie
 - der Auflösung von Situationen mit begrenzten lokalen Netzengpässen (Gelbphasen) mit einer effizienten marktlichen Bewertung lokaler Flexibilitäten.
- Darüber hinaus bestehen **indirekte Nutzen** des Ampelmodells aus
 - der Anreizung lokaler Flexibilität, mit möglichem Zusatznutzen während Grünphasen (z. B. der Verbesserung der Marktsituation von Speichern, Erhöhung der Fahrplanteue und Reduktion des SDL Bedarfs) sowie
 - der IKT des Ampelmodells, welche die Netzerfassung und Steuerung durch VNB verbessert und damit allgemein der Stabilisierung des Netzbetriebes dient.

Die Netzstabilisierung wird auch durch den Ausbau mit konventionellen Netzbetriebsmitteln und rONS erreicht. Zur Quantifizierung der Nutzen zeigen wir zuerst die abgeleiteten Netzengpasssituationen unter den verschiedenen technischen Varianten des Ampelmodells. In Abbildung 3-17 werden diese in Prozent an den Stunden eines Jahres ausgedrückt. Die Angaben beziehen sich dabei nicht auf sämtliche städtischen Netze sondern nur auf diejenigen, in denen Engpasssituationen festgestellt wurden (vgl. Abbildung 3-13). Dies entspricht auch der Kostensystematik – das Ampelmodell wird annahmegemäss nur dort installiert, wo die Notwendigkeit besteht (dasselbe gilt für die Benchmark-Varianten).

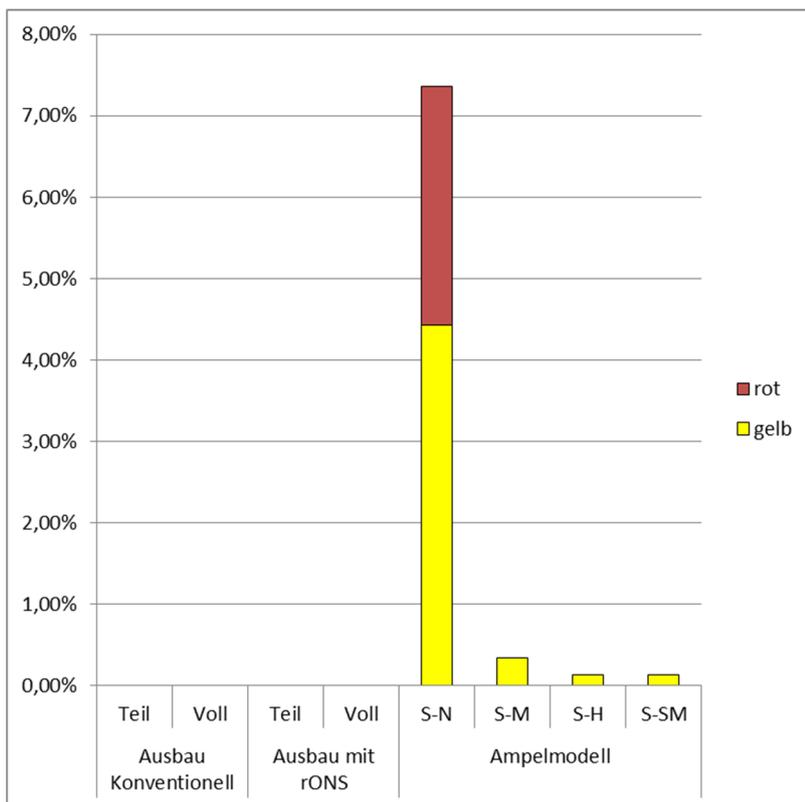


Abbildung 3-17: Prozentualer Anteil von Gelb- & Rotphasen in den Netzen mit Engpassproblemen (städt. Modellnetze NEP 2035)

Quelle: DVN GL

Aus Abbildung 3-17 kann man folgende Erkenntnisse ableiten:

- In den Benchmark-Fällen, dem Netzausbau konventionell und mit rONS, treten keine Netzengpasssituationen auf, da keine Preissensitivität der Lasten angenommen werden muss.
- Im Falle des Ampelmodells mit niedriger Sensorik (IKT-N) treten neben den Gelbphasen auch gehäuft (2,95 % der Fälle) Rotphasen auf. Dies ist aus unserer Sicht ein kritischer Wert, der den Einsatz dieses Ampelmodells in Frage stellt.
- Bei der Ampel mit mittlerer Sensorik (IKT-M) treten keine Rotphasen auf, Gelbphasen in 0,33 % der Stunden eines Jahres. In diesen wird annahmegemäss der Flexibilitätsmarkt aktiviert, der zu einer effizienten, marktbasieren Auflösung der Engpasssituation führt.
- In den beiden Fällen einer Ampel mit hoher Sensorik (IKT-H und S-SM) gibt es ebenfalls keine Rotphasen; die Gelbphasen sind auf 0,13 % der Stunden eines Jahres beschränkt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass gemäss unserer Simulationsrechnung die Aufrechterhaltung eines marktlichen Ablaufes der Stromversorgung in den Fällen des Ampelmodells – Varianten IKT-M, IKT-H und S-SM – wie auch in den Benchmark-Fällen gesichert ist. Der Flexibilitätsmarkt wird in diesen Ampelmodellvarianten selten aktiviert (in deutlich unter 1 % der Stunden eines Jahres).

Für die ökonomische Bewertung der Nutzen spielt neben der Häufigkeit von Gelbphasen auch die Preisbildung im Flexibilitätsmarkt eine Rolle. Durch den vom Systempreis abweichenden Preis werden Anreize für den Einsatz flexibler Technologien gesetzt, wie man anhand der, auf Preisberechnungen im Fall der Simulation I beruhenden, Abbildung 3-18 erkennen kann. Der gegenüber dem Systempreis

erhöhte Flexibilitätmarktpreis setzt z. B. Anreize zum Lastabwurf durch Demand Response-Technologien, die hierfür deutlich höhere Erlöse erzielen können als im Systemmarkt.

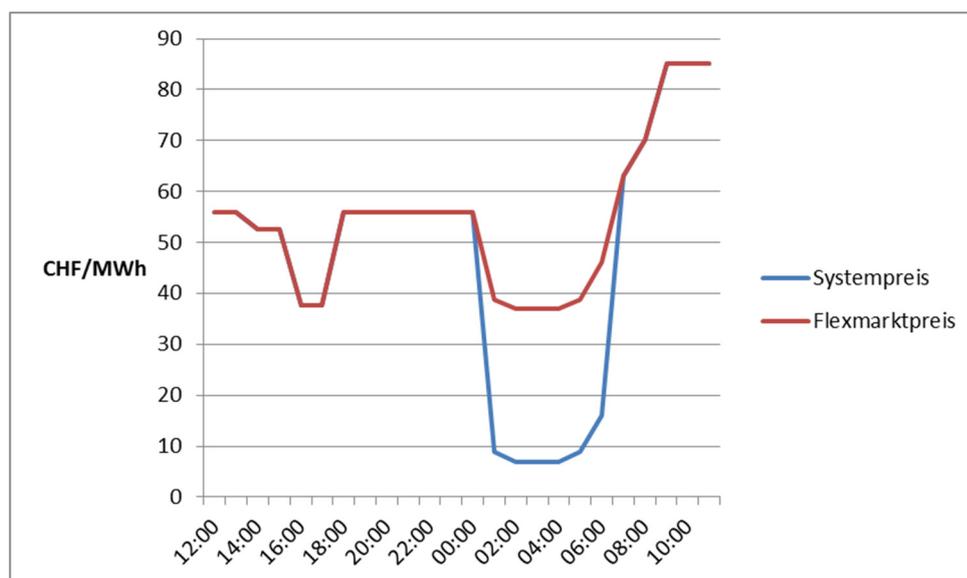


Abbildung 3-18: System- und Flexibilitätsmarktpreis während eines ausgewählten Tages aus Fall I

Quelle: *ef.Ruhr*

Tabelle 3-7 zeigt einen systematischen Vergleich von Flexibilitätsmarkt- und Systempreis für die gelben Netzkonfigurationen in städtischen Verteilnetzen des Szenarios NEP im Stützjahr 2035. Dabei beziehen sich die Prozentzahlen auf den durchschnittlichen Systempreis. Wir weisen die maximale und minimale Preisabweichung des Flexibilitätsmarktpreises und des Systempreises sowie die durchschnittliche Preisabweichung in Bezug auf diese Grösse aus.

Tabelle 3-7: Vergleich von Flexibilitätsmarkt- und Systempreis für gelbe Netzkonfigurationen in städtischen Verteilnetzen (NEP 2035)⁴⁶

Flexibilitätsmarktpreis ggü. Systempreis	IKT-N	IKT-M	IKT-H
maximale Preisabweichung	37,87 %	37,87 %	37,87 %
minimale Preisabweichung	-37,87 %	-37,87 %	-37,87 %
durchschnittliche absolute Preisabweichung	1,49 %	0,05 %	0,05 %
Anteil positiver Preisabweichung	25,79 %	90,91 %	90,91 %

Quelle: *DNV GL*

Man erkennt, dass es in den drei betrachteten Varianten IKT-N, IKT-M und IKT-H zu Abweichungen nach unten und oben kommen kann, die mit knapp 40 % durchaus Bedeutung für die Erlösmöglichkeiten von Flexibilitäten ausmachen. Eine relative Betrachtung zeigt, dass der Flexibilitätspreis in derartigen

⁴⁶ Die Prozent-Werte beziehen sich auf den durchschnittlichen Systempreis.

Situationen dann ein Mehrfaches des Systempreises oder einen Bruchteil beträgt; die hohen relativen Abweichungen kommen durch sehr niedrigen Systempreisen oder sehr niedrigen Flexibilitätsmarktpreisen (jeweils nahe Null) zustande, etwa bei hoher Solareinspeisung. Im Falle von IKT-N überwiegen allerdings die Abweichungen nach unten (mit 74 %), in den Varianten IKT-M und IKT-H hingegen die nach oben (sehr deutlich mit 91 %).

Der Blick auf die durchschnittliche absolute Preisabweichung relativiert den Befund erheblich: in den beiden relevanten Varianten IKT-M und IKT-H beträgt diese 0,05 %, im Falle von IKT-N liegt sie bei knapp 1,5%.

Da die Variante IKT-N aufgrund der Häufung von Rotphasen nicht in Betracht kommt können wir folgern, dass das Ampelmodell (bezogen auf die Varianten IKT-M und IKT-H) nur einen sehr geringen ökonomischen Nutzen für die Flexibilitäten stiftet. Der Flexibilitätsmarkt wird so selten aktiviert, dass er trotz deutlicher Preisabweichung bei Aktivierung kaum Auswirkungen auf die Erlössituation der aktivierten Technologien entfalten kann. Eine Aggregation – die der Aggregation der Kosten des VNB durch die Aktivierung des Flexibilitätsmarktes entsprechen – zeigt, dass die Erlöse im Flexibilitätsmarkt in den städtischen Verteilnetzen unter NEP 2035 1 mCHF unterschreitet. Damit ist der ökonomische Nutzen des Ampelmodells (d. h. der Nutzen über die Netzstabilisierung hinaus) vernachlässigbar. Zusätzliche Investitionsanreize in Flexibilität, die zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiestrategie 2050 benötigt werden, können so nicht entstehen.

Ein Beispiel kann diesen Befund weiter verdeutlichen: Wir betrachten eine 100 kW Demand Response-Anlage, z. B. ein grösseres Kühlhaus. Sie kann im Flexibilitätsmarkt einen Zusatzerlös erwirtschaften, wenn sie ihre Abschaltung in Gelbphasen verkauft, um so das Verteilnetz zu entlasten. Bezogen auf die Situation in den betrachteten städtischen Verteilnetzen im Szenario NEP 2035 (und den ermittelten Preiszeitreihen) kann sie unter der Ampelvariante IKT-M jährlich 231 CHF und in der Variante IKT-H 81 CHF Erlösen – ein vernachlässigbarer Anreiz für eine Investition⁴⁷ dieser Grössenordnung.

3.3.5 Auswirkung für die Akteure

In diesem Unterabschnitt gehen wir auf die Auswirkungen des Ampelmodells auf die verschiedenen Akteure im Strommarkt genauer ein. Darunter verstehen wir Konsumenten, die Betreiber von Anlagen auf Basis neuer erneuerbarer Energien (NEE), Demand Side Management Anbieter, Prosumer und den Verteilnetzbetreiber.

Zunächst ist festzuhalten, dass alle Akteure von einer Stabilisierung des Netzes profitieren, die aber auch durch Netzausbaumassnahmen gewährleistet werden⁴⁸. Darüber hinaus gibt es weitere Veränderungen, die jedoch – wie der allgemeine Nutzen des Ampelmodells – sehr begrenzt sind. Wie zuvor beziehen sich die Ausführungen hier nur auf das Szenario NEP im Stützjahr 2035; in den anderen Szenarien wird das Ampelmodell nicht benötigt bzw. kann es die Netzengpasssituationen nicht beseitigen.

⁴⁷ Diese kann sich natürlich durch eine Vermarktung im Systemmarkt trotzdem rentieren.

⁴⁸ Ein stabiler Netzbetrieb ist auch eine gesetzliche Anforderung an VNB und ÜNB; in den potenziell von Netzengpässen betroffenen Verteilnetzen entsteht in diesem Sinne Handlungsbedarf, so dass hier eine der alternativen Maßnahmen gewählt werden muss.

Tabelle 3-8: Übersicht über Kosten und Nutzen einzelner Akteure

Akteur	Nachteil	Vorteil
Konsument	<ul style="list-style-type: none">• Trägt Kosten des Ampelmodells über Netzentgelte• Seltene Einschränkung des Konsums (während Rotphase)	Kosten können in bestimmten Netzkonfigurationen kleiner ausfallen, als für konventionelle Lösungen
NEE-Anlage	<ul style="list-style-type: none">• Seltene Abregelung (während Rotphase)	
DMS		<ul style="list-style-type: none">• Profitiert von zusätzlichem Markt
Prosumer	<ul style="list-style-type: none">• Trägt Kosten des Ampelmodells über Netzentgelte	<ul style="list-style-type: none">• Flexible Prosumer profitieren vom Flexmarkt
VNB	<ul style="list-style-type: none">• zusätzliche Aufgabe	<ul style="list-style-type: none">• Datenflüsse durch Ampel-IKT verbessert

Quelle: DNV GL

Tabelle 3-8 führt die Vor- und Nachteile des Ampelmodells für die verschiedenen Akteure auf:

- Konsumenten (damit sind hier inflexible Konsumenten gemeint) müssen die Kosten für das Ampelmodell in Form von Netzentgelten tragen. Wie die Ausführungen im vorherigen Abschnitt zeigen, liegen diese tendenziell über denen der Alternativlösungen (vgl. Abbildung 3-15 und Abbildung 3-16). Es kann zu Einschränkungen des Konsums während Rotphasen kommen, doch diese sind sehr selten zu erwarten (vgl. Abbildung 3-17).
- Die überwiegend inflexiblen Einspeiser mit NEE-Anlagen (damit sind v. a. Solaranlagen gemeint) haben ebenfalls keinen direkten Vorteil durch das Ampelmodell.
- Die Betreiber von DMS-Anlagen hingegen erhalten durch den Flexibilitätsmarkt einen zusätzlichen Erlös; die Investitionsanreize verbessern sich also unter dem Ampelmodell. Dieser Effekt ist gemäss unserer Berechnungen sehr gering (vgl. Tabelle 3-7: Vergleich von Flexibilitätsmarkt- und Systempreis für gelbe Netzkonfigurationen in städtischen Verteilnetzen (NEP 2035)).
- Flexible Prosumer können prinzipiell ebenso wie Betreiber von DMS-Anlagen vom Flexibilitätsmarkt profitieren, wenn sie je nach Preislage zwischen Eigenverbrauch und Stromverkauf wechseln. Wie zuvor fällt der Effekt jedoch kaum ins Gewicht.
- Der Verteilnetzbetreiber erhält durch den Betrieb des Ampelmodells unter Umständen eine neue Aufgabe (vgl. die Diskussion in Abschnitt 2.4), die des Betreibers eines lokalen bzw. regionalen Kapazitätsmarktes. Die Erfassung von Daten zu den Netzzuständen, welche die Sensorik des Ampelmodells ermöglicht, ist zweifelsohne ein Vorteil. Ob er die hohen Investitionskosten, die hiermit verbunden sind, rechtfertigen kann, ist eine offene Frage, die wir im Rahmen dieses Gutachtens nicht beantworten können.

Noch einmal soll abschliessend hervorgehoben werden, dass der hier vorgenommene Ausweis von Vor- und Nachteilen ein grundsätzlicher ist. Vom Umfang her fallen die betrachteten Grössen in dem untersuchten Jahr 2035 des Szenarios 2035 kaum ins Gewicht.

3.3.6 Sensitivitäten

Die Erkenntnisse aus der exemplarischen Zeitreihenanalyse werden genutzt, um einflussreiche Sensitivitäten für die folgenden Rechnungen zu definieren. Die dort getroffenen Annahmen sind im Anhang in Tabelle 0-1 zusammenfassend dargestellt.

Fall V beinhaltet die Reaktion der preissensitiven Lasten auf einen Systempreisanreiz der Preiszeitreihe WWB. Da diese Preiszeitreihe eine geringe Volatilität aufweist und daher die Lastreaktion gering ausfällt, entstehen auch bei hoher Lastdichte keine Netzengpässe durch eine Systempreisreaktion der Lasten.

Wie im Rahmen der Basisuntersuchung für Fall II beschrieben, treten durch die volatilen Systempreise des Szenarios NEP Netzengpässe in der Zeitreihenanalyse auf Tabelle 0-2 (ebenfalls im Anhang). Wird eine niedrige Lastdichte in Szenario II zugrunde gelegt, treten keine Netzengpässe durch eine Systempreisreaktion der Lasten auf. Bei einer höheren Lastdichte und hoher IKT-Durchdringung entstehen kritische Netzsituationen in 30 Zeitschritten für dieses Szenario. Dieser Effekt tritt auf, da eine höhere Anzahl von Verbrauchern auf die Marktsignale reagiert. In sechs Zeitschritten der Zeitreihensimulation kann eine kritische Netzsituation dabei nicht durch einen Marktanreiz des Ampelkonzeptes behoben werden. Wird für das Szenario II eine mittlere IKT-Durchdringung bei Anwendung des Ampelkonzeptes angenommen, erhöht sich die Anzahl der kritischen Netzsituationen in der Zeitreihensimulation auf 61 Zeitschritte. Bei diesem IKT-Durchdringungsgrad kann der Marktanreiz des Ampelkonzeptes die kritische Netzsituation in zehn Zeitschritten der Simulation nicht beheben.

Findet keine Reaktion der Lasten auf ein Systempreissignal statt, treten in allen untersuchten Szenarien der Lastsensitivität keine Netzengpässe auf.

Weiterhin wird für alle Szenarien des Jahres 2035 die Sensitivität auf eine geänderte Marktpreiskurve untersucht. Die Systempreiszeitreihen der Szenarien WWB und NEP werden dazu mit 60 % bzw. 80 % skaliert. Das Verbraucherverhalten passt sich an die neuen Marktbedingungen an.

Die Untersuchungen unter den beschriebenen Rahmenbedingungen zeigen, dass eine Skalierung des Systempreises die Ergebnisse nicht beeinflusst (s. Tabelle 0-2). Für die Varianten der Szenarien I, IV, und V treten auch bei einem geänderten Systempreis keine kritischen Netzsituationen und damit keine Ampelphasen auf. Bei einer Skalierung der Systempreiszeitreihe in Szenario II tritt eine kritische Netzsituation in elf Zeitschritten der Simulation auf.

Da sich das Prosumerverhalten den geänderten Rahmenbedingungen anpasst („Substitution Effect“) hat eine kontinuierliche Skalierung des Systempreises keinen Einfluss auf die Häufigkeit von Ampelphasen.

Aus den analysierten Sensitivitäten folgt, dass die Lastdichte sowie die Anzahl der am DMS beteiligten Anschlussnehmer einen grossen Einfluss auf die Anzahl der Ampelphasen haben. Eine reine Skalierung der Preiszeitreihen hingegen hat keinen Einfluss, da die Anbieter von Flexibilität sich mit ihrem Verhalten an das durchschnittliche Niveau der Preise anpassen.

3.4 Zusammenfassung der quantitativen Ergebnisse

Die Untersuchungsergebnisse dieser Studie zeigen, dass eine Netzampel mit lokalen Marktanreizen nur für wenige Netzkonfigurationen zielführend ist. Bei Annahme der Systempreiszeitreihe WWB treten solche Situationen gar nicht und bei Annahme der Systempreiszeitreihe NEP nur vereinzelt in städtischen Regionen auf.

In ländlichen und somit einspeisegeprägten Regionen ist vor allem eine Verringerung der Einspeiseleistung dezentraler EE-Anlagen zur Behebung von Netzengpässen erforderlich, da das DMS-Potential nicht ausreichend ist, um die erhöhte Einspeiseleistung auszugleichen. Zusätzlich weisen EE-Anlagen in der Regel Grenzkosten von etwa 0 €/MWh auf⁴⁹, daher lässt sich das gewünschte Verhalten nicht durch Marktsignale erzeugen. In Zeitschritten mit negativen Systempreisen würden alle Anlagen auf eine Netzeinspeisung verzichten und in Zeitschritten mit positiven Systempreisen alle Anlagen mit der Nennleistung einspeisen. Der im Ampelmodell enthaltene Flexibilitätsmarkt kann also die Netzengpasssituationen nicht auflösen. In diesen ländlichen Regionen ist ein marktpreisunabhängiges Einspeisemanagement der Anlagen zur Vermeidung einspeisebedingter Netzausbaumassnahmen zielführender. Hierzu kann entweder die Einspeiseleistung aller Anlagen reduziert werden, indem beispielsweise bei PV-Anlagen die Nennleistung des Umrichters niedriger ausgelegt wird als die Spitzenleistung der PV-Module. In diesem Fall ist weder eine IKT-Anbindung noch eine Netzzustandsschätzung erforderlich, allerdings wird hierbei oftmals Leistung zu Zeitpunkten aberegelt, in denen kein Netzengpass vorliegt. Die Alternative ist ein gezieltes Einspeisemanagement einzelner Anlagen an kritischen Punkten im Netz. Zur Wahrung der Diskriminierungsfreiheit sind diese Anlagen finanziell zu entschädigen. In diesem Fall sind eine Netzzustandsschätzung und eine IKT-Anbindung der abzuregelnden Anlagen erforderlich.

⁴⁹ Wie schon einleitend erwähnt, gehen wir davon aus, dass die NEE in dem betrachteten Zeitraum durch ein Marktprämiensystem in den Strommarkt integriert sind. Dies umfasst nach europäischem Standard die Vorgabe, dass negativ bepreister Strom nicht gefördert wird (vgl. z. B. die EU Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020, 2014/C 200/01, Art. 3.3.2.1)

In städtischen und somit vorwiegend lastgeprägten Regionen kann die Einführung eines Ampelmodells in einigen Gebieten Netzengpässe beheben, die durch unkontrollierte Marktaktivitäten verursacht werden. Hierzu ist allerdings eine hohe Durchdringung mit flexiblen Prosumern, wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Heimspeichern erforderlich. Dies wird auch durch die Sensitivitätsrechnungen dieser Studie bestätigt. Darüber hinaus ist das Auftreten dieser Art von Engpässen stark von der Volatilität der Marktpreise abhängig, jedoch nicht vom durchschnittlichen Marktpreisniveau. Im Zeitraum 2010 bis 2020 ist sowohl im Szenario WWB als auch im Szenario NEP kein Netzausbau in städtischen Regionen zu erwarten. Erst im darauffolgenden Zeitraum bis zum Jahr 2035 sind im Szenario NEP bei etwa zwei Drittel der betrachteten städtischen Regionen selten auftretende Netzengpässe zu erwarten. Hier stellt das Ampelmodell eine Alternative zum konventionellen Netzausbau, bzw. dem Einsatz von rONS dar. Die Sensitivitätsbetrachtungen haben jedoch gezeigt, dass der Einsatz von rONS mehr betriebliche Freiheitsgrade in Bezug auf die Spannungshaltung bietet. Bei Einführung eines Ampelkonzeptes in städtischen Regionen ist für die Netzzustandsschätzung aus technischer Sicht mindestens eine mittlere Durchdringung mit IKT und Sensorik erforderlich. Je höher der IKT-Durchdringungsgrad gewählt wird, desto effizienter kann das Netz genutzt werden, da geringere Betriebsreserven erforderlich sind.

Dennoch kann die für das Ampelmodell erforderliche IKT-Ausstattung der Netze einen zusätzlichen Nutzen für die Netzbetriebsführung beinhalten. Die IKT-Ausstattung ermöglicht eine grundsätzlich bessere Netzzustandserfassung durch den VNB und damit eine bessere Zustandsbewertung und Steuerung von Flexibilitäten. Die erforderlichen vorzuhaltenden Netzbetriebsreserven können dadurch besser ausgenutzt werden.

Oftmals gibt es Regionen mit einer Mischung aus einspeise- und lastgeprägten Netzabschnitten. In diesen Regionen wären separate Marktsignale in unterschiedlichen Netzabschnitten erforderlich, um eine Engpassbehebung zu erreichen. Die folgende Abbildung 3-19 zeigt diesen Effekt exemplarisch.

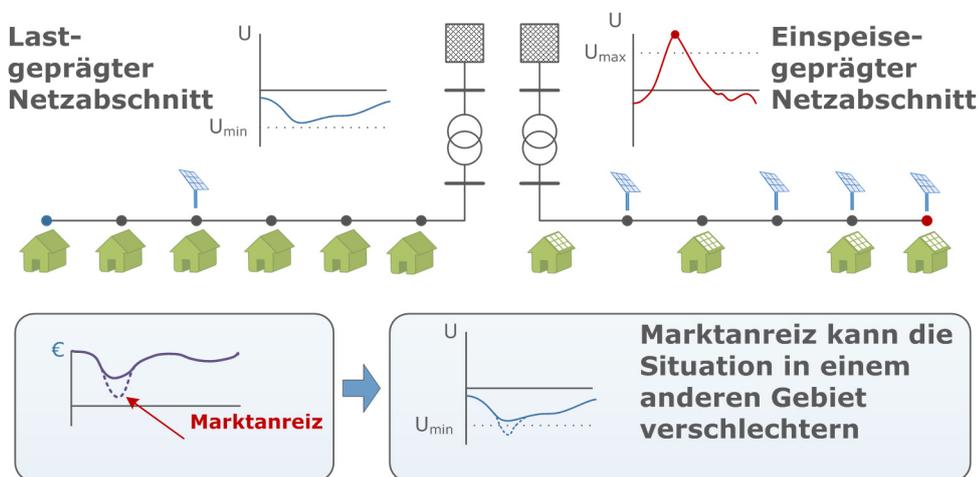


Abbildung 3-19: Einfluss regionaler Marktsignale in einem gemischt last- und einspeisegeprägten Gebiet

Quelle: DNV GL

Im dargestellten Betriebsfall herrscht im lastgeprägten Netzabschnitt eine niedrige Spannung, die aber noch keine Grenzwertverletzung hervorruft. Im benachbarten einspeisegeprägten Netzabschnitt tritt eine Überspannung auf, die in der Region als Marktanreiz durch die Netzampel eine Reduzierung des Marktpreises hervorruft. Durch die damit verbundene Erhöhung der Lasten wird die Spannung reduziert. Während im einspeisegeprägten Netzabschnitt der Netzengpass behoben werden kann, führt dies im



lastgeprägten Netzabschnitt zu einem neuen Netzengpass, der ein entgegengesetztes Marktsignal erfordern würde. Da ein zu kleiner Markt auf Ebene einer Ortsnetzstation oder eines einzelnen Niederspannungsstrangs zu Marktversagen führen würde, ist es in Mischregionen zielführender, vorab bilaterale Flexibilitätsoptionen vertraglich zu vereinbaren und bei Bedarf gezielt abzurufen.

Neben dem Engpassmanagement im Verteilnetz können dezentrale Einspeiser, Lasten und Speicher auch Flexibilitäten als Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber anbieten. Hierbei wird insbesondere eine Beteiligung an der Frequenzregelung und der Spannungshaltung diskutiert. Aktuell wird die Beschaffung von Regelleistung wöchentlich oder täglich ausgeschrieben und der Abruf erfolgt spontan nach Bedarf. Sofern Netzengpässe im Verteilnetz vorliegen ist zu klären, ob eine entsprechende Netzreserve zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen vorgehalten werden muss, oder ob eine Netzampel dem Übertragungsnetzbetreiber das Vorhandensein eines Engpasses signalisiert. Damit in letzterem Fall eine Ersatzbeschaffung der Systemdienstleistung möglich ist, muss diese Art der Netzampel basierend auf den zu erwartenden Fahrplänen eine Vorhersage treffen und benötigt deshalb nicht zwangsläufig Informationen zum aktuellen Netzzustand. Der Einsatz von Simulationssystemen zur Bestimmung des zu erwartenden Fahrplans im betrachteten Verteilnetzbereich ist dafür allerdings erforderlich. Eine IKT-Anbindung an die dezentralen Anlagen zum Abruf der Flexibilitäten ist ebenfalls zwingend erforderlich.

Überträgt man die Untersuchungsergebnisse der Modellnetz-Berechnungen mit Hilfe der Monte-Carlo-Analyse auf die gesamte Schweiz, so ergibt sich ein eingeschränkter Einsatzbereich für ein Ampelmodell. Nur in städtischen Verteilnetzen kann es Nutzen stiften, da hier im Verhältnis zur fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien, vor allem Photovoltaik, ausreichend viele flexible Lasten vorhanden sind. Ein Bedarf entsteht allerdings erst nach 2020 durch die zunehmende Durchdringung der Netze mit NEE, in unseren Modellrechnungen nur im Falle des Szenarios neue Energiepolitik (NEP), das einen deutlichen Zuwachs an Solar- und Windanlagen vorsieht. Die genauere Betrachtung dieser Konstellation, also die der städtischen Verteilnetze im Szenario NEP 2035, zeigt, dass ein Ampelmodell nur bei mittlerer und höherer Sensorik einen störungsfreien Netz- und Marktbetrieb ermöglicht. Im Falle hoher Sensorik ist ein solcher Einsatz im Vergleich mit dem konventionellen Netzausbau mit hohen bzw. sehr hohen Kosten verbunden, der die Netzengpassprobleme ebenfalls beheben kann. Auch das Ampelmodell mit mittlerer Sensorik zeigt Kosten oberhalb eines Ausbaus mit regelbaren Ortsnetzstationen auf, die ihrerseits ebenfalls geeignet sind, die Spannungsprobleme in den Verteilnetzen zu beheben. Der hohe IKT-Ausbaugrad lässt sich wirtschaftlich nicht auf Basis von eigenen Sensoren darstellen. Möglich wäre er auf Basis hochwertiger Smart Meter, die aufgrund eines entsprechenden politischen Rollout-Beschlusses ausgerollt worden sind (die für die Schweiz vorgesehenen Smart Meter würden die Anforderungen erfüllen). In diesem Falle liegen die Kosten (in denen die Smart Meter und die nachgelagerte Informationserfassung nicht inkludiert werden) im Bereich der Kosten eines Ausbaus mit rONS. Der weitere Vergleich der Varianten zeigt keine nennenswerten Unterschiede in den Nutzen, soweit wir diese im Rahmen dieses Gutachtens ermitteln konnten. Die gelben Ampelphasen, in denen das Ampelmodell den Flexibilitätsmarkt aktiviert, machen in den in Frage kommenden Varianten des Ampelmodells weniger als 0,35 % der Stunden eines Jahres aus. Zwar sind die Preisdifferenzen zum Systemmarkt während der Gelbphasen erheblich, dennoch kann man aufgrund der Seltenheit des Eintritts keine wesentlichen Investitionsanreize erwarten. Dies zeigt auch der Blick auf die durchschnittliche absolute Preisdifferenz zwischen Flexibilitätsmarkt- und Systempreis, der in unseren Berechnungen unter 0,5 % liegt. Zwar können wir mit unseren Modellrechnungen nicht alle Rückwirkungen des Einsatzes eines Ampelmodells erfassen, z. B. die Auswirkungen auf die Regelleistungsmärkte oder andere Systemdienstleistungen. Das seltene Auftreten der Gelbphasen legt jedoch nahe, dass auch diese kaum ins Gewicht fallen.



Für die beteiligten Einspeiser und Lasten bedeutet dies, dass sich der Vorteil des Ampelmodells im Wesentlichen auf den störungsfreien Betrieb von Netz und Markt beschränkt. Tendenziell gewinnen zwar diejenigen, die durch das Angebot von Flexibilität eine Vermarktungschance im lokalen Flexibilitätsmarkt erhalten, vor allem die Anbieter von Demand Side Management oder flexible Prosumer. Doch deren Vorteile bleiben auf einige seltene Netzsituationen beschränkt. Die Kosten für die Einführung eines Ampelmodells tragen gemäss gegenwärtiger Entgeltsystematik die Konsumenten. Soweit sie beim Strombezug keine Flexibilität anbieten können, beschränkt sich die Kosten-Nutzen-Analyse also auf den Kostenvergleich mit den Netzausbauvarianten, die ebenfalls einen störungsfreien Betrieb ermöglichen. Wie zuvor erläutert kommen hierfür unter Umständen Ampelvarianten mit mittlerer Sensorik oder solche auf Basis der Erfassung von Smart Meter-Daten in Frage. Da diese teurer sind als der konventionelle Netzausbau, hängt die Bewertung einer Einführung des Ampelmodells im Wesentlichen an der Frage nach dem indirekten Nutzen. Tatsächlich erhält der Verteilnetzbetreiber durch die installierte IKT-Ausstattung ein deutlich verbessertes Bild des Netzzustands. Diese kann unter Umständen die Mehrkosten einer Ampellösung in städtischen Verteilnetzen mit Netzengpässen rechtfertigen wenn die Zunahme der NEE in der Praxis die Netzstabilität gefährden sollte. Letztlich liegt die Bewertung dieser Frage im Ermessensspielraum des einzelnen VNB.

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

In diesem Abschnitt ziehen wir Schlussfolgerungen aus den vorangegangenen qualitativen und quantitativen Untersuchungen. Dabei gehen wir zuerst auf die Erkenntnisse aus der Kosten-Nutzen-Analyse ein und bewerten sie im Hinblick auf die zu erwartende Entwicklung in der Schweiz. Als nächstes erläutern wir unsere Schlüsse bezüglich der regulatorischen Behandlung des Ampelmodells und möglicher Alternativen. Aus den Schlussfolgerungen leiten wir schliesslich Empfehlungen für die Schweizer Energiepolitik ab.

4.1 Schlussfolgerungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse

Die Kosten-Nutzen-Analyse legt zunächst nahe, dass der Bedarf für ein Ampelmodell für die Schweizer Verteilnetze noch nicht dringlich ist. Häufigere Netzengpasssituationen sind erst bei vergleichsweise hohen Durchdringungsgraden mit neuen erneuerbaren Energien, vor allem Photovoltaik- und Windkraftanlagen, zu erwarten. Die Energieperspektiven 2050 sehen eine solch starke Zunahme erst nach 2020 und vor allem ab 2035 vor; der Ausbau der Photovoltaik in den letzten Jahren zeigt jedoch, dass diese Entwicklung auch früher eintreten könnte.

Auch das Demand Response-Potenzial muss noch weiter ausgeschöpft werden, damit ein Ampelmodell funktionieren kann. Wie in den exemplarischen Berechnungen verdeutlicht wurde, ist das Ampelmodell nur für lastgeprägte Netzkonfigurationen eine Alternative zum Netzausbau (konventionell oder mit regelbaren Ortsnetzstationen), wenn ausreichend viele Flexibilitäten an dem Flexibilitätsmarkt teilnehmen und dadurch Gelbphasen auslösen; in den niederen Spannungsebenen kommt dem Demand Side Management hier eine besondere Bedeutung zu. Der Flexibilitätsmarkt kann, wie in den exemplarischen Berechnungen gezeigt, in Netzkonfigurationen mit grösserem Anteil an flexiblen Lasten nicht nur zur Netz- und Marktintegration der neuen erneuerbaren Energien sondern auch zur netzstabilisierenden Koordination des Einsatzes der flexiblen Lasten beitragen, wenn der Systempreis in Bezug auf die spezifische Situation eines Verteilnetzes „Fehlansreize“ setzt. Dies ist vor allem in städtischen Verteilnetzen zu erwarten.

Aus diesen Überlegungen folgt ausserdem, dass das Ampelmodell für zukünftige einspeisegeprägte Verteilnetze (d. h. vor allem ländliche Verteilnetze) keine Lösung der Engpassproblematik ermöglicht. Es ist nicht zu erwarten, dass fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaik auf Preissignale in Flexibilitätsmärkten in der gewünschten Weise reagieren, da sie Grenzkosten nahe Null aufweisen und deshalb in einem marktbasieren Fördersystem (wie dem für die Schweiz vorgesehenen Marktprämien-Modell) nur bei negativen Preisen abschalten, dann aber gleichzeitig – mit negativen Folgen für die Systemstabilität. Um häufige Abregelungen oder andere Eingriffe des Verteilnetzbetreibers in das Marktgeschehen zu vermeiden, bedarf es bei derartigen Netzkonfigurationen also des Netzausbaus oder anderer Konzepte zum dynamischen Einspeisemanagement (wie bilateralen Verträgen zwischen VNB und einzelnen Erzeugern).

Bezüglich der Kosten des Ampelmodells ist festzuhalten, dass diese – nicht zuletzt wegen der geringeren Lebenszeit der notwendigen IKT Komponenten – diejenigen des konventionellen Netzausbaus übersteigen, wenn es auf eigenen Sensoren aufbaut. Eine mit Blick auf die Kosten verringerte Ausstattung mit Sensoren in den Verteilnetzen ist, wie wir gesehen haben, nicht zielführend. Das Ampelmodell kann unter diesen Umständen die Häufung von Rotphasen mit Markteingriffen des Verteilnetzbetreibers nicht verhindern. Bei einer mittleren Durchdringung mit Sensoren erfüllt das

Ampelmodell seinen Zweck, erreicht jedoch Kosten, die deutlich oberhalb der Ausbauvarianten liegen. Eine günstige Variante des Ampelmodells setzt statt eigener Sensoren die Informationen aus Smart Metern ein, um die Netzzustände zu berechnen. Dies setzt aber ein flächendeckendes Rollout von hochwertigen Smart Metern mit kurzen Datenerfassungs- und -abrufintervallen voraus (diese sind in den Rollout-Szenarien für die Schweiz auch vorgesehen). Wenn die Kosten für die Smart Meter und die Datenerfassung nicht angerechnet werden, bewegt sich diese Variante des Ampelmodells im Kostenbereich des Netzausbaus. Bei einer Abwägung zwischen Netzausbau und Ampelmodell in von Engpassituationen betroffenen städtischen Verteilnetzen kommt daher der Bewertung der indirekten Nutzen des Ampelmodells eine besondere Bedeutung zu, d. h. dem zusätzlichen Wert der im Ampelmodell zur Verfügung gestellten Information über den aktuellen Netzzustand für den Verteilnetzbetreiber. Diese kann zu einem störungsfreien Netz- und Marktbetrieb beitragen. Darüber hinaus sollten auch regulatorische Gesichtspunkte in die Bewertung mit einbezogen werden, auf die wir im nächsten Unterabschnitt näher eingehen.

4.2 Schlussfolgerungen aus regulatorischer Sicht

Die Nutzung eines Ampelmodells zur Vermeidung des Netzausbaus durch hohe Einspeisungen regenerativer Energien scheitert u.A. an einer Besonderheit der meisten dargebotsabhängigen Energien: Wind und Sonne sind kostenlos und dementsprechend sind die Grenzkosten der Erzeugung von Photovoltaik-Anlagen und Windenergieanlagen gleich bzw. nahe Null. D. h., dass PV-Anlagen so lange Strom produzieren, solange sie einen Deckungsbeitrag zu ihren Kapitalkosten erwirtschaften (i. d. R. $\text{Marktpreis} > 0 / \text{Grenzkosten}$). Der tatsächliche Grenzpreis für die PV-Anlage hängt in der Realität vom Vermarktungsmodell ab (i. S. v. Marktprämien). Die Grenze hierbei dürfte regelmässig nahe Null liegen⁵⁰. Für die Anwendung des Ampelmodells in einem Verteilnetz mit einer hohen Penetration an Photovoltaik hat dies negative Konsequenzen; alle PV-Anlagen reagieren gleichgerichtet bei gleichem Preisniveau. Im Falle des Ampelmodells würde dies dazu führen, dass die PV-Anlagen bei positiven Preisen im Flexmarkt gar nicht reagieren und - sobald die kritische Preisgrenze unterschritten ist - alle gleichzeitig abschalten. Dies könnte dazu führen, dass eine unnötig hohe Menge regenerativen Stroms nicht erzeugt würde⁵¹.

⁵⁰ Einen Grenzpreis gibt es allerdings nur im Fall einer leistungsregistrierenden Messung und der Möglichkeit der Ferneinwirkung. Anderenfalls kann die Anlage aber auch nicht im Rahmen eines lokalen Flexmarktes Flexibilität anbieten. Die Form des Fördermodells spielt ebenfalls eine große Rolle. So werden die Anlagen, die etwa im dt. Fördermodell mittels fester Einspeisetarife nicht bei Preisen unterhalb von Null abgeregelt. Dies basiert allerdings auf dem Fehlen technischer Voraussetzungen (siehe oben) und juristischer Zwänge (Vertrauensschutz). Theoretisch denkbar wäre eine Abregelung auch bei festen Einspeisetarifen. Im Falle der Direktvermarktung mittels der optionalen Marktprämie hat der dt. Gesetzgeber in der EEG Novelle 2014, festgelegt, dass die Marktprämie nur im Falle positiver Preise gewährt wird.

⁵¹ Dies ist ein generelles Problem der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, das sich bei zunehmender Penetration auch auf Grosshandelsebene manifestieren wird.

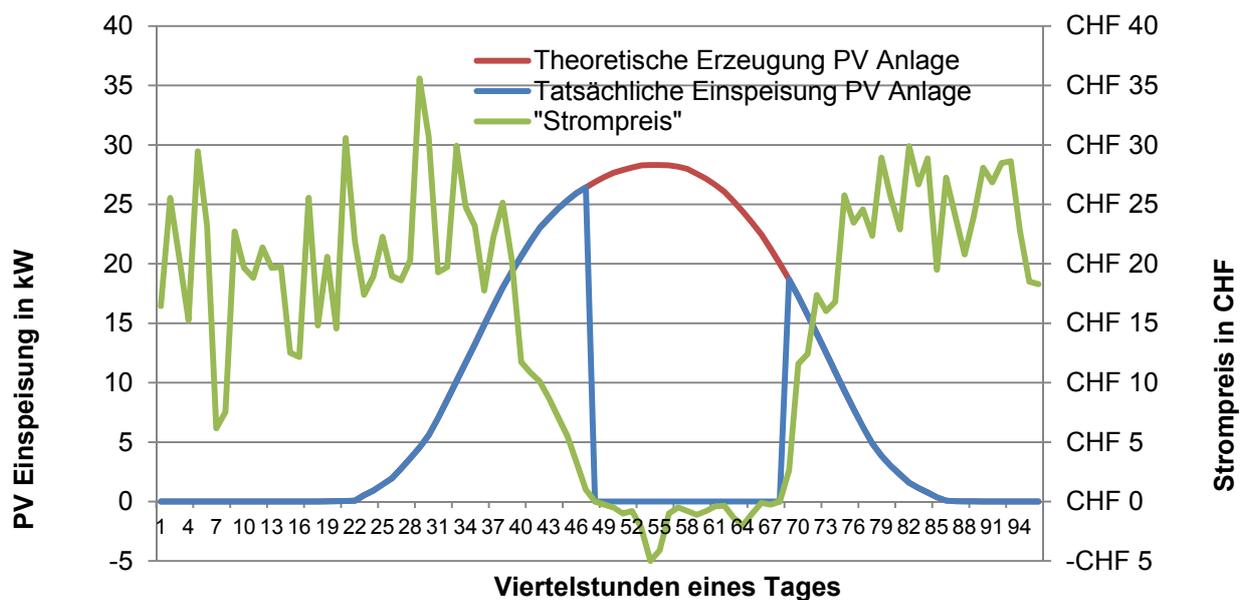


Abbildung 4-1: Stilisierte Einspeisung einer PV-Anlage in Abhängigkeit des Preises

Quelle: DNV GL

Ein Problem des Ampelmodells ist die regelmässig sehr geringe Marktbreite und -tiefe. Da Engpässe durch den Ausbau von PV und Wind vornehmlich in den unteren Spannungsebenen auftreten werden, steht dem Verteilnetzbetreiber als Single Buyer nur eine sehr beschränkte Anzahl von potentiellen Bereitstellern von Flexibilität gegenüber. Sofern sich genügend Anbieter finden, besteht aufgrund der räumlichen Nähe eine besondere Gefahr der Kollusion.

Die Organisation eines dezentralen Flexibilitätsmarktes ist ein weiterer wichtiger Punkt. Die hohe Anzahl an Verteilnetzbetreibern auf Nieder- und Mittelspannung in der Schweiz lässt einen individuellen Betrieb eines Flexibilitätsmarktes als nicht sinnvoll erscheinen. Auf der anderen Seite verfügt der Verteilnetzbetreiber als einziger über die netzrelevanten Daten, die nahe Echtzeit an den Markt kommuniziert werden müssten. Dementsprechend müsste eine Schnittstelle zentraler Flex-Marktbetreiber und VNB administriert werden.

Ein Ampelmodell setzt eine weitreichende Entflechtung des Netzbetriebes von der Stromversorgung voraus. Anderenfalls könnten Fehlanreize für den Verteilnetzbetreiber bestehen, durch ein absichtliches Herbeiführen gelber Ampelphasen Flexibilitäten aus dem verbundenen Versorgungsbereich zu bevorzugen. Ohne strikte chinesische Mauern könnte der Versorgungsbereich auf präferentielle Informationen über den Netzzustand und die Höhe der Gebote anderer Flexibilitätsquellen zugreifen. Eine solche weitreichende Entflechtung erscheint vor dem Hintergrund der fragmentierten Netzbetreiberstruktur in der Schweiz zweifelhaft⁵².

Regulatorisch stellt sich die Frage, wie sicher gestellt werden kann, dass der Flex-Markt die kostengünstigste neben der in 1.4 skizzierten Alternative für das Engpassmanagement ist. Während die Kosten des konventionellen Netzausbaus einfach prognostizierbar und bei einer fest kontrahierten Systemdienstleistung zumindest der Preis für den Abruf derselben bekannt ist, fluktuiert beim Ampelmodell sowohl der Umfang der aufgerufenen Flexibilitäten als auch der Preis. Problematisch ist

⁵² Auch ein pauschaler Congestion Forecast hilft unseres Erachtens bei der Beseitigung eines lokalen Engpasses nicht weiter: Es verbleibt eine wettbewerbsverzerrende Informationsasymmetrie zwischen dem Netzbetreiber mit assoziiertem Vertrieb und potentiellen Flexibilitätsbereitstellern.

auch ein Nebeneinander des Ampelmodells mit der in 1.4 erwähnten Systemdienstleistung „Erzeugungsmanagement“. Sofern diese Systemdienstleistung durch den Verteilnetzbetreiber bilateral kontrahiert wird, existiert für die Bereitsteller von Flexibilität der Anreiz, das System zu missbrauchen.

4.3 Empfehlungen für die Schweizer Energiepolitik

Unsere Analyse hat gezeigt, dass das Ampelmodell und der darin enthaltene Flexibilitätsmarkt keine universelle Lösung für die mittel- und langfristig zu erwartenden Engpassprobleme in den Schweizer Verteilnetzen bieten kann. In ländlichen Verteilnetzen mit vergleichsweise geringer Last und hoher Einspeisung erneuerbarer Energien kann der Flexibilitätsmarkt die Engpasssituationen unter den getroffenen Annahmen nicht auflösen. Aus technischer Sicht eignet sich das Ampelmodell zur Netzintegration neuer erneuerbarer Energien in Verteilnetzen mit ausreichend hohem Anteil flexibler Lasten, zu deren effizienten und netzentlastenden Einsatz es ebenfalls beiträgt. Die Kosten hierfür sind jedoch vergleichsweise hoch, wenn man die technischen Alternativen des Ausbaus mit konventionellen Netzbetriebsmitteln oder regelbaren Ortsnetzstationen heranzieht. Es ist sinnvoll, dem Verteilnetzbetreiber eine solche Abwägung zu ermöglichen, d. h. einen gesetzlichen Rahmen zu schaffen, der – vorbehaltlich einer regulatorischen Prüfung – dem VNB die netzentgeltfähige Einrichtung eines Ampelmodells anstelle einer umfangreicheren Netzausbaumasnahme erlaubt, sofern der Netzbetreiber gewisse Voraussetzungen erfüllt. Wichtig dabei ist, dass es für den Verteilnetzbetreiber zu keinen Zielkonflikten zwischen Netz- und Marktbetrieb kommen kann. Dies erreicht man, indem z. B. die Rolle des Marktoperators für den Flexibilitätsmarkt an eine unabhängige Instanz vergibt, ein weitgehendes Unbundling des Netzbetreibers umsetzt oder indem der Netzbetreiber nur Verträge mit Dritten abschliessen darf. Wichtigstes Kriterium für die Bewertung der Funktionalität des Ampelmodells in dem jeweiligen Verteilnetz ist dabei der zu erwartende Umfang an Flexibilitäten. Diese können einerseits durch den Flexibilitätsmarkt zur Bewältigung von starker Einspeisung eingesetzt werden, andererseits kann das Ampelmodell auch durch parallelen Einsatz von Demand Side Management ausgelöste Engpasssituationen auflösen. Nur bei einer ausreichenden Zahl von Anbietern kann die Ausübung von Marktmacht im Flexibilitätsmarkt ausgeschlossen werden.

Das Ampelmodell ist nicht die einzige regulatorische Möglichkeit zur Aktivierung lokaler Flexibilität. In einer vorhergehenden Studie⁵³ im Auftrag des Bundesamts für Energie hatten wir verschiedene Alternativen zur gegenwärtigen Netzentgeltsystematik sowie zu den Förderungsmechanismen für neue erneuerbare Energien und Speicher im Hinblick auf die Frage hin untersucht, in wie weit diese netzdienliches Verhalten von Ein- und Ausspeisern anreizen könnten. Unter anderem waren wir dabei auch auf mögliche neue, lokale Netzdienstleistungen eingegangen, bei denen der Verteilnetzbetreiber lokale Flexibilität bilateral kontrahiert, um netzkritische Situationen abzuwenden. Im Unterschied zum Flexibilitätsmarkt im Ampelmodell würde der Kontrahierungszeitraum deutlich länger ausfallen – er könnte bis zu einem Jahr dauern. Auch diese Form des Einsatzes lokaler Flexibilität setzt ausreichende IKT- und Steuerungstechnik auf Seiten des Anbieters und des Verteilnetzbetreibers voraus. Ein solches Ausschreibungsverfahren wäre aber mit geringerem administrativem Aufwand verbunden, und könnte leichter regulatorisch überprüft werden. Die Ausschreibung könnte direkt vom Verteilnetzbetreiber durchgeführt und vom Regulator überprüft werden. Die Rolle des Marktoperators würde entfallen, und damit auch die Einrichtung einer Marktplattform. Dies erscheint vor allem bei seltenen Gelbphasen angemessen, in denen die mögliche Kosteneffizienzsteigerung durch häufigere Marktinteraktion im Flexmarkt keine Relevanz hat. Eine solche Überprüfung des Einsatzes von Flexibilität durch den VNB ist

⁵³ DNV GL, „Weiterentwicklung Netznutzungsmodell“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)



in jedem Falle geboten, zumal die Entbündelung von Netz- und Erzeugungsbetrieb bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern nicht vollständig umgesetzt ist. Sowohl in einem Flexibilitätsmarkt als auch bei bilateralen Ausschreibungsverfahren für die Bereitstellung von Flexibilität müsste somit die Regulierungsbehörde prüfen, ob der beobachtete Wettbewerb eine effiziente Preisbildung ermöglicht.

Unter Umständen könnte die Standardisierung der Flexibilisierungsdienstleistung geboten sein; auch eine regulierte Vergütung dieser neuen Systemdienstleistung –anstelle einer Preissetzung in einem Ausschreibungsverfahren- ist denkbar (v.a. in Fällen mangelnder Entflechtung). Dies bietet sich vor allem dort an, wo die Voraussetzungen für eine effiziente Preisbildung im Ausschreibungsverfahren nicht gegeben sind, also bei fehlender Entflechtung oder geringer Zahl von Anbietern von Flexibilität im betroffenen Verteilnetzgebiet. Eine genaue Analyse und Bewertung von Flexibilitätsdienstleistungen und ihrer Ausgestaltungsparameter kann in dem vorliegenden Gutachten allerdings nicht vorgenommen werden; wir empfehlen hierzu eine eigene Studie.

Abschließend kommen wir zu folgenden Empfehlungen im Hinblick auf die Schweizer Energiepolitik:

- Grundsätzlich kann die Aktivierung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau darstellen, wenn bestimmte Voraussetzungen in dem Verteilnetz erfüllt sind, das heisst genauer: wenn ausreichend und ausreichend diverse Flexibilität vorhanden ist, um die absehbaren Engpassituationen zu bewältigen.
- Die Einrichtung eines Flexibilitätsmarktes oder alternativ die Einführung von bilateral kontrahierten Flexibilitätsdienstleistungen sind allerdings beide mit erheblichen Kosten –v.a. im Hinblick auf die notwendige IKT- verbunden, die gegenüber den Kosten des Netzausbaus abzuwägen sind.
- Der Schweizer Gesetzgeber sollte die Aktivierung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber unter bestimmten Bedingungen erlauben und die damit verbundenen Kosten entgeltfähig machen. Genauer gesagt sollte die Erlaubnis zur Einführung einer Flexibilitätsaktivierung an eine Untersuchung des Verteilnetzbetreibers gebunden werden, die sowohl die Effektivität, sondern auch die Kosteneffizienz der Massnahme nachweist. Die Untersuchung sollte einer regulatorischen Prüfung unterliegen.
- Aufgrund der vorliegenden Ergebnisse ist eher davon auszugehen, dass eine Aktivierung von Flexibilität durch einen lokalen oder regionalen Flexibilitätsmarkt in der Schweiz gegenüber einem Modell mit bilateralen Ausschreibungsverfahren nicht zu empfehlen ist. Dies liegt an der mangelnden Entbündelung in den Schweizer Verteilnetzen, dem geringeren administrativen Aufwand der Umsetzung und der einfacheren Regulierungsaufsicht. Ein abschließender Vergleich der beiden Optionen ist jedoch im Rahmen des vorliegenden Gutachtens nicht möglich, da die Kosten-Nutzen-Bewertung nur für den Flexibilitätsmarkt vorgenommen wurde.

Das Thema Aktivierung von Flexibilität im Verteilnetz ist von hoher Relevanz, nicht aber hoher Dringlichkeit für die Zukunft der Schweizer Verteilnetze, so dass sich eine weitere Prüfung der regulatorischen Alternativen empfiehlt.

REFERENZEN

1. BDEW (2012) „Diskussionspapier – Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt“, Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin
2. BDEW (2013) „BDEW Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin
3. BDEW (2015) „Diskussionspapier – Smart Grids Ampelkonzept: Ausgestaltung der gelben Ampelphase“, Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin
4. BFE (2014) „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz“, Bundesamt für Energie, Bern
5. BFE (2015) „Roadmap Smart Grids“, Bundesamt für Energie, Bern
6. Cigré (2014) „Benchmark System for Network Integration of Renewable and Distributed Energy ReQuelles: ISBN: 978-284-873-270-8, Cigré, Frankreich
7. Consentec (2012) „Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern
8. DNV GL (2015) „Weiterentwicklung Netznutzungsmodell“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern
9. DNV KEMA (2013) „Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern
10. Ecofys (2015) „Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber“, Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bern
11. ERGEG (2012) „Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas“, Brüssel
12. KRSV (2012) „Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz - Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung - KRSV“ - Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Aarau
13. Neusel-Lange, N. (2013) „Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze“, Bergische Universität Wuppertal, Dissertation
14. UVEK (2012), „Folgeabschätzung einer Einführung von "Smart Metering" im Zusammenhang mit Smart Grids" in der Schweiz“, Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Bern
15. Kays, J. (2014): "Agent-based Simulation Environment for Improving the Planning of Distribution Grids", Technische Universität Dortmund, Dissertation
16. Seack, A. (2015): „Multi-level distribution grid planning process by means of a multi-agent-system“ CIRED Conference 2015, Lyon
17. VDE (2014), Regionale Flexibilitätsmärkte: Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, Studie des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt a.M.

ANHANG A: ERGEBNISSE SENSITIVITÄTSRECHNUNGEN

Tabelle 0-1: In der Zeitreihenanalyse berechnete Szenarien und Sensitivitäten für verschiedene IKT-Durchdringungsgrade

Szenario	Sensitivität	Szenariojahr	Netzstruktur	Kleinwasserkraft ⁵⁴	Elektrofahrzeuge ⁵⁵	Wärmepumpen ⁵⁵	DMS ⁵⁵	PV-Dichte ⁵⁶	Lastdichte ⁵⁷	Preisskalierung ⁵⁸
I		NEP 2035	ländlich	1	0 %	75 %	100 %	Mittel	Basis	Basis
II		NEP 2035	städtisch	0	2 %	0 %	100 %	Gering	Basis	Basis
III		NEP 2020	ländlich	1	0 %	65 %	0 %	Mittel	Basis	Basis
IV		WWB 2035	ländlich	1	8 %	85 %	100 %	Mittel	Basis	Basis
V		WWB 2035	städtisch	0	7 %	0 %	100 %	Gering	Basis	Basis
II	Lastdichte niedrig	NEP 2035	städtisch	0	2 %	0 %	100 %	Gering	Niedrig	Basis
II	Lastdichte hoch	NEP 2035	städtisch	0	2 %	0 %	100 %	Gering	Hoch	Basis
V	Lastdichte niedrig	WWB 2035	städtisch	0	7 %	0 %	100 %	Gering	Niedrig	Basis
V	Lastdichte hoch	WWB 2035	städtisch	0	7 %	0 %	100 %	Gering	Hoch	Basis
II	Preisskalierung 60 %	NEP 2035	Städtisch	0	2 %	0 %	100 %	Gering	Basis	60 %
II	Preisskalierung 80 %	NEP 2035	Städtisch	0	2 %	0 %	100 %	Gering	Basis	80 %

⁵⁴ Anlagen pro Niederspannungsnetzgebiet

⁵⁵ In Prozent bezogen auf die Anzahl der Privatkunden in den analysierten Netzgebieten

⁵⁶

⁵⁷ Skalierung der Haushaltslasten auf 70% bzw. 140% der Basisanschlussleistung

⁵⁸ Skalierung der Systempreiskurve mit 60% bzw. 80%

Szenario	Sensitivität	Szenariojahr	Netzstruktur	Kleinwasserkraft ⁵⁴	Elektrofahrzeuge ⁵⁵	Wärmepumpen ⁵⁵	DMS ⁵⁵	PV-Dichte ⁵⁶	Lastdichte ⁵⁷	Preisskalierung ⁵⁸
V	Preisskalierung 60 %	WWB 2035	Städtisch	0	7 %	0 %	100 %	Gering	Basis	60 %
V	Preisskalierung 80 %	WWB 2035	Städtisch	0	7 %	0 %	100 %	Gering	Basis	80 %
I	Preisskalierung 60 %	NEP 2035	Ländlich	1	0 %	75 %	100 %	Mittel	Basis	60 %
IV	Preisskalierung 60 %	WWB 2035	Ländlich	1	8 %	85 %	100 %	Mittel	Basis	60 %

Quelle: ef.Ruhr

Tabelle 0-2: Ergebnisse der Zeitreihenanalyse für die Last- und Preissensitivität

Szenario	Sensitivität	IKT Durchdringung hoch	IKT Durchdringung mittel	IKT Durchdringung hoch (ohne DMS)
II	Lastdichte niedrig	Keine Ampel- phasen	Keine Ampel- phasen	Keine Ampelphasen
II	Lastdichte hoch	24 gelbe, 6 rote Ampel-phasen	51 gelbe, 10 rote Ampel-phasen	
V	Lastdichte niedrig	Keine Ampel- phasen	Keine Ampel- phasen	
V	Lastdichte hoch	Keine Ampel- phasen	Keine Ampel- phasen	
II	Preisskalierung 60%	11 gelbe Ampel- phasen		
II	Preisskalierung 80%			
V	Preisskalierung 60%		-	Keine Ampel- phasen
V	Preisskalierung 80 %	Keine Ampel- phasen		
I	Preisskalierung 60 %			
IV	Preisskalierung 60 %			

Quelle: ef.Ruhr



ÜBER DNV GL

DNV GL - Energy gehört zur DNV GL Group, die mit ihrem Geschäftszweck zum Schutz von Leben, Eigentum sowie der Umwelt in bedeutenden industriellen Bereichen beiträgt. Im Vordergrund stehen unabhängige wirtschaftliche und technische Dienstleistungen in den Bereichen Risikomanagement, Klassifizierung, Zertifizierung und Testung für die Schiffs-, Öl- und Gasindustrie sowie die Energiebranche. Darüber hinaus erbringen wir auch Zertifizierungsleistungen für Kunden aus vielen weiteren Branchen. Das Unternehmen wurde 1864 gegründet und ist mit 16.000 Beschäftigten in mehr als 100 Ländern unter dem Leitmotto 'safer, smarter, greener' aktiv.